

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA

FACULTAD DE CIENCIAS

TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA EN GEOLOGÍA

Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de la Formación San Gregorio (Paleozoico superior) en la Perforación Achar E-1 (Tacuarembó, Uruguay)

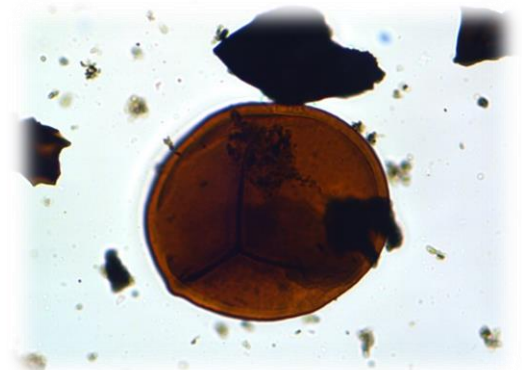
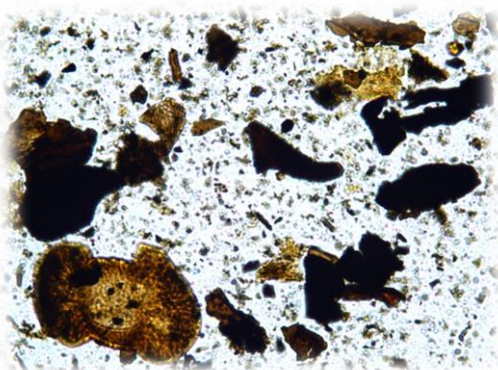


Martín Gepp

Tutora: Dra. Ethel Morales

Co-tutora: Lic. Gloria Daners

Montevideo, Uruguay - 2016



Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer enormemente a Ethel y Gloria, ambas guías en este trabajo de investigación. Han sido mucho más que tutoras, siempre brindándome consejos que escapaban de lo académico. Fueron una pieza vital de este camino, para mi formación personal y científica. Ambas contribuyeron diferentes valores más que esenciales, que serán siempre parte de mí. Significan el impulso de mi crecimiento como persona al desafiarme a tomar riesgos, y dejarme trabajar independientemente, aprendiendo que no siempre los resultados son como uno espera.

A mi familia, gran pilar de toda situación. Han sido, y serán el soporte emocional toda mi vida. Un agradecimiento más que especial a mis padres, por darme la oportunidad de crecer y volar. Por siempre destacar y confiar en mi potencial.

A todas aquellas personas de Geología, compañeros y colegas de por vida, que han sabido acompañarme a lo largo de toda la carrera, siempre remarcando lo mejor de mí, y disfrutando cada día y salida geológica. A todos ellos, gracias. En particular aquella compañera, mi geóloga favorita, que me acompañó durante todo el trayecto, desde el primer día, hasta el último, siendo ese oído y corazón que uno sueña con tener, gracias Lu.

También quiero agradecer a todos aquellos que durante el 2016 fueron una pieza vital de soporte y motivación, los amigos de siempre y los nuevos, los que están cerca y los que están lejos.

Agradezco también a la Facultad de Ciencias, por otorgarme las herramientas necesarias para desarrollar mi profesión y brindarme una segunda casa.

Por último, pero no menos importante, gracias a ti, geología.

Resumen

Este trabajo presenta una evaluación del potencial generador de hidrocarburos de la Formación San Gregorio, en la perforación Achar E-1 (Tacuarembó), a través de un análisis sedimentológico, geoquímico y palinofaciológico, así como también una comparación de resultados geoquímicos con perforaciones recientes que han atravesado la misma unidad en la Cuenca Norte.

Se caracterizaron ocho facies sedimentarias, representadas por diamictitas masivas, diamictitas estratificadas, diamictitas con estratificación distorsionada, conglomerados, areniscas con estratificación distorsionada, areniscas gradadas, areniscas con estratificación cruzada tipo *ripple* y pelitas. Se reconoció una asociación de facies correspondiente a un ambiente glacio-lacustre con probable influencia marina.

Se tomaron seis muestras para análisis geoquímicos que arrojaron como resultado una roca generadora de hidrocarburos gaseosos principalmente, con un potencial de generación regular a pobre. Todas las muestras presentaron un grado de madurez insuficiente.

Se describieron trece láminas de kerógeno. En once de las cuales, la gran cantidad de elementos retrabajados no permitió realizar una clasificación de palinofacies. En las dos restantes, se observó una asociación palinológica, compuesta mayoritariamente por fitoclastos opacos y en menor porcentaje corroídos y no opacos, tanto estructurados como no estructurados, y palinomorfos. La materia orgánica amorfa (M.O.A) se presentó dispuesta de forma granular y dispersa. La palinofacies presente se asocia a un ambiente depositacional de tipo II, según Tyson (1995), indicando un ambiente marginal. Se determinó el grado de madurez a través del índice de alteración térmica (IAT), en una espora trilete levigada, *Punctatisporites gretensis*, indicando una madurez elevada, correspondiente a la ventana del gas.

Si bien los datos geoquímicos analizados en este trabajo son escasos, los mismos resultan consistentes con los obtenidos para las perforaciones Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2 (Salto).

Índice de figuras y gráficos

Figura 1:	Mapa geográfico del departamento de Tacuarembó	3
Figura 2:	Cuencas sedimentarias onshore de Uruguay	5
Figura 3:	Columna litoestratigráfica de la Cuenca Norte	6
Figura 4:	Mapa de Isópacas de la Formación San Gregorio, 1995	12
Figura 5:	Mapa de isópacas de la Formación San Gregorio, 2004	12
Figura 6:	Mapa de isópacas de la Formación San Gregorio, 2014	14
Figura 7:	Carta geológica del Uruguay y ubicación del área de estudio	15
Figura 8:	Diagrama de Van Krevelen	19
Figura 9:	Etapas en el proceso de maduración de la materia orgánica	20
Figura 10:	Analizador Leco C230CH	24
Figura 11:	Pirolizador utilizado en los ensayos realizados	26
Figura 12:	Detalle del filtro utilizado en la Pirólisis Rock-Eval	26
Figura 13:	Pirograma representando los picos: S1, S2, S3, S4 y S5	27
Figura 14:	Diagrama ternario de análisis palinofacial de Tyson	30
Figura 15:	Escala colorimétrica de Pearson	31
Figura 16:	Mapa de isópacas de la Fm. San Gregorio	33
Figura 17:	Perfil litoestratigráfico del pozo Achar E-1	34
Figura 18:	Diamictitas masivas	36
Figura 19:	Diamictitas analizadas	37
Figura 20:	Diamictitas estratificadas	38
Figura 21:	Diamictita con estratificación distorsionada	39
Figura 22:	Conglomerado clasto soportado	40
Figura 23:	Areniscas con estratificación distorsionada	41
Figura 24:	Arenisca gradada y con laminación cruzada tipo <i>ripple</i>	42
Figura 25:	Pelitas analizadas	43
Figura 26:	Areniscas deformadas en la cantera	46

Figura 27: Panorama general de la cantera	46
Figura 28: Ambiente de sedimentación glacio-lacustre	47
Figura 29: Lámina de kerógeno de la muestra -261,7 m	57
Figura 30: Lámina de kerógeno de la muestra -264,5 m	58
Figura 31: Lámina de kerógeno de la muestra -265,8 m	59
Figura 32: Lámina de kerógeno de la muestra -290,5 m	60
Figura 33: Lámina de kerógeno de la muestra -291,25 m	61
Figura 34: Lámina de kerógeno de la muestra -292,4 m	62
Figura 35: Lámina de kerógeno de la muestra -294,8 m	63
Figura 36: Lámina de kerógeno de la muestra -297,8 m	64
Figura 37: Lámina de kerógeno de la muestra -300,2 m	65
Figura 38: Lámina de kerógeno de la muestra -303,4 m	66
Figura 39: Lámina de kerógeno de la muestra -304,4 m	67
Figura 40: Lámina de kerógeno de la muestra -267,5 m	68
Figura 41: TAI para la muestra -267,5 m	70
Figura 42: Lámina de kerógeno de la muestra -270 m	71
Figura 43: TAI para la muestra -270 m	73
Figura 44: Clasificación palinofacial para las muestras -267,5 m y 270 m	74
Gráfico 1: COT vs IP para las muestras analizadas	50
Gráfico 2: IH vs IO para las muestras analizadas	51
Gráfico 3: Variación de COT vs la profundidad (en m) para la tres perforaciones	53
Gráfico 4: Variación del IH vs de la profundidad (en m) para las tres perforaciones	54
Gráfico 5: Representación porcentual de los componentes orgánicos	69
Gráfico 6: Representación porcentual de los componentes orgánicos	72

Índice de tablas

Tabla 1: Propuestas estratigráficas para el Carbonífero - Pérmico en la Cuenca Norte	6
Tabla 2: Antecedentes exploratorios en la Cuenca Norte	11
Tabla 3: Código de litofacies para diamictitas	22
Tabla 4: Código de litofacies para conglomerados	22
Tabla 5: Código de litofacies para areniscas	22
Tabla 6: Código de litofacies para pelitas	22
Tabla 7: Parámetros geoquímicos para rocas generadoras	28
Tabla 8: Parámetros geoquímicos para rocas generadoras	29
Tabla 9: Resultados geoquímicos obtenidos	48
Tabla 10: Comparación de los resultados geoquímicos	52
Tabla 11: Conteo de los diferentes elementos palinológicos encontrados	69
Tabla 12: Conteo de los diferentes elementos palinológicos encontrados	72

Índice

1) Introducción	1
2) Objetivos	2
3) Ubicación y vías de acceso	2
4) Aspectos fisiográficos	3
5) Antecedentes	
5.1) Contexto geológico	4
5.1.1) Secuencia permocarbonífera	6
5.1.1.1) Formación San Gregorio	
a) Antecedentes	8
b) Facies y ambiente depositacional	9
c) Distribución y edad	10
d) Paleontología y edad	13
6) Geología local	14
7) Antecedentes exploratorios	16
8) Sistema petrolero	
8.1) Generalidades	17
8.2) Roca generadora	18
9) Materiales y métodos	
9.1) Materiales	20
9.2) Métodos	21
9.2.1) Sedimentológicos	21
9.2.2) Geoquímicos	23
a) COT	23
b) Pirólisis Rock-Eval	25
9.2.3) Palinofaciológicos	
a) Palinofacies	29

b) Índice de alteración térmica	31
10) Etapas del trabajo	32
11) Discusión y resultados	
11.1) Análisis sedimentológicos	33
11.2) Análisis geoquímicos	48
11.3) Análisis palinofaciológicos	56
12) Conclusiones	75
13) Bibliografía	78

1) Introducción

El presente trabajo se desarrolló en el marco del proyecto de tesis final de la Licenciatura en Geología, Facultad de Ciencias, Universidad de la República, Uruguay.

En la Cuenca Norte del Uruguay, la búsqueda de petróleo se desarrolló en forma discontinua desde el año 1950 hasta mediados de la década del '80, habiéndose retomado en los últimos años. Entre los estudios realizados en la primera etapa, sobresalen varios relevamientos gravimétricos y magnetométricos, la adquisición de sísmica de reflexión 2D y la realización de diez pozos exploratorios, todos los cuales fueron declarados secos.

En la última década, la actividad exploratoria se reactivó, habiéndose suscrito varios contratos de prospección y exploración - producción entre empresas nacionales e internacionales y la empresa petrolera estatal (ANCAP). En ese marco, se han realizado un conjunto de perforaciones estratigráficas, en la Cuenca Norte del Uruguay, que han arrojado resultados novedosos en cuanto a la potencialidad de diversas unidades estratigráficas para ser componentes de sistemas petrolíferos especulativos de la misma (Soto 2014; Soto *et al.* 2012; Conti *et al.* 2012; Marmisolle *et al.* 2012).

La unidad objeto de estudio (Formación San Gregorio) cobró protagonismo como potencial roca generadora de la Cuenca Norte, con la perforación Pepe Núñez E-1b (Salto), realizada por ANCAP en el año 2012, en la cual una muestra de pelitas arrojó resultados de COT de 15,76% (Soto 2014).

El presente trabajo pretende contribuir al conocimiento, a partir de una caracterización integral, del potencial generador de la Formación San Gregorio, en la perforación Achar E-1 (Tacuarembó), entre el conjunto de potenciales rocas generadoras de la Cuenca Norte.

La perforación en estudio fue realizada por la empresa petrolera internacional Schuepbach Energy Uruguay S.R.L, la cual realiza actividades de exploración de hidrocarburos en la Cuenca Norte desde hace varios años a través de un contrato suscrito con ANCAP.

2) Objetivos

El objetivo general del presente trabajo es evaluar el potencial generador de hidrocarburos de la Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1.

Los objetivos específicos incluyen:

- Caracterización sedimentológica y análisis de facies de la Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1.
- Evaluación de la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente en las facies de diamictitas y pelitas grises de la Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1, mediante el uso de técnicas geoquímicas analíticas.
- Análisis y caracterización de las palinofacies presentes en muestras extraídas de la Formación San Gregorio.
- Comparación de resultados geoquímicos con otras perforaciones recientes en la Cuenca Norte (Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2).

3) Ubicación y vías de acceso.

La perforación de estudio se denomina Achar E-1 y fue realizada en el año 2011 por la empresa Schuepbach Energy Uruguay S.R.L, en el marco de un contrato de exploración - producción suscrito con la petrolera nacional ANCAP.

Dicha perforación se ubica en la localidad homónima, al Suroeste del departamento de Tacuarembó, junto a la Ruta Nacional N° 43 y a 10 km de su empalme con la Ruta Nacional N° 5 (Figura 1).

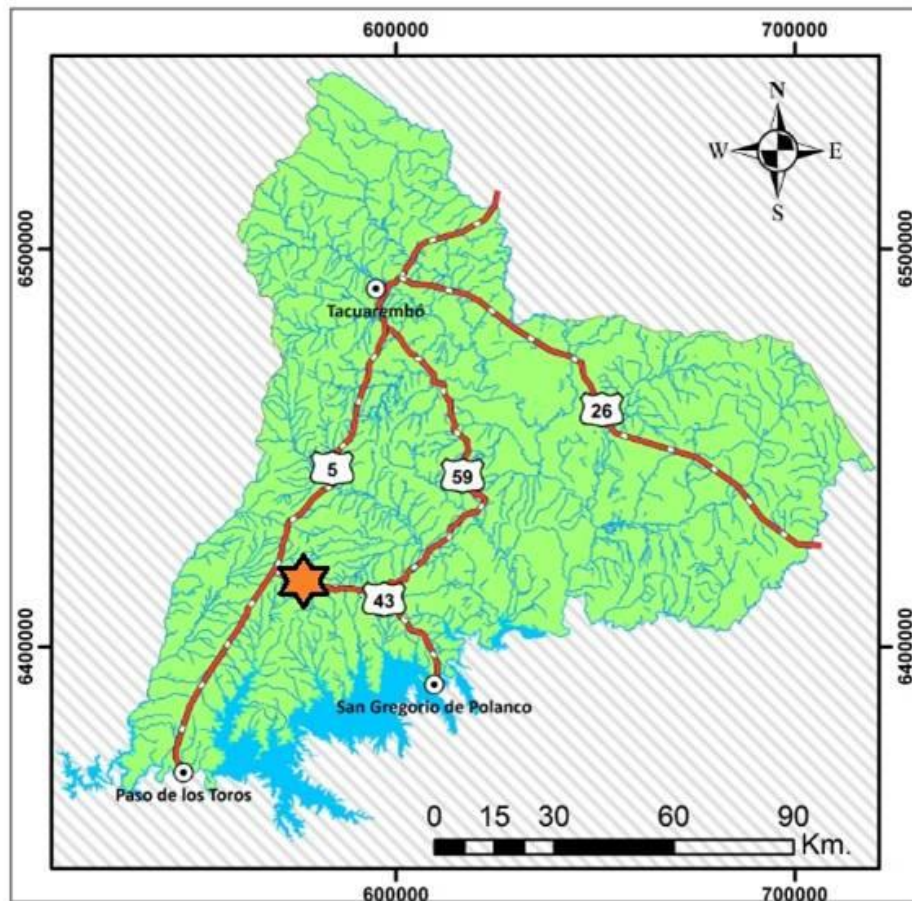


Figura 1: Mapa de ubicación del pozo de estudio en el departamento de Tacuarembó. (Estrella naranja). Modificado de Benvenuto (2016).

Las coordenadas UTM de la perforación son:

- X= 592603.00 m
- Y= 641304.00 m

4) Aspectos fisiográficos

La región en la que se ubica la perforación de estudio está caracterizada por relieves moderados a muy suaves, compuestos por penillanuras, colinas continuas y llanuras. Dichos relieves fueron representados en el Mapa Geomorfológico del Uruguay por tres unidades: cuesta basáltica, cuenca sedimentaria noreste y sistema de planicies (Panario 1988).

La cuesta basáltica conforma una extensa penillanura basculada hacia el Oeste y un frente de escarpa sometidos a erosión al Este. Este paisaje está condicionado por los extensos derrames de basalto que favorecen la preservación de formas aplanadas con dominancia de estructuras horizontales, y alternadas con lomadas o colinas (Panario, 1988), sobre estos basaltos se ubica la perforación Achar E-1.

La cuenca sedimentaria del noreste, aflorante precisamente al Noreste de la perforación en estudio, está constituida por sedimentos gondwánicos que se preservaron, en función de la resistencia de las diversas unidades, en diferentes formas de colinas.

El paisaje prácticamente plano es designado como sistema de planicies. Básicamente, está conformado por rocas y sedimentos cuaternarios, en muchos casos correspondientes a sedimentos holocénicos, que se presentan, en algunos casos, en forma de terrazas escalonadas separadas por desniveles (Panario 1988).

El área de estudio presenta una gran variedad de suelos de tipo litosoles, luvisoles, gleysoles y brunosoles (DSA, MGAP; 1976). El uso del suelo en el área es pastoril y la vegetación es de pradera de ciclo predominantemente estival (Índice CONEAT).

5) Antecedentes

5.1) CONTEXTO GEOLÓGICO

La Cuenca Paraná es una extensa cuenca intracratónica, cuyo origen se remonta al Paleozoico, que se extiende sobre más de 1.400.000 km² en la región norte de Uruguay, centro-sur de Brasil, noreste de Argentina y sur de Paraguay. La porción uruguaya de dicha cuenca se denomina Cuenca Norte y se extiende sobre un área de aproximadamente 90.000 km², en los departamentos de Artigas, Salto, Tacuarembó, Rivera y Paysandú y parcialmente en los departamentos de Cerro Largo, Durazno y Río Negro (Figura 2).

La Cuenca Norte presenta espesores acumulados perforados cercanos a los 2.400 metros (Pozo Yacaré) y un relleno constituido por rocas sedimentarias y volcánicas, de edades comprendidas entre el Devónico temprano y el Cretácico tardío (de Santa Ana 2004; Goso & de Santa Ana 1994; de Santa Ana & Ucha 1993).

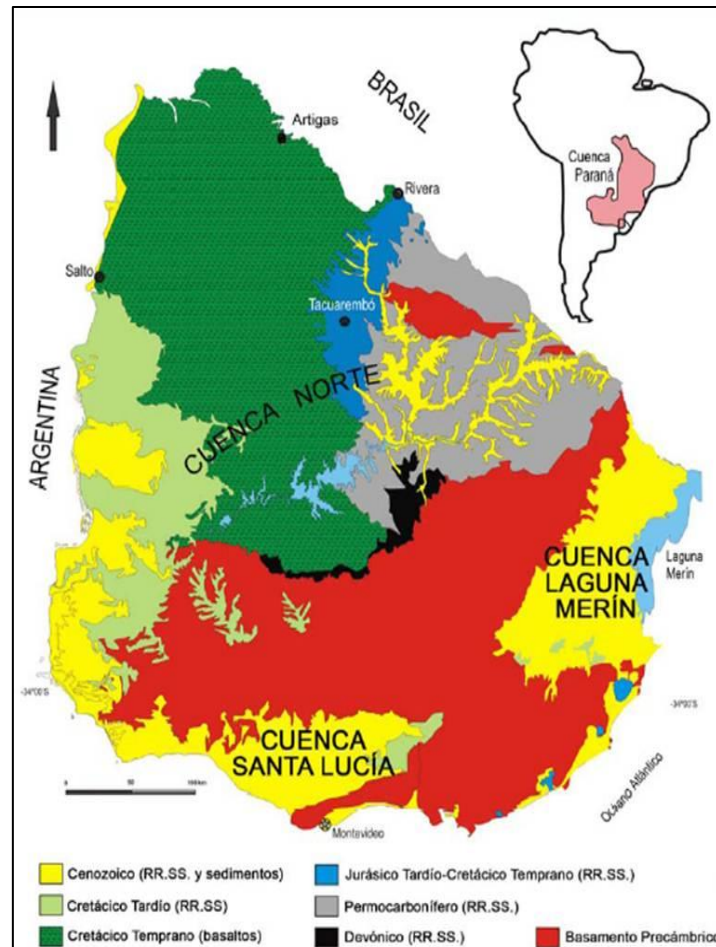


Figura 2: Cuencas sedimentarias onshore de Uruguay. Tomado de Soto (2014).

El área geográfica aflorante más representativa de la Cuenca Norte se corresponde con el curso fluvial del Río Negro, donde se pueden encontrar las mejores exposiciones de los diferentes registros sedimentarios y vulcano-sedimentarios de edad Paleozoica y Mesozoica (de Santa Ana *et al.* 2004).

Una de las características más notorias de la Cuenca Norte es su carácter policíclico, estando su relleno constituido por diferentes secuencias estratigráficas (de Santa Ana 2004, Goso 1995, de Santa Ana & Ucha 1994). De Santa Ana (2004) define cuatro grandes unidades depositacionales genéticamente relacionadas y evolutivamente diferentes, limitadas por hiatos, discordancias y/o concordancias correlativas, siendo denominadas: Secuencia Devónica, Secuencia Permo-Carbonífera, Secuencia Juro-Eocretácica y Secuencia Neocretácica (Figura 3).

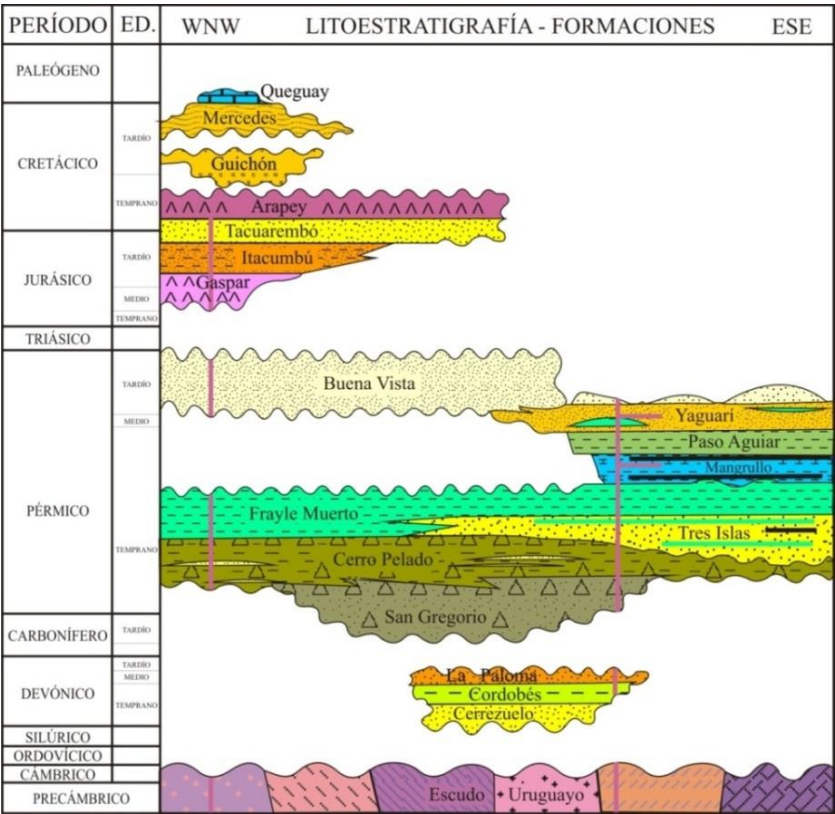


Figura 3: Columna litoestratigráfica de la Cuenca Norte, tomado de Santa Ana et al. (2006).

5.1.1) Secuencia Permo- Carbonífera

La unidad objeto de estudio de este trabajo se encuentra comprendida dentro de la Secuencia Permo-Carbonífera de la Cuenca Norte. La siguiente tabla muestra diferentes propuestas estratigráficas para el Carbonífero – Pérmico en dicha cuenca.

De Santa Ana et al. (2006)	Bossi & Navarro (1991)		Andreis et al. (1996)
Fm. Buena Vista			
Fm. Yaguari	Fm. Yaguari		Fm. Yaguari
Fm. Paso Aguiar	Fm. Melo	Mb. Paso Aguiar	Fm. Melo
Fm. Mangrullo		Mb. Mangrullo	
Fm. Frayle Muerto		Mb. Frayle Muerto	
Fm. Tres Islas	Fm. Tres Islas		Fm. Tres Islas
Fm. Cerro Pelado			
Fm. San Gregorio	Fm. San Gregorio		Fm. San Gregorio

Tabla 1: Propuestas estratigráficas para el Carbonífero - Pérmico en la Cuenca Norte.

Desde el punto de vista formal, las unidades que integran la Secuencia Permo-Carbonífera se reúnen en el Grupo Cerro Largo, en el sentido de Goso *et al.* (1996) y Goso (1995).

Los registros del Carbonífero-Pérmico en la Cuenca Norte evidencian una paulatina continentalización del área ocupada por un amplio mar abierto hacia el Oeste (de Santa Ana *et al.* 2006). Los primeros registros de esta secuencia están íntimamente ligados a un importante evento glacial conocido como “Glaciación Gondwánica” y los últimos, de naturaleza continental, están asociados a la instalación de un borde activo situado en el margen sudoccidental del continente Gondwana (Milani *et al.* 2007; Veroslavsky *et al.* 2006; de Santa Ana *et al.* 2006; de Santa Ana 2004; Andreis *et al.* 1996; Bossi & Navarro 1991).

La sedimentación de esta secuencia se procesa entonces en un contexto de paulatina interrupción de la conexión oceánica. Los registros basales se acumularon por la acción glacial o bajo la fuerte influencia de estos, habiéndose vistos favorecidos los procesos de transporte con fuerte componente gravitacional. Se asocian a este momento de evolución de la cuenca las formaciones San Gregorio y Cerro Pelado (en el sentido de De Santa Ana *et al.* 2006). Adicionalmente a las áreas de afloramiento en la región sur de la cuenca, la presencia de este tipo de depósitos se registra en pozos del Noroeste de Uruguay (de Santa Ana *et al.* 2006, Andreis *et al.* 1993, de Santa Ana *et al.* 1993).

Posteriormente, el mar epicontinental pérmico fue paulatinamente desapareciendo como resultado del levantamiento generalizado de la plataforma sudamericana, evento asociado a la construcción final de Pangea. De ese modo, sistemas deltaicos que progradan hacia el Noroeste, en un contexto transgresivo, (Formación Tres Islas) hacia un mar epicontinental pérmico (Formación Frayle Muerto) son progresivamente desplazados por sistemas de mar restringidos, representados por depósitos de ambientes litorales y de *lagoon*, cuyas litologías son agrupadas en las formaciones Mangrullo y Paso Aguiar (Veroslavsky *et al.* 2006, de Santa Ana *et al.* 2006, de Santa Ana 2004).

Finalmente, se produce la colmatación y continentalización completa de la cuenca, con el desarrollo de depósitos de sistemas litorales dominados por mareas, asignados a la Formación Yaguarí, y depósitos continentales, de ambientes fluvial y

eólico representados por la Formación Buena Vista (de Santa Ana *et al.* 2006; Veroslavsky *et al.* 2006)

5.1.1) Formación San Gregorio

a) Antecedentes

La Formación San Gregorio constituye la unidad de estudio del presente trabajo. Tal como resume De Santa Ana *et al.* (2006) el primer reconocimiento de la Formación San Gregorio corresponde a White (1908), habiendo sido posteriormente definida como “Conglomerados de Orleans” por Guillemain (1911).

El término Conglomerados de San Gregorio fue primeramente introducido por Caorsi y Goñi (1958), acuñando dicho nombre por la proximidad a la localidad de San Gregorio de Polanco en el margen derecho del Río Negro.

Bossi *et al.* (1975) y Bossi (1966) indicaron que existían dificultades en la separación y mapeo de las areniscas de la Formación San Gregorio y la suprayacente Formación Tres Islas, agrupando de esta manera entonces a lo que definieron como Formación San Gregorio-Tres Islas. Sin embargo, con posterioridad, varios autores (*e.g.* Goso & de Santa Ana 1986; Preciozzi *et al.* 1985, de Santa Ana *et al.* 1982) cartografiaron por separado ambas unidades a diferentes escalas.

Goso & de Santa Ana (1986) identificaron dos ciclos para la Formación San Gregorio, uno inferior, con litología predominantemente gruesa y secundariamente fina, y otro superior, en el que predominaban las litologías finas, conformando entonces dos unidades, una proximal y una distal, respectivamente. De Santa Ana (1989) caracterizó estos ciclos como “facies proximales” y “facies distales”.

De Santa Ana & Ucha (1994) caracterizaron dos eventos depositacionales para la Formación San Gregorio. El primero, parcialmente preservado, de características continentales y fluvio-glaciales, compuesto por tillitas, diamictitas arenosas y areniscas. El segundo, de naturaleza glacio-marina, constituido por diamictitas pelíticas y areniscas turbidíticas.

Goso (1995) presenta un nuevo aporte estratigráfico al conocimiento de la Formación San Gregorio, basándose en numerosos afloramientos y testigos de perforaciones exploratorias.

Andreis *et al.* (1996) separaron “secuencias glaciales” (o subglaciales) de “secuencias glacio-marinas” dentro de la formación San Gregorio, integrando dentro de esta unidad las litologías asignadas por Goso (1995) a la Formación Cerro Pelado. La misma posición es planteada por Bossi & Navarro (2001).

De Santa Ana *et al.* (2006) y de Santa Ana (2004) proponen una nueva columna litoestratigráfica para la Cuenca Norte integrando la redefinición de la Formación Cerro Pelado y caracterizando a la Formación San Gregorio en el sentido de Goso (1995), propuesta que es seguida en este trabajo (Figura 3).

b) Facies y Ambiente depositacional

De Santa Ana (2004) define el denominado ciclo glaciogénico (Carbonífero-Pérmico temprano) como constituyendo la porción inferior de la Secuencia Permo-Carbonífera e integrado por las formaciones San Gregorio y Cerro Pelado. Según este autor dicho ciclo puede ser subdividido en dos subciclos: a) Subciclo glacial y glacio-fluvio-lacustre (Sistema Río Negro), y b) Subciclo glacio-marino (Sistema Cuchilla de Guazunambí). La Formación San Gregorio se incluye en el primero de estos subciclos y presenta una gran heterogeneidad litológica, siendo este el criterio más importante para su definición estratigráfica. Presenta predominancia de diamictitas, areniscas desde muy finas a gruesas, conglomerados y ritmitas, con arreglos en general granodecrecientes y tonalidades diversas (rojo, púrpura, marrón amarillento, ocre y gris).

Dicho sistema fue reconocido en los pozos Salsipuedes, Guichón, Paso Ulleste, Paso Borracho, Clara, Cuchilla de Zamora, Tacuarembó y Fraile Muerto. De Santa Ana (2004) describe asociaciones de facies fluvio-glaciales, y glacio-lacustres con retrabajamiento marino para la unidad.

Andreis *et al.* (1993) constatan la presencia de ciclos granodecrecientes y granocrecientes que parecen obedecer a la influencia de avances o retiros de glaciares. Atribuyen la presencia de pelitas de los depósitos glacio-marinos a las subidas del nivel del mar (procesos glacio-eustáticos).

Goso (1995) realiza una interpretación de los procesos sedimentarios y facies sedimentarias presentes en numerosos testigos de perforaciones efectuadas por la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE) con el objetivo de explicar la génesis de las diferentes litofacies en el área. De esta manera, describe facies

diamictíticas, conglomerádicas, arenosas y pelíticas. Dentro de las facies diamictíticas fueron descritas diamictitas macizas y diamictitas estratificadas, siendo las primeras generadas bajo la influencia de procesos bajo el agua o subaéreos gravitacionales a través de medios altamente viscosos. Una importante cantidad de material fino presente sugiere la removilización en masa de los sedimentos, como consecuencia del deshielo en épocas menos frías. Frecuentemente, presentan clastos mayores, indicando retrabajamiento. Las facies diamictíticas estratificadas se interpretan como formadas por procesos de resedimentación. Las facies conglomerádicas son interpretadas como generadas por procesos sedimentarios en condiciones bajo el agua, específicamente por mecanismos turbidíticos de alta concentración. Las facies arenosas presentan retrabajamiento por ondas, encontrándose areniscas macizas, areniscas gradadas, areniscas con laminación cruzada tipo ondulada, areniscas deformadas y areniscas con laminación horizontal.

Las facies pelíticas presentan espesores de hasta varias decenas de metros. Se registran pelitas negras laminadas y pelitas macizas. Las pelitas laminadas presentan una concentración elevada de pirita, permitiendo inferir que las características del ambiente eran reductoras, y que había presencia de sulfatos disueltos. Las pelitas macizas están representadas por paquetes de gran espesor. El conjunto de estas litologías son interpretadas como depositación por decantación en instancias tectónicamente calmas.

c) Distribución y espesor

El mayor espesor de la Formación San Gregorio, según Soto (2014), es de 290 m en el pozo Guichón y el menor registro de la unidad se encuentra en el pozo Quintana E-3, siendo de 5 m. El mencionado autor modificó el espesor de la unidad presentado por de Santa Ana (2004) para el pozo Salsipuedes (hasta ese momento el mayor espesor asignado), disminuyéndolo de 330 m a 247 m.

La siguiente tabla muestra el espesor de la Formación San Gregorio, en algunos de los pozos estratigráficos y exploratorios realizados en la Cuenca Norte. Los datos fueron tomados de Benvenuto (2016), Soto (2014), de Santa Ana (2004) y la página web de Schuepbach Energy Uruguay S.R.L.

Nombre	Profundidad (m)	San Gregorio	Campaña	Espesor de Fm. San Gregorio(m)
Ullestes	973	SI	1923	255
Paso Borracho	309	SI	1930	72
Cerro Ombú	368	NO		--
Clara	122	NO		--
Cuchilla Zamora	246	SI		109
Cerrillada	234	NO	1934	--
Yaguarí	301	NO	1942	--
El Águila	495	NO	1956-1958	--
Gaspar	2297	NO		--
Artigas	1857	NO		--
Salto	2206	NO		--
Quebracho	1107	NO		--
Guichón	924	SI		290
Salsipuedes	546	SI	1986-1987	247
Pelado	1996	NO		--
Yacaré	2387	NO		--
Belén	2366	NO		--
Itacumbú	2099	NO		--
Las Toscas	350	SI	--	9
Bañado de Rocha	702	NO	--	--
Tacuarembó	350	SI	--	20
Achar E-1	152,5	SI	2011	150
Pepe Nuñez E-1b	469,5	SI	2012	150
Quintana E-1	305,5	SI		25
Quintana E-2	371.5	SI		42
Quintana E-3	315	SI		5
Cañada del Charrúa E-1	479,5	SI		150
Cañada del Charrúa E-2	522,8	SI		150

Tabla 2: Espesor de la Formación San Gregorio, en el sentido de Santa Ana (2004), en pozos estratigráficos y exploratorios de la Cuenca Norte.

El mapa de isópacas de la Formación San Gregorio ha sido actualizado en numerosas oportunidades a medida que se fue constatando su aparición en nuevos pozos. Originalmente, Goso & de Santa Ana (1986) realizaron el primer mapa de isópacas de dicha unidad (Figura 4). El mismo muestra un mayor desarrollo de la unidad hacia el sector oeste de la cuenca y refleja menores espesores de la formación hacia el sector este.

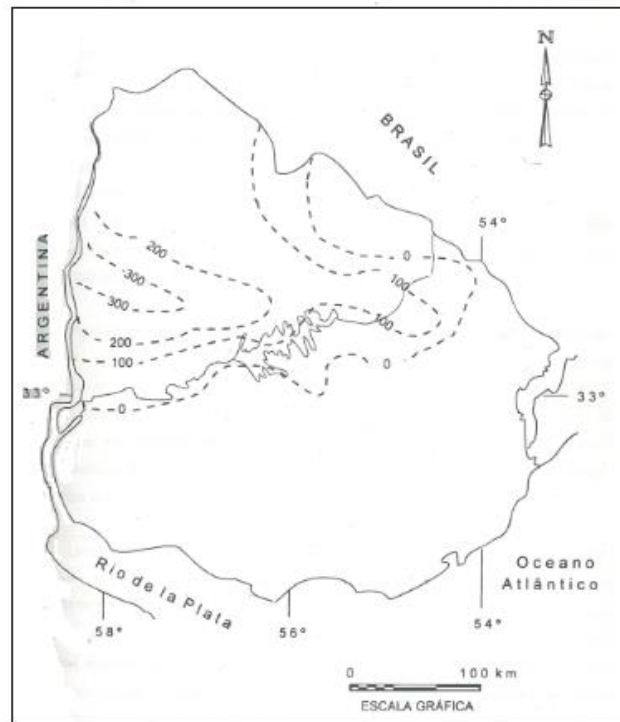


Figura 4: Mapa de Isópacas de Formación San Gregorio, según Goso & de Santa Ana (1986).
Tomado de Goso (1995).

El mapa de isópacas de la Formación San Gregorio presentado por de Santa Ana (2004) evidencia algunas diferencias con el anterior (Figura 5). Dicho mapa parece indicar un depocentro en el sector suroeste de la cuenca.

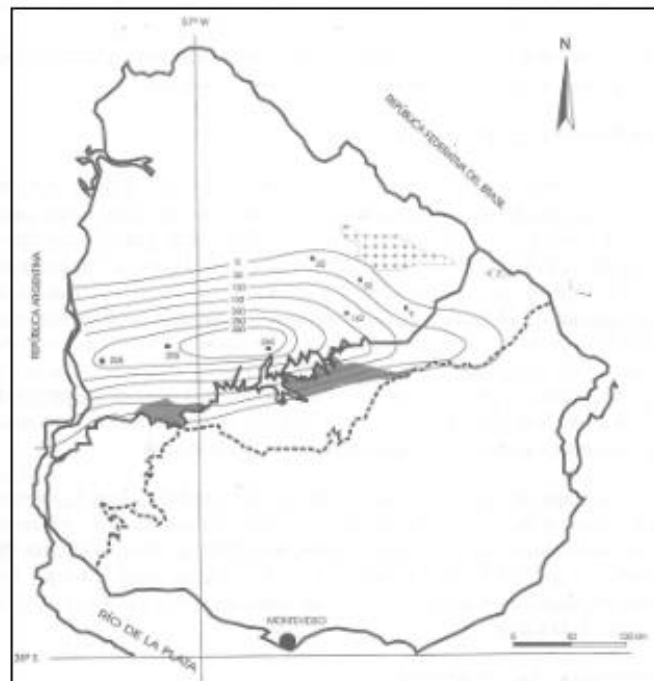
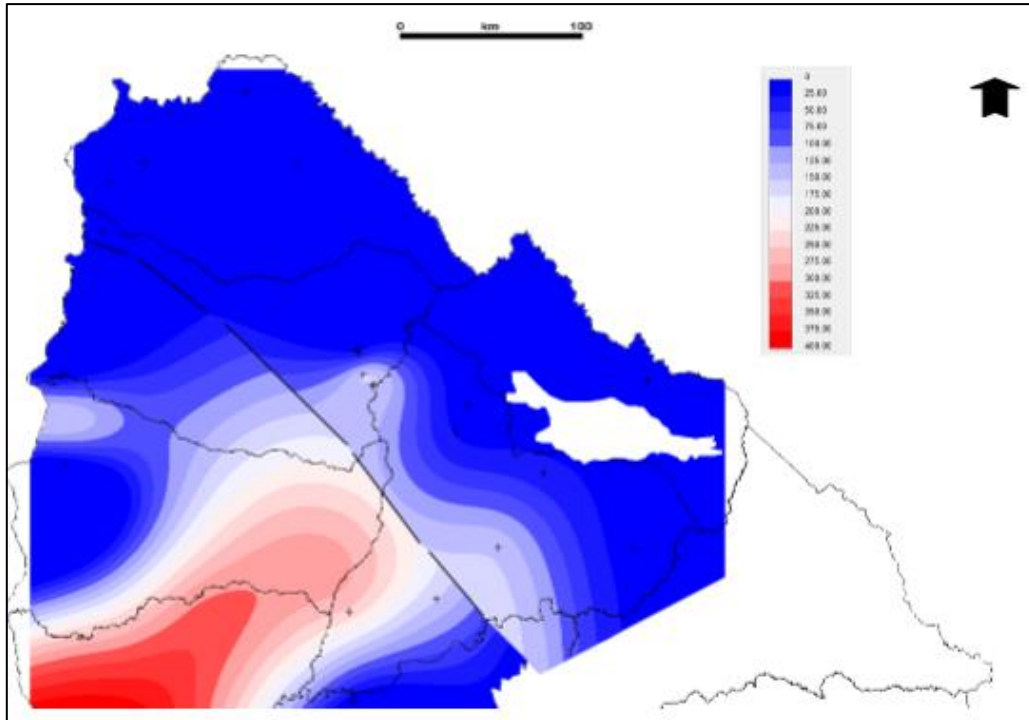


Figura 5: Mapa de isópacas de la Formación San Gregorio. Tomado de de Santa Ana 2004.

Soto (2014) presenta la última actualización del dicho mapa, al incorporar los pozos de estudio realizados por ANCAP en el año 2012 (Pepe Núñez E-1b, Quintana E-1, Quintana E-2, Quintana E-3, Cañada del Charrúa E-1 y Cañada del Charrúa E-2). El nuevo registro de la unidad provoca una extensión de la misma hacia el sector noreste (Figura 6).



*Figura 6: Mapa de isópacos de la Formación San Gregorio. Profundidad en m.
Tomado de Soto (2014).*

d) Paleontología y edad

La Formación San Gregorio posee un registro fósil tanto de macro como de microfósiles. Los primeros estudios palinológicos en Uruguay y en esta formación fueron realizados por Martínez-Maquiavello (1963), en un ensayo sistemático sobre microfósiles orgánicos recuperados de las formaciones San Gregorio y Tres Islas.

Posteriormente, Marques-Toigo (1972, 1970) realizó estudios palinológicos en el Pérmico inferior en la Formación San Gregorio, describiendo nuevas especies de esporomorfos para dicho período.

Más tarde, algunos autores (Daners *et al.* 2004, De Santa Ana 2004 y Daners & de Santa Ana 2003) realizan estudios palinoestratigráficos en la Formación San Gregorio.

Las unidades litológicas analizadas en otras publicaciones palinológicas (Beri & Goso 1998, Beri & Goso 1996, Beri & Daners 1996, De Santa Ana *et al.* 1993), quedarían incluidas dentro de la Formación Cerro Pelado según la litoestratigrafía adoptada en el presente trabajo (de Santa Ana, 2004). Aquellas son las realizadas en las perforaciones CLS3, CLS4, CLS11, CLS13, y CLS24.

Con respecto a los macrofósiles, hay una buena preservación de restos de peces (Beltan, 1988, 1981, 1977), y cefalópodos (Closs, 1969, 1967a, 1967b) en concreciones fosfáticas y carbonáticas pertenecientes a la unidad basal de la Formación.

Con relación a la edad de la unidad, la Formación San Gregorio no se encuentra exenta de controversias. Los radiolarios, peces y cefalópodos presentes en las concreciones indicarían una edad Carbonífero Tardío, mientras que el contenido palinológico presente indicaría una edad Pérmico Temprano Bajo (Daners *et al.* 2004, Daners & de Santa Ana 2003). Dicha controversia escapa de los objetivos del presente estudio por lo que no será abordada.

6) Geología Local

El relleno de la Cuenca Norte en el sector suroeste del departamento de Tacuarembó, donde se localiza la perforación Achar E-1, comprende unidades paleozoicas (formaciones Cerrezuelo, Cordobés, San Gregorio, Tres Islas, Melo, Yaguarí y Buena Vista), mesozoicas (formaciones Tacuarembó, Arapey y Cuaró) y cenozoicas (depósitos cuaternarios), algunas de las cuales están presentes sólo en subsuelo.

Próximas a la perforación Achar E-1 existen otras perforaciones, denominadas Clara y Cuchilla Zamora (Figura 7) las cuales han permitido conocer la presencia y distribución de estas unidades en el área de trabajo.

Las unidades devónicas se reconocen únicamente en subsuelo, en las perforaciones Cuchilla Zamora (Formación Cerrezuelo) y Achar E-1 (Formación Cordobés) (Benvenuto 2016; Daners *et al.* 2013).

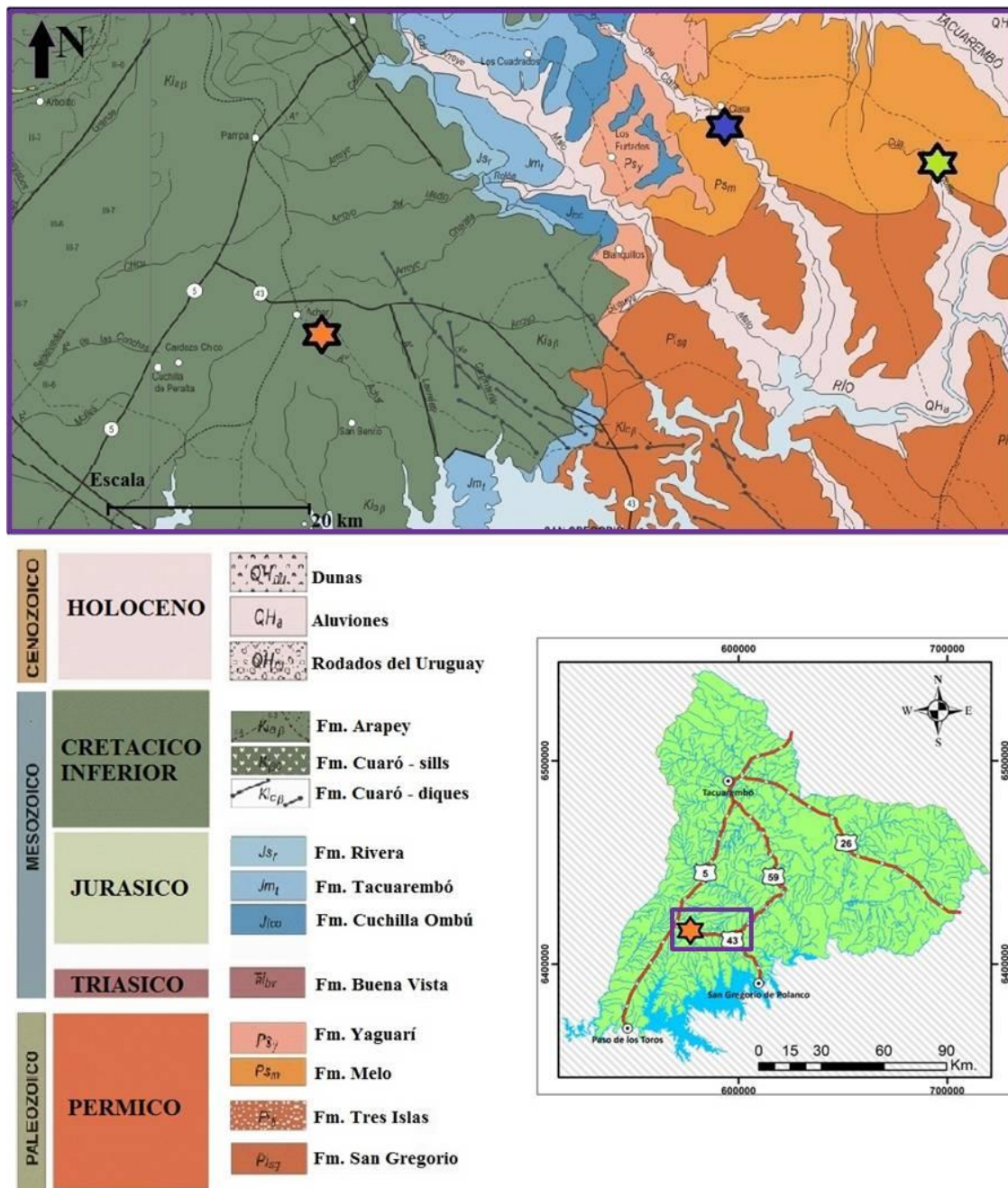


Figura 7: Carta geológica del Uruguay, destacando las perforaciones próximas al área de estudio (en naranja la Perforación Achar E-1, en azul la Perforación Clara, y en verde la Perforación Cuchilla Zamora). Modificado de Bossi & Ferrando, 2001.

Las unidades permo-carboníferas se encuentran en el área de estudio tanto en el subsuelo como aflorando. La Formación San Gregorio se constata en subsuelo en las perforaciones Cuchilla Zamora y Achar E-1 y aflora hacia el Sur y Este de la perforación de estudio. La Formación Tres Islas está presente en las perforaciones Cuchilla Zamora y Clara (Benvenuto 2016). La Formación Melo (en el sentido de Bossi

& Navarro 2001) ha sido identificada en la perforación Cuchilla Zamora (Benvenuto 2016) y aflora en dirección noreste de la perforación en estudio. La Formación Yaguarí se constata en subsuelo en el pozo Las Toscas, próximo al área de estudio (de Santa Ana 2006) y aflorando hacia el Noreste de la perforación en estudio. La formación Buena Vista aflora con orientación N-S próximo al área de estudio y en subsuelo se restringe a la perforación Achar E-1.

En cuanto a las unidades mesozoicas, se destacan la presencia de la Formación Tacuarembó, la Formación Arapey, y los diques de la formación Cuaró. Estos últimos, de hasta 28 km de longitud, desarrollándose en tramos segmentados de carácter rectos a curvilíneos, y de anchos variables, se encuentran intruyendo a todas las unidades permocarboníferas, a excepción de la Formación Tres Islas (Benvenuto, 2016). Un haz de diques de orientación NW se ubica muy próximo a la perforación Achar E-1. La Formación Tacuarembó, ocupa la zona noroeste del departamento con un control marcado N-S. La formación Arapey es la unidad aflorante en la locación del pozo Achar E-1 y aflora en todo el sector oeste.

Las unidades cenozoicas se limitan a depósitos cuaternarios. Próximo a la perforación de estudio, los depósitos recientes y actuales se encuentran principalmente al Este.

7) ANTECEDENTES EXPLORATORIOS

La Cuenca Norte presenta antecedentes de exploración de hidrocarburos tanto históricos como recientes.

Entre los históricos se destacan 10 pozos exploratorios profundos, realizados en las décadas de 1950 y 1980 y la adquisición de diversos datos geofísicos (sísmica 2D, gravimetría y magnetometría).

Entre los recientes, se destaca la realización de pozos estratigráficos por parte de ANCAP, en los departamentos de Tacuarembó y Salto, y por parte de la empresa Schuepbach Energy Uruguay, en el marco de un Contrato petrolero firmado con ANCAP. Esta empresa realizó tres pozos estratigráficos, dos ubicados en el departamento de Tacuarembó (pozos Achar y Cardozo Chico) y uno en el departamento de Paysandú (pozo Cerro Padilla). Asimismo, en la última década se han adquirido

diversos datos geofísicos, tales como sísmica de reflexión 2D, magnetotelúrica y gravimetría.

En la Cuenca Norte no se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos, aunque algunas rocas potencialmente generadoras han sido reconocidas tanto en superficie como en subsuelo.

Históricamente se han propuesto como las principales rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos a las lutitas marinas de la Formación Cordobés (Devónico temprano) y a las lutitas de *lagoon* de la Formación Mangrullo (Pérmico temprano alto). Las primeras presentan un Contenido orgánico total (COT) promedio de 3,6 %, en tanto que las segundas presentan un COT superior a 10%, encontrándose ambas inmaduras (Marmisolle *et al.* 2013; Soto *et al.* 2013; de Santa Ana & Gutiérrez 1997; de Santa Ana & Ucha, 1994).

Recientemente, la Formación San Gregorio ha sido incorporada al grupo de las potenciales rocas generadoras de la Cuenca Norte, al haber sido perforados en el pozo Pepe Núñez E-1 más de 10 m de una lutita gris a negra con valores de COT promedio de 2,38 % (Soto 2014). En dicha perforación la roca también presenta condiciones de inmadurez (Soto 2014).

8) Sistema petrolero

8.1) Generalidades

Un sistema petrolero describe la relación genética entre una roca generadora y las acumulaciones de hidrocarburos resultantes (Magoon & Dow, 1994). El concepto reúne el conjunto de elementos y procesos geológicos esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos (petróleo y/o gas natural) en un momento y espacio geográfico específico.

Los elementos esenciales que componen un sistema petrolero incluyen roca generadora, roca reservorio, roca sello y rocas de sobrecarga, en tanto que los procesos esenciales incluyen la formación de trampas y la generación, migración y acumulación de hidrocarburos (Magoon & Dow, 1994). Elementos y procesos ocurren en una secuencia tal que permite la acumulación de hidrocarburos (*timing*).

Si bien todos los elementos y procesos mencionados son requeridos para tener una acumulación de hidrocarburos, la roca generadora es el pilar fundamental de cualquier sistema petrolero. La caracterización de una roca generadora aporta información relevante para el modelado de cuencas y sistemas petroleros y constituye un elemento clave en la exploración de hidrocarburos.

8.2) Roca generadora

Una roca generadora puede definirse en sentido amplio como cualquier roca sedimentaria, de grano fino, rica en materia orgánica, que puede generar petróleo o gas en las condiciones apropiadas. Su potencial para la generación de hidrocarburos se relaciona directamente con su volumen, riqueza orgánica (tipo y cantidad de materia orgánica) y madurez térmica (soterramiento).

Las rocas generadoras son el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno. La cantidad y tipo de materia orgánica incorporado en una roca generadora, son controlados por las condiciones ambientales y depositacionales (McCarthy *et al.* 2011).

La materia orgánica insoluble en solventes orgánicos presente en las rocas sedimentarias se denomina kerógeno y puede clasificarse en cuatro tipos (I, II, III, y IV), dependiendo del contenido relativo de hidrógeno orgánico (McCarthy *et al.* 2011 y Nuñez-Betelu & Baceta 1994). Estos tipos de kerógeno corresponden a diferentes fuentes biológicas, las cuales controlan la cantidad de materia orgánica presente en el sedimento.

Kerógeno tipo I: Generado en ambientes lacustres, deriva de restos algales, y tiene el mayor potencial de generación de petróleo. Puede generar gas también, a mayores temperaturas. No es muy común.

Kerógeno tipo II: Generado en ambientes marinos, deriva de restos de fitoplancton. Puede generar petróleo y a mayor profundidad gas. Muy común.

Kerógeno tipo III: Proviene de restos vegetales, posee menor cantidad de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno; por lo cual genera básicamente gas seco.

Kerógeno tipo IV: Proviene de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos. Posee falta de hidrógeno, y como consecuencia no presenta potencial de generación de hidrocarburos.

La maduración de la materia orgánica es uno de los factores más importantes en el proceso de generación de hidrocarburos. Se trata de un proceso natural, continuo e irreversible, resultado del soterramiento de los sedimentos y rocas sedimentarias, que permite la maduración térmica de la materia orgánica y su transformación en hidrocarburos. En el transcurso del mismo, el kerógeno pierde principalmente oxígeno, a medida que libera CO_2 y H_2O , y posteriormente hidrógeno conforme libera hidrocarburos (Figura 8).

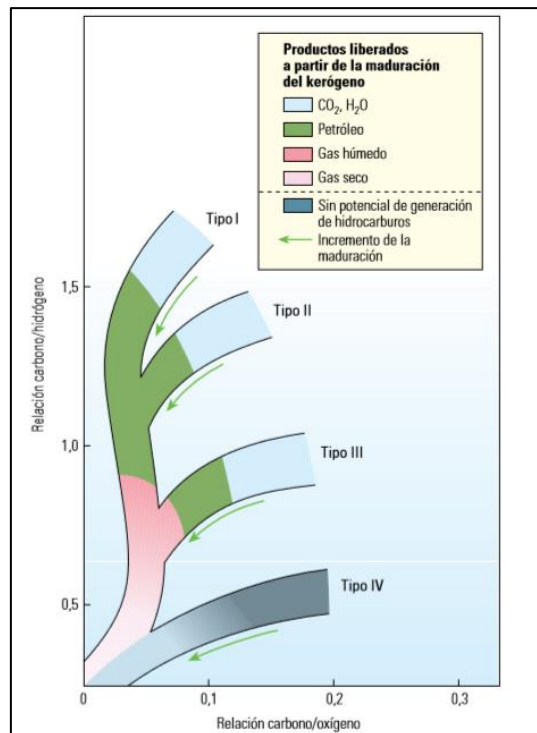


Figura 8: Diagrama de Van Krevelen, Tomado de McCarthy et al. (2011).

McCarthy et al. (2011) y Peters & Cassa (1994) describen el proceso de maduración de la materia orgánica en tres etapas (Figura 9):

Diagénesis: Se caracteriza por la alteración de la materia orgánica, por lo general a temperaturas inferiores a 50°C . Con el incremento de la temperatura la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno, y en menores cantidades, en bitumen

(materia orgánica soluble). Bajo condiciones anóxicas puede generarse gas biogénico por la acción de bacterias metanogénicas.

Catagénesis: Se genera petróleo conforme aumenta la temperatura hasta alcanzar el rango entre 50 y 150°C, donde se rompen los enlaces químicos del kerógeno. Durante dicha etapa, los kerógenos tipo I y II generan tanto petróleo como gas, mientras que el kerógeno tipo III produce principalmente hidrocarburos gaseosos.

Metagénesis: El calor adicional y los cambios químicos, producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en metano y un residuo de carbono.

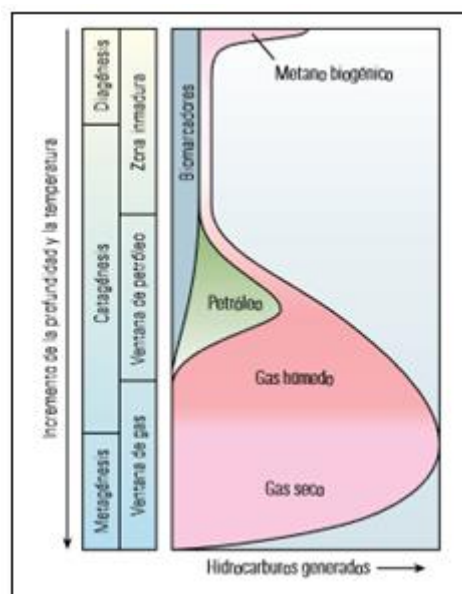


Figura 9: Etapas en el proceso de maduración de la materia orgánica. Tomada de McCarthy et al. (2011).

9) Materiales y métodos

9.1) Materiales

Para la realización del presente trabajo se dispuso de 32 muestras de testigos corona, pertenecientes a la perforación Achar-E1, cedidas por la empresa Schuepbach Energy Uruguay S.R.L. a la Licenciada Gloria Daners. Las mismas se ubican en profundidades comprendidas entre -260,7 m y -304,4 m, correspondiéndose con las facies pelíticas y diamictíticas de la Formación San Gregorio. Asimismo, se contó con 13 láminas de kerógeno, también cedidas por la empresa Schuepbach Energy Uruguay

S.R.L. a la Licenciada Gloria Daners y comprendidas en el mismo intervalo de profundidad que las anteriores.

Para el análisis de facies sedimentarias se tuvo acceso a la totalidad del tramo de la perforación correspondiente a la Formación San Gregorio, únicamente para su análisis visual, ubicado en la Litoteca de ANCAP (Capurro), y al registro fotográfico del mismo. Vale la pena mencionar que para algunos intervalos menores del tramo en consideración no estaba disponible el testigo de pozo, habiéndose contado sólo con el registro fotográfico.

9.2) Métodos

Para la caracterización del potencial generador de hidrocarburos de las rocas objeto de estudio de este trabajo se utilizaron métodos sedimentológicos, geoquímicos y palinológicos rutinarios. Dichos métodos permiten evaluar la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente en las rocas, siendo descritos a continuación.

9.2.1) Sedimentológicos

En virtud de que la cantidad y tipo de materia orgánica incorporada a una roca sedimentaria son controlados, al menos en parte, por las condiciones ambientales y depositacionales de la misma, un primer abordaje a la caracterización del potencial generador de una unidad es el análisis de sus facies y asociaciones de facies.

El análisis de facies comprende el estudio e interpretación de todos aquellos atributos tales como la textura, geometría, estructuras sedimentarias y el contenido de fósiles de una roca. De manera general, se refiere a la suma de características de una unidad sedimentaria (Middleton, 1973).

El término “Facies” ha sido utilizado para referirse a muy diversas características de las rocas, en sedimentología tiene dos acepciones principales:

Descriptiva: Se refiere al aspecto externo del estrato o conjunto de estratos. Debe hacerse a partir de los rasgos observables en las mismas. La misma incluye a las litofacies, biofacies e icnofacies. Estos términos son usados al referirse a ciertos atributos en las rocas sedimentarias que pueden ser interpretados en términos de deposición o procesos biológicos. Las litofacies enfatizan las características litológicas de las rocas (composición, tamaño de grano, estructuras sedimentarias, geometría de la capa) que pueden presentar algún rasgo producto de procesos físicos o químicos que le

dieron origen. Las biofacies se definen por los componentes fósiles; y las icnofacies describen la presencia de trazas de fósiles.

Interpretativa: es usado generalmente para un conjunto de rocas que se piensa se han sido formadas bajo condiciones similares. En este caso el nombre de facies enfatiza, por ejemplo, procesos depositacionales específicos y ambientes depositacionales.

Para la interpretación y análisis de las facies presentes en el pozo Achar E-1 se utilizó una serie de códigos convencionales propuesto por Eyles (1983) y Miall (1978) (Tablas 3 a 6).

Código	Descripción
Dm	matriz soportado
Dc	clasto soportado
D m	macizo
D s	estratificado
D d	estructura deformacional

Tabla 3: Código de litofacies para diamictitas, adaptado de Eyles, 1983.

Código	Descripción
Gg	gradado
Gt	cruzada acanalada
Gp	cruzada tabular planar
Gm	macizo
Gh	horizontal

Tabla 4: Código de litofacies para conglomerados, adaptado de Miall, 1978.

Código	Descripción
Sr	cruzada tipo ripple
St	cruzada acanalada
Sl	cruzada bajo ángulo
Sp	cruzada tabular planar
Sm	macizo
Sh	horizontal
Sq	estructura licuefacción
Sd	estructura deformacional

Tabla 5: Código de litofacies para areniscas, adaptado de Eyles, 1983.

Código	Descripción
Fl	laminado
Flr	laminación rítmica
Fbio	bioturbado
Fm	macizo
Fldef	deformado
F_d	con dropstone

Tabla 6: Código de litofacies para pelitas, adaptado de Miall, 1978.

Se denomina “Asociación de facies” a la distribución ordenada de varias facies elementales, genéticamente relacionadas. Una asociación de facies debe cumplir dos condiciones: primeramente, que se trate de facies que se encuentren juntas, y segundo, que estén genéticamente relacionadas entre sí, es decir que no medien discontinuidades entre ellas. Dichas asociaciones se reconocen a partir de su expresión vertical, constituyendo un módulo formado por la superposición vertical de dos o más facies genéticamente relacionadas que se repite periódicamente. Es a través del análisis de las asociaciones de facies que es posible interpretar el ambiente depositacional en la que se formaron las mismas (Selley 1996; Vera Torres 1994).

A efectos de este trabajo, se identificaron las facies sedimentarias y la asociación de facies presente en el tramo del pozo Achar E-1 correspondiente a la Formación San Gregorio, con el fin de interpretar el ambiente depositacional de las rocas en estudio y seleccionar el intervalo más apropiado para la realización de los análisis geoquímicos.

9.2.2) Geoquímicos

a) Carbono Orgánico Total (COT)

Evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir su contenido de carbono, ya que el mismo constituye el elemento esencial de cualquier compuesto orgánico. Asimismo, dado que el potencial petrolífero o gasífero de una roca se relaciona con su contenido de carbono, la medición del carbono orgánico total (COT) es una prioridad en la evaluación de las rocas generadoras activas o potenciales. El valor de COT indica la cantidad de materia orgánica presente en una roca, proporcionando una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de hidrocarburos (McCarthy *et al.* 2011).

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que aunque el contenido de materia orgánica en los sedimentos es, por lo general, el parámetro más utilizado para evaluar el potencial generador de hidrocarburos de una roca, el hidrógeno es el elemento limitante en la generación de hidrocarburos. La razón de analizar el carbono orgánico es, sin embargo, que sólo el hidrógeno unido a moléculas orgánicas estará activo en los procesos de generación de hidrocarburos. (Nuñez Betelu & Baceta, 1994).

Los valores de COT, de acuerdo a McCarthy *et al.* (2011), se obtienen a través de una técnica que utiliza la combustión directa de un (1) gramo de la roca. Las

muestras previamente son pulverizadas, y tratadas para eliminar cualquier carbono que se encuentre en las mismas, asociado a moléculas de carbonatos u otros contaminantes. Dicho tratamiento consiste en atacar la muestra con ácido clorhídrico HCl (ac), durante 90 minutos aproximadamente. La muestra luego es lavada, filtrada y secada. Posteriormente, se combustiona a una temperatura de 1.500°C, utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO₂ y CO. Finalmente, las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja (la cual es un detector de enlaces de carbono), y se registran como porcentaje en peso másico de la roca (COT). En este trabajo se utilizó un analizador Leco C230CH (Figura 10), perteneciente al laboratorio GeoLab Sur (Buenos Aires, Argentina).



Figura 10: Analizador Leco C230CH utilizado en los ensayos realizados en este trabajo (GeoLab Sur).

Durante el análisis se evalúan tres componentes:

- Carbono de la materia orgánica extraíble (EOM): Se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado y no ha expulsado.
- Carbono residual: Conformar la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas, debido a que se encuentra en una estructura química altamente condensada, con muy poco hidrógeno.

- Carbono convertible: Representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca.

El contenido orgánico de los sedimentos varía dependiendo de la litología y del ambiente de sedimentación. De un modo general, oscila entre 0,5 y 5,0 %, ubicada próxima al 1,5 % en promedio (Nuñez-Betelu & Baceta, 1994).

Los sedimentos de grano fino, en los cuales la difusión de agentes oxidantes es restringido, tienen menores niveles de actividad bacteriana que los sedimentos de grano grueso (Bordovsky, 1965). Por esta razón, la granulometría fina, tendrá más posibilidades de preservar la materia orgánica existiendo una clara correlación entre el contenido de materia orgánica y la granulometría. Adicionalmente, a la producción de materia orgánica en determinado ambiente sedimentario, deben existir condiciones para la concentración y preservación de la materia orgánica presente en los sedimentos. Estas condiciones se reúnen en ambientes disódicos o anódicos, tales como lagos estratificados, mares restringidos u océanos con eventos oceánicos anódicos, en los cuales la materia orgánica experimenta degradación anaeróbica, produciendo un residuo rico en hidrógeno (Nuñez-Betelu & Baceta, 1994).

Asimismo, el aporte clástico debe ser reducido para preservar la materia orgánica, a efectos de evitar el fenómeno denominado “dilución clástica” (McCarthy *et al.* 2011).

b) Pirólisis Rock-Eval

El COT evalúa la cantidad de materia orgánica presente en un sedimento, pero no su calidad ni madurez. Para evaluar estos parámetros se utiliza una técnica denominada Pirólisis Rock-Eval. Dicha técnica, ampliamente utilizada en la industria petrolera, requiere poca cantidad de muestra (100 mg), la cual es pulverizada y colocada en un filtro (Figuras 11 y 12). Tiene una duración de pocos minutos (18 aproximadamente) y bajo costo económico.

McCarthy *et al.* (2011) y Nuñez-Betelu & Baceta (1994) describen la técnica a través de diferentes estadíos. Primero, la muestra se calienta bajo una atmósfera inerte de helio a 300 °C durante 3 o 4 minutos, seguido de un incremento de la temperatura razón de 25° C por minuto hasta los 600 ° C y un enfriamiento posterior.



Figura 11: Piroлизador utilizado en los ensayos realizados en este trabajo. Modelo SRA TPH (Total Petroleum Hydrocarbon) (GeoLab Sur).



Figura 12: Detalle del filtro donde se coloca la muestra al inicio del análisis (GeoLab Sur).

Dicho ensayo se ve expresado en un pirograma (Figura 13), gráfico en el cual se pueden visualizar varios picos correspondientes a las diferentes etapas del proceso. También se pueden determinar ciertos parámetros que sirven como indicadores de madurez y calidad, tales como: Temperatura máxima ($T_{\text{máx}}$), Índice de Hidrógeno (IH), Índice de Oxígeno (IO), e Índice de Producción (IP).

Los picos representados en el pirograma son: S1, S2, S3, S4 y S5, siendo descritos a continuación (Figura 13).

- S1: Corresponde a los miligramos de hidrocarburos térmicamente destilados de un gramo de roca, en la primera etapa del análisis. Son los hidrocarburos libres originalmente contenidos en la roca.
- S2: Corresponde a los miligramos de hidrocarburos generados durante el craqueo del kerógeno contenido en un gramo de roca, durante la segunda etapa de análisis. Es la etapa de pirólisis propiamente dicha y representaría el potencial generador residual de la roca.
- S3: Corresponde a los miligramos de CO₂ orgánico generados por gramo de roca.
- S4: Refleja el monóxido y dióxido de carbono generado a partir de la oxidación del carbono orgánico residual.
- S5: Refleja el dióxido de carbono liberado de la descomposición de los minerales de carbonatos.

Los últimos dos picos (S4 y S5) no serán considerados en el presente trabajo.

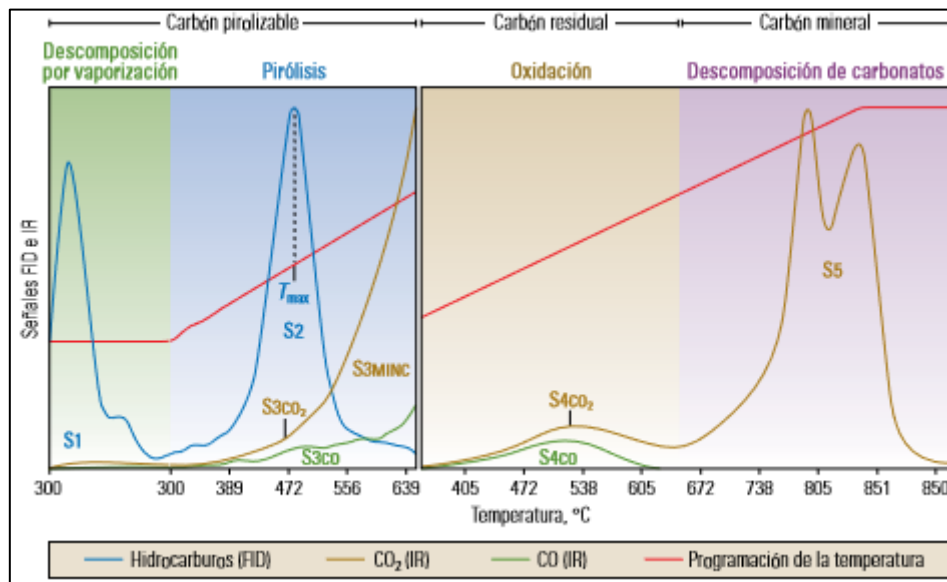


Figura 13: Pirograma representando los picos: S1, S2, S3, S4 y S5. Tomado de McCarthy et al. (2011).

Los siguientes parámetros son analizados en un análisis de pirólisis:

T_{máx}: Representa la temperatura donde la máxima cantidad de hidrocarburos es generada a partir del craqueo del kerógeno, corresponde a la temperatura máxima del

pico S2. $T_{m\acute{a}x}$ no representa la temperatura del soterramiento real de la roca, siendo más bien un valor relativo del nivel de madurez térmica, dependiendo del tipo de kerógeno. Para un kerógeno de Tipo II, un valor de $T_{m\acute{a}x}$ inferior a 435°C indica una materia orgánica inmadura. Valores de $T_{m\acute{a}x}$ entre 435 (tipo II) y 455° C (tipo I) indican condiciones de soterramiento en el inicio de la ventana del petróleo. Temperaturas entre 455 y 470° C son consideradas transicionales, y una temperatura superior a 470°C indica la zona del gas húmedo, gas seco y de la materia orgánica demasiado madura (Peters 1986).

S2/COT: Conocido como IH (Índice de hidrógeno), es un indicador del tipo y calidad de kerógeno. Expresa la cantidad de hidrocarburos pirolizables en el pico de S2 en relación al COT. Un IH mayor indica un potencial de generación de petróleo mayor.

S3/COT: Conocido como IO (Índice de oxígeno), expresa la cantidad de CO₂ en el pico de S3 en relación al COT. Indica cuánto oxígeno hay en el kerógeno.

S1/(S1+S2): Conocido como IP (Índice de producción), es una relación utilizada para caracterizar la evolución de la materia orgánica. El mismo tiende a incrementarse con la profundidad en una roca de grano fino e indica la cantidad de hidrocarburos que han sido generados en la roca en relación a la cantidad de hidrocarburos que es capaz de producir.

S2/S3: Representa la cantidad de hidrocarburos que pueden ser generados por una roca en relación al CO₂ orgánico liberado durante la primera etapa de pirolisis. Ofrece una idea del tipo de kerógeno, los de tipo III tendrán una relación menor que la de los tipos I y II.

En este trabajo se utilizarán los parámetros descritos por Peters & Cassa (1994) e ilustrados en las Tablas 7 y 8, para describir el potencial generador de hidrocarburos de las rocas objeto de estudio.

Potencial de Petróleo	COT (%)	S1 (mg HC/g roca)	S2 (mg HC/ g roca)
Pobre	0-0,5 %	0-0,5	0,2-2,5
Regular	0,5-1 %	0,5-1	2,5-5
Bueno	1-2 %	1-2	5-10
Muy Bueno	2-4 %	2-4	10-20
Excelente	>4%	>4	>20

Tabla 7: Parámetros geoquímicos para rocas generadoras. Tomado de Peters & Cassa (1994).

Tipo de kerógeno	IH (mg HC/ COT)	S2/S3	Producto principal generado
I	>600	>15	Petróleo
II	300-600	10-15	Petróleo
II/III	200-300	5-10	Petróleo y gas
III	50-200	1-5	Gas
IV	<50	<1	Ninguno

Tabla 8: Parámetros geoquímicos para rocas generadoras. Tomado de Peters & Cassa (1994).

9.2.3) Palinofaciológicos

a) Palinofacies

El término palinofacies fue primeramente introducido por Combaz (1964), quien lo definió como la asociación total de constituyentes orgánicos microscópicos presentes en la roca que permanecen luego de la maceración en ácido clorhídrico y fluorhídrico para los carbonatos y los silicatos, respectivamente.

Posteriormente, Tyson (1995) introduce un concepto de palinofacies más moderno donde lo define como un cuerpo de sedimentos que contiene una asociación distintiva de materia orgánica palinológica, que refleja las condiciones de un ambiente depositacional específico o que es asociada a un rango característico de potencial generador de hidrocarburos.

Para el análisis palinofacial se prosiguió utilizando una adaptación de la clasificación de Mendoza Filho (2012) quienes distinguieron cuatro grupos principales de materia orgánica: palinomorfos, fitoclastos no opacos, fitoclastos opacos y materia orgánica amorfa (A.O.M). Se realizó un conteo de 200 componentes con un objetivo x40 en luz transmitida, y posteriormente se realizó una descripción de las asociaciones presentes.

Una vez obtenidas las frecuencias relativas, se ingresaron los respectivos porcentajes en el diagrama ternario de análisis palinofacial de Tyson (1995). De esta manera se observó en qué campo caían los porcentajes, indicando un ambiente depositacional aproximado.

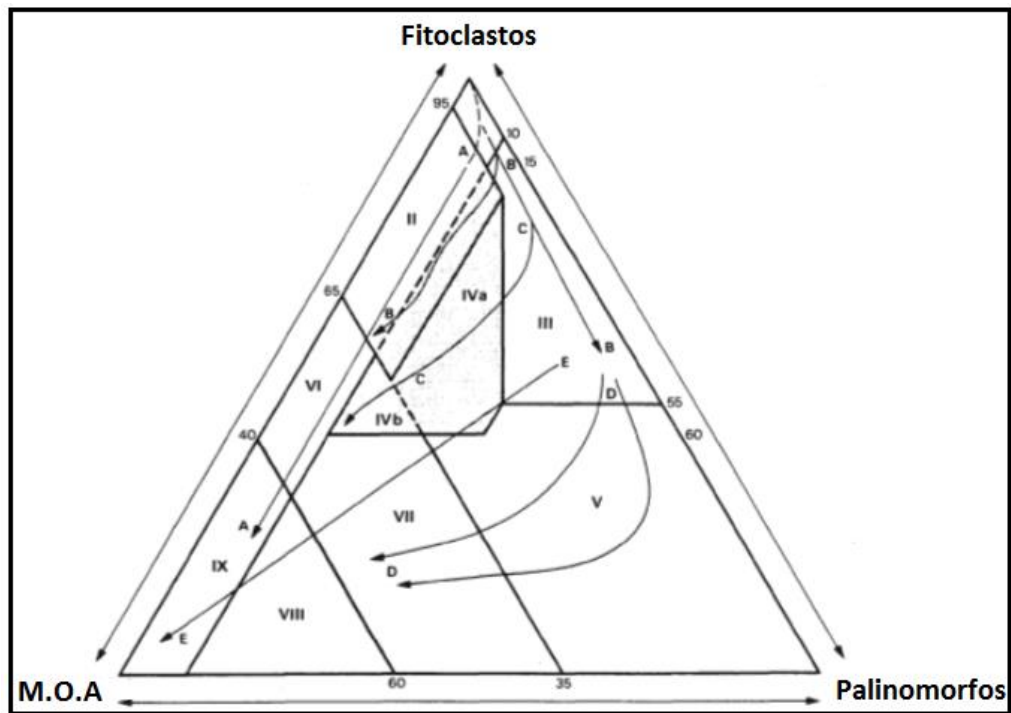


Figura 14: Diagrama ternario de análisis palinofacial de Tyson (1995).

Campos palinofaciales y sus ambientes depositacionales asociados:

- I: Altamente proximal a la cuenca
- II: Cuenca marginal disóxica-anóxica
- III: Plataforma óxica heterolítica
- IV: Transición de plataforma a cuenca
- V: Plataforma óxica, dominada por barro
- VI: Plataforma proximal subóxica-anóxica
- VII: Plataforma distal disóxica-anóxica
- VIII: Plataforma distal disóxica-anóxica
- IX: Cuenca distal subóxica-anóxica

A cada campo palinofacial, le corresponde su potencial generador de hidrocarburos. Los campos I, II, III, IV y V son principalmente generadores de hidrocarburos gaseosos (*gas-prone*) y los campos VI, VII, VIII y IX son principalmente generadores de petróleo (*oil-prone*).

b) Índice de Alteración Térmica (IAT)

Esta técnica se utiliza con el fin de estimar la madurez de la materia orgánica, a través del color de los palinomorfos en estudio. Es una técnica comparativa, donde se utiliza el color como paleotermómetro.

El color cambia como respuesta al calentamiento y profundidad de soterramiento, debido a que con el incremento de temperatura, hay alteraciones tanto físicas como químicas en los palinomorfos, donde se incrementa el contenido de carbono debido a la pérdida de oxígeno e hidrógeno (Abdullah 2011). A esta alteración se la conoce como el Índice de Alteración Térmica (TAI).

ORGANIC THERMAL MATURITY	FOSSIL COLOR	APPROXIMATE CORRELATION TO OTHER SCALES		HUE	VALUE	CHROMA	DOMINANT WAVE LENGTH	EXCITATION PURITY	MUNSELL PROD. NO.
		TAI= 1-5	VITRINITE REFLECT- ANCE					%	
IMMATURE		1		7.5Y	9	4	573.5	31	23,678
		1+		7.5Y	9	8	574	57.5	20,520
		2-		5Y	8.5	12	576	80	19,688
		2		2.5Y	8	12	579	80.5	20,856
MATURE MAIN PHASE OF LIQUID PETROLEUM GENERATION		2+	0.5%	10YR	7	12	582	83.5	23,002
		3-		10YR	6	10	582	80.5	21,322
		3		10YR	5	6	582	61	20,060
		3+	1.3%	10YR	4	4	582	50	23,177
CONDENSATE DRY GAS TO BARREN		4-		10YR	3	2	582	30	21,913
		4		10YR	2.5	1	582.5	16	19,365
		(5)							
	BLACK & DEFORMED								

ALL COLORS ARE THE SAME AS THE 1984 VERSION.

Figura 15: Escala colorimétrica de Pearson (1984).

A su vez, se puede correlacionar con otra escala, como la reflectancia de la vitrinita (Ro); siendo de gran utilidad en determinar de manera eficaz el nivel de madurez. La escala colorimétrica utilizada fue la de Pearson (1984).

En el presente trabajo, se comparó la escala colorimétrica con una espora trilete levigada de la especie *Punctatisporites gretensis*. La elección de la misma se basó en base a criterios de frecuencia en el registro y su morfología. Está ausente en el Devónico, y tiene una alta frecuencia en el Pérmico. Es pertinente que en cada lámina de kerógeno se compare siempre con la misma especie, debido a que dependiendo de cuál se utilice, el color varía.

10) Etapas del trabajo

- Recopilación y revisión de antecedentes bibliográficos.
- Descripción y caracterización de las facies sedimentarias presentes en el tramo correspondiente a la Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1 y elaboración del perfil estratigráfico del mismo. Para esto se realizaron varias visitas a la Litoteca de ANCAP (Capurro).
- Selección de 6 muestras para análisis geoquímicos, a partir de criterios comparativos y litológicos. Se seleccionaron muestras en el tramo que presentaba la coloración más oscura, posiblemente indicando un mayor contenido de materia orgánica y la mayor homogeneidad litológica, correspondiente a los siguientes metrajes: -262, 7 m, -268,1 m y -269,3 m. A efectos de caracterizar el resto de las facies de diamictitas grises y observar la variabilidad en el contenido de materia orgánica a lo largo de todo el tramo en estudio, se seleccionaron tres muestras adicionales, con un espaciamiento relativamente regular, en los siguientes metrajes: -282 m, -291,25 m, y -300,2 m.
- Se participó en la preparación de la muestra para los análisis geoquímicos en el laboratorio GeoLab SUR S.A, en la ciudad de Buenos Aires, y se estuvo presente durante el desarrollo de los mismos.
- Se compararon los resultados geoquímicos obtenidos con los del pozo Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2.

- Se estudiaron las 13 láminas de kerógeno disponibles y se realizó un análisis descriptivo de las palinofacies presentes y la determinación del IAT (Índice de Alteración Térmica) en las láminas que no presentaban retrabajamiento.
- Interpretación e integración de resultados.
- Redacción del presente trabajo de grado.

11) Discusión y resultados

11.1) Análisis sedimentológico

La Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1, presenta una potencia de 152,5 metros, ubicándose entre los -152,5 m y los -305,0 metros (la figura 16 ilustra el mapa de isópacas actualizado de la unidad de estudio). Sus contactos litoestratigráficos son con la Formación Buena Vista, en el tope, a través de una discordancia y por falla, en la base, con la Formación Cordobés. El perfil estratigráfico del pozo se presenta en la figura 17.

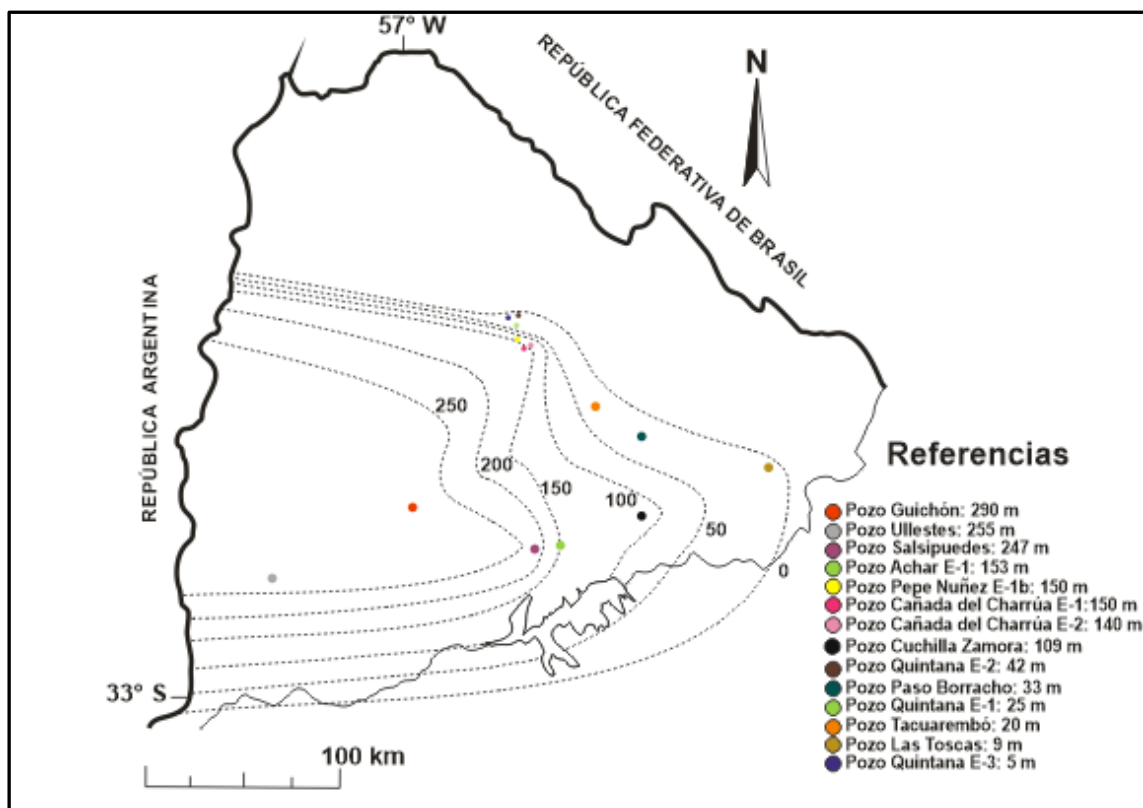


Figura 16: Mapa de isópacas de la Formación San Gregorio en la Cuenca Norte. Realizado en CorelDRAW12.

Perforación Achar E-1

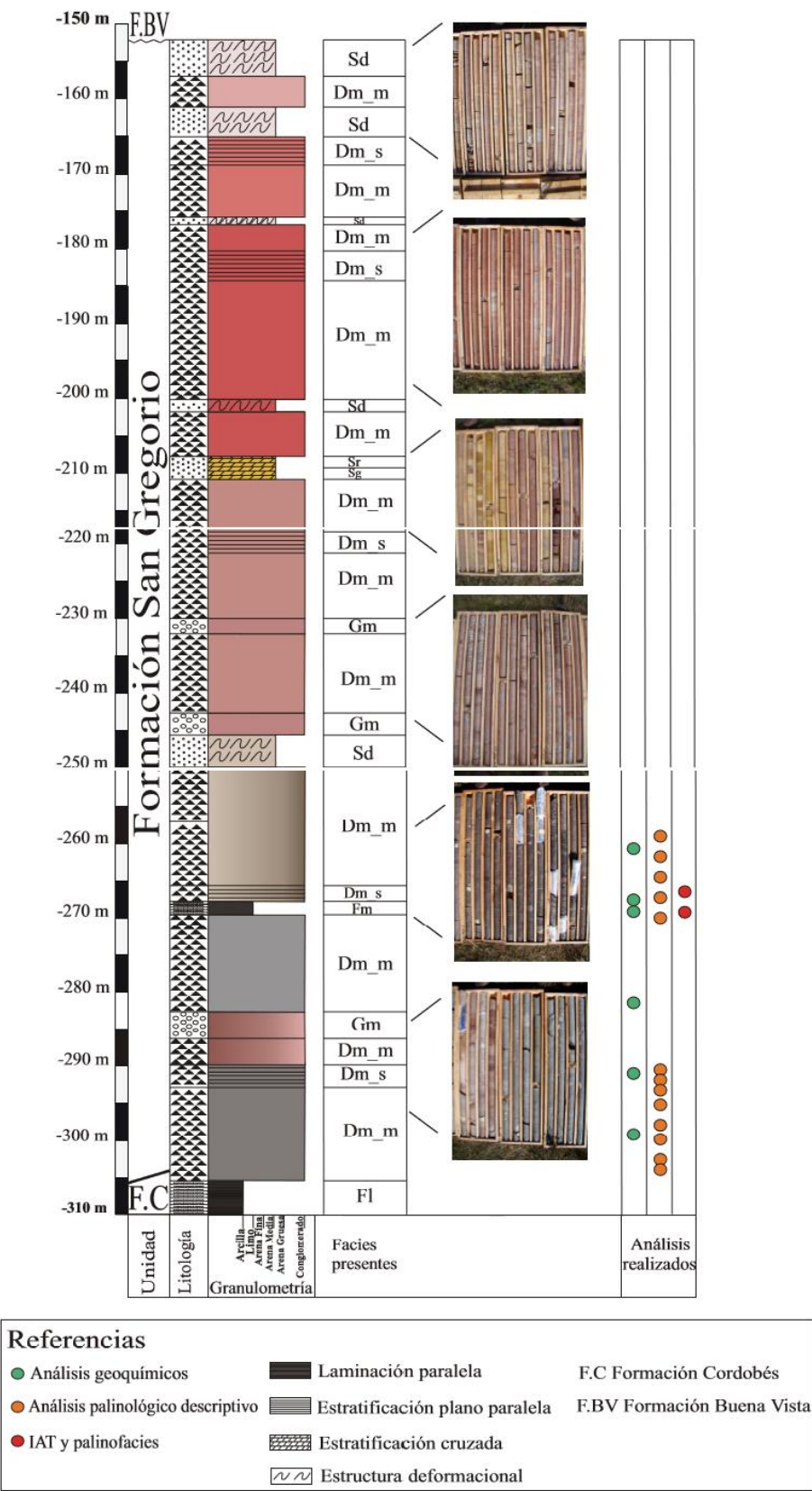


Figura 17: Perfil litoestratigráfico de la Formación San Gregorio en la Perforación Achar E-1.

El análisis sedimentológico de la perforación Achar E-1 permitió diferenciar litofacies diferentes, representadas por diamictitas masivas, diamictitas estratificadas, diamictitas con estratificación distorsionada, conglomerados, areniscas con estratificación distorsionada, areniscas gradadas, areniscas con laminación cruzada tipo *ripple* y pelitas. Las mismas son descriptas a continuación:

Facies de diamictitas masivas (Dm_m)

Esta facies predomina a lo largo de la unidad objeto de estudio, representa más del 50% del total, presentando espesores variables de hasta 20 metros, aproximadamente. Está caracterizada por diamictitas de coloraciones variables y aspecto masivo.

Las diamictitas de colores vivos, rojizos y rosáceos predominan hacia el tercio superior de la unidad, en tanto que hacia el tercio medio predominan las coloraciones rosáceo clara y amarronadas y hacia el tercio inferior las tonalidades oscuras (gris claro a gris oscuro).

Están constituidas por clastos de naturaleza polimíctica, inmersos en una matriz fina de tamaño de grano arena fina a pelita, a excepción de algunos niveles de diamictitas ubicadas en el tercio inferior, que poseen una matriz más arenosa. Los clastos son subredondeados a redondeados con un tamaño de grano de hasta 15 cm de diámetro y densidad cercana al 25 % (en relación a su esqueleto).

Las diamictitas masivas se encuentran intercaladas con diamictitas estratificadas a lo largo de toda la unidad. Hacia el tercio superior se presentan asociadas a areniscas medias a finas con estratificación distorsionada, de espesor decimétrico a métrico, más abundantes hacia el tope y contactos netos. Hacia el tercio medio de la unidad, presentan intercalaciones de conglomerados y en menor medida de areniscas con estratificación distorsionada y contactos netos. Hacia el tercio inferior de la unidad las intercalaciones son con pelitas y conglomerados.



Figuras 18: Diamictitas masivas de color rojizo, amarronada, y grisácea; en el tercio superior, medio e inferior respectivamente, (Dm_m).

Cuatro muestras de diamictitas masivas gris claro a oscuro fueron analizadas del punto de vista geoquímico. La muestra superior (-262,7 m) corresponde a una diamictita masiva, compuesta por clastos líticos de tamaño de grano arena muy fina a fina, subredondeados a redondeados, inmersos en una matriz pelítica. Mientras que las restantes, ubicadas en niveles inferiores (-282,0 m; -291,2 m y -300,2 m) presentan una coloración más clara y un grado de selección menor, presentando clastos líticos de tamaño de grano hasta grava, subredondeados a subangulosos, inmersos en una matriz de tamaño de grano arena fina y limo (Figura 19).



Figura 19: Muestras de diamictitas masivas de color gris oscuro y gris claro, correspondiente a -262.7 m (izquierda) y -300,2 m (derecha), seleccionadas para realizar análisis geoquímicos.

Facies de Diamictitas estratificadas (Dm_s)

Esta facies incluye diamictitas de coloraciones variadas, desde rojizas hasta gris oscuro, distribuidas a lo largo de toda la unidad, con espesores de hasta 5 m. Se presentan asociadas a diamictitas masivas y en menor medida a conglomerados, areniscas y pelitas, con contactos netos. Presentan una estratificación suavemente definida por cambios en el tamaño granulométrico de la matriz y en la coloración. Están constituidas por clastos de naturaleza polimíctica subangulosos a redondeados con un tamaño de grano de hasta 5 cm de diámetro, inmersos en una matriz fina de tamaño de grano arena fina a pelita (Figura 20).

Las diamictitas estratificadas presentes en el tercio inferior de la unidad presentan una matriz más fina (pelítica) que las ubicadas por encima. Asimismo, en el tercio inferior es posible observar alguna alternancia, con pasajes gradacionales entre diamictitas suavemente rojizas y diamictitas grises.



Figura 20: Diamictita estratificada de color rojizo y grisácea-amarronada, en el tercio superior (izquierda) e inferior (derecha) de la unidad. (Dm_s).

Diamictitas con estratificación distorsionada (Dm_d)

Esta facies se encuentra presente en el tercio inferior de la unidad objeto de estudio. Se encuentra en contacto neto con sus litologías adyacentes y en espesores de hasta 3 m.

Corresponde a una diamictita de color rojiza a amarronada, con estratificación distorsionada. Está constituida por clastos de naturaleza polimíctica subangulosos a subredondeados, inmersos en una matriz de arena fina (Figura 21). Presenta menor densidad de clastos en comparación con las diamictitas restantes.



Figura 21: Diamictita con estratificación distorsionada. (Dm_d).

Facies de conglomerados (Gm)

Esta facies se encuentra presente en el tercio medio e inferior de la formación objeto de estudio. Su mayor predominancia es en el tercio medio, donde se encuentra intercalada con diamictitas masivas y con areniscas amarillentas con estratificación distorsionada, encontrándose en espesores de hasta 2 m. Sus contactos con las litologías adyacentes son netos.

Corresponde a un conglomerado de color rosáceo a rojizo en el tercio medio de la unidad y amarronado en el tercio inferior. Se trata de conglomerados compactos, clasto soportados, con un grado de selección pobre, cuyo esqueleto está constituido por clastos de naturaleza polimíctica, de hasta 5 cm de diámetro, subredondeados a subangulosos, y una matriz gruesa, constituida por clastos líticos; presenta cemento ferruginoso.



Figura 22: Conglomerados clasto soportados del tercio medio de la unidad. (Gm).

Facies de areniscas con estratificación distorsionada (Sd)

Esta facies se encuentra asociadas a diamictitas masivas y conglomerados, siendo predominantes en el tercio superior de la unidad. Presentan una potencia máxima de 4 m.

Se trata de areniscas finas a medias, de coloración rosácea, composición cuarzo-feldespática y cemento ferruginoso (Figura 23). Se trata de areniscas con clastos redondeados mayoritariamente y subordinadamente subredondeados. Presenta buen grado de compactación, estratificación distorsionada, contacto neto con las demás litologías y frecuente deformación frágil.



Figura 23: Areniscas con estratificación distorsionada del tercio superior y medio respectivamente. (Sd).

Facies de areniscas gradadas (Sg)

Esta facies se encuentra restringida al tope del tercio medio de la unidad. Se ubica en la base de areniscas con laminación cruzada tipo *ripple* y presenta contacto neto con diamictitas masivas. Se trata de una arenisca cuarzo-feldespática con escasas micas y minerales opacos. Presenta un tamaño de grano medio a fino, coloración amarillenta y estructura sedimentaria de tipo gradación normal. Presenta clastos redondeados a subredondeados y buena selección. Es frecuente la presencia de venillas de carbonatos (Figura 24).

Facies de areniscas con laminación cruzada tipo ripple (Sr)

Como se mencionó, esta facies se encuentra asociada a la descrita anteriormente. Se ubica por encima de las areniscas gradadas y presenta contacto neto con las diamictitas masivas en el tope. Se trata de una arenisca cuarzosa de tamaño de grano fino, coloración amarillenta y buen grado de selección (Figura 24). La potencia es de 10 cm aproximadamente (encontrándose al menos tres ciclos). Presenta laminación cruzada tipo *ripple* de pequeño porte.



Figura 24: Arenisca gradada y con laminación cruzada tipo ripple. (Sg y Sr).

Facies Pelita (Fm)

Esta facies se encuentra solamente en el tercio inferior de la unidad. Se ubica intercalada con diamictitas oscuras, y su contacto con las mismas es neto. Está caracterizada por una pelita de color gris oscuro a negro, y espesor cercano al metro.

Presenta un tamaño de grano fino a muy fino, y un buen grado de selección. Se logra observar una laminación plano paralela pobremente definida en algunos sectores.

Dos muestras de pelitas fueron analizadas desde el punto de vista geoquímico. La muestra ubicada a -268,1 m de profundidad corresponde a una pelita, de color gris oscuro, bien seleccionada y con una estructura masiva a ojo desnudo. La muestra ubicada a -269,3 m de profundidad corresponde a una pelita con una coloración más oscura inclusive y con una estructura laminada pobremente definida (Figura 25).



Figura 25: Muestras de pelitas masivas de color gris oscuro, correspondiente a -268.1 m (izquierda) y -269,3 m (derecha), seleccionadas para realizar análisis geoquímicos.

Asociaciones de facies

En el perfil de la Formación San Gregorio descrito fue posible reconocer una asociación de facies correspondiente a un ambiente glacio-lacustre, en los cuales el glaciar es el área fuente de sedimentos. Los avances y retrocesos del mismo son los encargados de generar procesos de movilización de sedimentos, causados por el balance de masas y la variabilidad del régimen térmico (Assine & Vesely, 2008; Eyles *et al.* 1983).

Se puede observar en el perfil cambios en el nivel de base, resultando en cambios en el espacio de acomodación, siendo este último mayor en la base de la unidad y menor hacia el tope. Como consecuencia, las coloraciones son más oscuras en el tercio inferior, y más claras hacia el tercio superior. Asimismo, a lo largo del perfil es posible interpretar la actuación de diferentes procesos sedimentarios, algunos de menor energía, tales como decantación en aquellos niveles de litologías más finas, y algunos de mayor energía, tales como procesos gravitacionales o de tracción, asociados a las litologías más gruesas.

Las facies de diamictitas son dominantes a lo largo del perfil, siendo esta una litología característica de ambientes glaciares, aunque no exclusiva de los mismos,

pudiendo ser generada en procesos sin ninguna relación con glaciares. Los probables procesos generadores de esta facies podrían ser flujos gravitacionales subacuosos, de tipo “flujos de detritos cohesivos” o “flujos de barro” (Assine & Vesely, 2008; Eyles & Eyles 1992; Eyles *et al.* 1983), los cuales generan importantes espesores de diamictitas masivas. La existencia de varios flujos propicia la generación de diamictitas con incipiente estratificación, dada por las superficies de contacto de varios cuerpos de diamictitas masivas.

Las diamictitas estratificadas son facies en las cuales más del 10% del cuerpo presenta estratificación, definida por una sucesión de capas o láminas texturalmente distintas (Eyles *et al.* 1983). Según Assine & Vesely (2008) y Eyles *et al.* (1983) su génesis es subacuosa, pero puede deberse a diversos procesos, tales como decantación de finos acompañada de caída abundante de clastos de *icebergs*, corrientes de fondo y resedimentación o bien la actuación concomitante de todos ellos. También puede deberse a procesos de resedimentación de litologías pelíticas laminadas, en áreas donde el suministro de sedimentos finos está asociado a procesos turbidíticos y mecanismos de suspensión (Goso 1995).

Las diamictitas con intercalaciones de areniscas deformadas ubicadas en el tercio superior de la unidad son evidencias de resedimentación por deslizamiento o escurrimientos en masa (*slumps*). Según Assine & Vesely (2008) tales procesos pueden deberse a removilización de depósitos preexistentes pendiente abajo o a una gran carga sedimentaria depositada abruptamente en ambientes glacio-marino o glacio-lacustres proximales.

Las facies de conglomerados evidencian procesos de tracción, en condiciones subacuosas, probablemente confinadas, asociadas a aguas provenientes del deshielo (Assine & Vesely 2008; Eyles & Eyles 1992). Un retroceso del glaciar se vincula a un balance negativo de masas, cuando la zona de acumulación es menor a la zona de abrasión o erosión. Sistema aluviales formados por agua de deshielo transportan y depositan sedimentos en el frente del glaciar, formando planicies denominadas zonas de *outwash* (Eyles & Eyles 1992). Tales corrientes de deshielo, evidencian su mayor expresión en época de retrocesos del glaciar, cuando gran cantidad de detritos es disponibilizada (Assine & Vesely 2008).

En las facies de areniscas con estructuras deformacionales ubicadas en el tercio superior de la unidad probablemente operan procesos sedimentarios asociados a flujos

gravitacionales. Es bastante frecuente la existencia de facies con considerable deformación interna, generadas por inestabilidad de depósitos preexistentes y resedimentación pendiente abajo (Assine & Vesely, 2008).

Ubicadas también en el tercio medio de la unidad, las areniscas gradadas y con laminación cruzada tipo *ripple*, podrían responder a procesos sedimentarios asociados a corrientes de turbidez, conforme al modelo de facies de establecido por Bouma (1962). Conocidas como “turbiditas clásicas” o facies distales confinadas, corresponden a un flujo gravitacional con baja densidad de detritos. La secuencia ideal de Bouma (1962), de forma resumida, reúne de base a tope a estructuras de gradación normal, laminación paralela, laminación cruzada tipo *ripple* o cabalgante, y laminación convoluta o maciza. El fenómeno puede repetirse cíclicamente, como ocurre en el objeto de estudio, a una escala de orden centimétrico a métrico. Para el caso en estudio, se observaron solamente dos términos de dicha secuencia (Sg y Sr).

Los procesos generadores de pelitas están asociados a un predominio de procesos de decantación de material fino en suspensión, con baja tasa de sedimentación bajo condiciones subacuáticas muy calmas, en un ambiente posiblemente reductor. Su enriquecimiento en materia orgánica, marca condiciones de mínima energía para este sector de la cuenca.

Si bien en el pozo en estudio no fueron encontrados indicadores glaciales típicos tales como estructuras de estrías glaciales o “*dropstones*”, la perforación Achar E-1 se ubica muy próxima al área tipo de la Formación San Gregorio. Adicionalmente, a menos de 30 km de la perforación sobre Ruta Nacional N° 43, al Norte de la localidad de San Gregorio de Polanco, se ubica una cantera (Figuras 26 y 27) donde es posible observar prácticamente todas las facies descritas en el perfil de la Formación San Gregorio para el pozo en estudio, inclusive la presencia de “*dropstones*” en facies pelíticas.



Figura 26: Imagen de la cantera donde se observan areniscas con estratificación distorsionada. (Sd).



Figura 27: Panorama general de la cantera.

A continuación se presenta un modelo de ambientes de sedimentación glacio-lacustre, en el cual se muestran los diferentes procesos sedimentarios actuantes y se han indicado las diferentes litofacies descritas en este trabajo.

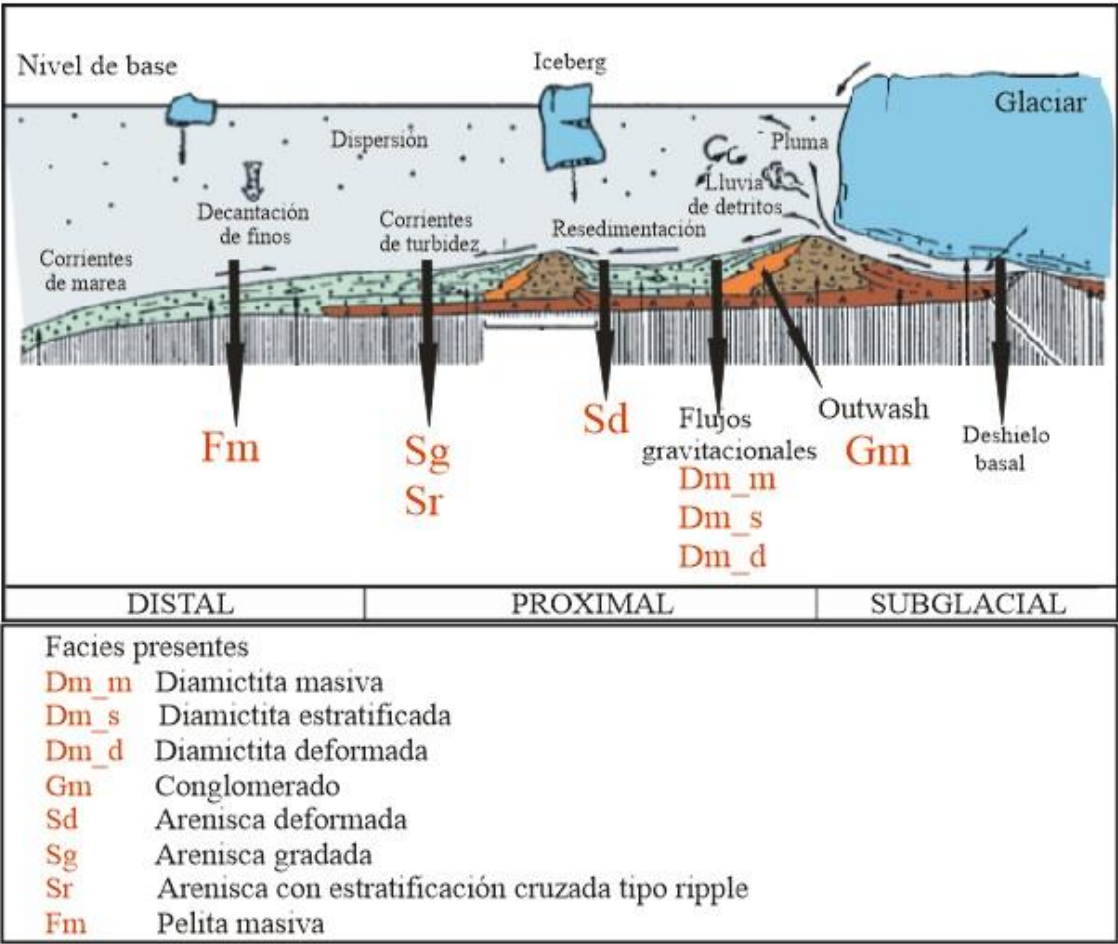


Figura 28: Ambientes de sedimentación glacio-lacustre. Modificado de Assine & Vesely (2008) y Hart & Roberts (1994).

11.2) Análisis geoquímicos

Para caracterizar el potencial generador de la roca de estudio, se utilizaron los datos obtenidos por el laboratorio GeoLab SUR S.A sobre seis muestras de la perforación Achar E-1, determinando la cantidad, calidad, y madurez de la roca según los parámetros establecidos por Peters & Cassa (1994).

A continuación se muestran los datos obtenidos por dicho laboratorio

Muestra Prof(m)	COT (%)	S1 mg/g	S2 mg/g	S3 mg/g	S1/COT	S2/COT IH	S3/COT IO	S2/S3	S1/S1+S2 IP	T máx ° C
-262,7	0,33%	0,04	0,39	0,09	12	119	27	4,33	0,09	435° C
-268,1	0,81%	0,04	0,47	0,16	5	58	20	2,94	0,08	436° C
-269,3	0,79%	0,03	0,33	0,15	4	42	19	2,20	0,08	432° C
-282	0,03%	--	--	--	--	--	--	--	--	--
-291,25	0,09%	--	--	--	--	--	--	--	--	--
-300,2	0,04%	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabla 9: Resultados geoquímicos obtenidos.

- COT: Carbono Orgánico Total (peso %) mediante Analizador de Carbono LECO
- S1: Cuantificación del pico S1 de la pirólisis (mg HC/g Roca).
- S2: Cuantificación del pico S2 de la pirólisis (mg HC/g Roca).
- S3: Cuantificación del pico S3 de la pirólisis (mgCO₂/g Roca).
- T máx: Temperatura (° C) alcanzada en el máximo del pico S2.
- IH: Índice de Hidrógeno (mg HC/g COT).
- IO: Índice de Oxígeno (mg CO₂/g COT).
- IP: Índice de Producción.

Los resultados geoquímicos revelan coherencia con el análisis de facies realizado para la Formación San Gregorio. Las muestras que arrojaron valores más alentadores corresponden a las facies pelíticas y en menor medida a la muestra de diamictita con matriz pelítica y coloración más oscura (- 262,7 m) de todo el pozo. Las muestras restantes, correspondientes a diamictitas de coloración gris más claro y mayor proporción de clastos de tamaño de grano arena arrojaron valores muy bajos de COT.

A continuación se presenta un análisis de los resultados geoquímicos obtenidos en dos grupos.

Formación San Gregorio (muestras: - 262, 7 m; - 268,1 m; y- 269,3 m)

- Los valores de COT indican una roca generadora pobre a regular, con un valor promedio de 0,8%.
- Los valores de S1 son bajos, correspondiendo a una roca de calidad pobre.
- Los valores de S2 son coherentes con los valores de COT y S1 obtenidos, indicando una roca generadora de potencial pobre.
- Los valores de IH en aquellas muestras en que fue posible calcularlo indican una roca generadora de hidrocarburos gaseosos principalmente. La muestra correspondiente a los - 269,3 m indica una roca de potencial generador nulo (menor a 50 mg HC/ g de COT), aunque muy próximo al límite.
- Los valores de IO también son relativamente bajos.
- Los valores de S2/S3 son coherentes con los valores de IH obtenidos, ya que indican una roca generadora de hidrocarburos gaseosos principalmente.
- Los valores de IP y T_{máx} indican que estamos en presencia de una roca generadora inmadura.

Formación San Gregorio (muestras: - 282 m;- 291.25 m; y- 300,2 m)

- Debido a que las tres muestras presentaron valores de COT muy bajos (promedio 0,05%), no se realizaron análisis de pirólisis, ya que resultarían de poca utilidad, arrojando resultados de potencial prácticamente nulos.

El gráfico a continuación presenta el grado de madurez térmica de las muestras analizadas a partir del T máx en función del IP. Se puede observar que el grado de madurez de las muestras -262,7 m; -268,1 m y -269,3 m es insuficiente, cayendo fuera de la ventana del petróleo.

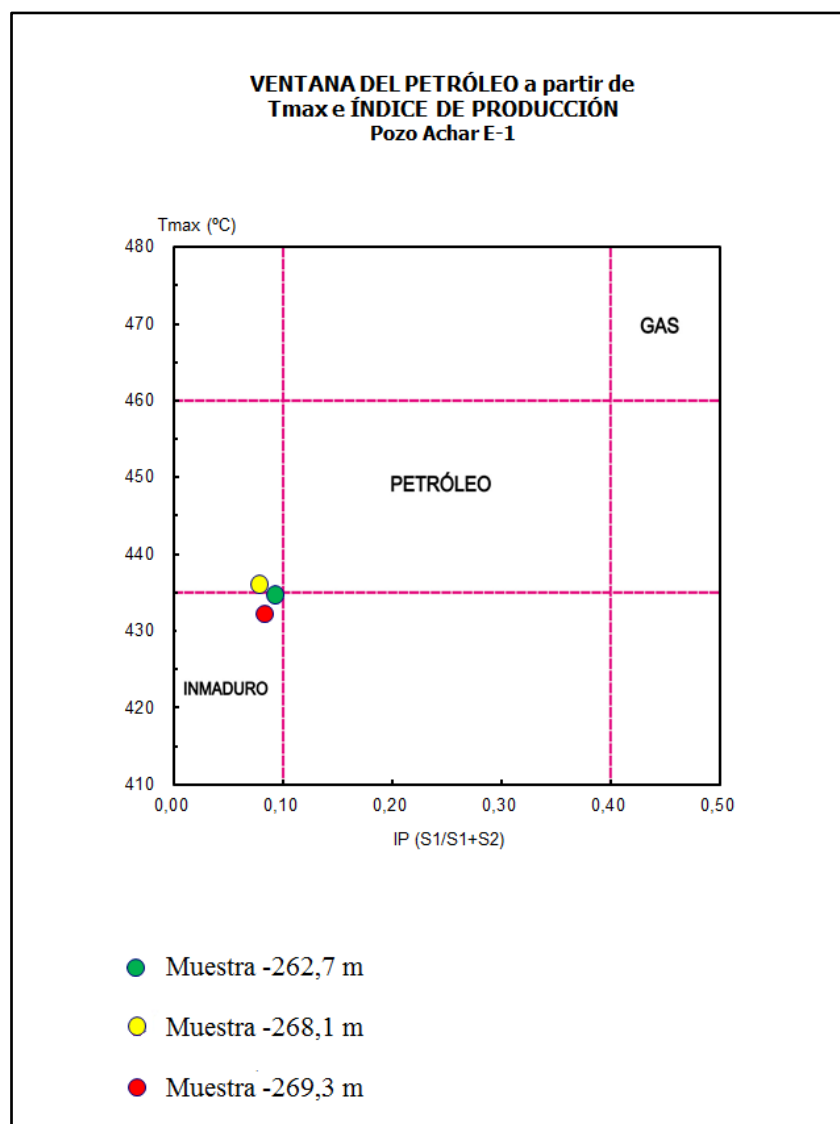


Gráfico 1: COT vs IP para las muestras -262,7 m, -268,1 m y -269,3 m.

En el siguiente gráfico se puede observar la clasificación del kerógeno de las muestras -262,7 m; -268,1 m y -269,3 m. La totalidad de las muestras caen dentro del campo de un kerógeno tipo III, indicando ser un kerógeno formador de hidrocarburos gaseosos principalmente.

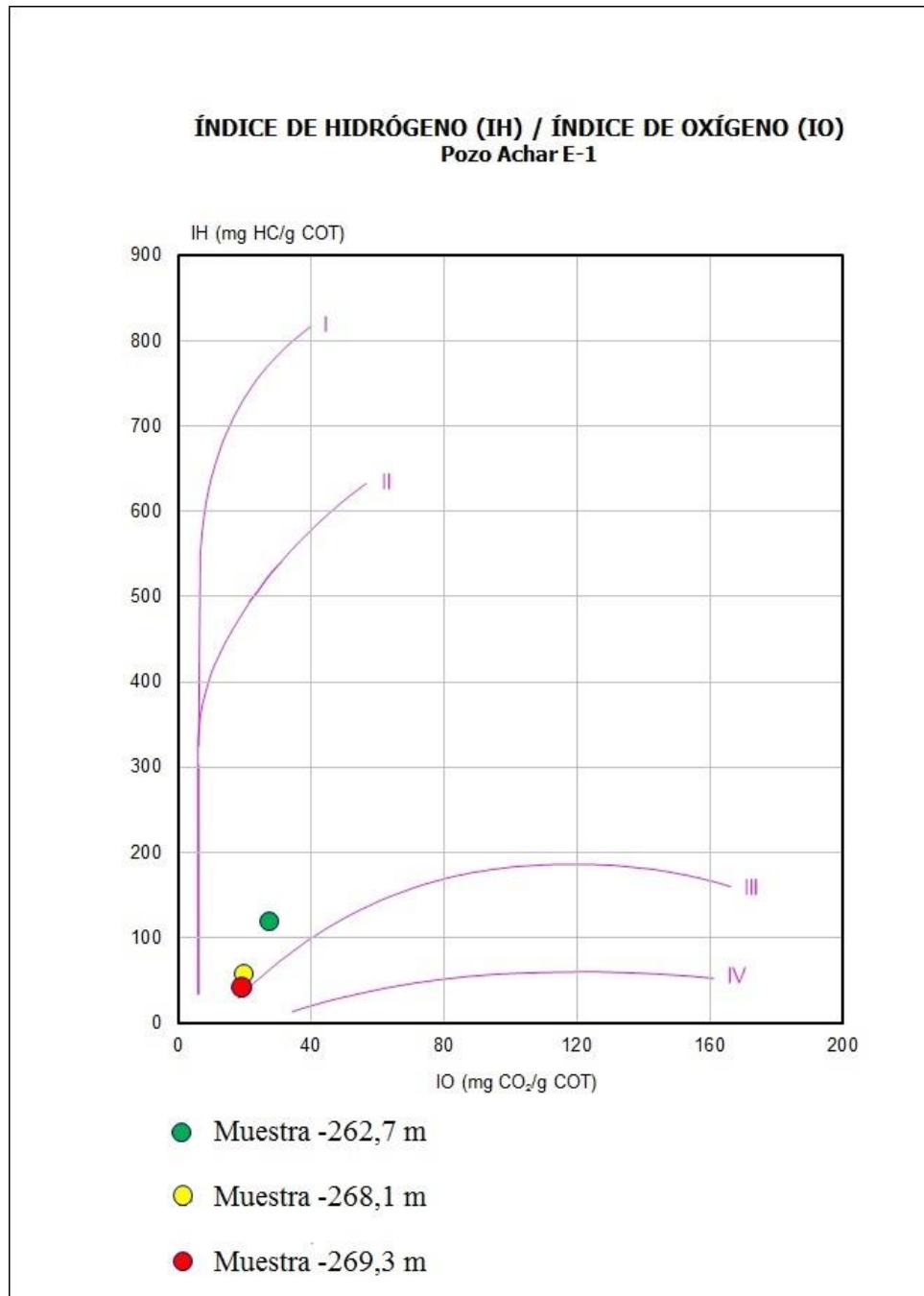


Gráfico 2: Diagrama de Van Krevelen. IH vs IO para las muestras -262,7 m, -268,1 m y -269,3 m.

Comparación de datos geoquímicos con perforaciones recientes en la Cuenca Norte.

La siguiente tabla muestra una comparación entre los resultados geoquímicos obtenidos de las muestras de la Formación San Gregorio en el pozo Achar E-1, que arrojaron valores positivos, con los de las muestras analizadas por Soto (2014) para los pozos Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2, para la misma unidad. Esta comparación se realiza a pesar de tenerse presente que los datos geoquímicos de la perforación Achar E-1 son muy escasos y por entenderse que puede aportar al entendimiento general de la unidad.

Medianas de picos y parámetros	Formación San Gregorio		
	Pozo Pepe-Núñez E-1b	Cañada del Charrúa E-2	Pozo Achar E-1
S1	0,18	0,23	0,04
S2	0,48	0,63	0,39
S3	0,2	0,07	0,15
T máx	430° C	433° C	435° C
IH	84	44,5	58
IO	30	5	20
IP	0,24	0,24	0,08
S2/S3	2,05	8,87	2,94
COT	0,66%	1,34%	0,79%

Tabla 10: Comparación de los resultados geoquímicos con las perforaciones Pozo Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2.

- Los valores de las medianas de S1, S2, y S3 son relativamente similares, correspondiendo a una roca de potencial de generación pobre. Aunque los valores de los pozos Pepe-Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2 son levemente mejores.
- La T_{máx} es similar en los tres pozos, indicando inmadurez de la materia orgánica.
- El parámetro de IH es similar en todos los pozos, indicando una roca generadora de hidrocarburos gaseosos principalmente.

- Los parámetros de IO e IP también son consistentes entre las tres perforaciones, siendo los valores de IO relativamente bajos. Los valores de IP indican una materia orgánica inmadura.
- La relación S2/S3 es similar en las perforaciones Achar E1 y Pepe Núñez E-1b, indicando ser *gras prone*. En tanto, la perforación Cañada del Charrúa E-2 presenta valores un poco más elevados, indicando *oil-gas prone*.
- Los valores de COT de los pozos Achar E-1 y Pepe Núñez E-1b indican una roca generadora regular. Mientras que en el pozo Cañada del Charrúa E-2 se observa una mediana más alta, indicando una roca generadora buena.

El gráfico a continuación ilustra la variación del COT en función de la profundidad, para los pozos Achar E-1, Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2. Para los dos últimos los datos fueron extraídos de Soto (2014).

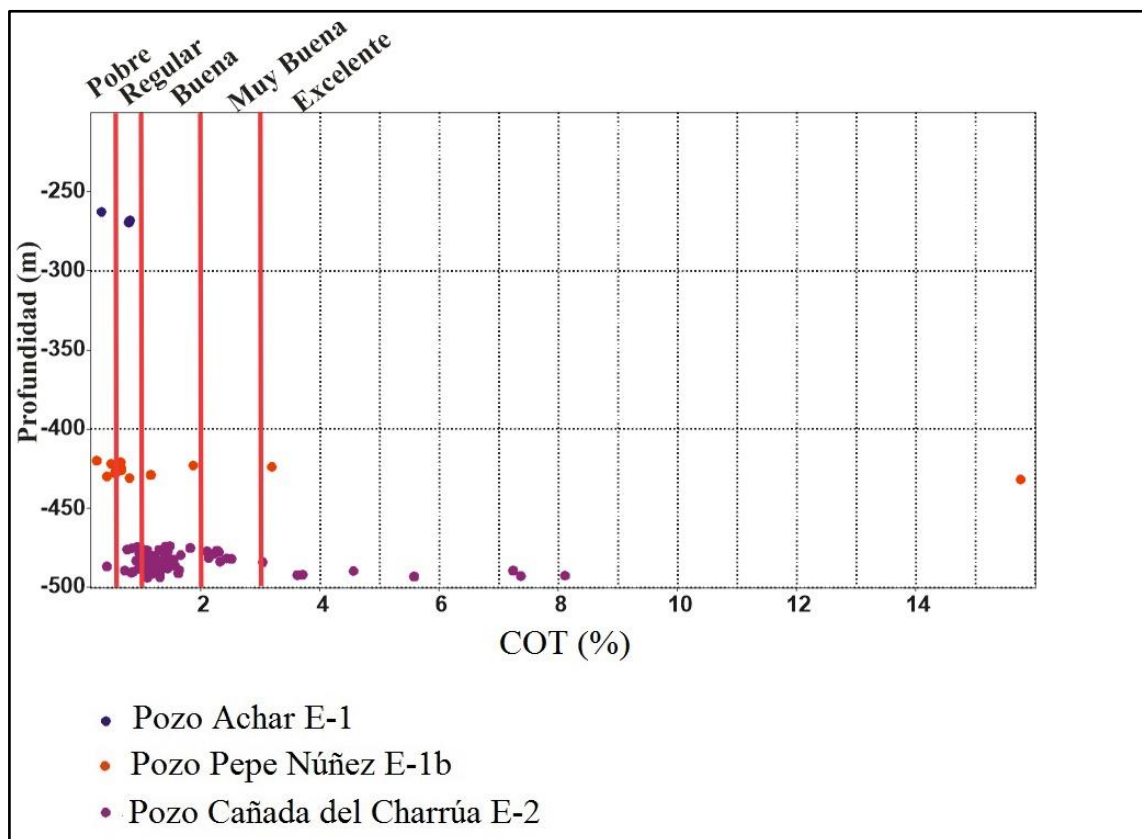


Gráfico 3: Variación de COT vs la profundidad (en m) para las tres perforaciones.

En el mismo es posible observar que la mayoría de los datos geoquímicos del Pozo Pepe Núñez E-1b indican una roca generadora pobre a regular (9 de las 13 analizadas), al igual que los datos del pozo Achar E-1. Si bien, vale la pena destacar que la perforación Pepe Núñez E-1b presenta algunos datos puntuales indicando una roca generadora buena (3 muestras de 13 analizadas) y 1 muestra con potencial de generación excelente. Los valores del pozo Cañada del Charrúa E-2 son relativamente mejores, de las 68 muestras analizadas, 16 indican ser una roca generadora muy buena a excelente, 41 indican una roca generadora buena, y las 11 restantes indican una roca generadora pobre a regular.

El gráfico a continuación ilustra la variación del Índice de hidrógeno (IH) en función de la profundidad, en los pozos Achar E-1, Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2, los datos de estos dos últimos fueron extraídos de Soto (2014).

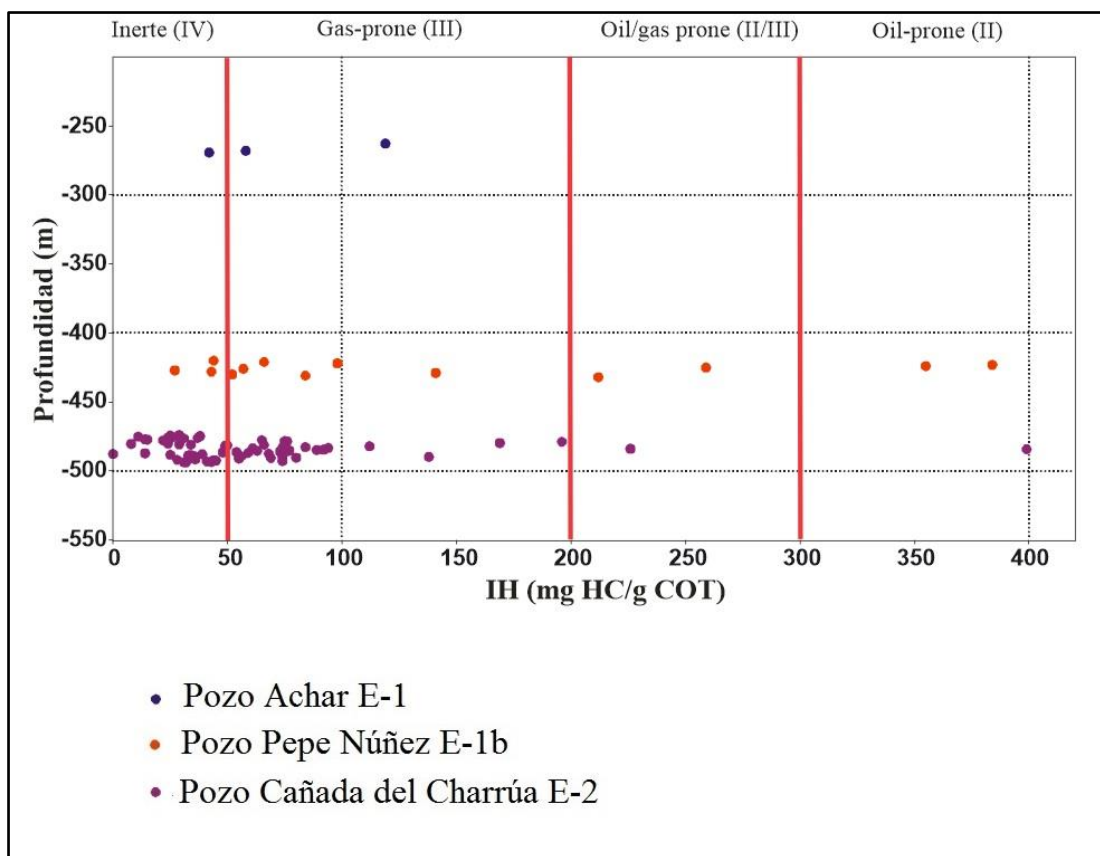


Gráfico 4: Variación del IH en función de la profundidad (en m) para las tres perforaciones.

En el mismo puede observarse que la mayoría de las muestras caen en el campo del kerógeno tipo IV (inerte) y III (*gas-prone*). Sin embargo, hay algunas muestras, tanto del pozo Pepe Núñez E-1b como del Cañada del Charrúa E-2, que son de tipo II y II/III (*oil-prone*, *oil/gas prone*, respectivamente).

Si bien los resultados entre las tres perforaciones son consistentes, se puede observar que los resultados de los pozos Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2, particularmente este último, son levemente mejores. Esto parece presentar una relación con el espesor de pelitas presentes en la Formación San Gregorio en cada una de las perforaciones, indicando probablemente una posición más distal para las perforaciones Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2. Mientras que en la perforación Achar E-1 de un total de 40 m de diamictitas grises y las pelitas, sólo 1 m corresponde a pelitas. En la perforación Cañada del Charrúa E-2 el espesor de las pelitas es el mayor registrado para la unidad, correspondiendo a 20 m (68 muestras fueron analizadas en ese tramo) y en el pozo Pepe Núñez E-1b, 13 metros corresponden a las pelitas.

11.3) Análisis palinofaciológico

Se observaron trece (13) láminas de kerógeno. Once (11) presentaron gran cantidad de elementos retrabajados, lo que impidió la realización de la clasificación palinofacial por ser imposible determinar qué elementos eran retrabajados y cuáles no. Siempre que se encontró material autóctono adecuado para ello, se realizó de todos modos el índice de alteración térmica. En cuanto a las dos láminas restantes (-267,5 y -270 m) se realizó una descripción de las asociaciones presentes en la lámina, y también se determinó el grado de madurez a través del índice de alteración térmica (IAT).

Se obtuvo el porcentaje de los diferentes componentes orgánicos presentes en las láminas sin retrabajo, clasificando a las partículas en cuatro grupos con sus respectivas variaciones:

Partículas	Detalles
Fitoclastos opacos	Equidimensionales
	Alargados
	Corroídos
Fitoclastos no opacos	No estructurados
	Cutículas
	Bioestructurados
Palinomorfos	
M.O.A (materia orgánica amorfa)	

De esta forma, se separó en dos grupos a las muestras analizadas:

- Muestras con elementos orgánicos retrabajados
- Muestras con elementos orgánicos no retrabajados.

Muestras con elementos orgánicos retrabajados

Muestra -261,7 m

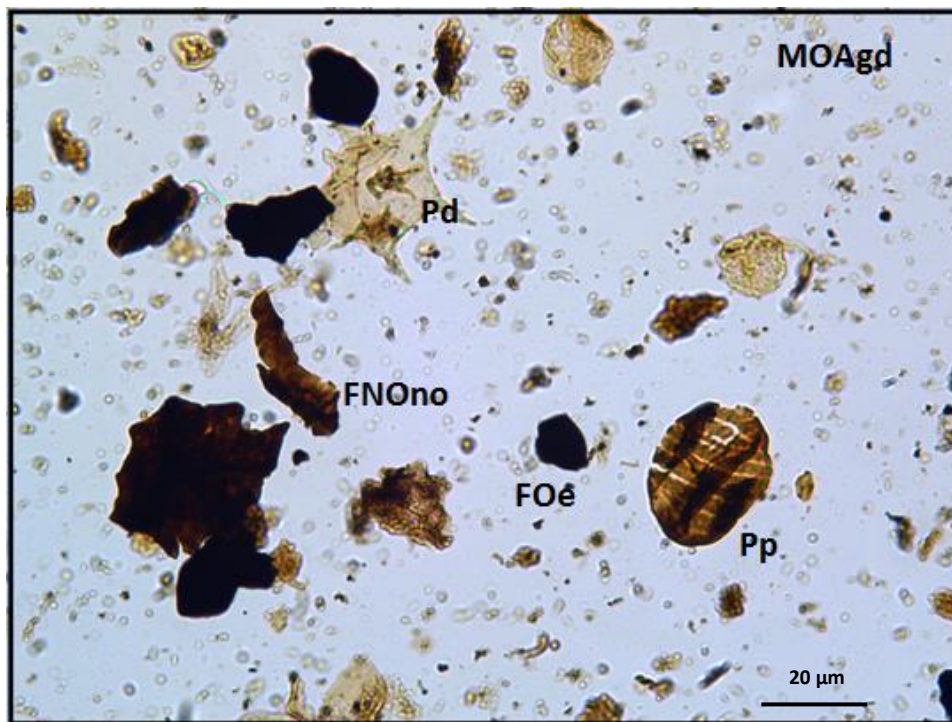


Figura 29: Lámina de kerógeno de la muestra -261,7 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos (Pp), y una alta proporción de palinomorfos devónicos retrabajados (Pd). Se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y fitoclastos no opacos no estructurados (FNO). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, así como tampoco determinar el índice de alteración térmica por la ausencia del elemento seleccionado para realizar su medición.

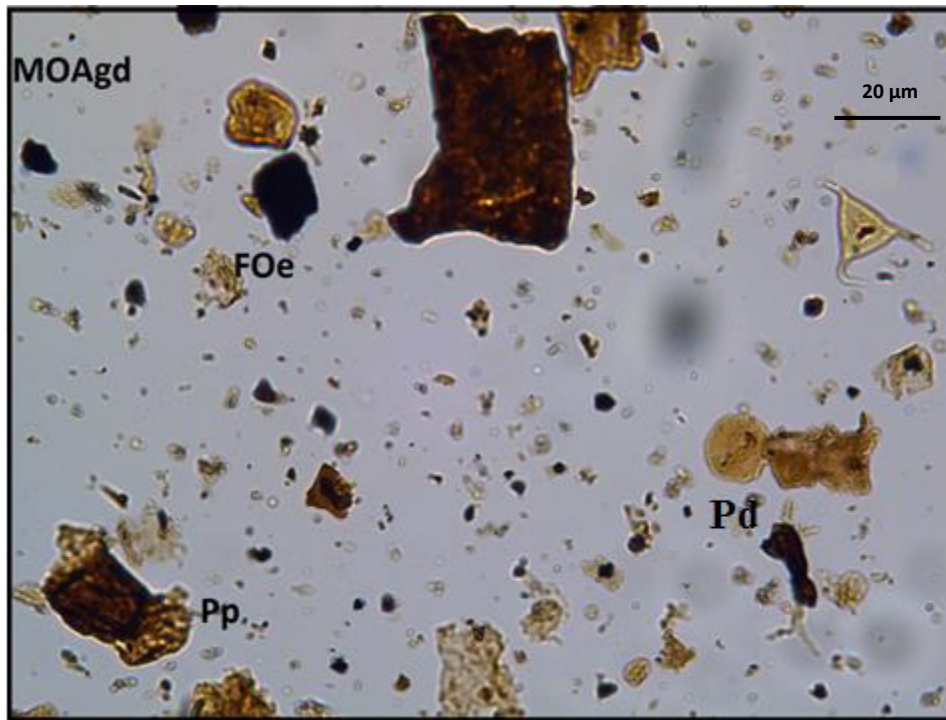
Muestra -264, 5 m

Figura 30: Lámina de kerógeno de la muestra -264,5 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos reabajados (Pp, y Pd respectivamente). Se observó la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

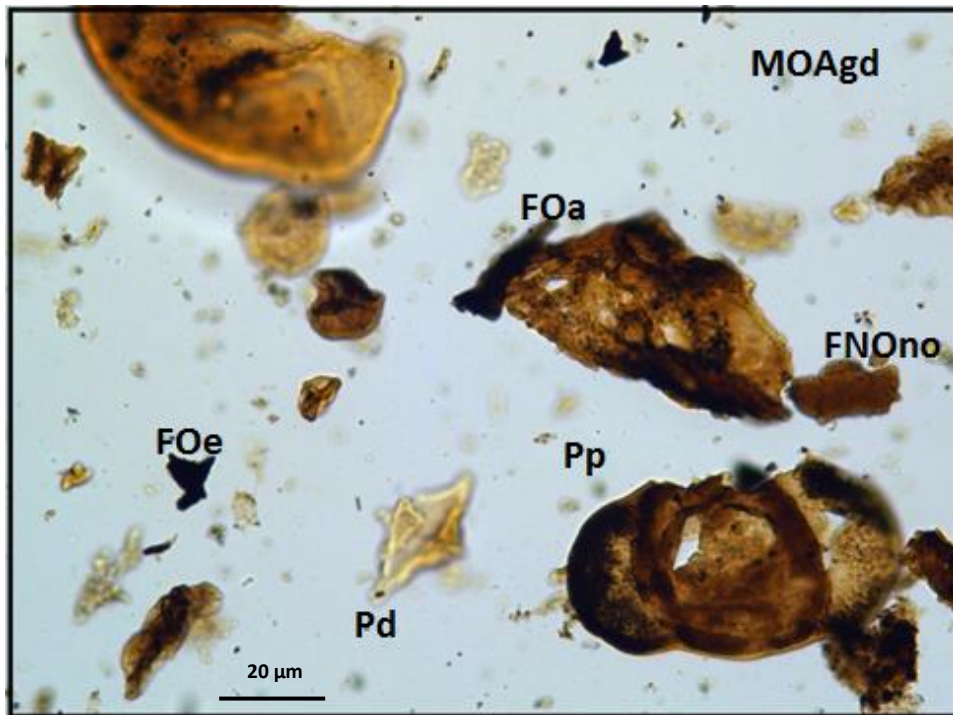
Muestra -265,8 m

Figura 31: Lámina de kerógeno de la muestra -265,8 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos re trabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), de fitoclastos opacos alargados (FOa), y de fitoclastos no opacos no estructurados (FNOo). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

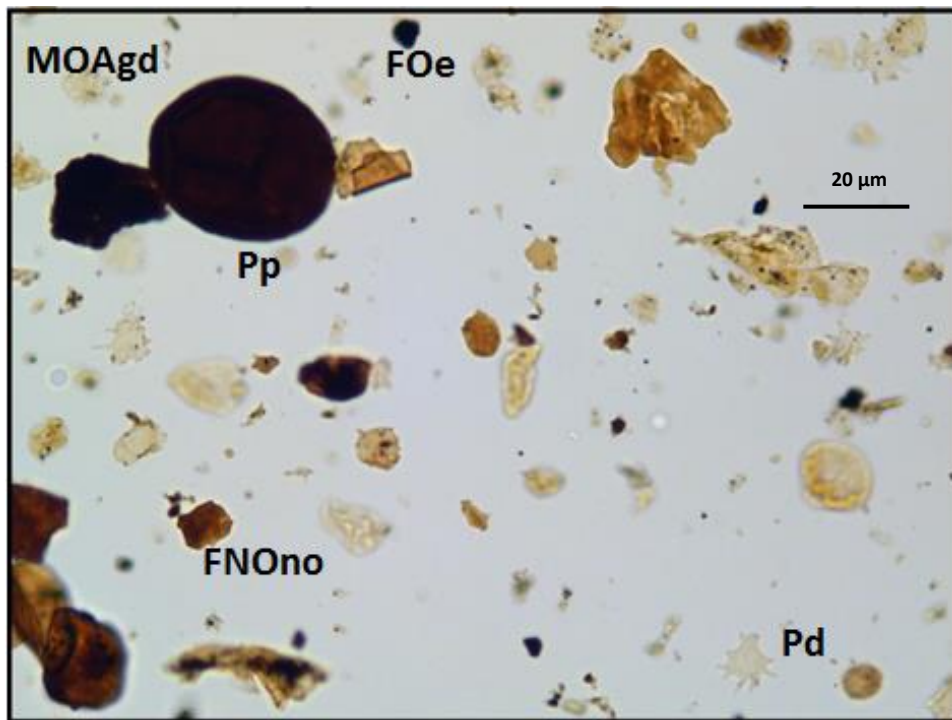
Muestra -290,5 m

Figura 32: Lámina de kerógeno de la muestra -290,5 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos retrabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y de fitoclastos no opacos no estructurados (FNOo). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

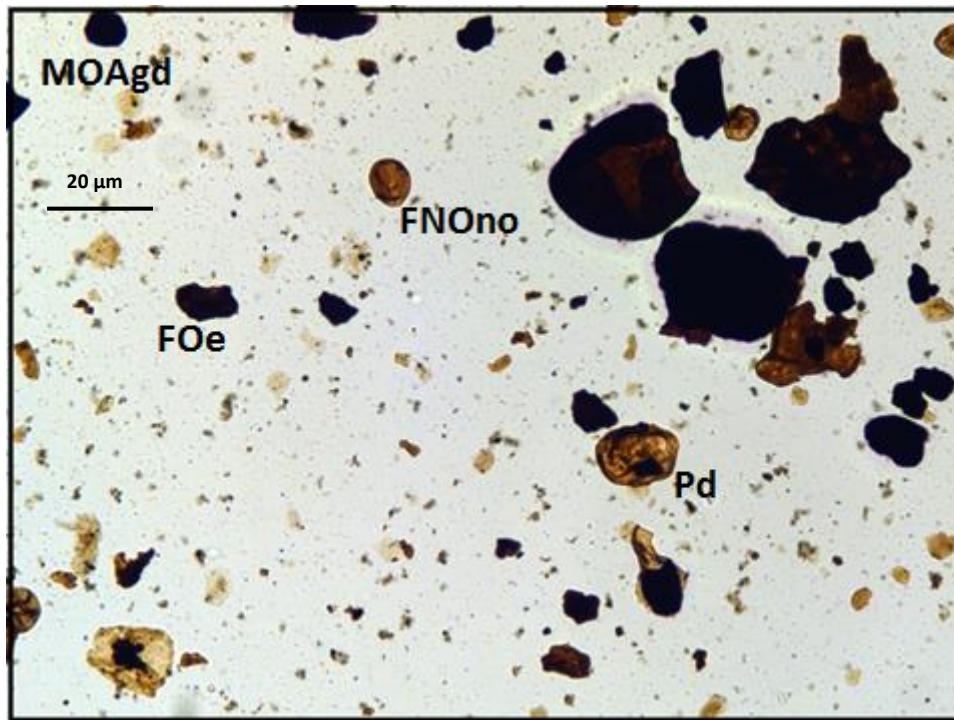
Muestra -291,25 m

Figura 33: Lámina de kerógeno de la muestra -291,25 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos retrabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y de fitoclastos no opacos no estructurados (FNOno). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

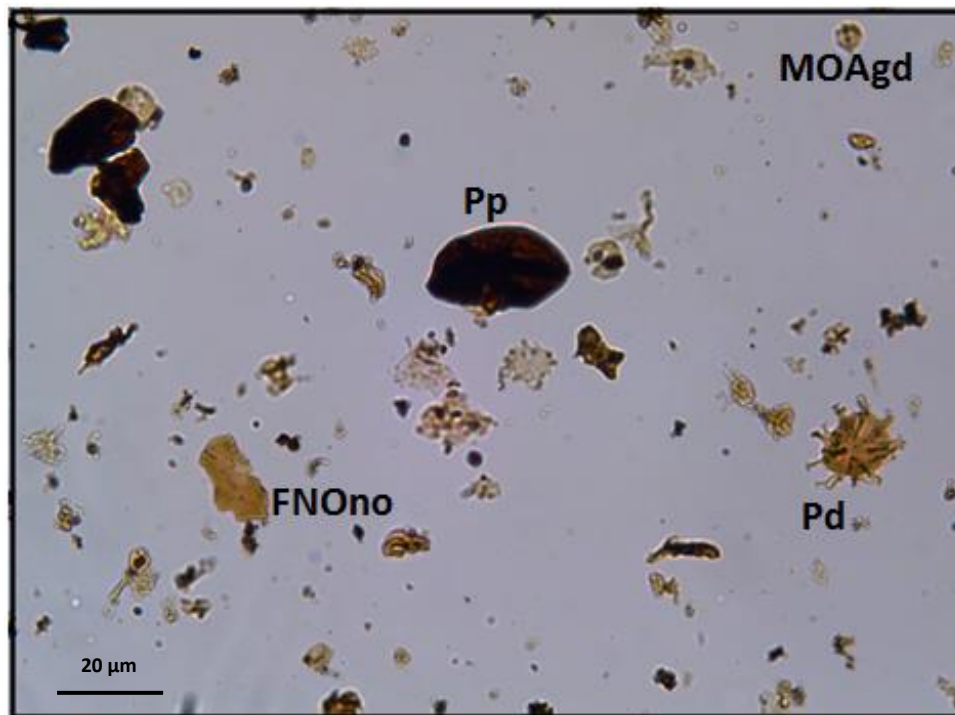
Muestra -292,4 m

Figura 34: Lámina de kerógeno de la muestra -292,4 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos reabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y de fitoclastos no opacos no estructurados (FNOno). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

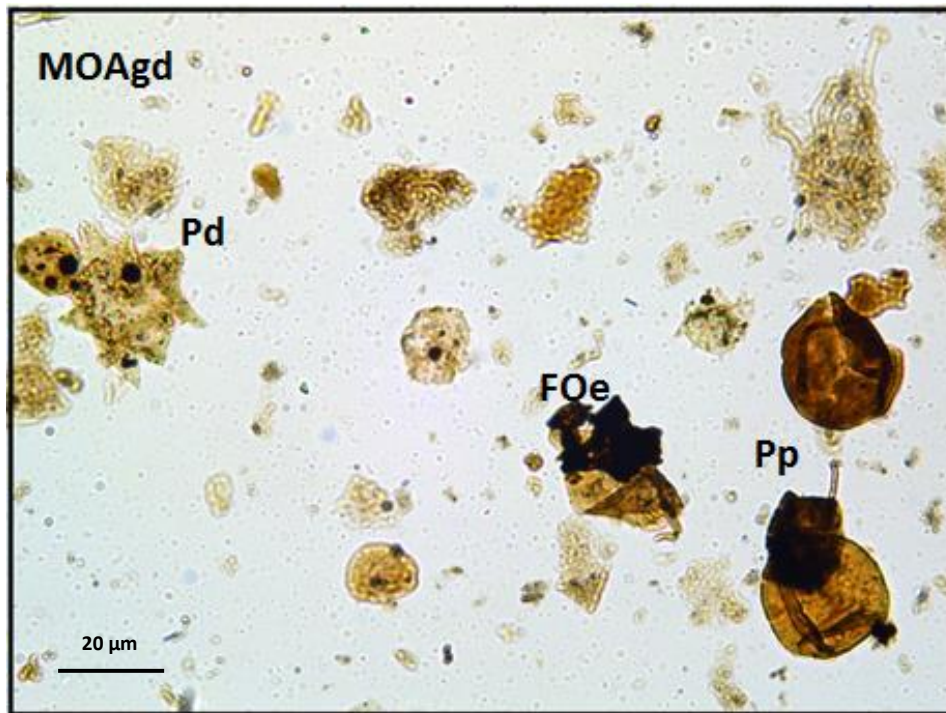
Muestra -294,8 m

Figura 35: Lámina de kerógeno de la muestra -294,8 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos retrabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y de fitoclastos no opacos no estructurados (FNOno). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

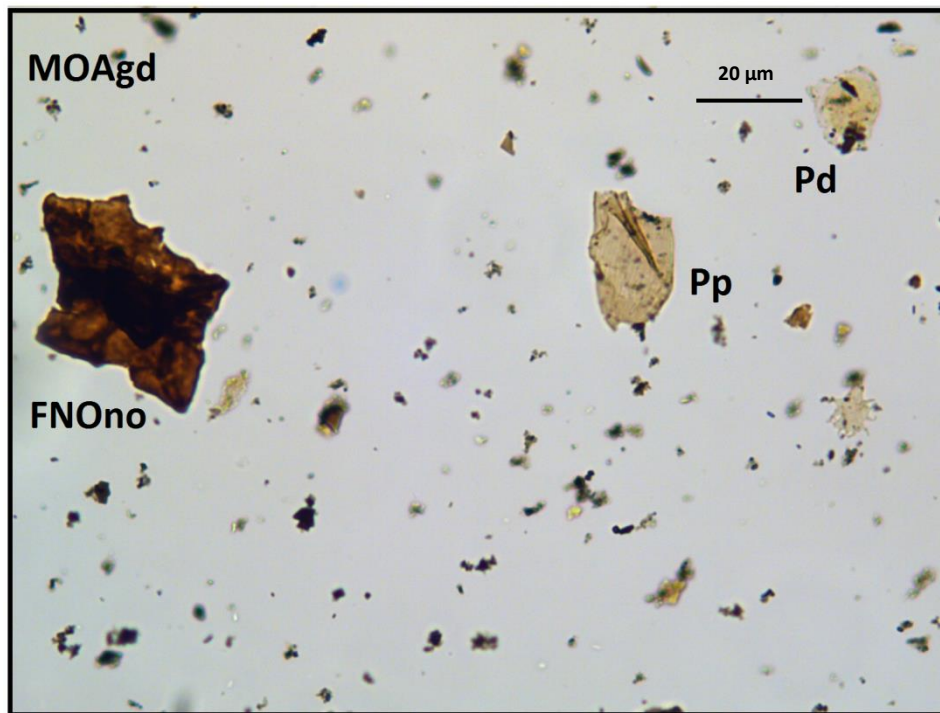
Muestra -297,8 m

Figura 36: Lámina de kerógeno de la muestra -297,8 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos reabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos no opacos no bioestructurados (FNO no). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

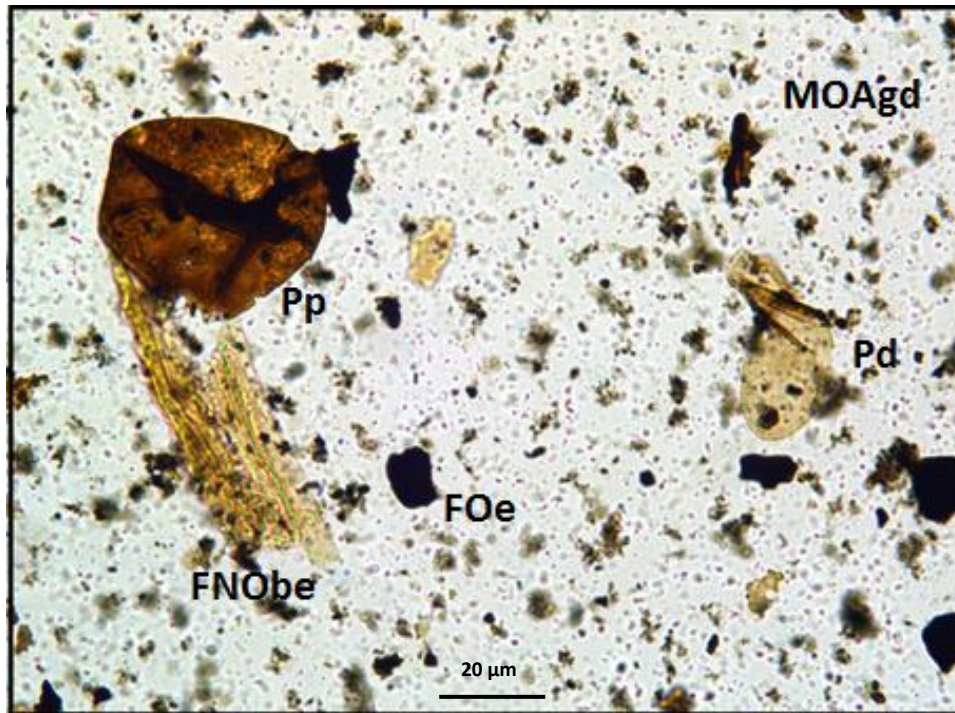
Muestra -300,2 m

Figura 37: Lámina de kerógeno de la muestra -300,2 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos re TRABAJADOS (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos no opacos bioestructurados (FNObe), y de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al re trabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

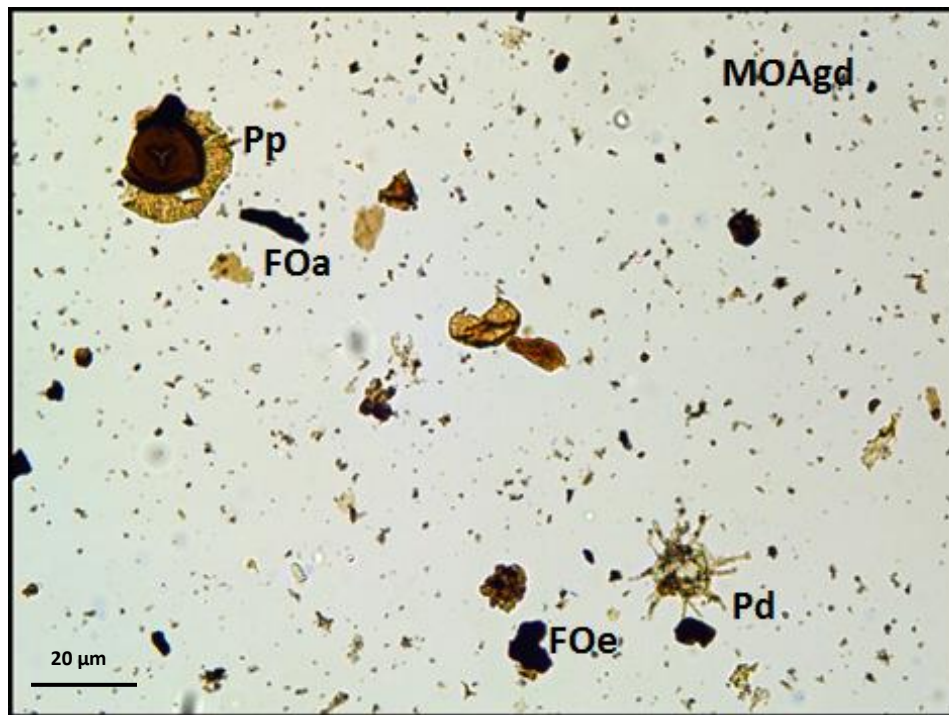
Muestra -303,4 m

Figura 38: Lámina de kerógeno de la muestra -303,4 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos, tanto como devónicos reabajados (Pp, y Pd respectivamente). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos alargados y equidimensionales (FOa y FOe respectivamente). En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

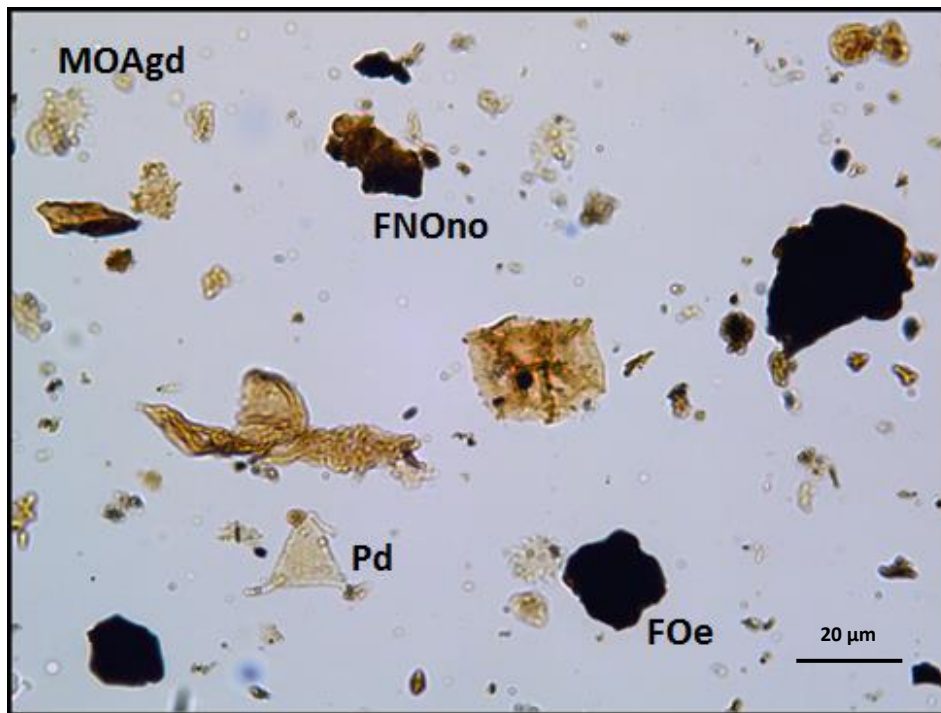
Muestra -304,4 m

Figura 39: Lámina de kerógeno de la muestra -304,4 m.

La lámina presenta palinomorfos pérmicos (Pp). También se puede observar la presencia de fitoclastos opacos equidimensionales (FOe), y de fitoclastos no opacos no estructurados. En cuanto a la materia orgánica amorfa, se presenta de forma granular y dispersa (MOAgd).

Debido al retrabajo que presenta la muestra, no fue posible realizar un análisis palinofacial, ni determinar su índice de alteración térmica.

Muestras con elementos orgánicos no retrabajados

Muestra -267,5 m

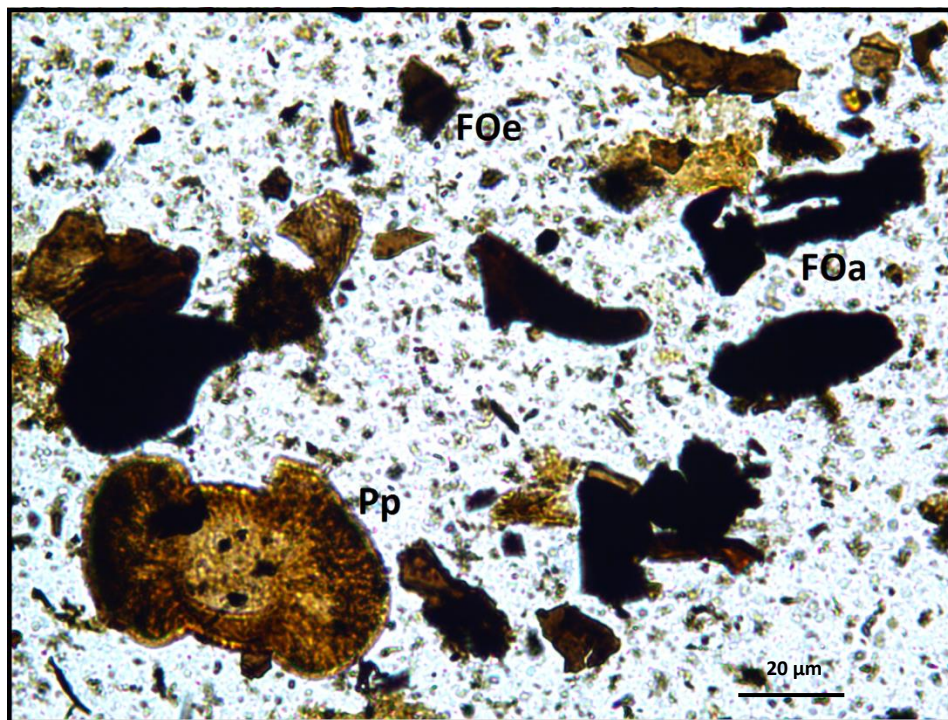


Figura 40: Lámina de kerógeno de la muestra -267,5 m.

La lámina de kerógeno correspondiente a esta muestra no presentó elementos retrabajados, por lo tanto se pudo realizar el análisis de la asociación palinofacial de la misma.

El mayor porcentaje de componentes orgánicos presentes está representado por fitoclastos opacos, tanto equidimensionales como alargados. En menor porcentaje se encontró fitoclastos corroídos. También se observó la presencia de fitoclastos no opacos, tanto estructurados como no estructurados. En menor cantidad se constató la presencia de palinomorfos. La M.O.A (materia orgánica amorfa) se presenta de forma granular y dispersa. Su conteo se realizó en base a una estimación de la cobertura en la lámina. A efectos de facilitar la visualización de los porcentajes se realizó una tabla y una gráfica que lo detallan.

Partículas	Detalles	Conteo	Porcentaje
Fitoclastos opacos	Equidimensionales	83	73%
	Alargados	55	
	Corroídos	5	
Fitoclastos no opacos	No estructurados	36	
	Cutículas	0	
	Bioestructurados	15	
Palinomorfos		6	2%
M.O.A (materia orgánica amorfa)			25%

Tabla 12: Conteo de los diferentes elementos palinológicos encontrados para la muestra -267,5 m.

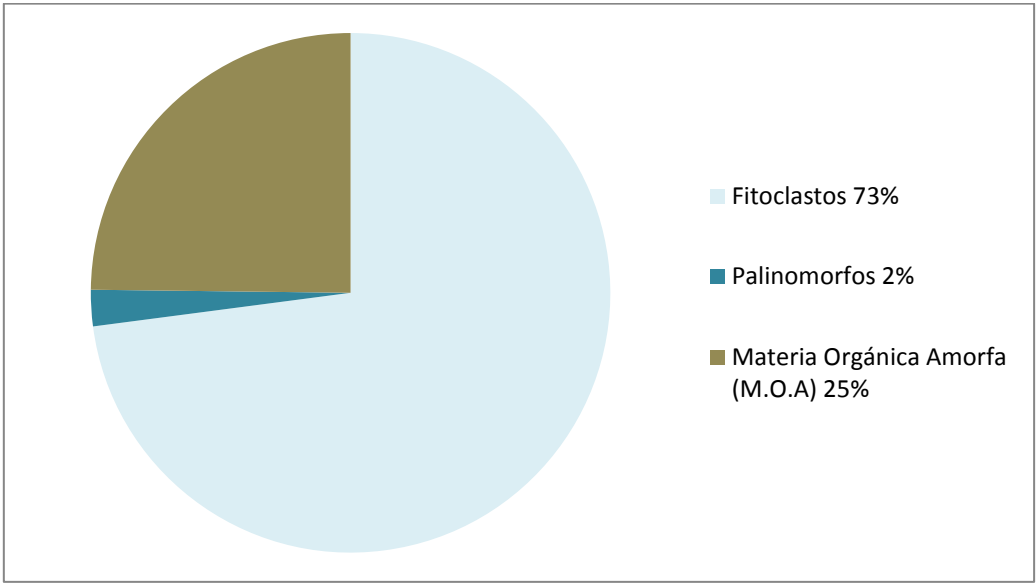


Gráfico 5: Gráfica circular que representa los porcentajes de los componentes orgánicos presentes en la lámina correspondiente a los -267,5 m.

En cuanto al índice de alteración térmica, el mismo fue realizado en una espora trilete levigada, *Punctatisporites gretensis*. El palinomorfo posee un índice de 4- en la escala de Pearson (1984) demostrando una madurez elevada, correspondiéndose con la ventana del gas.

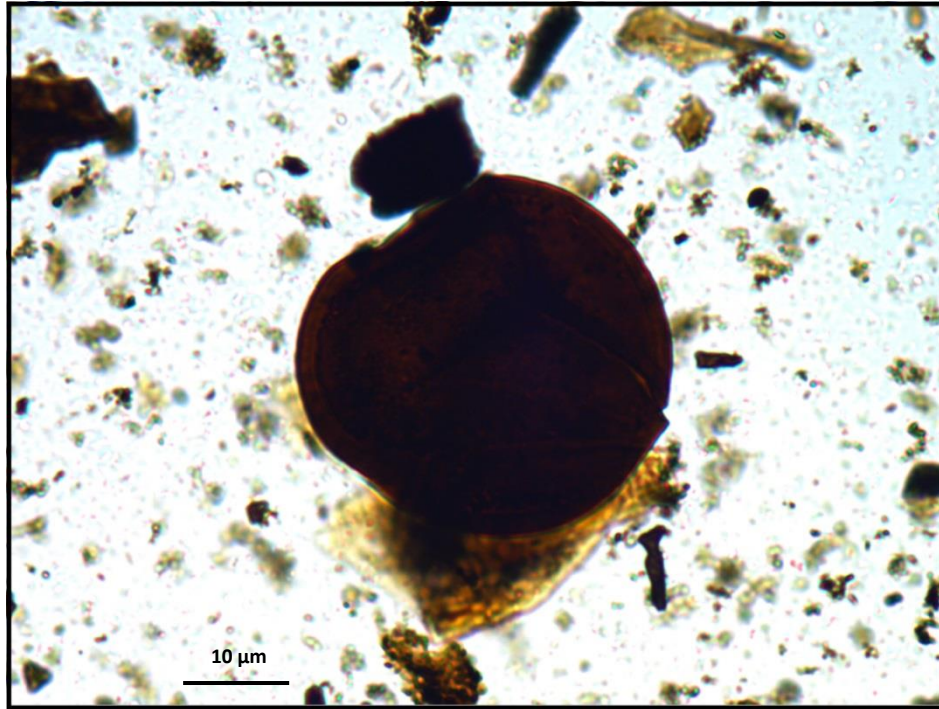


Figura 41: *Punctatisporites gretensis* (muestra -267,5 m).

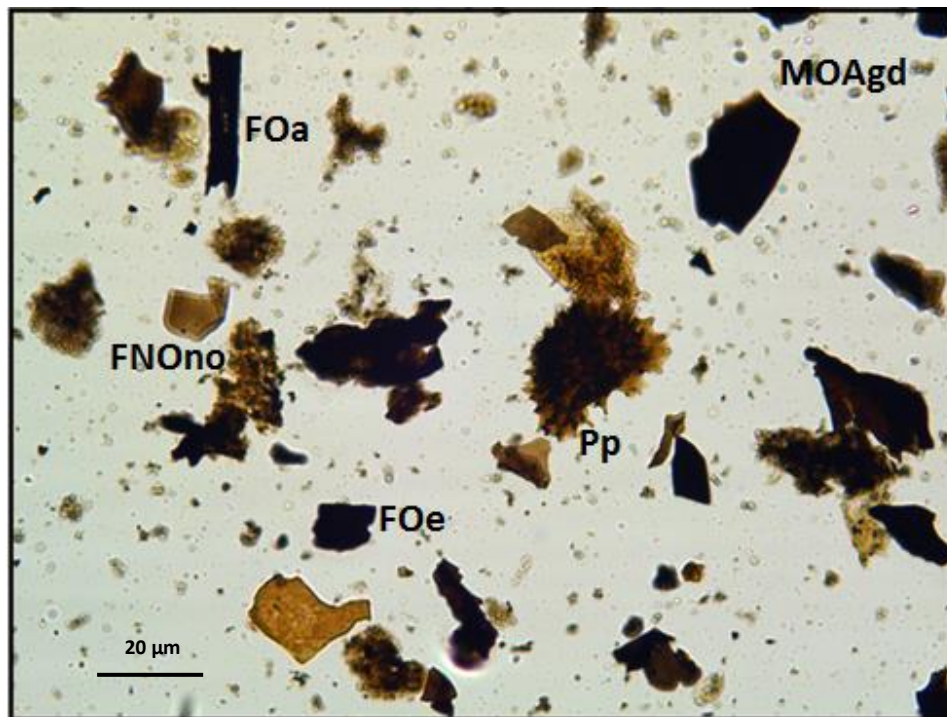
Muestra -270 m

Figura 42: Lámina de kerógeno de la muestra -270 m.

La lámina de kerógeno correspondiente a dicha muestra, no presentó elementos reabajados, por lo tanto se pudo realizar la asociación palinofacial de la misma.

Se observó que el mayor porcentaje de componentes orgánicos está representado por fitoclastos opacos, tanto equidimensionales como alargados. En menor porcentaje se encontró fitoclastos corroídos. También se observó en gran parte de fitoclastos no opacos, de los cuales la mayoría eran no estructurados, y en menor porcentaje, bioestructurados. En menor cantidad se constató la presencia de palinomorfos. La M.O.A (materia orgánica amorfa) se presenta de forma granular y dispersa. A efectos de facilitar la visualización de los porcentajes se realizó una tabla y una gráfica que lo detallan.

Partículas	Detalles	Conteo	Porcentaje
Fitoclastos opacos	Equidimensionales	85	78%
	Alargados	50	
	Corroídos	5	
Fitoclastos no opacos	No estructurados	47	
	Cutículas	0	
	Bioestructurados	8	
Palinomorfos		5	2%
M.O.A (materia orgánica amorfa)			20%

Tabla 12: Conteo de los diferentes elementos palinológicos encontrados para la muestra -270 m.

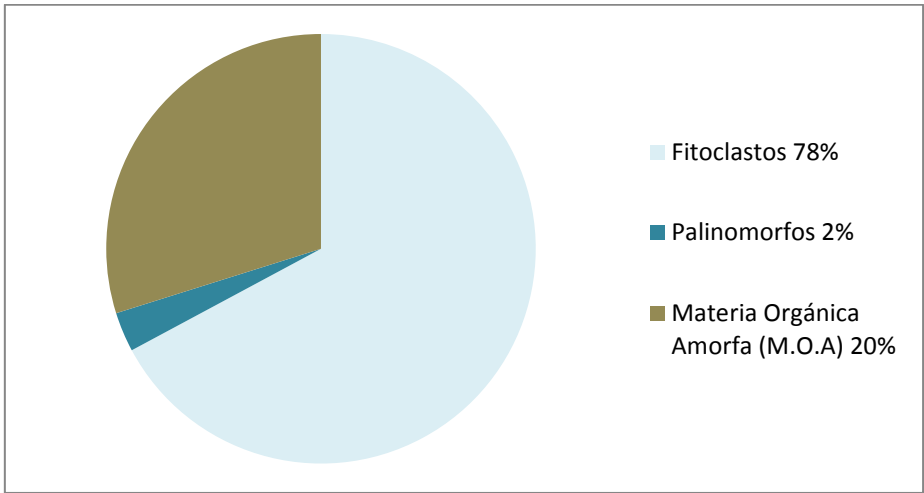


Gráfico 6: Gráfica circular que representa los porcentajes de los componentes orgánicos presentes en la lámina correspondiente a los -270 m.

El índice de alteración térmica fue realizado en una espora trilete levigada *Punctatisporites gretensis*. La misma posee un índice de 3+ en la escala colorimétrica de Pearson (1984) demostrando una madurez elevada, correspondiéndose con el final de la ventana del petróleo.

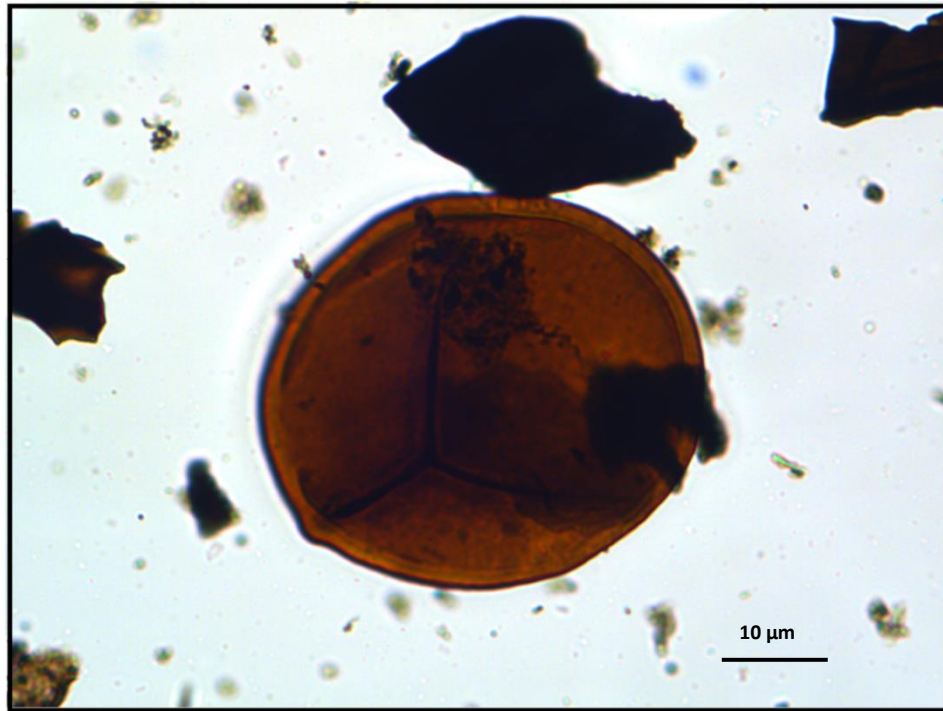


Figura 43: *Punctatisporites gretensis* (muestra -270 m).

Los datos de madurez a partir de su comparación con la escala colorimétrica, no fueron los esperados, debido a que no concuerdan con los datos geoquímicos obtenidos de la T máx y con los antecedentes. Dicha incoherencia desde el punto de vista de la madurez nos plantea la posibilidad de algún efecto local térmico que haya podido afectar la coloración de los palinomorfos presentes. Sin embargo, se considera que un estudio más exhaustivo sobre la posible causa debería ser estudiada.

Análisis palinofacial para las muestras -267,5 m y -270 m

Los porcentajes de los diferentes tipos de componentes de las palinofacies, ingresados en el diagrama ternario de Tyson (1993), para las muestras -267,5 y -270 m indican un ambiente depositacional de tipo II. El mismo representa un ambiente marginal. Un ambiente de este tipo presenta un alto porcentaje de esporas bisacadas, y un bajo porcentaje de microplancton. Se asocia a un kerógeno de tipo III, generador de hidrocarburos gaseosos principalmente.

A continuación se observa el campo donde caen ambas muestras en dicho diagrama.

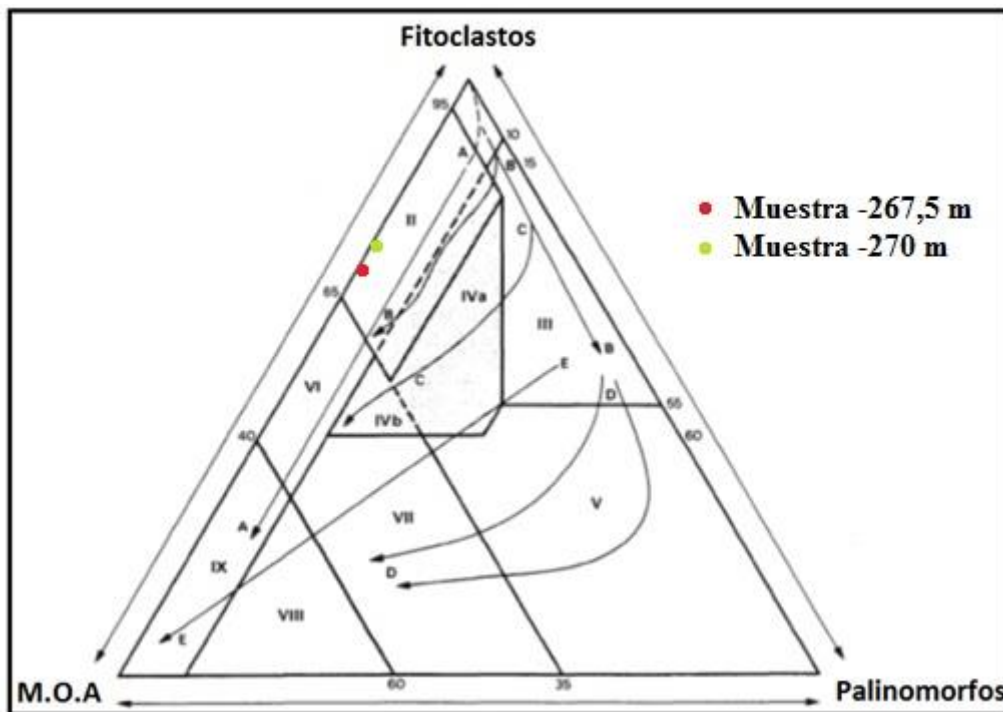


Figura 44: Diagrama ternario de Tyson (1995) para las muestras -267,5 y -270 m.

12) Conclusiones

En este trabajo se integraron análisis sedimentológicos, geoquímicos y palinofaciológicos, caracterizando de esta manera a la Formación San Gregorio en la Perforación Achar E-1.

La Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1 está integrada por ocho litofacies: diamictitas masivas, diamictitas estratificadas, diamictitas con estratificación distorsionada, conglomerados, areniscas gradadas, areniscas con estratificación distorsionada, areniscas con laminación tipo *ripple* y pelitas, siendo las diamictitas la litofacie más predominante a lo largo de la unidad. La asociación de litofacies se corresponde con un ambiente sedimentario glacio-lacustre.

De la base al tope de la perforación, se evidencian cambios en las coloraciones de las litofacies y en la ocurrencia de las mismas, hacia la base las coloraciones son más oscuras en diferentes tonalidades grisáceas y ocurren litofacies pelíticas, en tanto que hacia el tope predominan los colores rojizos y rosáceos y hay ausencia de litologías finas, indicando cambios en el nivel de base. Los procesos sedimentarios actuantes son predominantemente flujos gravitacionales.

Los sectores de interés, en cuanto a la producción de hidrocarburos, se encuentran en la base de la Formación San Gregorio, limitándose a unos 10 metros aproximadamente de pelitas y diamictitas grises. La perforación Achar E- 1 tiene solo 1 m de espesor de pelitas, mientras que en las perforaciones recientes ubicadas hacia el Norte del país, el espesor de las mismas es de 12 m (Pepe Núñez E-1b) y de 20 m (Cañada del Charrúa E-2), indicando posiblemente una posición más proximal en la cuenca de la perforación en estudio.

Los resultados geoquímicos indican que se está en presencia de una roca generadora pobre a regular, con un potencial de petróleo pobre. Los resultados de S1 y S2 indican que la roca posee un bajo contenido de hidrocarburos libres y potenciales en la roca, respectivamente. En tanto, el IH (Índice de Hidrógeno), indica que estamos en presencia de una roca generadora de hidrocarburos gaseosos principalmente, kerógeno de tipo III (*gas-prone*).

Los resultados geoquímicos obtenidos en la perforación Achar E-1, Pepe Núñez E-1b y Cañada del Charrúa E-2 son comparables, aún teniendo en cuenta que las dos últimas cuentan con una cantidad de datos mucho mayor. Cabe destacar, que la

perforación Cañada del Charrúa E-2 presenta los resultados más alentadores en cuanto al potencial de generación de hidrocarburos.

Los estudios palinofaciológicos fueron limitados a aquellas láminas que no presentaron retrabajamiento correspondiente a litologías pelíticas (decantación), dificultando así la cantidad de láminas estudiadas desde el punto de vista de madurez y palinofacial. Dicho retrabajamiento se encontró presente en aquellas láminas donde desde el punto de vista sedimentológico se interpretaron procesos gravitacionales y de resedimentación (diamictitas).

En las láminas donde si fue posible la determinación de la madurez a partir de una espora trilete levigada (*Punctatisporites gretensis*), se encontró una madurez elevada, correspondiente a la ventana del gas (3+ y 4-).

El análisis de las palinofacies permitió relacionar las muestras analizadas a un ambiente marginal (tipo II), el que se asocia un kerógeno de tipo III, generador principalmente de hidrocarburos gaseosos (*gas-prone*), lo que se corresponde con la madurez térmica medida en base a la coloración de la espora *Punctatisporites gretensis*. Los resultados son coherentes además con lo obtenido a partir de análisis geoquímicos y sedimentológicos. Las palinofacies presentan dominancia de fitoclastos, y dentro de los palinomorfos, los grupos más representados son los esporomorfos, evidenciando el origen continental de las muestras. A lo largo de todo el paquete de sedimentitas carbonífero-pérmicas se registra la presencia del alga *Deusilites tenuistriatus*, mientras que *Tasmanites* sp aparece en varias de las muestras analizadas (Daners, *com. pers.*). La presencia de estos palinomorfos indica un ambiente de sedimentación acuático, sugiriendo *Deusilites tenuistriatus* un sistema de aguas salobres, con cierto grado de influencia marina dada la presencia de *Tasmanites* sp. Por tanto, el ambiente de sedimentación de la Formación San Gregorio en la perforación Achar E-1 podría afinarse a continental, de tipo glacio-lacustre, de baja salinidad, con cierto grado de influencia marina.

Este trabajo permite visualizar la utilidad de una caracterización integrada como herramienta de exploración en una cuenca sedimentaria.

13) Bibliografía

A

Abdullah, 2011. Maturity of kerogen, Petroleum generation and the application of fossils and organic matter for paleotemperature measurements. Masters thesis in Geology at Lund University, no 274.

Andreis, R.; Ferrando, L.; Herbst, R. 1991. Terrenos Carboníferos y Pérmicos de la República Oriental del Uruguay. El Sistema Pérmico en la Argentina y en la Rep. Oriental del Uruguay. XII CONGRESO INTERNACIONAL DE LA ESTRATIGRAFÍA Y GEOLOGÍA DEL CARBONÍFERO Y PÉRMICO, 315-349, Bs. As. Argentina.

Andreis, R.R.; Ferrando, L. & Montaña, J. 1993. Facies, paleoambientes y cronoestratigrafía no subsolo do setor nordeste da bacia gondwânica uruguaia. Res. Exp. I SIMPOSIOS SOBRE CRONOESTRATIGRAFÍA DA BACIA DO PARANÁ, 39 - 40, Rio Claro.

Andreis, R.R.; Japas, M.S.; Rodriguez, S. 1996. Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires (Ventania). In: 13º CONGRESO GEOLOGICO ARGENTINO, 3º CONGRESO DE EXPLORACION DE HIDROCARBUROS, Buenos Aires 1996. Excursión Geológica n.1. Buenos Aires: Asociación Geológica Argentina- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 32p.

B

Beltan, L. 1977. Découverte d'une ichthyofaune dans le Carbonifère supérieur d'Uruguay. Rapports avec les faunes ichtyologiques contemporaines des autres régions du Gondwana. Annales de la Société Géologique du Nord 97:351-355.

Beltan, L. 1981. *Coccocephalithchys tessellatus* n.sp. (Pisces, Actinopterygii) from the Upper Carboniferous of Uruguay. II Congreso Latinoamericano de Paleontología, Porto Alegre, Anais I: 95-106.

Beltan, L. 1988. The paleoichthyofauna from the San Gregorio Formation (Late Carboniferous or Early Permian) of South America. 7th Gondwana Symposium, Abstracts 39, São Paulo.

Benvenuto, A. 2016. Geología de la región centro-sur del Departamento de Tacuarembó, Cuenca Norte. Trabajo Final de Licenciatura en Geología.

Beri, Á. y Daners, G. 1996. Palinomorfos de la perforación Cerro Largo Sur N° 4, Pérmico Inferior, Uruguay. Revista Chilena de Historia Natural 6:163-170.

Beri, Á. y Goso, C.A. 1996. Análisis Palinológico y Estratigráfico de la Fm. San Gregorio (Pérmico Inferior) en el área de los Cerros Guazunambí, Cerro Largo, Uruguay. Revista Española de Micropaleontología 28:67-79.

Beri, Á. y Goso, C.A. 1998. Resultados palinológicos y estratigráficos de la Formación San Gregorio (Pérmico Inferior), Uruguay. *Revista Universidade Guarulhos, Geociências*, 3:108-119.

Bordovsky, O. K. 1965. Accumulation and transformation of organic substance in marine sediments. *Marine Geology*, 3: 3-114.

Bossi, J. 1966. Geología del Uruguay. Depto. Publ. Universidad de la República. Montevideo, 469 p.

Bossi, J., Ferrando, L., Elizalde, G., Morales, H., Ledesma, J., Carballo, E., Ford, Y. & Montaña, J. 1975. Carta Geológica del Uruguay a escala 1:1.000.000. Dir. Suelos y Fertilizantes. MGAP. 32 pp. Montevideo.

Bossi, J. y Navarro, R. 1991. Geología del Uruguay. Departamento de Publicaciones de la Universidad de la República. Montevideo. 967 pp.

Bouma, A. H., 1962. *Sedimentology of Some Flysch Deposits*: Amsterdam (Elsevier).

C

Caorsi J.H. & Goñi, J.C. 1958. Geología uruguaya. *Bol. Inst. Geol. Urug.*, nº37: p1-73.

Closs, D. 1967a. Orthocone cephalopods from the Upper Carboniferous of Argentina and Uruguay. *Ameghiniana* 5(3):123-129. DEMAISON, G. J. AND MOORE, G. T. 1980. Anoxic environments and oil source bed genesis. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64(8): 1179-1209.

Closs, D. 1967b. Upper Carboniferous anaptychi from Uruguay. *Ameghiniana* 5(4):145-148.

Closs, D. 1969. Intercalation of Goniatites in the Gondwana glacial beds of Uruguay. I International. *Symposium of Gondwana Geology & Stratigraphy (IUGS)*, 2:197-212.

Combaz, A. 1964. Les palynofaciès. *Revue de Micropaléontologie* 7: 205-218.

D

Daners, G. & de Santa Ana, H. 2003. Primer registro para Uruguay de *Deusilites tenuistriatus* Gutierrez, Césari & Archangelsky 1997 (Formación San Gregorio, Cuenca Chacoparanense). XII SIMPOSIO ARGENTINO DE PALEOBOTANCO Y PALINOLOGIA. Buenos Aires, Resúmenes, p. 30-31.

Daners G, de Santa Ana H & Veroslavsky G (2004): Nuevos datos palinológicos de la sección basal de la formación San Gregorio en la localidad de Paso de las Bochas (Pérmico inferior, Cuenca Norte, Uruguay). IV Congreso Uruguayo de Geología, CD-Rom, Montevideo.

De Santa Ana, H., 1989. Consideraciones tectónicas y deposicionales en la Cuenca Norte uruguaya. Bol. Técnico ARPEL, 18 (4): 319 - 339.

De Santa Ana H, Ucha N, Couto H, Triunfo G (1982): Evaluación de Yacimientos de Lutitas Pirobituminosas del Uruguay. ANCAP (inédito), 12 tomos, Montevideo.

De Santa Ana, H., Beri, A., Goso, C. y Daners, G. 1993. Análisis estratigráfico de la Formación San Gregorio (Pérmico Inferior) en los testigos del pozo Cerro Largo Sur N° 4 (DINAMIGE) Uruguay. Revista Brasileira de Geociencias 23 (4) p347-351. San Paulo-Brasil.

De Santa Ana, H. 2004. Análise Tectono–estratigráfica das Sequências Permotriassica e Jurocretácea da Bacia Chacoparanense Uruguiaia ("Cuenca Norte"). Tese de Doutorado. UNESP, Rio Claro, 274 pp.

De Santa Ana de, H. & Ucha, N. 1994. Exploration perspectives and hidrocarbon potential of the Uruguayan sedimentary basins. ANCAP. Inf. interno. 90 pp.

De Santa Ana , H; Goso, C; Daners, G. 2006. Cuenca Norte: EstratigrafíadelCarbonífero-Pérmico. En: Cuencas Sedimentarias de Uruguay. En: Geología, Paleontología & Recursos Naturales. V, G., Ubilla, M; Martínez, S. Eds. DIRAC. Montevideo, Uruguay.

Demaison, G. J. and Moore, G. T. 1980. Anoxic environments and oil source bed genesis. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 64(8): 1179-1209.

E

Eyles, N.; Eyles, C.H.; Miall, A. 1983. Lithofacies types and vertical profiles models; an alternativo approach to the description and environment interpretation of glacial diamict and diamictites sequences. Sedimentology, 30:393-410.

Eyles, N. 1983. Glacial Geology. An Introduction for Engineers and Earth Scientists. XIV + 409 pp. Oxford, New York, Toronto, Sydney, Paris, Frankfurt: Pergamon Press).

G

Goso, C. 1995. Análise estratigráfica da Formação São Gregorio na borda leste da Bacia Norte uruguiaia. Dissertação de Mestrado. UNESP, Rio Claro, 214 pp.

Goso, C. y de Santa Ana , H. (1986): Evolución tectónica y sedimentaria de la Cuenca Norte uruguaya. Modelo preliminar. LX RANE 1986, Presente y futuro de la exploración de hidrocarburos en las cuencas latinoamericanas, ARPEL, 30, Lima.

Goso, C. & De Santa Ana, H. 1994. Exploration status of Uruguay sedimentary basins. Oil and Gas Journal, 7: 66-68.

Goso C, Veroslavsky G & de Santa Ana (1996): Modelo estratigráfico seqüencial da Bacia Norte Uruguia. XXXIX Congresso Brasileiro de Geologia, Anais, Salvador, pp. 159- 161.

Guillemain, C. 1911. Zur Geologie Uruguays. Zeitsch. Deutsh. Geol. Ges, Bd. 63: 203-220. Berlín.

M

Magoon, L. B., and W. G. Dow, 1994, The petroleum system, in Magoon, L. B, and W. G. Dow, eds., The petroleum system—from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 3-24.

Marques-Toigo, M., 1970. Anabaculites nov. gen., a new miospore genus from San Gregorio Formation of Uruguay. Rev. Ameghiniana, II: (1), 79-82.

Marques-Toigo, M. 1972. Ammonoids vs. pollen and the Carboniferous or Permian age of San Gregorio Formation of Uruguay, Paraná basin. Anais da Academia Brasileira da Ciências (suplemento) 44: 237-241.

Martínez-Macchiavello, I.C. 1963. Microesporomorfos tipos contenidos en el glacial en la base del Sistema de Gondwana en Uruguay. Boletín da Universidade do Paraná, Geologia 10: 1-14.

McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowski, D.; Peters, K. y Stankiewicz. 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review 23(2):36-47.

Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., Oliveira Mendonça, J., Donizeti de Oliveira, A., Freitas da Silva, T., Rondon, N.F., & Sobrinho da Silva, F., 2012. Organic facies: palynofacies and organic geochemistry approaches. In: Panagiotaras D. (Ed.), Geochemistry - Earth's System Processes. Editions InTech, 211-248.

Miall, A.D. 1978. Lithofacies types and vertical profile models in braided river deposits: a summary. In: MIALL (de.), Fluvial Sedimentology. Can. Soc. Petrol. Geol., Memoir 5, 597 – 604.

Miall, A.D, 1996. The geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis and petroleum geology. Springer-Verlag, Heidelberg, 582 p.

Middleton, G.V., 1973. Johannes Walthers law of the correlation of Facies. Geol. Soc. Am. Bull., 84, 979-988.

Milani, E.; de Melo, J.H.E.G.; de Souza, P.A.; Fernandes, L.A. y França, A.B. 2007. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da Petrobras 15(2):265-297.

N

Núñez-Betelu, L. y Baceta, J.I. 1994. Basics and Application of Rock-Eval/TOC Pyrolysis: an Example from the Uppermost Paleocene/Lowermost Eocene in the Basque Basin, Western Pyrenees. *Munibe Ciencias Naturales* 46:43-62.

P

Panario, D., 1988. Geomorfología del Uruguay. Facultad de Ciencias, Universidad de la República, Montevideo.

Peters, K. E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318-329.

Peters, E. y Cassa, R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. Pp. 93-120 in: Magoon, L.B. y Dow, O.G. (eds.), *The Petroleum System-from Source to Trap*. AAPG Memory n° 60.

Pearson, D.L., 1984. Pollen/spore color "standard". Phillips Petroleum Company Exploration Projects Section (reproduced in Traverse, A., 1988. *Palaeopalynology*, Plate 1. Unwin Hyman, Boston).

Preciozzi, F., Spoturno, J., Heinzen, W., Rossi, P (1985). Carta geológica del Uruguay a escala 1:500.000, Dirección Nacional de Minería y Geología, Montevideo.

R

R. L. Folk, Peter B. Andrews & D. W. Lewis (1970) Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand, *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 13:4, 937-968.

S

Selley, R. C. 1996. *Ancient Sedimentary Environments and their Sub-Surface Diagnosis*, 4th ed. xvii + 300 pp. London, Glasgow, Weinheim, New York, Tokyo, Melbourne, Madras: Chapman & Hall. Price £24.99 (paperback). ISBN 0 412 57970 7.

Soto, M. 2014. "Geología, geofísica y geoquímica de la región de Pepe Núñez Cuenca Norte (Uruguay)". Tesis de Maestría PEDECIBA Geociencias. Facultad de Ciencias, UDELAR.

T

Tyson, R.V. 1995. Sedimentary organic matter. Chapman & Hall, London, 615 pp.

V

Vera Torres, J 1994. “Estratigrafía”. Catedrático de Estratigrafía de la Universidad de Granada.

Veroslavsky, G, Fúlfaro, V. y de Santa Ana, H. 2006. El Devónico en Uruguay: estratigrafía, correlación geológica y recursos minerales. En: Veroslavsky, G., Ubilla, M. y Martínez, S (eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: geología, paleontología y recursos naturales - Paleozoico. DIRAC-Facultad de Ciencias, Montevideo, pp. 107-132.

W

White, I.C. 1908. Relatorio final da Comissao do Estudos de Carvão de Pedra do Brasil. Rio de Janeiro.