

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS


Caracterización y Estimación del Potencial de Recursos de Shale Gas de la Formación Muerto en el Afloramiento Corcobado, Cuenca Lancones, Noroeste Peruano

Para obtener el título profesional de:

Ingeniero de Petróleo y Gas Natural


Elaborado Por:

José Alfonso Rodríguez Cruzado

 0000-0003-4807-3279

Asesor:

M.Sc. Walter Jacob Morales Paetán

 0000-0003-1696-3437

LIMA – PERÚ

2022

AGRADECIMIENTO

Al Grupo de Investigación WALAC RESEARCH de la Universidad Nacional de Ingeniería – Perú (UNI), liderado por la Dr. Luz Eyzaguirre. Al MSc. Walter Morales Paetán, el Ing. Heraud Taipe, con quienes fundamos el grupo de investigación.

Mi más sincero agradecimiento a los ingenieros geólogos Jorge Oré, Arturo Córdova, Hugo Valdivia, Adrián Montoya y José Macharé, a los ingenieros PhD. Samuel Armacanqui, MSc. Jerjes Porlles, MSc. Alexei Huerta, PhD. Victor Pretell, MSc. Pedro Zegarra, PhD. María Quintana, MSc. Guillermo Baldeón, PhD. Israel Chávez por su orientación y apoyo a lo largo de esta investigación.

Un especial agradecimiento a mis compañeros y colegas Airton Alarcón, Bryghyt Alvarez, Grisel Cuba, Américo Arguedas, Kevin Chipana, Gustavo Rodriguez, Jorge Madge, Brayan Nolasco, Gregorio Salazar, Carlos Ubillas, Robbien Corrales, Ronald Ávila, Andrea Erazo, Johan Torrejón, Jack Medrano, Piero Pinto y Joel Cahuas; por su disposición en el desarrollo del proyecto de investigación, aprendí mucho de ustedes.

A la Agencia Peruana de Hidrocarburos PERUPETRO S.A. por poner a disposición información inédita, que ha sido de gran utilidad para la investigación. Al PhD. Thomas Gentzis de *Core Laboratories – Houston*; al PhD. Ali Ousseini Tinni y al PhD. Rouzbeh Ghanbarnezhad Moghanloo de *Mewbourne School of Petroleum & Geological Engineering - University of Oklahoma*; a los geólogos Manuel Lopez y Silvia Blanco del laboratorio LCV, por realizar los análisis de laboratorio y por las interesantes discusiones científicas. Al Dr. Daniel Canto y el Sr. Pedro López del Laboratorio de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica (FIP) de la UNI por brindar el acceso a la máquina de corte diamantina para la extracción de *plugs* (sub-muestras). Al MSc. Marco Tejada y al Téc. José Ortiz del Laboratorio de Ensayos y Materiales de la Facultad de Ingeniería Civil de la UNI por brindar su experiencia para el muestreo de testigos con broca

diamantina en campo. Al SERNANP y a UNIPETRO ABC por apoyar eficientemente con la gestión para el ingreso las áreas de estudio. A la familia Peña de Corcobado, la familia Olaya de La Peñita y los pobladores de El Angolo, por la hospitalidad que nos brindaron y las experiencias compartidas.

Al Concejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), al Banco Mundial y al Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT), como entidad financiadora del Sub-proyecto E041-2018-01-BM del que formé parte. Al Vicerrectorado de Investigación, y al área de investigación la FIP-UNI, por los fondos semilla, y el soporte institucional que permitieron el inicio de este estudio. A los ingenieros Jorge Galloso y Javier Dextre de ZEUS ENERGY SAC por apoyar parte del trabajo de geología de campo. Estas contribuciones apoyaron significativamente esta investigación.

DEDICATORIA

A mis padres, Melva Cruzado Quiroz y Wilmer Rodriguez Huancahuari, que siempre fueron un ejemplo e inspiración y a mi hermana Camila por su inmenso cariño.

A las personas que cuidaron de mi: mis abuelos Isolina y Alfonso, mis tíos Raquel y Gino, mis tías Teresa y Mariela. Nunca podré agradecerles lo suficiente toda la ayuda que me brindaron durante todos estos años.

RESUMEN

La formación Muerto se define usualmente como una roca generadora de petróleo en el noroeste peruano. Similarmente a otras rocas generadoras en el mundo, esta podría también actuar como un reservorio no convencional en roca generadora. A diferencia de trabajos previos, en esta investigación se evaluó la distribución estratigráfica de diferentes características de la formación Muerto y se estimó el potencial de recursos prospectivos (en volumen y composición).

Se definió como área de estudio a la sección de 278 metros de espesor de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado. Se adquirió información geológica de campo y muestras, sobre las cuales se realizaron múltiples análisis de laboratorio (fluorescencia de rayos X (FRX), petrografía, difracción de rayos X (DRX), carbono orgánico total (COT), pirólisis Rock-Eval, y porosidad). Los datos de COT, pirólisis y contenido de carbonatos se encontraron en buena concordancia con los análisis reportados por Petroperú en 1985-86, lo cual evidencia la representatividad de los nuevos datos. La FRX demostró ser confiable para estimar el COT y principales componentes minerales.

La formación Muerto en la cuenca Lancones está en la ventana de petróleo en los afloramientos (en promedio, Tmax de 455°C y 1%Ro), y en la ventana de gas en subsuelo, en la mayor parte de la cuenca Lancones (>1.50 %Ro).

En el afloramiento Corcobado, la formación Muerto muestra un potencial de generación principalmente de petróleo (45-73% de petróleo). Esta sección se dividió en 3 intervalos, basado en su riqueza y calidad orgánica, mineralogía y porosidad.

Los recursos prospectivos de los intervalos inferior, medio y superior se estimaron, respectivamente, en 177-180, 332-540 y 270 mpc/ac-pie, para condiciones típicas de reservorio (3800 psi / 70°C), y en 177-290, 332-760 y 430 mpc/ac-pie, para condiciones de mayor profundidad (8000 psi / 150°C).

ABSTRACT

The Muerto Formation is generally defined as an oil prone source rock in the Peruvian Northwest. As other worldwide source rocks, it could also act as a self-contained source-reservoir system. Unlike previous works, in this research, it was evaluated the stratigraphic distribution of geochemical and petrophysical characteristics of the Muerto formation and it was estimated the prospective resources (in volume/ac-ft and composition).

A 278-meter stratigraphic section of Muerto formation at the Corcobado outcrop was selected as the study area. Geological field information and samples were acquired, on which multiple labs analyzes were performed (X-ray fluorescence (XRF), petrography, X-ray diffraction (XRD), total organic carbon (TOC), Rock-Eval pyrolysis, and porosity). The TOC, pyrolysis and carbonate content data were found to be in good agreement with the analyzes reported by Petroperú in 1985-86, which suggest the representativeness of the new data. The XRF proved to be reliable to estimate the TOC and main mineral components.

The Muerto formation in the Lancones basin outcrops is in the oil window (on average, Tmax of 455°C and 1%Ro), and the gas window, in most of the Lancones basin (> 1.50%Ro).

In the Corcobado outcrop, the Muerto formation shows a potential to generate mainly oil (45-73% oil). This section was divided into 3 intervals, based on its organic richness and quality, mineralogy, and porosity.

The prospective resources of the lower, middle, and upper intervals were estimated, respectively, at 177-180, 332-540 and 270 mcf/ac-ft, for typical reservoir conditions (3800 psi / 70°C), and at 177- 290, 332-760 and 430 mcf/ac-ft, for deeper conditions (8000 psi / 150°C).

PRÓLOGO

El reciente éxito de la producción de hidrocarburos de reservorios no convencionales *shale* en Estados Unidos ha atraído especial atención en otras regiones petrolíferas en el mundo. En este contexto, se presenta la caracterización y estimación del potencial geoquímico de una de las principales rocas generadoras del noroeste peruano, la formación Muerto, basado en la litología, composición mineralógica, carbono orgánico total, parámetros de pirólisis y porosidad. Este estudio se realizó sobre una sección de 277 metros, medida en el afloramiento en la quebrada Corcobado, en la cuenca Lancones.

En el CAPÍTULO I, que es la introducción, se compone del estado del arte, se plantea la realidad problemática, los objetivos, la hipótesis y las variables, y finalmente, lo anterior se condensa en la matriz de consistencia.

En el CAPÍTULO II, se compone por el marco teórico y marco conceptual, el cual muestra los principios utilizados respecto a roca generadora, la materia orgánica sedimentaria, la estimación del potencial y características de los reservorios no convencionales.

El CAPÍTULO III, está conformado por el contexto geológico en que se depositó la formación Muerto en la cuenca Lancones. Este capítulo incluye una descripción de la ubicación, límites y estratigrafía de la cuenca Lancones; así también, una descripción de la litología, relación estratigráfica, edad y afloramientos de la formación Muerto.

El CAPÍTULO IV, describe la metodología utilizada para el desarrollo de la investigación, explicando las 4 etapas desarrolladas en el presente estudio: la adquisición de información de campo y muestras, análisis de laboratorio, la caracterización del afloramiento y la estimación del potencial de recursos.

En el CAPÍTULO V, se desarrollaron los resultados, lo cuales incluyen, la caracterización de la formación Muerto en el área de estudio, la evaluación de su madurez

termal en la cuenca, la estimación del potencial de generación original y la evaluación del potencial de recursos hidrocarburíferos.

En el CAPÍTULO VII, se expusieron las conclusiones, principalmente, mostrando la comparación entre el potencial de generación y la capacidad de almacenamiento, así como datos de caracterización. Finalmente, también se incluyeron algunas recomendaciones.

INDICE

AGRADECIMIENTO	i
DEDICATORIA	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT.....	v
PRÓLOGO.....	vi
INDICE.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABLAS	xvi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Problemática	3
1.3 Formulación del Problema.....	4
1.4 Objetivos de la Investigación.....	4
1.5 Justificación de la Investigación	5
1.6 Hipótesis de la Investigación	5
1.7 Operacionalización de Variables	5
1.8 Matriz de Consistencia.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	8
2.1 Métodos analíticos	8
2.1.1 Pirólisis para evaluación geoquímica	8
2.1.2 Reflectancia de vitrinita (%Ro)	10
2.1.3 Fluorescencia de rayos X (FRX)	10
2.1.4 Difracción de rayos X (DRX).....	11
2.2 Roca generadora	12

2.2.1 Modelo conceptual	12
2.2.2 Categorías	13
2.2.3 Origen de los hidrocarburos	14
2.2.3.1 Sedimentación de la materia orgánica	14
2.2.3.2 Formación del querógeno	14
2.2.3.3 Evolución de la materia orgánica	15
2.2.4 Rocas generadoras en lutitas vs carbonatadas	16
2.3 Materia orgánica sedimentaria.....	16
2.3.1 Maceral	16
2.3.2 Querógeno	17
2.3.3 Tipos de querógeno	18
2.3.3.1 Índice de hidrógeno del querógeno tipo II.....	19
2.3.3.2 Discusión sobre los “tipos de querógeno”	20
2.4 Evaluación de la roca generadora	21
2.4.1 Madurez termal.....	22
2.5 Potencial de generación de hidrocarburos	25
2.6 Shale gas	26
CAPÍTULO III: CONTEXTO GEOLÓGICO.....	28
3.1 Geología Regional - cuenca Lancones.....	28
3.1.1 Ubicación y límites.....	28
3.1.2 Estratigrafía	30
3.1.2.1 Mesozoico.....	30
3.2 Formación Muerto	34
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	37
4.1 Flujo de trabajo	37

4.2 Geología de campo	38
4.2.1 Reconocimiento.....	38
4.2.1.1 Cronograma	41
4.2.1.2 Accesibilidad	42
4.2.1.3 Características de los afloramientos	43
4.2.2 Reconocimiento del campo	44
4.2.2.1 Determinación del área de estudio.....	45
4.2.3 Medición de secciones geológicas y muestreo sistemático.....	45
4.3 Análisis de laboratorio	47
4.3.1.1 Carbono orgánico total (COT).....	48
4.3.1.2 Difracción de rayos X (DRX).....	48
4.3.1.3 Fluorescencia de rayos X (FRX)	48
4.3.1.4 Petrografía.....	49
CAPÍTULO V: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	50
5.1 Determinación del área de estudio.....	50
5.1.1 Evaluación geoquímica	50
5.1.1.1 Madurez termal.....	51
5.1.2 Selección del afloramiento de estudio.....	53
5.1.2.1 Descripción del afloramiento.....	53
5.2 Adquisición de nueva información	55
5.2.1 Representatividad de los datos	55
5.2.2 Modelado de la mineralogía y el COT usando FRX.....	58
5.3 Caracterización de la sección estratigráfica.....	65
5.3.1 Mineralogía.....	65
5.3.2 Geoquímica orgánica.....	67

5.3.3 Microfacies	70
5.3.4 División estratigráfica por intervalos	74
5.4 Estimación de recursos prospectivos	79
5.4.1 Composición de hidrocarburos generados.....	80
5.4.2 Potencial de generación original (S2o).....	81
5.4.2.1 Cálculo en volumen por acre-pie	83
5.4.3 Capacidad de almacenamiento	84
5.4.4 Recursos prospectivos	85
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO	87
CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 <i>Evaluación mundial de recursos shale (46 países)</i>	3
Figura 2 <i>Distribución de la materia orgánica en una muestra de baja madurez termal.</i>	9
Figura 3 <i>Esquema de la distribución de los componentes sólido y fluidos en roca generadora y no-generadora.</i>	13
Figura 4 <i>Esquema conceptual de la composición de una roca generadora inmadura</i>	13
Figura 5 <i>Esquema de la evolución de la materia orgánica y los productos generados.</i>	16
Figura 6 <i>Diferencias en los tipos de querógeno por distribución de productos.</i>	19
Figura 7 <i>Distribución de los valores índice de hidrógeno original (HIo) de una base de datos de muestras inmaduras de rocas generadoras marinas (Jarvie, 2012a).</i>	20
Figura 8 <i>Factores que usualmente pueden causar anomalías en el Tmax.</i>	24
Figura 9 <i>Ubicación y límites de la cuenca Lancones</i>	28
Figura 10 <i>Mapa de la cuenca Lancones: Bloques Norte y Sur.</i>	29
Figura 11 <i>Línea sísmica PLUXII99-05 con dirección SO-NE, mostrando los bloques Norte y Sur de la cuenca Lancones.</i>	30
Figura 12 <i>Columna estratigráfica de la cuenca Lancones.</i>	31
Figura 13 <i>Columna estratigráfica del Cretácico en la Cuenca Lancones.</i>	32
Figura 14 <i>Ubicación de los afloramientos de la formación Muerto.</i>	36
Figura 15 <i>Flujo de trabajo del desarrollo de esta investigación</i>	37
Figura 16 <i>Afloramientos de la formación Muerto, bases logísticas y carreteras.</i>	39
Figura 17 <i>Base logística en las diferentes áreas de afloramientos</i>	40
Figura 18 <i>Afloramientos de la formación Muerto en las quebradas en las áreas A y B.</i>	43
Figura 19 <i>Afloramientos de la formación Muerto en las quebradas en las áreas C y D.</i>	44
Figura 20 <i>Reconocimiento de las rutas de acceso al afloramiento.</i>	44
Figura 21 <i>Medición de sección estratigráfica y muestreo sistemático.</i>	46

Figura 22 <i>Proceso de muestreo utilizando cincel y comba</i>	46
Figura 23 <i>Intercalación de capas masivas y laminadas en la quebrada Corcobado</i>	48
Figura 24 <i>Registro geoquímico de una sección de las formaciones Muerto, Huasimal y Encuentros, medida en la quebrada Angelitos, cuenca Lancones. No está a escala vertical.</i>	50
Figura 25 <i>Tendencia de la madurez termal de la formación Muerto en la cuenca Lancones.</i>	52
Figura 26 <i>Perfil estratigráfico mostrando el contenido de carbonatos, COT y parámetros de pirólisis Rock-Eval de la formación Muerto en la sección Corcobado.</i>	55
Figura 27 <i>Comparación de contenido de carbonatos usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.</i>	56
Figura 28 <i>Comparación del COT usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.</i>	57
Figura 29 <i>Comparación de los parámetros de pirólisis Rock-Eval usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.</i>	57
Figura 30 <i>Gráfica de la relación entre el parámetro Q&F con las variables (a) SiO₂, (b) CaO, y (c) Sr.</i>	60
Figura 31 <i>Gráfica de la relación entre el parámetro Carbonatos con las variables (a) SiO₂, (b) CaO, y (c) Sr.</i>	61
Figura 32 <i>Gráfica de la relación entre el parámetro Arcillas con las variables (a) Al₂O₃, (b) Fe₂O₃, (c) K₂O, (d) TiO₂, (e) Pb, (f) Zr, (g) Rb, y (h) Th</i>	61
Figura 33 <i>Gráfica de la relación entre el parámetro COT con las variables (a) Cu, (b) V, (c) Mo, (d) U, y (e) Zn.</i>	61
Figura 34 <i>Gráfica de los parámetros “calculados” versus los parámetros medidos de (a) Carbonatos, (b) cuarzo & feldespatos, (c) arcillas, y (d) COT.</i>	63
Figura 35 <i>Comparación de valores de composición mineralógica y COT modelados vs valores medidos</i>	64

- Figura 36 *Histogramas de la composición mineralógica en roca total de la formación Muerto, mostrando los valores mínimo (Min), máximo (Max) y promedio (Prom).*.....66
- Figura 37 *Gráficas para caracterizar el tipo de querógeno: (a) IO vs IH y (b) Tmax vs IH ..*68
- Figura 38 (a) *Gráfica S2-COT muestra que la mayoría de los datos se agrupan en una tendencia principal. (b) Gráfica S2-COT mostrando la tendencia principal que define el mg HC/g COT y el efecto de la desviación de la linealidad cuando el S2 es menor a 2 mg HC/g roca.*69
- Figura 39 *Gráficos S2-COT para cada intervalo de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado.*.....70
- Figura 40 (MF-1) M64, fangolita con foraminíferos: Abundantes granos esqueletales (flechas). (MF-2) M25, fangolita silicificada: Laminación planar, paralela y discontinua, dada por la abundancia de peloides. (MF-3) M20, Toba cristalina, alterada: Subordinados poros intracrystalinos en plagioclasas. (MF-4) M31, wackestone litoclástico: Litoclastos carbonáticos de composición de bindstone inmersos en wackestone o fangolita. (MF-5) M18, Dolomía: Detalle de rombos de dolomita euhedral a subhedral (cículo). Nicoles paralelos. (MF-6) M46, fangolita peloidal: Abundantes granos silicoclásticos (puntos blancos).73
- Figura 41 *Distribución del COT, componentes minerales y porosidad según cada microfacie. (n=...): cantidad de muestras.*73
- Figura 42 *Histograma de la composición mineralógica en roca total de la formación Muerto por intervalos, mostrando los valores mínimo (Min), máximo (Max) y promedio (Prom).*77
- Figura 43 *Perfil estratigráfico de los intervalos de la formación Muerto en la sección Corcobado mostrando litología, composición mineralógica, contenido orgánico, parámetros de pirólisis, y porosidad.*.....78
- Figura 44 *Superposición para TR=0.55, y visualización del GORP=0.03*80
- Figura 45 *Potencial de generación de gas de la formación Muerto por intervalos.*84

Figura 46 <i>Estimación del potencial de recursos prospectivos</i>	86
Figura 47 <i>Comparación de gastos realizados en esta investigación vs costos proyectados con enfoque comercial</i>	88

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 <i>Matriz de consistencia</i>	7
Tabla 2 <i>Principales parámetros de la pirólisis Rock-Eval y el COT.</i>	9
Tabla 3 <i>Resumen de los principales elementos y su significado en las interpretaciones quimio-estratigráficas.</i>	11
Tabla 4 <i>Categorías de roca generadora y sus definiciones.</i>	13
Tabla 5 <i>Clasificación de grupos macerales</i>	17
Tabla 6 <i>Tipo de querógeno clasificado de acuerdo la fuente del material orgánico y el ambiente con los que han sido asociados</i>	18
Tabla 7 <i>Resumen de los lineamientos clásicos para la interpretación de los parámetros geoquímicos de una roca generadora. Estos valores deben utilizarse con el entendimiento de sus limitaciones.</i>	21
Tabla 8 <i>Inicio de la ventana de generación de petróleo según el tipo de querógeno.</i>	23
Tabla 9 <i>Resumen de ventajas y problemas del uso de la reflectancia de vitrinita como indicador de madurez termal.</i>	23
Tabla 10 <i>Relación entre las ventanas de generación de hidrocarburos y los rangos de Tmax asignados.</i>	24
Tabla 11 <i>Afloramientos transitados durante el reconocimiento de campo</i>	41
Tabla 12 <i>Rutas de acceso a los afloramientos. Tipo de acceso y tiempo referenciales.</i>	42
Tabla 13 <i>Cantidad y tipo de análisis de laboratorio por cada unidad estratigráfica.</i>	47
Tabla 14 <i>Coeficientes de correlación de Pearson (r) calculados comparando 32 óxidos y elementos, con los 3 grupos mineralógicos simplificados (Carbonatos, Q&F y Arcillas) y con el COT. Se resaltó en gris los coeficientes de correlación de mayor influencia (-0.6 > r > 0.60). * también fue considerado por estar cercano a 0.6.</i>	59
Tabla 15 <i>Constantes calculadas que optimizan los modelos</i>	64

Tabla 16 <i>Características de la formación Muerto por intervalos.</i>	76
Tabla 17 <i>Cálculo del IHo, TR y GORP</i>	80
Tabla 18 <i>Cálculo del potencial de generación original (S2o)</i>	82
Tabla 19 <i>Definición de 4 escenarios de cálculo basado en el GORP y S2o</i>	83
Tabla 20 <i>Potencial de generación de gas de la formación Muerto</i>	83
Tabla 21 <i>Valores estimados de GIP (mcf/ac-ft) en dos condiciones de yacimiento diferentes</i>	84
Tabla 22 <i>Costos de esta investigación</i>	87
Tabla 23 <i>Costos estimados considerando un enfoque comercial</i>	88

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

A través de la historia petrolera en el noroeste peruano, los estudios de geoquímica orgánica realizados coinciden en que la formación Muerto, de edad Albiano - Cretácico Inferior, es la que presenta el mejor potencial como roca generadora efectiva en las cuenca Lancones.

Petroperú (Alvarez & Garrido, 1987) realizó el primer y más extenso estudio de geoquímica orgánica con el objetivo de identificar y evaluar el potencial de las rocas generadoras en la cuenca Lancones. Este estudio

Entre los estudios geoquímicos de roca generadora y correlación con hidrocarburos de la formación Muerto, se encuentran los elaborados por: Petroperú, Perupetro & LCV, Mobil, Corelab, Pluspetrol & LCV. A continuación, se describen los principales resultados de algunos de estos trabajos.

El potencial de generación de hidrocarburos de una roca generadora depende de la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica presente (Tissot y Welte, 1978; Sykes y Snowdon, 2002).

Dado la extendida disponibilidad de datos de Rock-Eval, estos datos han sido utilizados por diferentes autores para generar métodos. Schmoker realizó un método de 4 pasos, donde el potencial es calculado a partir de la diferencia entre el IHo y el IH actual. Dahl, propuso un método para estimar el potencial original de generación (S2o) y cuantificar la composición petróleo y gas generados. El S2o fue reconstruido a partir del TR, mientras la composición de los hidrocarburos generados fue estimada al comparar los conceptos que introdujo de IHvivo y el espectro de IH desde 100% petróleo hasta 100% gas. Luego el método propuesto por Javie para estimar el S2o se basa en reestituir el S2o a partir del querógeno inerte, a partir de la transformación usando el IHo

En Perú, (Marquez-Macedo, 2017) realizó una estimación del volumen de hidrocarburos generados del Grupo Ambo en la Cuenca Ucayali Sur, con un enfoque probabilístico. Para la estimación del volumen de hidrocarburos generados, se utilizó el método propuesto por Schmoker (1994), para lo cual, el TOCo y el HIo se estimaron mediante un método basado en la TR (Bordenave, 1993).

En India, Varma et al. (2015) evaluó el potencial de generación de diferentes formaciones de la cuenca Raniganj. En este trabajo se calculó el HIo fue calculado a partir de la composición de distintos macerales (Jarvie et al., 2007), luego el TR y finalmente el TOCo a partir de las ecuaciones propuestas por Peters et al. (2004).

Sheikh & Giao (2017) evaluaron el potencial de la formación Sembar en el sur de la cuenca Indus, Pakistan. En este estudio, se propuso y aplicó un enfoque integrado, que combina la evaluación de rocas generadoras, el modelado del sistema petrolero y cálculos volumétricos para evaluar el potencial de *shale gas*. En este caso, para evaluar el potencial de generación se utilizaron de manera complementaria las metodologías de Jarvie et al. (2007) y Schmoker (1994).

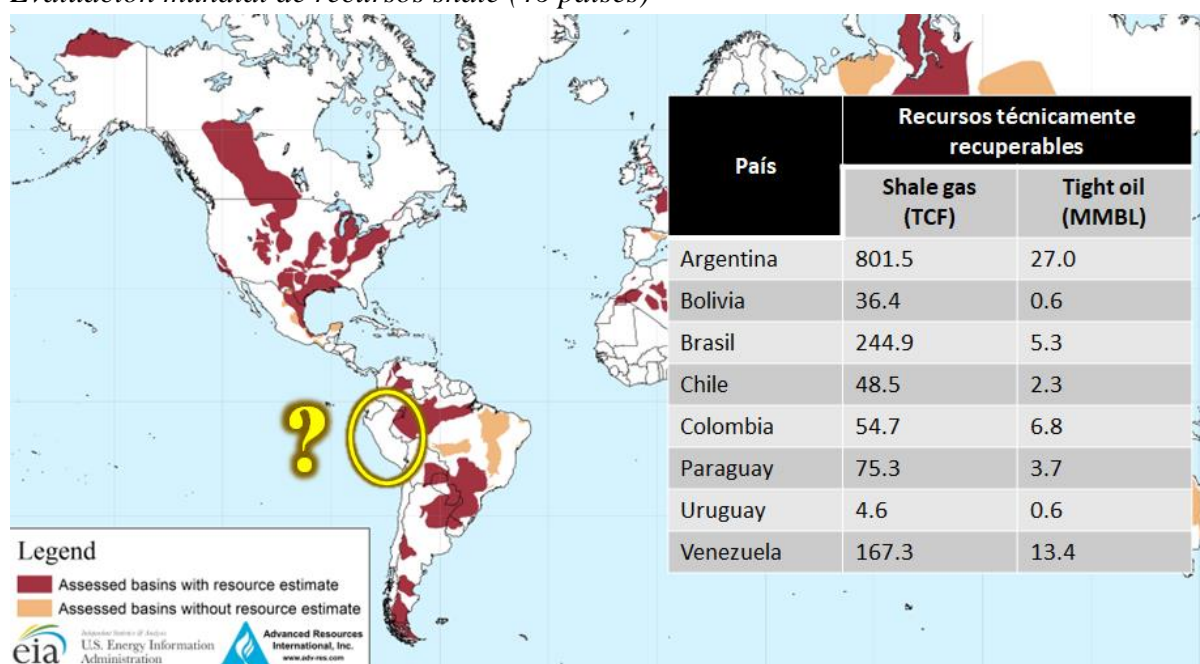
Wang et al. (2020) propuso una actualización del método de Pang et al., 2005 para la estimación de potencial de generación y expulsión de hidrocarburos de las rocas generadoras. Wang et al. (2020) identificó puntos débiles como la dependencia del método en el parámetro S1, que mide el contenido de hidrocarburos libres, el cual, puede reducirse significativamente durante el manejo de las muestras (Chen et al. 2018a). El nuevo método toma en cuenta el índice de hidrógeno original (IHo) y la relación de transformación del querógeno (TR), y calibra la pérdida de hidrocarburos por evaporación.

1.2 Problemática

El éxito en la producción de reservorios tipo *shale oil & gas* en EE. UU. ha incentivado el interés por evaluar el potencial de estos recursos fuera de EE. UU (EIA, 2015). A pesar que el noroeste peruano es un área de larga tradición petrolera (Bolaños Z., 2017), no se ha evaluado el potencial en Perú (Figura 1).

Figura 1

Evaluación mundial de recursos shale (46 países)



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA, 2015)

El actual contexto petrolero peruano, muestra una creciente demanda de energía (IEA, 2020) y una caída sostenida de la producción de petróleo desde la década de 1980, ello ha ocasionado que el país se convierta en un importador de petróleo (AIGLP, 2021; EIA, 2018; PERUPETRO, 2020), por este motivo, los recursos no convencionales en roca generadora han atraído un creciente interés de estudio (Morales-Paetán et al., 2018, 2020; Pairazamán et al., 2021; F. Palacios et al., 2015; Porlles et al., 2021).

1.3 Formulación del Problema

Como se describió en la sección XX, en el Perú existe la formación Muerto con potencial de recursos hidrocarburíferos, pero estos no han sido estimados, por lo cual se formula el siguiente problema

- Problema General

¿Cuánto es el potencial de recursos de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado?

- Problemas Específicos

¿Cuánto es el espesor de cada intervalo de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú?

¿Cuánto es el potencial geoquímico de generación de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú?

¿Cuánto es la capacidad de almacenamiento de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú?

1.4 Objetivos de la Investigación

- Objetivo General

Estimar el potencial de recursos de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú

- Objetivos Específicos

Determinar el espesor de cada intervalo de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú

Estimar el potencial geoquímico de generación de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú

Estimar la capacidad de almacenamiento de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú

1.5 Justificación de la Investigación

La estimación del potencial de recursos *shale oil & gas* permitirá mostrar el potencial de una roca generadora en Perú como reservorio no convencional. Este trabajo beneficiaría tanto a Perupetro, que se encarga de licitar las áreas con potencial, también a empresas interesadas en realizar mayores estudios en esa área, y finalmente también a la academia, ya que se muestran datos que sirvan para futuros trabajos de investigación.

1.6 Hipótesis de la Investigación

- Hipótesis General

El potencial de recursos de la formación Muerto, en el afloramiento Corcobado, Perú, es comparable al de reservorios actualmente en producción en el mundo.

- Hipótesis Específicas

La formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú, presenta al menos 2 intervalos.

El potencial geoquímico de generación de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú, es mayor a 200 mpc de gas/ac-pie

La capacidad de almacenamiento de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado, cuenca Lancones, Perú, es mayor a 180 mpc/ac-pie

1.7 Operacionalización de Variables

Matriz de operacionalización de las variables

Variables	Definición conceptual	Dimensiones	Indicadores
Potencial de recursos hidrocarburíferos			
Intervalos	Cada intervalo está definido por la similitud de características orgánicas y de roca	Calidad orgánica Calidad de la roca	COT Índice de hidrógeno Índice de producción Litología Mineralogía Porosidad

Potencial geoquímico de generación		Volumen de hidrocarburos generados Composición de gas/petróleo Ventana de generación	S _{2o} Organofacies Índice de hidrógeno vivo Factor de conversión del querógeno Reflectancia de vitrinita T _{max}
Capacidad de almacenamiento	Capacidad que tiene la roca de almacenar hidrocarburos bajo condiciones de reservorio dadas	Condiciones de roca Condiciones de reservorio	Porosidad Presión Temperatura

1.8 Matriz de Consistencia

La matriz de consistencia se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1

Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES
<p>Problema General ¿Cuánto es el potencial de recursos hidrocarburíferos de la formación Muerto como reservorio no convencional en la quebrada Corcobado?</p>	<p>Objetivo General Estimar el potencial de recursos hidrocarburíferos de la formación Muerto como reservorio no convencional en la quebrada Corcobado.</p>	<p>Hipótesis General El potencial de recursos hidrocarburíferos de la formación Muerto como reservorio no convencional en la quebrada Corcobado es comparable al de reservorios actualmente en producción en el mundo.</p>	<p>Variable de interés Potencial de recursos hidrocarburíferos</p>
<p>Problemas Específicos ¿Cuánto es la madurez termal de la formación Muerto en la cuenca Lancones?</p>	<p>Objetivos Específicos Estimar la madurez termal de la formación Muerto en la cuenca Lancones.</p>	<p>Hipótesis Específicas La madurez termal de la formación Muerto en la Cuenca Lancones corresponde a la ventana de generación de gas.</p>	<p>Variabes de caracterización Madurez termal</p>
<p>¿Cuánto es la capacidad original de generación de la formación Muerto en la quebrada Corcobado?</p>	<p>Estimar la capacidad original de generación de la formación Muerto en la quebrada Corcobado.</p>	<p>La capacidad original de generación formación Muerto en la quebrada Corcobado excede a la capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Potencial original de generación</p>

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

Múltiples investigaciones han servido como guía para estructurar el presente marco teórico (Carvajal-Ortiz & Gentzis, 2015; Dahl et al., 2004; Dembicki, 2009, 2017; Espitalié et al., 1977; Galvis-Portilla, 2017; Jarvie, 2012a; Jarvie et al., 2007; Jones, 1984, 1987; McCarthy et al., 2011; Passey et al., 1990; Peters et al., 2004; Peters & Cassa, 1994; Tissot & Welte, 1984; Turner, 2016; Vandenbroucke, 2003; Yang & Horsfield, 2020)

2.1 Métodos analíticos

2.1.1 Pirólisis para evaluación geoquímica

La pirólisis surgió como una técnica para evaluar la materia orgánica, siendo este el proceso mediante el cual los materiales orgánicos se degradan térmicamente en ausencia de oxígeno en fragmentos moleculares más pequeños.

Desde la introducción al mercado de la pirólisis Rock-Eval (Espitalié et al., 1977), a mediados de la década de 1970 por el *Institut Français du Pétrole* (IFP), se han utilizado varios tipos de Rock-Eval y dispositivos similares. Esta técnica fue adoptada rápidamente por los laboratorios de geoquímica de todo el mundo para la evaluación de la riqueza, calidad y madurez termal de las rocas generadoras porque era rápida, altamente reproducible, requería una pequeña cantidad de material de muestra (decenas de miligramos) y utilizaba poca mano de obra. Recientemente, se ha aplicado ampliamente en la exploración de reservorios no convencionales (Peters et al., 2015) para documentar heterogeneidades verticales de la materia orgánica (Hill et al., 2007) y medir la saturación de petróleo (Jarvie, 2012b).

La pirólisis Rock-Eval se compone de un pirolizador anhidro de sistema abierto, y detectores en línea para la cuantificación de los hidrocarburos generados y CO/CO₂. Tal como lo definen técnicamente Espitalié et al. (1977), Lafargue et al. (1998), los parámetros básicos que puede proporcionar la pirólisis Rock-Eval incluyen S1 (la cantidad de hidrocarburos ya presentes en la muestra), S2 (los hidrocarburos formados durante la pirólisis), S3 (el CO₂

formado durante la pirólisis), S4 (el contenido de carbono residual o “inerte”) y Tmax (la temperatura correspondiente al máximo del pico S2) como se esquematiza en la Figura 2, y se resume en la Tabla 2.

Figura 2

Distribución de la materia orgánica en una muestra de baja madurez termal.

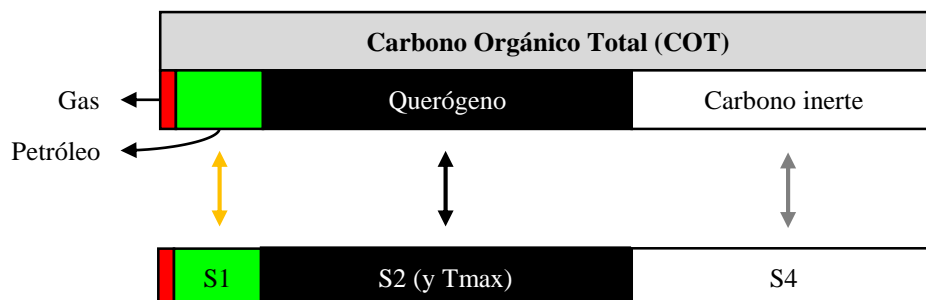


Tabla 2

Principales parámetros de la pirólisis Rock-Eval y el COT.

Parámetro	Definición	Unidades
COT	Carbono Orgánico Total (querógeno + bitumen)	% en peso
S1	Hidrocarburos volátiles libres que fueron liberados térmicamente a menos de 300°C (petróleo/gas libre)	mg HC/g roca
S2	Hidrocarburos generados durante el craqueo térmico 300°C a 550°C (potencial remanente)	mg HC/g roca
S3	Dióxido de carbono orgánico generado durante la pirólisis S2 (indicador de oxidación del querógeno)	mg CO ₂ /g roca
Tmax	Temperatura de máxima generación de S2, (indicador de madurez térmica)	°C
IH	Índice de Hidrógeno = $S2 \cdot 100 / COT$ Utilizado como indicador del tipo de querógeno en el diagrama pseudo Van Krevelen.	mg HC/g COT
IO	Índice de Oxígeno = $S3 \cdot 100 / COT$ Utilizado como indicador del tipo de querógeno en el diagrama pseudo Van Krevelen.	mg CO ₂ /g COT
ISP	Índice de saturación de petróleo = $S1 \cdot 100 / COT$ Indica la saturación de petróleo (potencialmente producible)	

Nota: Recopilado de Jarvie et al. (2007), Peters & Cassa (1994) y Tissot & Welte (1984).

El Rock-Eval I, presentado por Espitalié et al. (1977), pronto fue reemplazado por Rock-Eval II, fabricado por Delsi Inc. y Geocom Inc. (Peters, 1986). Luego, el Rock-Eval III

(*Oil Show Analyzer*) abandonó el análisis de CO₂ con el objetivo de cuantificar el petróleo y el gas generados por separado (Espitalie et al., 1985). El Rock-Eval 6, ha sido fabricado por Vinci Technologies desde 1996 (Behar et al., 2001; Lafargue et al., 1998). En los últimos años, el programa Shale Play™ permitió reconfigurar las temperaturas inicial y final de la pirólisis Rock-Eval 6 (la temperatura inicial para S2 se elevó a 350°C y la convencional para S1 se subdividió en Sh0 y Sh1), caracterizando así mejor los hidrocarburos libres para los campos de petróleo y gas no convencionales (Pillot et al., 2014; Romero-Sarmiento et al., 2016). La última versión de Rock-Eval, denominada Rock-Eval 7S (Lamoureux-Var et al., 2019), permite cuantificar azufre orgánico además de las funciones tradicionales. Otros dispositivos de pirólisis, como el Source Rock Analyzer™ de Humble Instrument/Weatherford (Jarvie et al., 2012) y HAWK™ producido por Wildcat Technologies (King et al., 2015), también han alcanzado una alta presencia en el mercado de reservorios no convencionales de EE. UU. El Rock-Eval 6 es el modelo más utilizado en la actualidad, sin embargo, el Rock-Eval II todavía se utiliza en algunos laboratorios (Al-Matary et al., 2018; Shalaby et al., 2019; Yurchenko et al., 2018).

2.1.2 Reflectancia de vitrinita (%Ro)

La reflectancia de vitrinita es una medida del porcentaje de luz reflejada en el maceral de vitrinita con un aumento de 400-700x. La reflectancia cambia sistemáticamente con el aumento de la madurez termal debido al aumento de la aromatización, la condensación y la disposición preferida de la estructura molecular de la vitrinita en el campo de tensión que se encuentra con el aumento de la presión de carga.

2.1.3 Fluorescencia de rayos X (FRX)

Esta técnica no destructiva utiliza la energía emitida por los fotones que resultan de la interacción de los rayos X incidentes y los átomos característicos de elementos específicos en cada muestra. El espectro de longitudes de onda de la liberación de energía, así como sus

intensidades, se registran mediante un espectrómetro FRX que detecta y cuenta las proporciones de algunos elementos principales y trazas presentes en la muestra.

Las recientes contribuciones (Algeo et al., 2007; Rowe et al., 2009; Sageman & Lyons, 2003) han demostraron la utilidad de elementos, que se consideran muy sensibles a los cambios en las fuentes de sedimentos, la química del agua y la composición de las rocas. La Tabla 3 resume los elementos principales junto con su significado y/o usos principales para las interpretaciones químico-estratigráficas.

Tabla 3

Resumen de los principales elementos y su significado en las interpretaciones químico-estratigráficas.

Elemento	Significado
Titanio (Ti)	Fuente continental
Zirconio (Zr)	Fuente continental
Silicio / Aluminio (Si / Al)	Origen del cuarzo (biogénico o detrítico)
Aluminio (Al)	Contenido de arcillas y feldespatos
Potasio (K)	Contenido de arcillas y feldespatos
Torio (Th)	Contenido de arcillas y feldespatos
Calcio (Ca)	Fuente de carbonatos y fosfatos
Estroncio (Sr)	Fuente de carbonatos y fosfatos
Magnesio (Mg)	Carbonatos, dolomitización
Manganeso (Mn)	Carbonatos, dolomitización
Uranio (U)	Riqueza de materia orgánica
Vanadio (V)	Anoxia del agua de fondo, sensible a redox
Molibdeno (Mo)	Euxinia del agua de fondo, sensible a redox
Azufre (S)	Pirita, condiciones reductoras, euxinia
Fósforo (P)	Acumulación de fosfatos

Fuente: Diversos autores (Algeo & Lyons, 2006; Algeo & Rowe, 2012; Bhatia & Crook, 1986; Brumsack, 2006; Calvert & Pedersen, 1993; Pearce et al., 1999; Pearce & Jarvis, 1992; Sageman & Lyons, 2003; Tribovillard et al., 2006).

2.1.4 Difracción de rayos X (DRX)

El principio de esta técnica analítica utiliza la energía dispersa que resulta de la interacción de ondas electromagnéticas (rayos X) con planos de átomos en cristales. La luz dispersada resultante causa naturalmente muchas interferencias de ondas que pueden estar en

fase (interferencia constructiva) o fuera de fase (interferencia destructiva) (Amonette, 2002; Moore & Reynolds, 1997). Al relacionar el espaciado de los planos atómicos y las longitudes de onda de los rayos X dispersos, un difractómetro es capaz de registrar las intensidades de los picos de dicha interferencia constructiva, conocidos como picos de difracción, y se consideran diagnósticos de fases minerales específicas.

2.2 Roca generadora

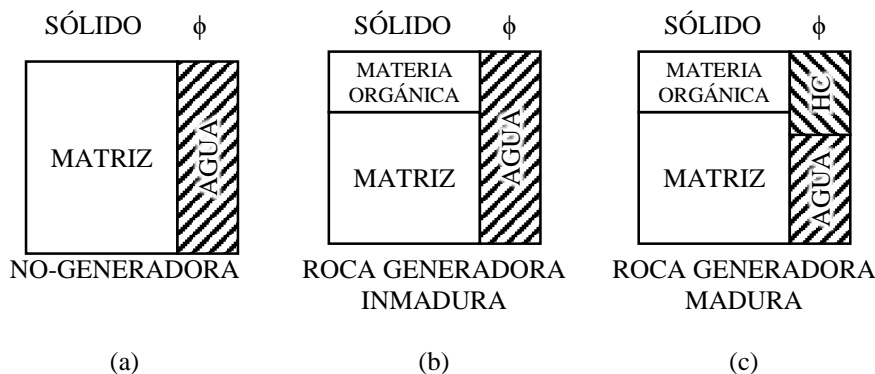
Se define como roca generadora a cualquier roca que ha tenido o tiene la capacidad de generar hidrocarburos, bajo las condiciones suficientes de temperatura y presión (Tissot & Welte, 1984). Estas son rocas sedimentarias de grano fino, debido al ambiente de baja energía y pobre en oxígeno en que se formaron, que a su vez permitieron la preservación de la materia orgánica. Su potencial de generación de hidrocarburos está directamente relacionado con su riqueza y calidad orgánica, y madurez termal (McCarthy et al., 2011).

2.2.1 Modelo conceptual

Para los efectos de este trabajo, se asumió que las rocas enriquecidas en materia orgánica están compuestas por tres componentes: (1) la matriz de la roca, (2) la materia orgánica sólida y (3) los fluidos que llenan el espacio poroso. Las rocas que no son generadora están compuestas principalmente de solo dos componentes: la matriz y el fluido que llena el espacio poroso (Figura 3a y Figura 4). En las rocas generadoras inmaduras, la materia orgánica sólida y la matriz de la roca comprenden la fracción sólida, y el agua de formación llena el espacio poroso (Figura 3b). A medida que la roca generadora madura, una parte de la materia orgánica sólida se transforma en hidrocarburos líquidos (o gaseosos) que se mueven hacia el espacio poroso, desplazando el agua de formación (Figura 3c). Este es esencialmente el modelo descrito por Meissner (1978), Nixon (1973) y Philippi (1965), y es el mismo modelo general usado por Mendelson & Toksoz (1985) y Meyer & Nederlof (1984).

Figura 3

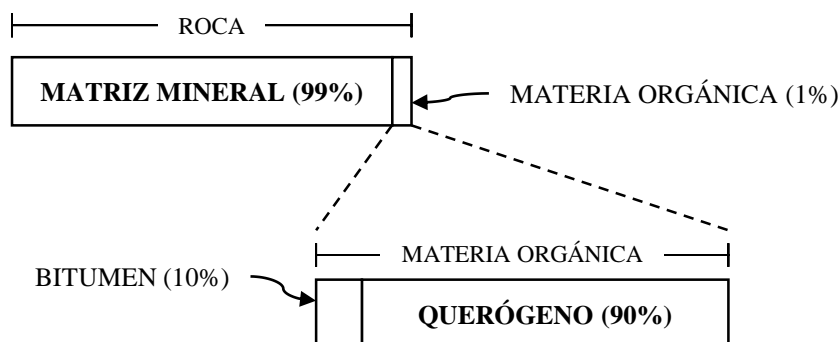
Esquema de la distribución de los componentes sólido y fluidos en roca generadora y no-generadora.



Fuente: Passey et al. (1990)

Figura 4

Esquema conceptual de la composición de una roca generadora inmadura



Fuente: Barker (1979)

2.2.2 Categorías

Las rocas generadoras se pueden dividir en al menos cuatro categorías principales: (1) Potencial, (2) Efectiva, (3) Antiguamente efectiva y (4) Agotada. Estas categorías y sus definiciones se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4

Categorías de roca generadora y sus definiciones.

Categoría	Definición
Potencial	Roca que contiene materia orgánica en cantidad suficiente para generar y expulsar hidrocarburos si se somete a una mayor madurez térmica.
Efectiva	Roca que contiene materia orgánica y actualmente genera y/o expulsa hidrocarburos para formar acumulaciones comerciales.

Antiguamente efectiva	Una roca generadora efectiva que ha dejado de generar y expulsar hidrocarburos debido a un evento de enfriamiento térmico, como un levantamiento o erosión, antes de agotar su suministro de materia orgánica.
Agotada	Una roca generadora activa que ha agotado su capacidad para generar y expulsar hidrocarburos ya sea por falta de suficiente materia orgánica o por haber alcanzado un estado sobremaduro.

Fuente: Law (1999)

2.2.3 Origen de los hidrocarburos

La teoría más aceptada para sustentar la presencia de acumulaciones de petróleo es la del origen biológico, donde la materia orgánica pre-existente se transformó en hidrocarburos (Erdman, 1965; Forsman & Hunt, 1958; Krejci-Graf, 1963).

2.2.3.1 Sedimentación de la materia orgánica

En el marco de un ambiente deposicional marino, de acuerdo a su origen, la materia orgánica puede ser (1) autóctona, es decir, producto de la actividad biológica en la columna de agua, (2) alóctona, es decir, que ha sido transportada lateralmente desde donde ha sido formada, usualmente de plantas de ambiente terrestre, y (3) reciclada o retrabajada, que es producto de la erosión de rocas más antiguas que presentaban contenido orgánico (Gagosian & Lee, 1981; Gagosian & Peltzer, 1986).

Para que se genere el enriquecimiento orgánico de los sedimentos se requiere una fuente de alta productividad biológica (Calvert, 1987). Otro factor es la preservación de la materia orgánica, que está relacionada con la oxigenación de la interfaz sedimento-agua, la presencia de organismos consumidores, y con que la tasa de sedimentación (Demaison & Moore, 1980; Didyk et al., 1978).

2.2.3.2 Formación del querógeno

Una vez que la materia orgánica se incorpora con el sedimento mineral, esta experimenta alteraciones químicas como la hidrólisis, reducción y oxidación, así como la desintegración por los organismos microbianos. Producto de la diagénesis se forman dos productos: la materia orgánica soluble y la insoluble, donde, la mayor parte de la materia

orgánica sufre un proceso de condensación y polimerización para formar el querógeno (Tegelaar et al., 1989; Tissot & Welte, 1984; Welte, 1974).

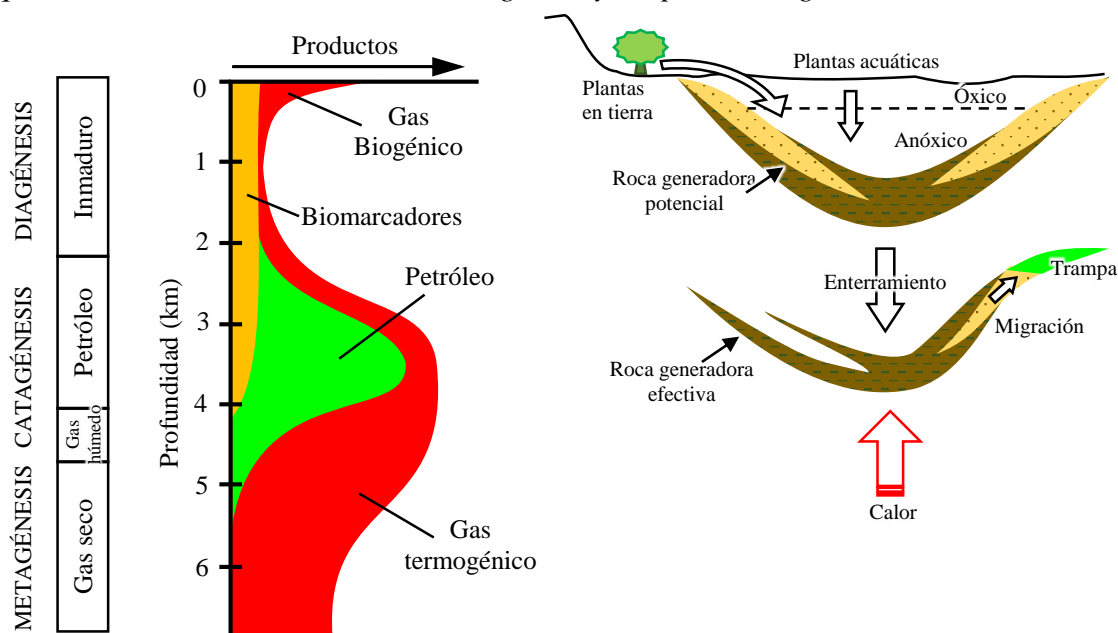
2.2.3.3 Evolución de la materia orgánica

La materia orgánica evoluciona en los sedimentos durante el enterramiento (Figura 5). El origen del metano biogénico está relacionado con la actividad microbiana que influye sobre la materia orgánica a profundidad somera y a temperatura por debajo de 80°C. A mayor profundidad, la descomposición térmica del querógeno da como producto petróleo termogénico, que puede estar asociado a metano, gases "húmedos" (etano, propano, butanos y pentanos), condensado y petróleo crudo. En profundidad, el gas seco se puede originar directamente del querógeno o de la descomposición térmica secundaria del petróleo. La generación de las diferentes fracciones de hidrocarburos como el petróleo, condensado y gas, mediante la descomposición del querógeno termina cuando el hidrógeno del querógeno se agota severamente. Algunos biomarcadores (fósiles moleculares) sobreviven a la diagénesis y gran parte de la catagénesis antes de la destrucción completa durante la catagénesis tardía y la metagénesis (Peters et al., 2004). La escala de profundidad de la Figura 5 difiere según varios factores, como el gradiente geotérmico y la cinética de generación de petróleo para el querógeno específico.

Las rocas generadoras efectivas son el resultado de la deposición y preservación parcial de materia orgánica en sedimentos de grano fino, seguida de la alteración térmica, generalmente debido al enterramiento (McKenzie, 1978). Tres etapas en la evolución de la materia orgánica sedimentaria (Figura 5) incluyen: (1) diagénesis o transformaciones que ocurren antes de una alteración térmica significativa; (2) catagénesis o transformación térmica de querógeno a petróleo a 50 a 200°C; y (3) metagénesis o destrucción térmica del petróleo a >200°C, pero antes del metamorfismo.

Figura 5

Esquema de la evolución de la materia orgánica y los productos generados.



Fuente: Peters et al. (2004)

2.2.4 Rocas generadoras en lutitas vs carbonatadas

La literatura (Hunt, 1967, 1979; Tissot & Welte, 1978) había usado diferencias en los criterios para evaluar el potencial de una roca generadora dependiendo si es carbonatada o lutita. Por ejemplo, se argumentó que las rocas carbonatadas no requieren tanto carbono orgánico como las lutitas para considerarse una roca generadora, sin embargo Jones (1984) evidenció que este argumento se basó en una interpretación errónea del trabajo de Gehman (1962). Jones (1984) concluyó que no hay evidencia convincente para realizar diferencias entre los criterios de evaluación de rocas generadoras carbonatadas o de lutitas. Independientemente de la composición de la matriz, el potencial de generación depende principalmente de la cantidad y calidad de la materia orgánica (Jones & Demaison, 1982).

2.3 Materia orgánica sedimentaria

2.3.1 Maceral

Los macerales son sustancias orgánicas, o agregados de sustancias orgánicas, ópticamente homogéneos, que poseen propiedades físicas y químicas distintivas y que se

encuentran naturalmente en los materiales sedimentarios, metamórficos e ígneos de la tierra (Spackman, 1958) (Tabla 5).

Tabla 5

Clasificación de grupos macerales

Grupo Maceral	Origen	Reflectancia
Vitrinita	Material de la pared celular o tejido leñoso de las plantas	Intermedio
Liptinita (exinita)	Partes cerosas y resinosas de las plantas (esporas, cutículas, restos de resina)	Bajo
Inertinita	Material vegetal fuertemente alterado y degradado en la etapa de turba de formación de carbón	Alto

Fuente: Crelling & Dutcher (1980)

2.3.2 *Querógeno*

La palabra querógeno fue acuñada por primera vez por Carruthers et al. (1912). Esta fue mejor definida por los trabajos subsiguientes, en base a: la generación artificial de petróleo mediante pirólisis (Down & Himus, 1941; Trager, 1924; White, 1915), la composición química de los precursores orgánicos del querógeno (Breger, 1960), la coocurrencia de petróleo y compuestos insolubles en sedimentos antiguos (Forsman & Hunt, 1958), y materia orgánica insoluble en sedimentos recientes (Durand, 1980).

El querógeno es una mezcla compleja de materia orgánica macromolecular, de origen sedimentario que es insoluble en solventes orgánicos comunes. Estas sustancias representan varias etapas en el mismo proceso de transformación de la materia orgánica sedimentaria durante el enterramiento. Vandenbroucke & Largeau (2007) evidenciaron las ambigüedades resultantes de la definición basada en la solubilidad, mostrando la dependencia de la definición del procedimiento experimental de aislamiento de querógeno (van Krevelen, 1993), la aparición de otros tipos de materia orgánica sedimentaria insoluble, que no son de querógeno (Kononova, 1966; Stevenson & Butler, 1969).

Tissot et al. (1974) clasificó el querógeno en tipos, de acuerdo con su contenido de hidrógeno y oxígeno, y cada tipo lo asoció con un grupo maceral. Cada tipo tiene una influencia distinta sobre qué tipo de hidrocarburo que se producirá.

2.3.3 Tipos de querógeno

Se han reconocido 3 tipos básicos de querógeno con la capacidad de generar hidrocarburos (I, II y III), estos tipos de querógeno se describieron inicialmente, basados en las relaciones atómicas H/C y O/C, obtenidas mediante análisis elemental (Tissot et al., 1974).

Tabla 6

Tipo de querógeno clasificado de acuerdo la fuente del material orgánico y el ambiente con los que han sido asociados

Tipo de querógeno	Fuente del material orgánico	Ambiente general de deposición
I	Principalmente algal	Ambiente lacustre
II	Principalmente plancton, y algal en menor medida Mainly plankton, some contribution of algae	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Retrabajado, material oxidado	Diferentes

Tipo I, con H/C alto y bajo O/C, produce principalmente petróleo (Figura 6). Su origen fue asociado con materia orgánica algal o plancton, depositada principalmente en ambientes lacustres y, en algunos casos, en ambientes marinos. Dependiendo de su etapa de evolución térmica, también puede producir gas. Este es responsable de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas (Klemme & Ulmishek, 1991).

Tipo II, con H/C moderadamente alto y O/C moderado, produce principalmente petróleo nafténico (Figura 6). Su origen fue asociado con materia orgánica de restos de plancton que han sido retrabajados por bacterias, depositada en condiciones reductoras en un ambiente marino.

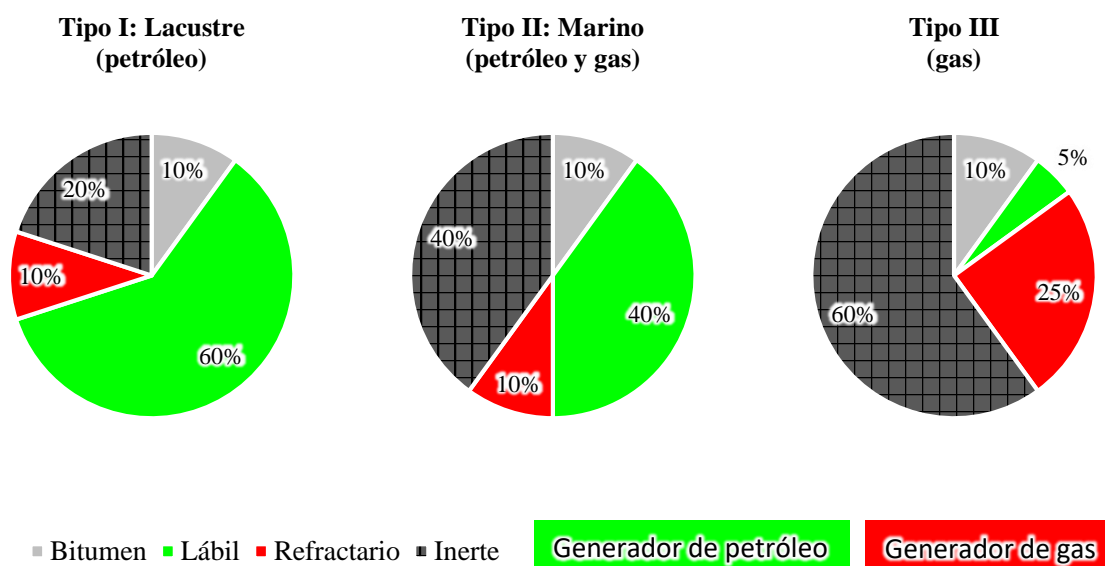
La variación conocida como Tipo II-S, resulta de la deposición en ambientes que promueven una mayor incorporación de compuestos de azufre. Esta variación se presenta, p. ej. en la Formación Monterey de California, o la Formación La Luna de Colombia y Venezuela.

La importancia de este tipo es que la generación de petróleo comienza mucho antes (Tabla 8), lo cual es causado por reacciones cinéticas que involucran compuestos que contienen azufre.

Tipo III, con H/C bajo y O/C alto, produce principalmente gas (Figura 6). Su origen fue asociado a materia orgánica derivada de restos de plantas terrígenas, que se han depositado en ambientes marinos o no marinos poco profundos o profundos, o de materia orgánica depositada en un ambiente oxidante.

Figura 6

Diferencias en los tipos de querógeno por distribución de productos.



Tipo IV, tiene un alto contenido de carbono y es muy pobre en hidrógeno, es considerado como una forma de carbono muerto, y casi no tiene potencial para generar petróleo ni gas (Tissot et al., 1974). Se deriva de la materia orgánica residual que se encuentra en sedimentos más antiguos que han sido retrabajados después de la erosión. Antes de su deposición final, este querógeno puede haber sido alterado por la meteorización subaérea, la combustión o la oxidación biológica en pantanos o suelos.

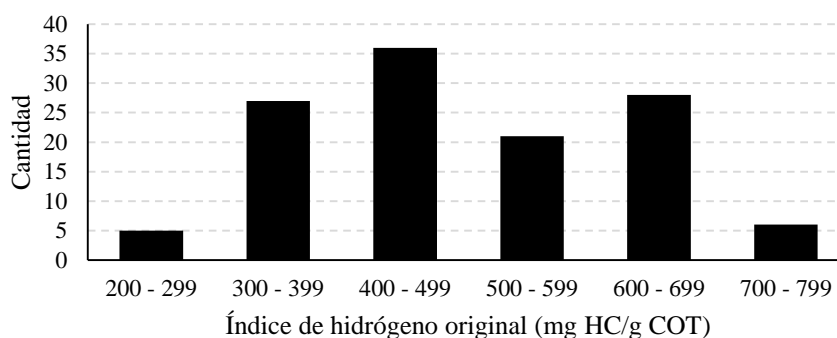
2.3.3.1 Índice de hidrógeno del querógeno tipo II

Dado que la mayoría de los yacimientos de recursos de *shale gas* han sido rocas generadoras marinas, los valores de índice de hidrógeno original (IHo) de una colección

mundial de rocas generadoras marinas proporciona un medio para evaluar el rango de valores esperados. Usando una base de datos de rocas generadoras marinas inmaduras, la distribución predominante de los valores de IHo está entre 300 y 700 mg HC/g COT, aunque la población de muestras arroja un rango de alrededor de 250 a 800 mg HC/g COT (Figura 7). Este rango es similar, pero más amplio que el rango sugerido por Peters & Cassa (1994) para querógenos tipo II, de 300 a 600 mg HC/g COT y ligeramente más amplio que el rango sugerido por Jones (1984) de 300 a 700 mg HC/g COT. El punto importante es que se trata principalmente de lutitas marinas con querógeno propenso al petróleo con contenidos variables de hidrógeno.

Figura 7

Distribución de los valores índice de hidrógeno original (IHo) de una base de datos de muestras inmaduras de rocas generadoras marinas (Jarvie, 2012a).



2.3.3.2 Discusión sobre los “tipos de querógeno”

Las curvas “tipo de querógeno” solo dan una idea sobre el contenido de hidrógeno (H) vs oxígeno (O) de la materia orgánica (MO) Sin embargo, las curvas tipo no indican el origen de la materia orgánica ni el ambiente de deposición.

La MO con alto H & bajo O puede provenir de:

- Ambiente terrestre o marino, con materia orgánica acuática depositada en condiciones anóxicas
- Es menos común, ambiente terrestre, con materia orgánica terrígena (polen, esporas, cutículas), que no se ha diluido en materia terrígena rica en O (lignito).

La MO con bajo H & alto O puede provenir de:

- Ambiente terrestre o marino, con materia orgánica acuática, que ha sido expuesta a oxidación
- Ambientes terrestres, con materia orgánica rica en oxígeno (lignito)

2.4 Evaluación de la roca generadora

La evaluación de la roca generadora (también denominada evaluación geoquímica) es probablemente la etapa crítica durante la evaluación inicial de recursos de hidrocarburos, en especial, para los sistemas no convencionales tipo *shale-oil* o *shale-gas* (Jarvie, 2012a). La evaluación geoquímica tiene el propósito de evaluar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica

Tabla 7

Resumen de los lineamientos clásicos para la interpretación de los parámetros geoquímicos de una roca generadora. Estos valores deben utilizarse con el entendimiento de sus limitaciones.

Cantidad de materia orgánica	COT (% en peso)	S1 (mg HC/g roca)	S2 (mg HC/g roca)
Pobre	< 0.5	< 0.5	< 1.0
Regular	0.5 – 1.0	0.5 – 1.0	1.0 – 5.0
Bueno	1.0 – 2.0	1.0 – 2.0	5.0 – 10.0
Muy bueno	2.0 – 4.0	2.0 – 4.0	10.0 – 20.0
Excelente	> 4.0	> 4.0	> 20.0

Tipo de querógeno (calidad de materia orgánica)	Relación atómica H/C *	Índice de hidrógeno (mg HC/g COT) *	S2/S3	Principales productos durante la madurez pico
III	< 0.8	50 – 200	< 3	Gas
II/III	0.8 – 1.0	200 – 300	3 – 5	Gas y petróleo
II	1.0 – 1.2	300 – 600	5 – 10	Petróleo y gas
I	> 1.2	> 600	> 10	Petróleo

Madurez de la materia orgánica	VRo (%)	Tmax (°C)	Índice de producción
Inmaduro	< 0.6	< 435	< 0.10
Temprano	0.6 – 0.75	435 - 445	0.10 – 0.15
Pico	0.75 – 0.90	445 - 450	0.25 – 0.40
Tardío	0.90 – 1.35	450 - 470	> 0.40
Posmaduro	> 1.35	> 470	

Nota: * Valores válidos solo para análisis en muestras de roca inmaduras. Fuente: Diversos autores (Baskin, 1997; Peters, 1986; Peters & Cassa, 1994).

Aunque puede ser alentador la cantidad de datos de geoquímica orgánica, estos deben tratarse con cuidado, en especial cuando se realiza interpretaciones siguiendo los lineamientos clásicos (Espitalie, 1986; Jarvie, 1991; Katz, 1983; Peters, 1986; Peters & Cassa, 1994) (Tabla 7).

2.4.1 *Madurez termal*

La madurez termal proporciona un indicador de la paleo-temperatura máxima alcanzada por una roca generadora. Existen dos enfoques básicos para su determinación: visual y químico. La reflectancia de vitrinita es el método visual más común para la determinación de la madurez termal, sin embargo, existen varios obstáculos para determinar la población autóctona de vitrinita (Tabla 9). La evaluación química incluye Tmax de Rock-Eval, la relación de transformación de materia orgánica, biomarcadores, composición de gas e isótopos de carbono, cuando estén disponibles (Jarvie et al., 2007).

El producto más importante de evaluación de la madurez termal es la determinación de la ventana de generación de hidrocarburos (Jarvie, 2018). Las ventanas de petróleo y gas varían según la calidad de materia orgánica (Tabla 8) y las tasas de descomposición inherentes (Espitalié et al., 1984; Jarvie & Lundell, 2001).

Por ejemplo, usando datos cinéticos de varios tipos de querógeno, a 0,80 %Ro, un querógeno de tipo II, con bajo contenido de azufre, como Barnett Shale, se convertiría aproximadamente en un 27%, mientras que un el carbón típico, tipo III, solo se convertiría en un 9%, y una muestra de la Formación Monterey, con alto contenido de azufre y oxígeno, se convertiría en un 56% (Jarvie et al., 2007).

La madurez termal debe confirmarse usando todos los datos de madurez disponibles que van desde Tmax, reflectancia vitrinita, reflectancia de bitumen (Jacob, 1989; Landis & Castaño, 1995), Índice de alteración termal, composición del gas con isótopos de carbono y deuterio, y cualquier otra técnica de medición de la madurez.

Tabla 8

Inicio de la ventana de generación de petróleo según el tipo de querógeno.

Tipo de querógeno	Ro (%)
Tipo I	0.7
Tipo II	0.6
Tipo IIS	0.45 – 0.5
Tipo III	0.8

Fuente: Dembicki (2017)

Tabla 9

Resumen de ventajas y problemas del uso de la reflectancia de vitrinita como indicador de madurez termal.

Ventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Considerado como parámetro de madurez termal "estándar de oro". • La vitrinita es ubicua en rocas del Paleozoico Superior hasta el presente. • Se necesita una pequeña cantidad de muestra. • Económico (\$100-250). • Buena concordancia entre laboratorios-reproducibilidad (para muestras de carbón). • Amplio rango térmico. • Técnica practicada en muchos laboratorios en todo el mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil de identificar debido a la similitud con otros macerales y tipos de materia orgánica (vitrinita no autóctona, semifusinita, betún, bituminita). • Alto grado de variabilidad. • Limitado a edad post-Silúrico. • Potencial de supresión y/o retardo de vitrinita. • Impactado por la calidad del pulido. • No sirve para interpretar si una roca generó petróleo o gas. • Depende de la calidad, el tamaño y la contaminación de la muestra.

- Tmax de pirólisis

A pesar de las contribuciones de la petrología orgánica a la evaluación de rocas generadoras, el Tmax ofrece algunas ventajas sobre la reflectancia de vitrinita (%Ro), que es el otro indicador de madurez ampliamente utilizado, incluyendo que (1) es mucho más rápido de medir, (2) es no subjetivo, y (3) se puede medir en muestras que contienen pocas o ninguna partícula de vitrinita. La relación entre las ventanas de generación de hidrocarburos y el Tmax es variable (Tabla 10), aunque se pueden discernir algunos puntos en común. Un consenso general es que la roca generadora comienza a generar petróleo cuando Tmax está entre 430 y 435°C y la generación primaria de hidrocarburos cesa cuando el Tmax supera los 460–470°C.

Sin embargo, el cumplimiento estricto de esta zonificación puede ser engañoso, como lo revelan estudios regionales previos (Cornford et al., 1998; Dembicki, 2009; Espitalié et al., 1977; Jarvie, 1991; Peters & Cassa, 1994; Tissot et al., 1987) en los que se discutieron los sesgos de Tmax. La supresión del Tmax, inducida por bitumen pesado, alto contenido de azufre orgánico o alto contenido de liptinita están bien documentadas y, además, se han mencionado incertidumbres relacionadas con el diseño experimental y los efectos de la matriz mineral (Espitalie, 1986; Peters, 1986).

Tabla 10

Relación entre las ventanas de generación de hidrocarburos y los rangos de Tmax asignados.

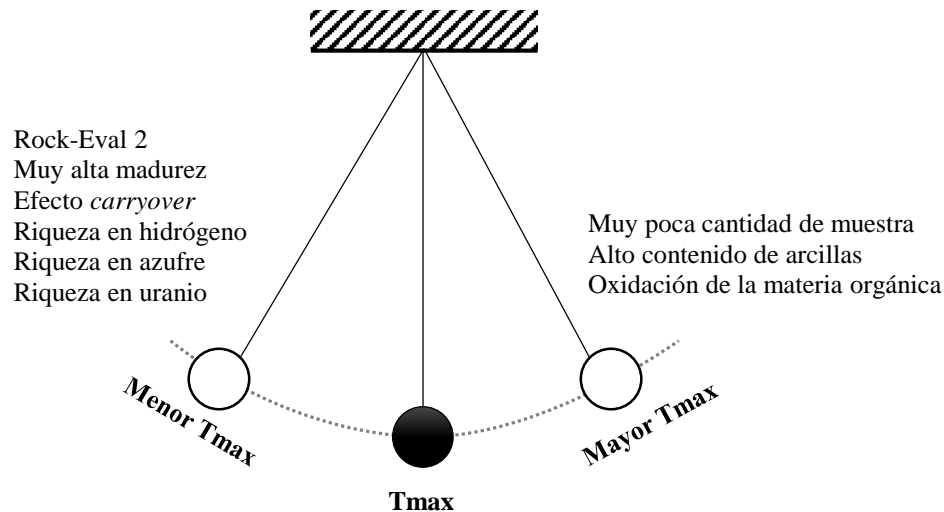
Inmaduro	Temprano	Pico	Tardío	Posmaduro	Referencia
< 430	430 – 460			> 460	Espitalie (1986)
< 435	435 – 445	445 – 450	450 – 470	> 470	Peters & Cassa (1994)
< 430	430 – 435	435 – 450	450 – 460	> 460	Baskin (1997)
< 430	430 – 445	445 – 465		> 465	Killops & Killops (2004)
< 434	434 – 465	> 465			Dellisanti et al. (2010)

Fuente: Yang & Horsfield (2020)

El Tmax es un parámetro ideal para evaluar la etapa de transformación del querógeno, especialmente para muestras que tienen grandes picos monomodales S2. Generalmente, el Tmax se correlaciona con la madurez termal, aunque, en sentido estricto, representan diferentes significados geológicos. Numerosos factores podrían cambiar artificialmente los valores de Tmax e influir en los juicios de madurez como los describen Yang & Horsfield (2020) y se resumen en la Figura 8.

Figura 8

Factores que usualmente pueden causar anomalías en el Tmax.



Fuente: Yang & Horsfield (2020)

- Relación de transformación (TR)

La relación de transformación (TR, por sus siglas en inglés), se refiere a la fracción de la materia orgánica original convertida en hidrocarburos (Banerjee et al., 1998; Bordenave, 1993). Si se considera la migración de hidrocarburos, el TR puede calcularse mediante la ecuación (1) (Peters et al., 2004). Esta ecuación incorporó la ecuación a la ecuación de Pelet (1985), donde 1177 se refiere a la máxima cantidad de hidrocarburos.

$$TR = 1 - \frac{IH[1177 - IHo(1 - IPo)]}{IHo[1177 - IH(1 - IP)]} \quad (1)$$

2.5 Potencial de generación de hidrocarburos

- Método de Dahl et al. (2004)

Dahl et al. (2004) propuso un método para evaluar el potencial original de generación y sus componentes de petróleo y gas, de una roca generadora en base a potencial Rock-Eval (S2), carbono orgánico total (COT), y el factor de transformación del querógeno (TR).

Este método introdujo el concepto del índice de hidrógeno del querógeno vivo (IH_{VIVO}), como una mejor manera de calcular el IH, ya que el IH como es calculado convencionalmente (Espitalié et al., 1977), no considera el efecto del querógeno inerte y las propiedades de

adsorción de la matriz, que provocan una reducción del IH y una menor calidad aparente (Espitalié et al., 1980; Katz, 1983; Peters, 1986). El IH_{VIVO} es estimado a partir del gráfico S2 vs COT, utilizando la línea de regresión de la tendencia principal, para lo cual previamente se descartan los valores que se desvían de la linealidad, que usualmente son los de más bajo S2. La intersección de la línea de regresión con el eje COT es una medida promedio del carbono orgánico inerte (Cornford et al., 1998).

Para estimar la composición de los hidrocarburos generados, se asumió que la parte pirolizable del querógeno, cuyo índice de hidrógeno es el IH_{VIVO} , se compone de una fracción generadora de petróleo y otra de gas (denominadas miembros finales) (Cooles et al., 1986; Dahl & Meisingset, 1996), con índices de hidrógeno original asociados (IH_{PETROL} y IH_{GAS}). Dado que el IH cambia con el incremento de la transformación del querógeno (TR), el IH actual de los miembros finales ($IH_{TR-PETROL}$ y IH_{TR-GAS}) se calcula de acuerdo con las ecuaciones (2) y (3). Finalmente, Dahl et al. (2004) definió el potencial de la relación gas-petróleo (GORP, por sus siglas en inglés) con el objetivo de cuantificar la composición de los hidrocarburos generados, el cual puede visualizarse gráficamente y calcularse de la ecuación (4).

$$IH_{TR-PETROL} = IH_{PETROL}(1 - TR) \quad (2)$$

$$IH_{TR-GAS} = IH_{GAS}(1 - TR) \quad (3)$$

$$GORP = \frac{IH_{TR-PETROL} - IH_{VIVO}}{IH_{TR-PETROL} - IH_{TR-GAS}} \quad (4)$$

Finalmente, el potencial de generación de hidrocarburos original (S2_o) se puede estimar mediante la ecuación (5); previamente, conociendo la relación de transformación del querógeno.

$$S2_o = \frac{S2}{1 - TR} \quad (5)$$

2.6 Shale gas

Los sistemas de *shale gas* son de dos tipos: biogénicos y termogénicos (Claypool, 1998), aunque también puede haber mezclas de los dos tipos de gas. Los yacimientos de *shale*

gas biogénico, como el de Antrim en la cuenca de Michigan (Martini et al., 2003), contienen gas seco adsorbido en materia orgánica. Estos pozos tienen tasas de flujo de gas iniciales modestas, en el rango de 50 a 400 mpc/día (1,416 a 11,327 m³/día), pero con historiales de producción de más de 30 años.

Existen varios tipos de sistemas continuos de *shale gas* termogénico, incluidos (1) los de alta madurez termal (p. ej., Barnett Shale de la cuenca de Fort Worth); (2) los de baja madurez termal (p. ej., New Albany en áreas de la cuenca de Illinois); (3) sistemas intraformacionales de litología mixta que contienen lutitas, arenas y limos (p. ej., Bossier Shale del este de Texas); (4) sistemas interformacionales donde el gas se genera en una roca generadora madura y se almacena en una roca generadora menos madura (p. ej., miembro terciario de la lutita Waltman de la cuenca de Wind River, Wyoming); y (5) campos combinados que tienen producción tanto convencional como no convencional (p. ej., algunos pozos verticales de la cuenca de Anadarko que producen en los yacimientos de Wapanucka y Hunton, así como Woodford Shale). También puede haber sistemas mixtos que contengan gas termogénico y biogénico (p. ej., posiblemente algunos sistemas de gas de New Albany Shale) (Jarvie, 2012a).

CAPÍTULO III: CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Geología Regional - cuenca Lancones

Diversos trabajos exploratorios por hidrocarburos se han realizado en la cuenca Lancones, entre los que destacan los realizados por International Petroleum Company, entre 1940's y 1950's (Tafur H., 1952), Empresa Petrolera Fiscal en 1950's (Chalco, 1954), Petroperú en 1980's (Alvarez & Garrido, 1987), INGEMMET en 1980's (Reyes & Caldas V, 1987), PERUPETRO en 1990's (PERUPETRO, 1999), PLUSPETROL en 2000's (Valencia et al., 2002) y por BPZ-IRD en 2000's (Andamayo, 2008). Estos trabajos comprendieron estudios de cartografiado geológico, perforación de 6 pozos exploratorios, la mayoría entre 1940's-1950's, geoquímica orgánica, y líneas sísmicas.

3.1.1 Ubicación y límites

Figura 9

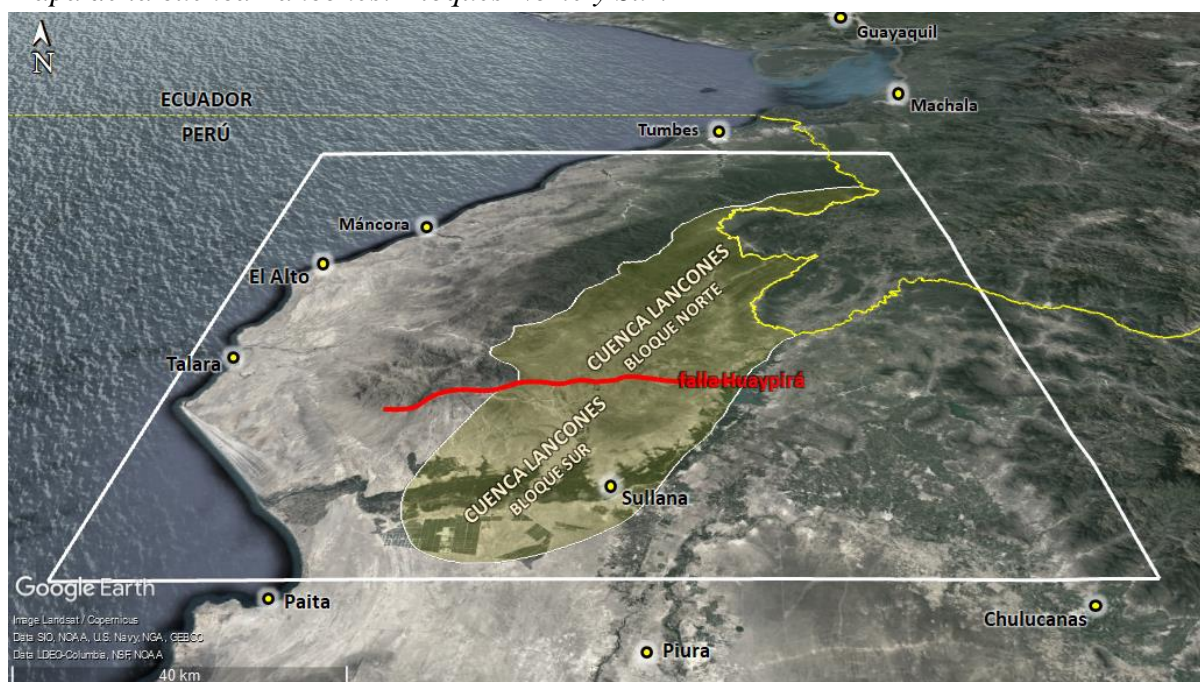
Ubicación y límites de la cuenca Lancones



La cuenca de Lancones se ubica en el noroeste del Perú, al este de las cuencas Talara y Tumbes, separada de estas cuencas por la cadena montañosa de Amotape-La Brea, y su prolongación en subsuelo denominada Alto de Tamarindo (Figura 11), al norte se prolonga más allá de la frontera Perú/Ecuador, hacia el este, limita con el arco volcánico Cretácico Casma-Célica, y al sur, la cuenca Sechura (Figura 9).

Figura 10

Mapa de la cuenca Lancones: Bloques Norte y Sur.

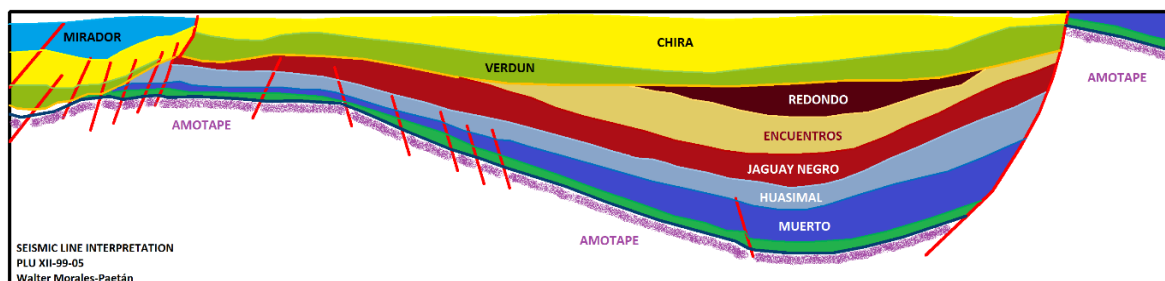


Lancones es una cuenca interna de antearco, cuyo rumbo es NNE-SSW. Esta cuenca está dividida en 2 áreas: El Bloque Norte y Bloque Sur. Estos bloques están divididos por la gran falla Huaypirá (Figura 10), que es una falla normal con un desplazamiento máximo de aproximadamente 4 km. Este rasgo estructural ha permitido que, en el Bloque Norte, la secuencia de edad Mesozoico (Cretácica) se encuentre expuesta en superficie desde su base (formaciones Pananga y Muerto); mientras, al sur de la falla Huaypirá (Bloque Sur), la base de la secuencia Cretácica se encuentra a una profundidad máxima de 4-5 Km, cubierta por una secuencia de formaciones más jóvenes, de edad Cenozoico. De hecho, la presencia de las formaciones Cretácicas en el Bloque Sur ha sido confirmado por los pozos exploratorios

Tamarindo, La Huaca y Abejas 1X, y su continuidad se ha evidenciado en la sísmica (Figura 11).

Figura 11

Línea sísmica PLUXII99-05 con dirección SO-NE, mostrando los bloques Norte y Sur de la cuenca Lancones.



Fuente: Modificado de Morales-Paetán et al. (2018)

3.1.2 Estratigrafía

La estratigrafía de la cuenca Lancones comprende una secuencia sedimentaria compuesta por rocas edad Cenozoico y Mesozoico y un basamento metamórfico de edad Paleozoico (Figura 12).

3.1.2.1 Mesozoico

El Mesozoico está representado por la transgresión del mar Cretácico hacia el norte y el oeste sobre la región de Amotape (Humboldt & Sabine, 1849; Iddings & Olsson, 1928), cambiando de facies lateralmente de Oeste a este (Morris & Aleman, 1975; Tafur H., 1954) (Figura 13).

Humboldt & Sabine (1849) notaron por primera vez que las rocas del Cretácico tienen el desarrollo más importante en la Cordillera central y occidental de los Andes peruanos. En el noroeste peruano, fueron identificadas con el descubrimiento de ammonites en las calizas cerca de la quebrada Muerto (Bosworth et al., 1922).

El registro cretáceo de la región se inició con la sedimentación de 200 metros del conglomerado Gigantal, de origen aluvial, litoral, formado en el margen del avance del mar cretáceo, probablemente durante el Aptiano tardío – Albiano. La exposición se reduce hacia el

Este y el sur de la sección tipo en el flanco este de las montañas Amotape, y localmente está ausente. Yace en discordancia angular sobre el basamento Pre-Mesozoico (Fischer, 1956; Tafur H., 1952).

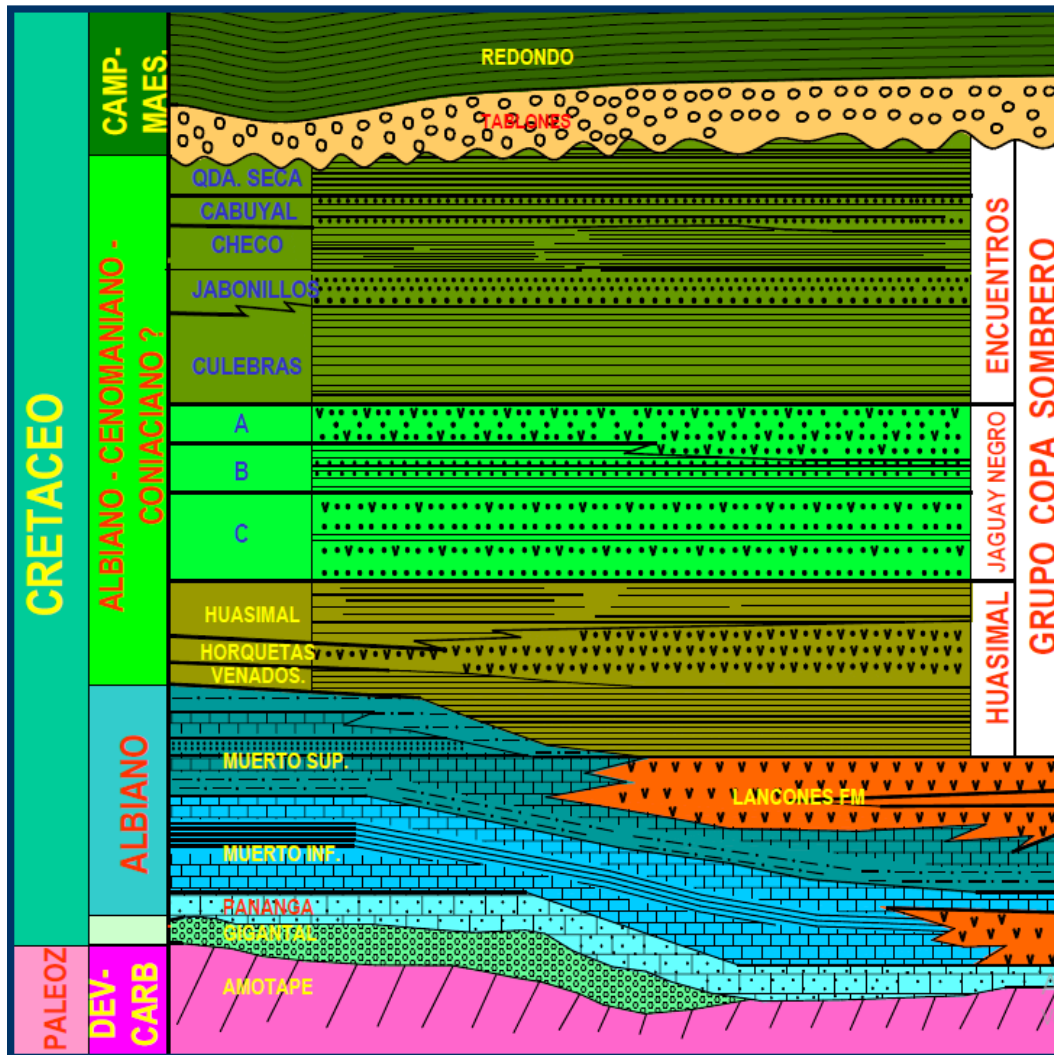
Figura 12
Columna estratigráfica de la cuenca Lancones.

ERA	SISTEMA	SERIE	UNIDAD LITOESTRATIGRAFICA	ESPESOR (m)	LITOLOGIA	DESCRIPCION	AMBIENTE DEPOSITACIONAL				
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO	DEPOS. EOLICOS	20		ARENISCAS Y CONGLOMERADOS					
			DEPOS. ALUVIALES	50							
		PLEISTOCENO	TABLAZO	30							
	CENOZOICO	PALEOGENO	EOCENO SUPERIOR	FM. MIRADOR	300		ARENISCA Y CONGLOMERADO	PLAYAS, BARRAS Y CANALES DE MAREA			
				FM. CHIRA	600		LUTITAS Y ARCILLAS GRIS CLARO GRIS ROJIZA LIMOLITA				
				FM. VERDUN	MB. SUP.	130			ARENISCAS Y CONGLOMERADOS, ARCILLITA		
					MB. INF.	178			LIMOLITA Y ARENISCA		
				PALEOGENO	FM. CHOCAN	100			CONGLOMERADO		
			MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	FM. REDONDO	1000		LUTITAS GRIS OSC. INTERCALADAS CON ARENISCAS Y ALG. CALIZAS	TURBIDITICO	
						FM. TABLONES	150		CONGLOMERADO Y ARENISCAS		
GRUPO COPA SOMBRERO						FM. ENCIENTROS	MB. QDA SECA	400			LUTITAS GRISES
							MB. CABUYAL	200			ARENISCAS Y LUTITAS GRISES
							MB. CHECO	390			LUTITAS GRIS OSCURA, INTERCALADOS CON LIMOLITAS Y ARENISCAS FINAS
	FM. JABONILLOS	190					ARENISCAS Y CONGLOMERADOS				
	MB. CULEBRAS	425					LUTITAS GRIS OSCURAS				
FM. HUASIMAL	MB. SUP.	130					ARENISCAS LITIO-FELDESPATICA GRIS, GRANO FINO A MEDIO, INTERCALADA CON CHERT Y ALG. LUTITAS				
	MB. MED.	203									
	MB. INF.	634									
	MB. HUASIMAL	480									
	MB. HORQUETAS	150									
FM. VENADOS	225		ARENISCA GRIS OSCURA A NEGRA, INTERC. CON ARENISCAS GRISES, GRANO FINO								
INFERIOR	FM. LANCONES	300		LUTITAS GRIS OSCURAS							
	FM. MUERTO	MB. SUP.	648		AGLOMERADOS VOLCANICOS, BRECHAS Y ARENISCAS VOLCANOCLASTICAS						
		MB. INF.	390		LIMOLITA Y ARENISCAS INTERCALADA CON CALIZAS GRISES						
	FM. PANANGA	55		CALIZAS Y LUTITAS NEGRAS, OLOR FETIDO							
	FM. GIGANTAL	100		ARENISCAS, CALCARENITAS Y CALIZAS GR CLARO							
PALEOZOICO	CARBONIFERO	I.	FM. CHALECO DE PAÑO	540		CONGLOMERADO	ABANICO ALUVIAL A FLUVIAL				
			FM. CERRO PRIETO	760		PIZARRAS, ESQUISTOS Y CUARCITAS					
			FM. PALAUS	721		ARENISCAS CUARCITICAS GRIS CLARO, INTERCALADOS CON CONGLOM. Y ARGILITAS ARGILITAS Y CUARCITAS					
	DEVONICO	SUPERIOR	FM. CERRO NEGRO				SECUENCIA TURBIDITICA CON LEVE A MODERADO METAMORFISMO				
		INFERIOR									

Fuente: Andamayo (2008)

Figura 13

Columna estratigráfica del Cretácico en la Cuenca Lancones.



Fuente: Uyen & Valencia (2002)

La formación Pananga se depositó en un ambiente marino somero y plataforma de arrecifes, durante el Aptiano – Albiano, mientras que en la cuenca Talara el ambiente es plataforma carbonatada de alta energía (Séranne, 1987). Presenta una unidad basal de conglomerado macizo calcáreo gris; una parte media de calizas dolomíticas de color gris pardusco con algunas capas de areniscas y clastos de cuarzo, y una unidad superior de bloques de caliza arenosa, fosilífera, gris claro y dolomita exótica. Pananga se superpone concordantemente al conglomerado Gigantal, alcanzando 140 metros (Aldana A., 1994; Fischer, 1956; Olsson, 1934; Steinmann et al., 1929; Tafur H., 1952, 1954).

La formación Muerto es una secuencia bituminosa negra de edad Albiano (Olsson, 1934; Tafur H., 1952), que se depositó en una plataforma carbonatada de aguas profundas y de talud, alcanzando ~280 metros de espesor o más. El mar restringido por el antiguo archipiélago de Amotape produjo el ambiente anóxico. Muerto está separado de las calizas subyacentes de Pananga, según Olsson (1934), por un fuerte cambio faunístico y físico. Pluspetrol (Valencia et al., 2002) propuso añadir el Miembro Superior a la formación Muerto, el cual está compuesto por limolitas gris oscuro intercaladas con calizas gris oscuro y areniscas arkósicas de grano fino, que representan la secuencia de transición en el paso del ambiente anóxico al inicio de la sedimentación turbidítica, que se prolonga durante el Cretácico Superior.

Al mismo tiempo que un arco volcánico activo comenzó a suministrar sedimentos volcanoclásticos, a lo largo del flanco oriental de la cuenca, en este escenario se depositó la formación Lancones, está compuesta por aglomerados volcánicos, y flujos de lava masiva intercalado con niveles volcanoclásticos (Uyen & Valencia, 2002).

El Grupo Copa Sombrero consta de más de 3500 metros de una secuencia turbidítica de areniscas intercaladas con lutitas, tobas marinas, grauvacas y, ocasionalmente, calizas fosilíferas de capas delgadas a nodulares. Su contacto inferior es gradual. Fue depositado durante el retroceso del mar Cretácico (Olsson, 1934) en el Albiano tardío al Cenomaniano (Morris & Aleman, 1975; Tafur H., 1952, 1954; Uyen & Valencia, 2002). Este Grupo se ha dividido en tres Formaciones denominadas Huasimal, Jaguay Negro y Encuentros (Chalco, 1954).

La formación Tablones se depositó en un ambiente somero, se compone de dos unidades de conglomerado arenoso separadas por sedimentos más finos, mostrando una marcada variación lateral de espesor. Su edad es incierta, puede ser cenomaniano (Tafur H., 1952).

Este conglomerado está cubierto concordantemente por 1370 metros de la formación Redondo, de edad Campaniano-Maestrichtiano, conformada por lutitas marinas gris oscuras (Nauss, 1946) que tiene olor a petróleo en fractura fresca.

3.2 Formación Muerto

Desde la identificación de la formación Muerto, expuesta en superficie en la quebrada que lleva el mismo nombre (quebrada Muerto), distintos estudios se han realizado.

Diferentes autores la han denominado un miembro de una secuencia mayor. Algunos autores la han agrupado con la formación Pananga (infrayacente), que es una secuencia de 140m de calcarenitas de mar somero. Otros autores la han agrupado con la formación Huasimal (suprayacente) que muestra el paso transicional hacia un ambiente turbidítico. En este trabajo se mantendrá la denominación independiente de “formación Muerto” que se le ha asignado a la secuencia enriquecida en materia orgánica.

- Litología

La formación Muerto consiste en calizas arcillosas y lutitas calcáreas negras, intercaladas con capas delgadas de toba volcánica y capas de *chert*. Las calizas son generalmente laminares, comúnmente de aspecto concrecional, con abundancia de nódulos ferruginosos y concreciones de *chert*.

Un rasgo característico es el fuerte olor bituminoso en fractura fresca (Fischer, 1956; Tafur H., 1952, 1954).

Son frecuentes las fracturas rellenas de calcita y las cavidades abiertas irregulares en un plano horizontal, desarrolladas en el interior de los nódulos, que están llenas de materia bituminosa en estado altamente oxidado. Este material es negro, quebradizo, con brillo opalino y no es soluble en solventes ordinarios (Tafur H., 1952).

- Relación estratigráfica

Muerto Inferior yace concordantemente sobre las calizas de la formación Pananga, mediante un fuerte cambio faunístico y físico, pero no se ha determinado si esta interrupción marca una disconformidad y, por lo tanto, una breve retirada de las aguas marinas o un cambio en el carácter de la sedimentación (Olsson, 1934).

El contacto basal concordante solo ha sido observado en tres lugares: Corcobado, Pananga y El Muerto (Tafur H., 1952). En otros lugares, el contacto entre las formaciones Muerto y Pananga está interrumpido generalmente por fallas.

- Edad

La formación Muerto es considerada de edad del Albiano. Es bastante fosilífera, conteniendo Oxytropidoceras e Inoceramus en la parte inferior, dientes y escamas de pescado y restos de conchas delgadas en la parte media, y pequeños moldes de ammonites rellenos de calcita. La fauna está formada por foraminíferos, ammonites, pelecípodos, radiolarios (Aldana A., 1994; Cruzado C. & Aliaga L., 1985; Fischer, 1956; Olsson, 1934; O. Palacios, 1994; Tafur H., 1952).

- Afloramientos

La formación Muerto se encuentra expuesta en superficie en 4 áreas principales. En la cuenca Lancones, los afloramientos de la formación Muerto se ubican en el núcleo del anticlinal Pocitos (área A, Figura 14), y en el borde oeste de la cuenca, extendidas a lo largo del margen oriental de las montañas La Brea y Amotape (áreas B y C respectivamente, Figura 14). En la cuenca Talara los afloramientos de la formación Muerto se ubican en el área de Pazul (área D, Figura 14).

Figura 14

Ubicación de los afloramientos de la formación Muerto



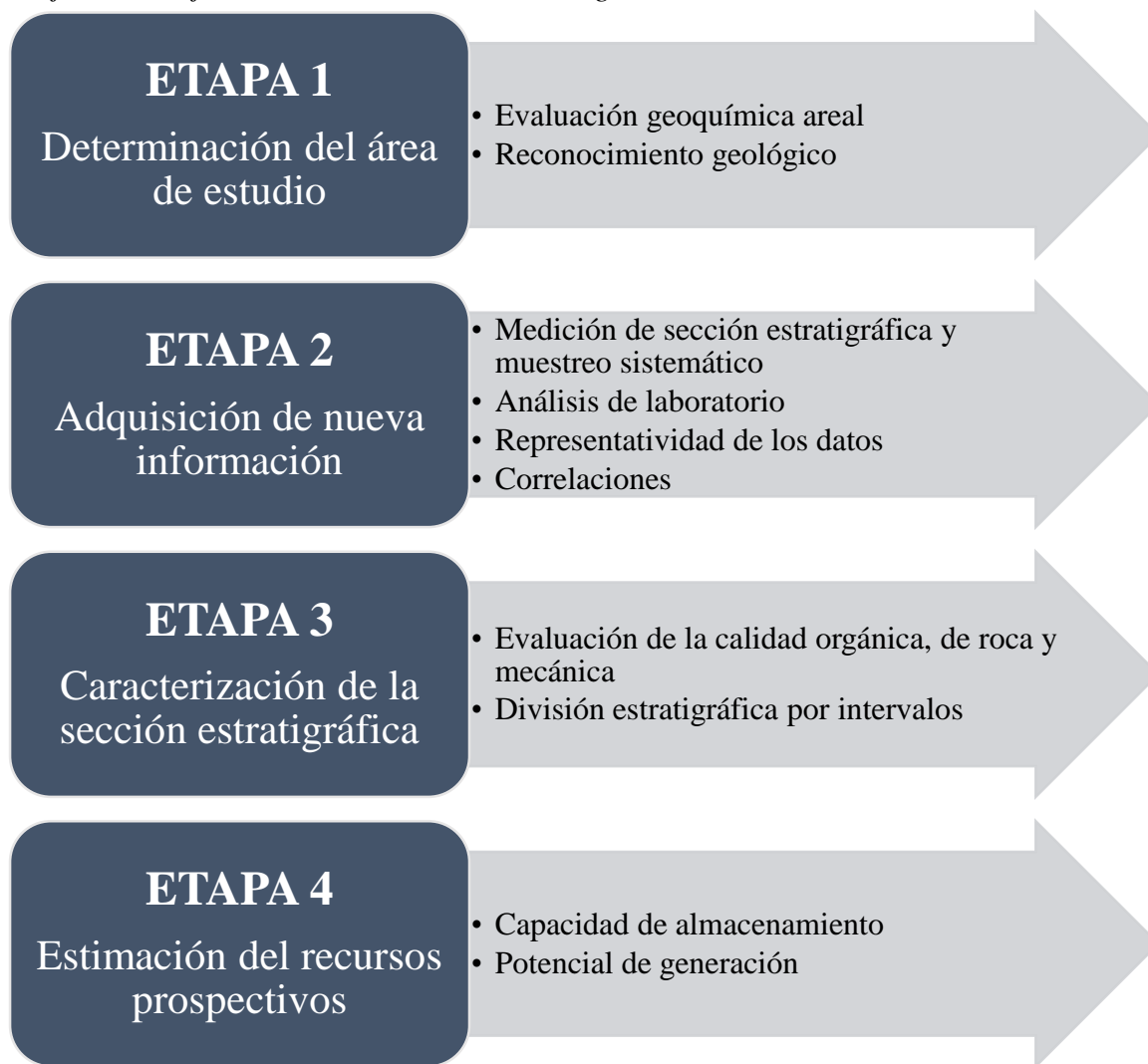
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

4.1 Flujo de trabajo

Este trabajo se desarrolló en 4 etapas, las cuales son esquematizadas en la Figura 15 y descritas a continuación.

Figura 15

Flujo de trabajo del desarrollo de esta investigación



Para la determinación del área de estudio, se realizó una evaluación geoquímica de los diferentes afloramientos de la formación Muerto, con el objetivo de evaluar la calidad orgánica en los diferentes afloramientos. Luego se realizaron reconocimientos geológicos con el objetivo de identificar los afloramientos que ofrezcan una mejor exposición y la logística

asociada. En esta etapa se utilizó, principalmente, información reportada por diversos estudios previos.

Durante la etapa de adquisición de nueva información, se realizó la medición de la sección estratigráfica de interés y muestreo sistemático de la misma. Luego, las muestras obtenidas fueron analizadas en laboratorio mediante diferentes técnicas: geoquímica orgánica, petrografía sedimentaria, DRX, FRX y porosidad. Los nuevos datos de pirólisis, COT y contenido de carbonatos fueron comparados con los datos reportados por estudios previos, para evaluar la similitud y representatividad. Finalmente, se utilizaron los datos de FRX para estimar el COT y principales componentes minerales.

La caracterización de la sección estratigráfica se realizó considerando la calidad orgánica, de roca y mecánica de la misma, y finalmente esta fue dividida estratigráficamente en intervalos, en base a características comunes.

Finalmente, para la estimación de recursos, se realizó por comparación de la capacidad de almacenamiento de la roca y del potencial de generación de hidrocarburos de la materia orgánica, que fueron previamente estimados.

4.2 Geología de campo

4.2.1 Reconocimiento

Esta actividad comprendió la evaluación de 4 áreas de afloramientos de la formación Muerto (Figura 14). El reconocimiento se extendió las unidades estratigráficas infra- y suprayacentes, y a la falla Huaypirá.

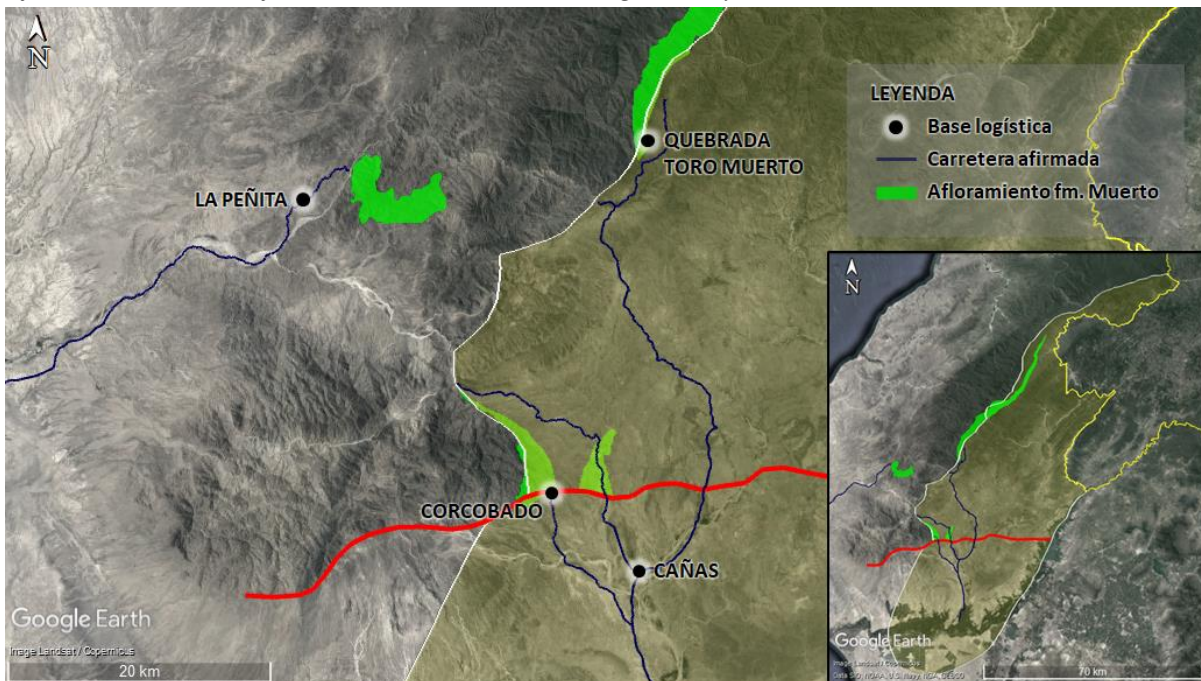
Se definieron 2 lugares de aprovisionamiento, las ciudades de Sullana y Talara. La ciudad de Sullana fue el lugar de aprovisionamiento para las áreas A, B y C. La ciudad de Talara fue el lugar de aprovisionamiento para el área D.

Se definieron 4 bases logísticas, una por cada área de afloramientos:

- En el área A (anticlinal Pocitos), la base logística fue una vivienda en la comunidad de Cañas (Figura 16), desde la cual los afloramientos de la formación Muerto se encuentran a 20-30 min en camioneta, y otro afloramiento a 1 hora a pie por camino de herradura (Figura 18). Desde este lugar también se accedió a los afloramientos de la formación Pananga, a 1.5 hr en camioneta. En este lugar también se obtuvo el servicio de alimentación y un espacio para alojamiento (Figura 17).
- En el área B (montañas La Brea, margen Este), la base logística se ubicó en la comunidad de Corcobado (Figura 16), desde la cual los afloramientos se encuentran a 1-2 hrs a pie por camino de herradura (Figura 18). En este lugar también se obtuvo el servicio de alimentación y un espacio donde armar las carpas (Figura 17).

Figura 16

Afloramientos de la formación Muerto, bases logísticas y carreteras.



- En el área C (montañas Amotape, margen Este), la base logística se ubicó en el área natural protegida (ANP) Coto de Caza El Angolo, en una loma junto a la quebrada Toro Muerto (Figura 16), donde se armó un campamento (Figura 17). Desde este lugar los

afloramientos se encuentran a 0-1 hrs a pie (Figura 19). No se obtuvo el servicio de alimentación.

- En el área D (montañas Amotape, margen Suroeste), la base logística se ubicó en la comunidad de La Peñita (Figura 16), desde la cual los afloramientos se encuentran a 30 minutos en camioneta (Figura 19). En este lugar también se obtuvo el servicio de alimentación y un espacio para alojamiento (Figura 17). Imagen panorámica del área, alojamiento, comida, quebradas

Figura 17

Base logística en las diferentes áreas de afloramientos





4.2.1.1 Cronograma

El reconocimiento de campo se realizó en 3 períodos, entre 2018-2020, como se describen en la Tabla 11.

Tabla 11

Afloramientos transitados durante el reconocimiento de campo

Fecha	Área	Afloramientos	Unidades geológicas / Rasgos geológicos
15/04/2018 – 19/04/2018	Montañas La Brea (margen Sur)	Quebrada Charanal	Falla Huaypirá Grupo Amotape
	Anticlinal Pocitos	Quebrada Angelitos	Formación Pananga Formación Muerto Secuencia suprayacente
2/06/2019 – 8/06/2019	Montañas La Brea (margen Noreste)	Quebrada Pananga	Formación Pananga
	Anticlinal Pocitos	Quebrada Angelitos	Formación Pananga Formación Muerto Formación Huasimal ? Formación Chira/Verdún Falla Huaypirá
		Quebrada Caballo Muerto	Formación Muerto Secuencia suprayacente
		Quebrada AP-A	Formación Muerto
		Quebrada AP-B	Formación Muerto
		Quebrada AP-C	Formación Muerto
		Quebrada AP-D	Formación Muerto
	Montañas La Brea (margen Este)	Quebrada Corcobado	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto Formación Huasimal ? Formación Chira/Verdún Falla Huaypirá

		Quebrada El Cortado	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto
	Montañas Amotape (margen Este)	Quebrada Gramadal	Formación Gigantal Formación Muerto
27/12/2019 – 12/01/2020	Montañas Amotape (margen Este)	Quebrada Toro Muerto	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto
		Quebrada Zapote de Miguel	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto
		Quebrada Pájaro Bobillo	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto
	Montañas Amotape (margen Suroeste)	Quebrada Muerto	Grupo Amotape Formación Pananga Formación Muerto

4.2.1.2 Accesibilidad

Las rutas de acceso a las bases logísticas y afloramientos se detallan en la Tabla 12.

Tabla 12

Rutas de acceso a los afloramientos. Tipo de acceso y tiempo referenciales.

Ciudad	Base logística	Afloramiento
Sullana		→ Quebrada Charanal (2 hr) (carretera asfaltada + trocha + camino de herradura)
	→ Corcobado (1.5 hr) (carretera asfaltada + trocha)	→ Quebrada Corcobado (2 hr) (camino de herradura)
		→ Quebrada El Cortado (1 hr) (camino de herradura)
	→ Cañas (1.5 hr) (carretera asfaltada + trocha)	→ Quebrada Angelitos (30 min) (trocha)
		→ Quebrada Caballo Muerto (30 min) (trocha)
		→ Quebrada AP-A (30 min) (trocha)
		→ Quebrada AP-B (30 min) (trocha)
		→ Quebrada AP-C (30 min) (trocha)
		→ Quebrada Pájaro Bobo (1 hr) (trocha + camino de herradura)

		→ Quebrada Pananga (1.5 hr) (trocha)
→ El Angolo (2.5 hr) (carretera asfaltada + trocha)	→ Quebrada Gramadal (30 min) (trocha)	
		→ Quebrada Toro Muerto (1.5 hr) (trocha + camino de herradura)
		→ Quebrada Zapote de Miguel (1.5 hr) (trocha + camino de herradura)
		→ Quebrada Pájaro Bobillo (1 hr) (trocha + camino en la quebrada)
Talara → La Peñita (2.5 hr) (carretera asfaltada + trocha)	→ Quebrada Muerto (30 min) (trocha)	

4.2.1.3 Características de los afloramientos

En la Figura 18 y Figura 19 se muestran las quebradas recorridas en las diferentes áreas de afloramientos

Figura 18

Afloramientos de la formación Muerto en las quebradas en las áreas A y B.

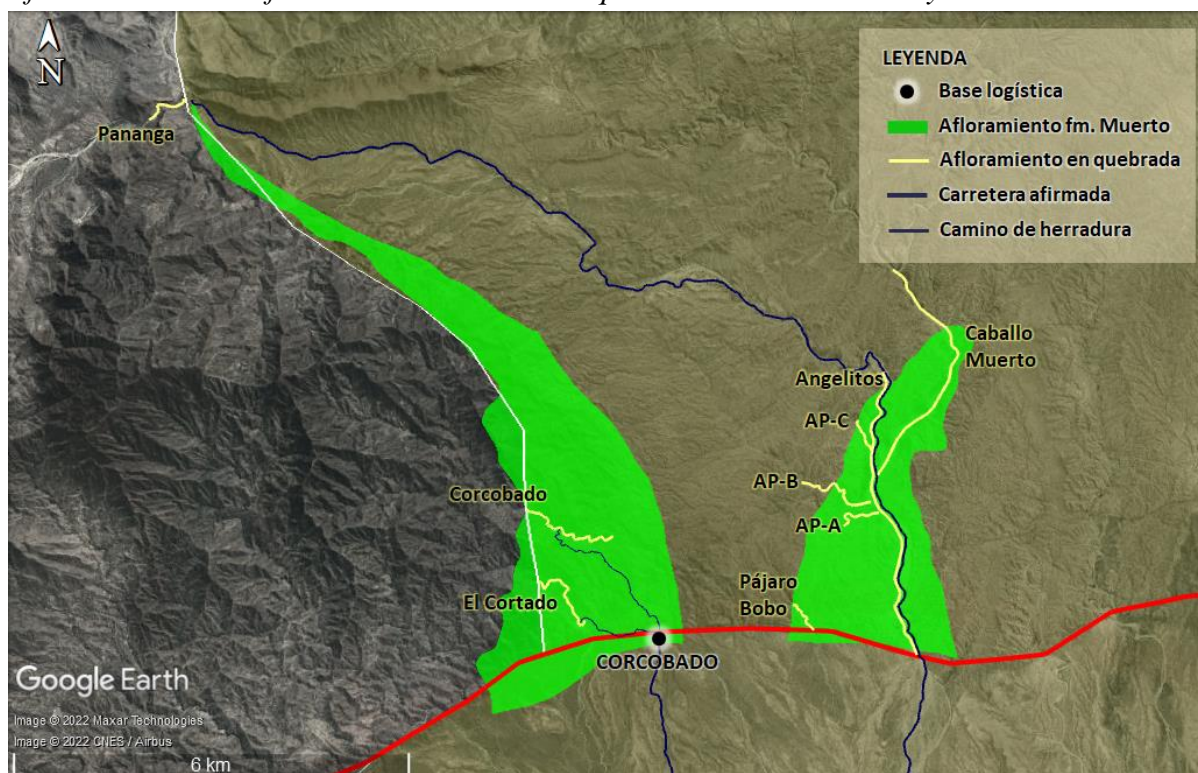
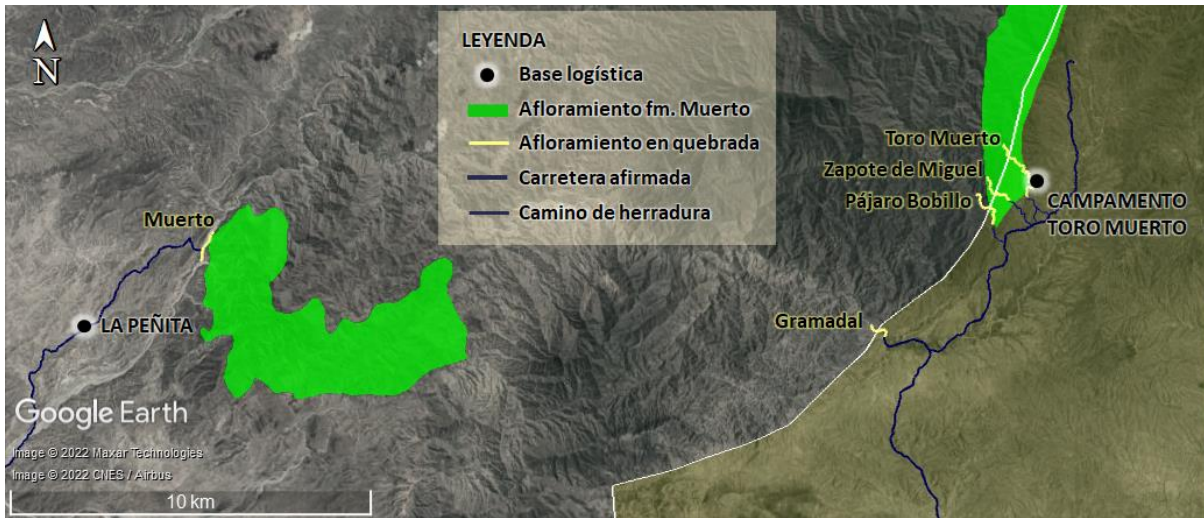


Figura 19

Afloramientos de la formación Muerto en las quebradas en las áreas C y D.



4.2.2 Reconocimiento del campo

Figura 20

Reconocimiento de las rutas de acceso al afloramiento.



- Se reconocieron en campo los rasgos estratigráficos y estructurales.
- Se definieron lugares clave desde donde se coordinó la logística. Para ejecutar la logística se definieron (1) base logística, que debía ser lo más cercano posible al afloramiento, cuidar la seguridad de las personas y equipamiento, (2) lugar de

aprovisionamiento, que debía cumplir con una amplia oferta de víveres y equipamiento.

- Se definieron las rutas de acceso
- Se identificó los permisos requeridos
- Se identificó la relación estratigráfica, estructuras sedimentarias, estructuras, se tomó un registro fotográfico por tramos

4.2.2.1 Determinación del área de estudio

Durante el reconocimiento geológico se determinaron los lugares donde se presentan las condiciones más favorables para medir una sección estratigráfica. Idealmente, el mejor lugar es donde la secuencia de interés está completamente expuesta en un área pequeña y no está afectada por fallas o modificada por complicaciones estructurales. Como este conjunto de condiciones favorables es raramente encontrado, se busca la mejor combinación de condiciones existentes de topografía y estructura geológica que satisfagan los requisitos de accesibilidad, y recursos como tiempo, fondos, equipo y personal disponible (Kottlowski, 1965). El trabajo previo en la oficina incluyó la localización de las posibles secciones en mapas, informes y fotografías.

4.2.3 Medición de secciones geológicas y muestreo sistemático

El espesor estratigráfico de la secuencia expuesta se determinó mediante el método de usar cinta y brújula (traverse) complementándose con el método de la Vara de Jacob (Figura 21). El registro de posición geográfica fue realizado con un GPS Garmin ETREX 20X. El control estructural (rumbo/buzamiento) se tomó al menos una vez para cada intervalo entre estaciones, para tener en cuenta las deformaciones estructurales importantes a lo largo de la ruta medida.

Con el fin de llevar un registro sistemático, se recolectó una muestra de roca sedimentaria de 2 a 5 Kg cada 5 metros en la sección medida. A pesar de que la formación

Muerto está compuesta por una intercalación de capas masivas y capas laminares, también denominadas *HARD* y *SOFT* (Galvis-Portilla, 2017), el muestreo se enfocó en las capas masivas (Figura 22), debido a su mejor preservación del intemperismo. Adicionalmente, las muestras que presentaron impregnación de hidrocarburos también fueron conservadas.

Figura 21

Medición de sección estratigráfica y muestreo sistemático.

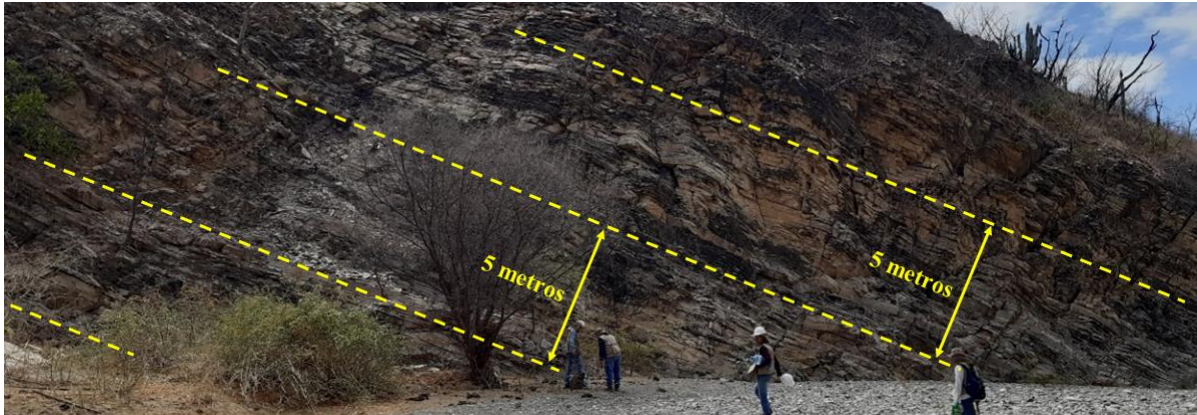
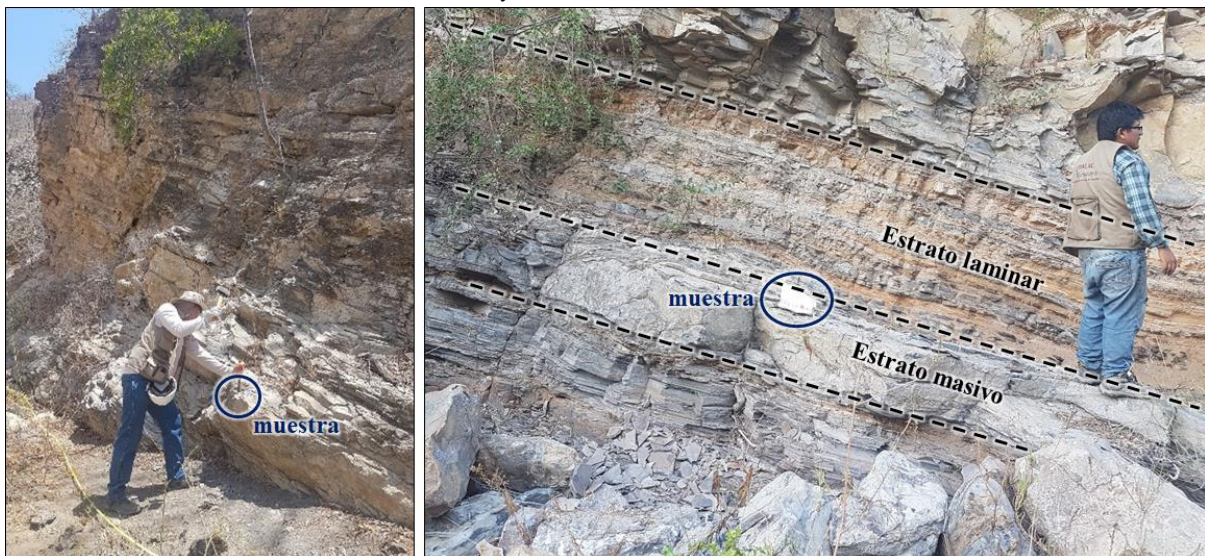


Figura 22

Proceso de muestreo utilizando cincel y comba.



- En gabinete se registró digitalmente la información adquirida en campo, incluyendo:
 - Información de la libreta de campo.
 - Información de las muestras de roca (nombre, posición, fotografía, características litológicas, observaciones).
 - Fotografías del afloramiento (incluyendo posición geográfica).

- La información registrada fue procesada para finalmente obtener:
 - Mapa del levantamiento de sección, que incluye:
 - Trazo del cauce del afloramiento.
 - Ubicación de estaciones y trazo.
 - Ubicación de muestras.
 - Información geológica estructural (Rumbo y buzamiento).
 - Columna estratigráfica
 - Determinación de espesor
 - Posición de muestras
 - Descripción macroscópica

4.3 Análisis de laboratorio

Para la presente investigación, se analizaron 34 muestras, seleccionadas de un inventario interno de muestras, obtenidas por el grupo de investigación Walac Research de la Universidad Nacional de Ingeniería - Perú (WR-UNI), durante las campañas de campo 2020 y 2021 (Tabla 13). A pesar de que la formación Muerto presenta intercalaciones de capas masivas y laminares, las muestras fueron tomadas preferentemente de capas masivas (

Figura 23), debido a su mejor preservación del intemperismo. De acuerdo con el programa de análisis, los estudios realizados incluyeron: Pirólisis Rock-Eval, Difracción de rayos-X (DRX) y Petrografía.

Tabla 13

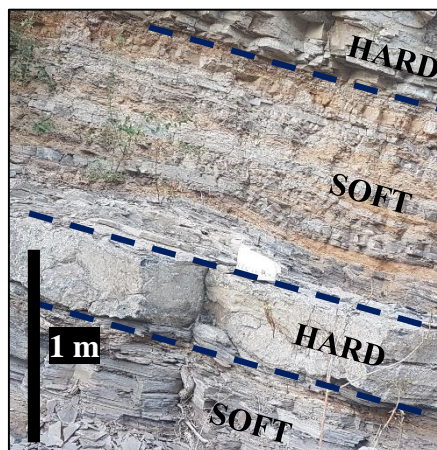
Cantidad y tipo de análisis de laboratorio por cada unidad estratigráfica.

Formación (Fm.) Grupo (Gr.)	Datos campaña Walac Research Universidad Nacional de Ingeniería (WR-UNI) (2019-20)		
	Rock-Eval	DRX	Secciones delgadas
Secuencia suprayacente	1	1	1
Fm. Muerto	25	27	30
Fm. Pananga	-	1	2

Gr. Amotape	-	1	1
TOTAL	26	30	34

Figura 23

Intercalación de capas masivas y laminadas en la quebrada Corcobado



4.3.1.1 Carbono orgánico total (COT)

Con el objetivo de estudiar sistemáticamente las variaciones del COT, 26 muestras fueron analizadas por pirólisis (Tabla 13), incluyendo principalmente a la formación Muerto (25) y la secuencia suprayacente (1), utilizando 60 mg de roca pulverizada, en un equipo Rock-Eval 6 (RE6), por el laboratorio Corelab (Texas). A partir de los parámetros de RE6, el COT fue calculado siguiendo la metodología descrita en (Behar et al., 2001).

4.3.1.2 Difracción de rayos X (DRX)

La composición mineralógica fue determinada mediante difracción de rayos X (DRX). Se analizaron 30 muestras, que además de la formación Muerto (27), incluyen el Grupo Amotape (1), la formación Pananga (1), y la secuencia suprayacente (1) (Tabla 13). Estos análisis fueron realizados por el laboratorio LCV (Argentina).

4.3.1.3 Fluorescencia de rayos X (FRX)

Para realizar el análisis FRX, primero se obtuvieron superficies más frescas y aplanadas en todas las muestras usando una sierra para rocas, luego se escaneó cada muestra en busca de elementos principales al vacío a 15 kV, 35 mA durante 90 segundos. Luego, en el mismo punto, las muestras se escanean en busca de oligoelementos con un filtro de Ti-Al a 40 kV, 17,1 mA

durante 60 segundos. El espectrómetro XRF utilizado en este estudio fue un Tracer IV–SDTM portátil fabricado por Bruker Co. Los datos recopilados se procesaron usando como referencia las calibraciones para rocas de barro en Rowe et al. (2012), a partir de los cuales se calculó la concentración de 30 elementos en partes por millón (ppm).

4.3.1.4 Petrografía

El estudio petrográfico con secciones delgadas fue realizado en 34 muestras, incluyendo el Grupo Amotape (1), la formación Pananga (2), la formación Muerto (30), y la secuencia suprayacente (1), por el laboratorio LCV (Argentina). Las muestras fueron lavadas con tolueno, para eliminar el hidrocarburo presente. Luego se impregnaron con resina para el estudio de la red poral, y se tiñeron con Alizarina Roja-S, para la diferenciación de calcita. Las rocas clásticas fueron clasificadas de acuerdo con la terminología propuesta por Dott (1964) y Folk et al. (1970). Las rocas carbonatadas se clasifican siguiendo la terminología propuesta por Dunham (1962), modificada por Embry & Klovan (1971). Las rocas piroclásticas se denominan de acuerdo con la clasificación de la IUGS Subcommission (Schmid, 1981).

CAPÍTULO V: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

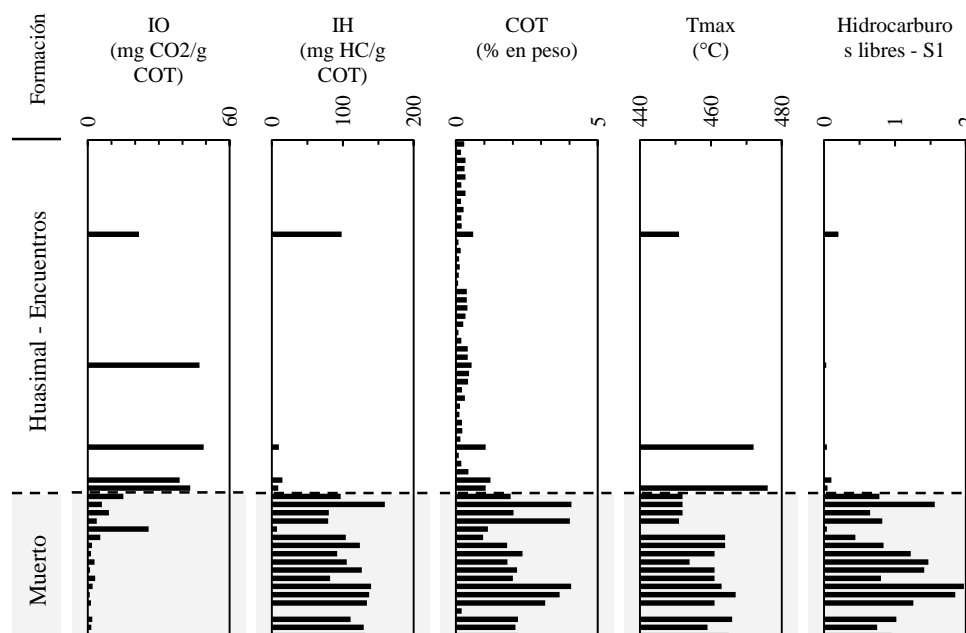
5.1 Determinación del área de estudio

5.1.1 Evaluación geoquímica

La formación Muerto es la secuencia que presenta el mejor potencial como roca generadora en la cuenca Lancones, dado que esta presenta el mejor enriquecimiento (Figura 24) y la mejor calidad orgánica, y en el subsuelo, en la cuenca Lancones se encuentra potencialmente en ventana de generación de gas.

Figura 24

Registro geoquímico de una sección de las formaciones Muerto, Huasimal y Encuentros, medida en la quebrada Angelitos, cuenca Lancones. No está a escala vertical.



Fuente: Datos de Petroperú (1985-1986)

En la Figura 24 se muestra un registro geoquímico de una sección medida en la quebrada Angelitos, que incluye datos de la Muerto, y de las lutitas de las formaciones suprayacentes Huasimal y Encuentros. Este registro evidencia el notable potencial de la formación Muerto, donde el COT muestra el mejor enriquecimiento orgánico, tanto el menor IO como el mayor IH indican una mejor calidad de materia orgánica, el Tmax muestra un

estado de madurez correspondiente a la ventana de petróleo y finalmente el S1 muestra la presencia de hidrocarburos libres.

5.1.1.1 Madurez termal

La madurez termal de la formación Muerto se evaluó por separado en las 2 áreas que presenta la cuenca Lancones (los bloques Norte y Sur), debido a su diferente historia de enterramiento

En el Bloque Norte, la única fuente de información directa sobre la formación Muerto son los afloramientos, que se extienden principalmente a lo largo del margen Oeste de la cuenca. En los afloramientos en las montañas La Brea, específicamente en la quebrada Corcobado el Tmax varía entre 440-466°C, en promedio 454°C. La representatividad de estos datos se verifica al compararlos con los datos reportados por Petroperú, que muestran Tmax en un rango similar, variando entre 445-466°C, en promedio 456°C y 472°C como un valor atípico. Al integrar ambas fuentes de datos, se tiene que el Tmax varía entre 443-466°C, los valores 440 y 472 resultan valores atípicos, en promedio 455°C, lo cual concuerda con 1% Ro reportado por Petroperú.

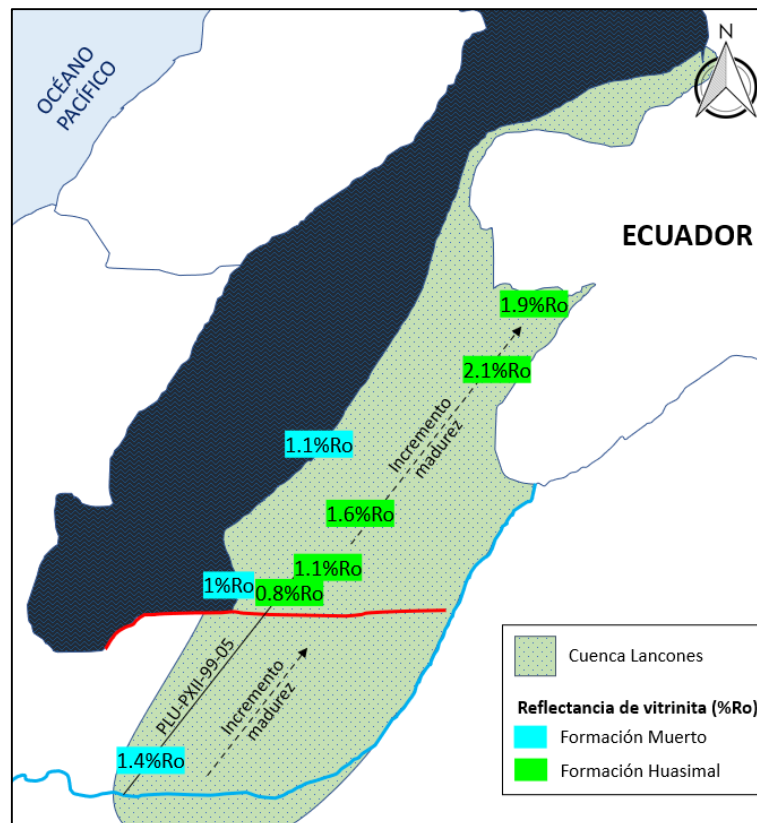
En los afloramientos, la formación Muerto se encuentra en ventana de generación de petróleo (1.0% - 1.1%Ro), sin embargo, esta madurez termal es solo localmente válida, debido a que su ubicación, en el límite del alto estructural de las montañas La Brea y Amotape, le han permitido mantener una posición relativamente más somera en comparación a la formación Muerto en la mayor parte del Bloque Norte. En ausencia de más datos sobre la formación Muerto en el Bloque Norte, la madurez termal de los afloramientos de la formación Huasimal, brindan información referencial para inferir la madurez termal de la formación Muerto, que debiera ser mayor a la madurez termal de la formación Huasimal, por estar en una posición estratigráfica inmediatamente infrayacente y por lo tanto haber soportado un mayor enterramiento, presión y temperatura. Los afloramientos de la formación Huasimal, muestran

una madurez termal entre 0.8% - 1.1%Ro (al sur del Bloque Norte), que sugiere la ventana de petróleo. Sin embargo, la madurez termal se incrementa rápidamente hacia el NO, reportándose 1.6%Ro, que sugiere ventana de gas, y sigue incrementándose hacia el NO, alcanzando 1.9 – 2.1% (cerca de la frontera con Ecuador).

En el Bloque Sur, la madurez termal de la formación Muerto el pozo Abejas 1X (1.4%Ro), sugiere la ventana de generación condensados o gas húmedo. Teniendo en cuenta que la formación Muerto en el pozo Abejas 1X está en un alto estructural, que fue el límite de su sedimentación, y que se profundiza y se incrementa su espesor en dirección hacia el NO del Bloque Sur, se infiere que 1.4%Ro es un límite inferior en la madurez termal, por lo tanto, la madurez termal se incrementa en dirección NO en el Bloque Sur (>1.5%Ro), alcanzando su mayor madurez termal en la parte más profunda, es decir, el límite entre los bloques Sur / Norte (al Sur de la falla Huaypira).

Figura 25

Tendencia de la madurez termal de la formación Muerto en la cuenca Lancones



5.1.2 Selección del afloramiento de estudio

Para la determinación del área de estudio se realizó un reconocimiento geológico, el cual se detalla a continuación:

El mayor espesor expuesto de la formación Muerto. La cobertura de vegetación es menor en comparación con otros afloramientos, con excepción de la quebrada Muerto, la cual, sin embargo, presenta un espesor mucho menor. El acceso requiere de un permiso social del teniente gobernador, a diferencia de los afloramientos del área montañas Amotape, los cuales adicionalmente requieren de un permiso del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP), por ser un área natural protegida. Finalmente, la accesibilidad fue una de las más complejas, por encontrarse los afloramientos en una geografía montañosa, siendo el que toma el mayor tiempo de traslado a pie (por camino de herradura), y un tiempo incluso mucho mayor por el mismo cauce de la quebrada.

De los diferentes afloramientos de la formación Muerto, se determinó que el afloramiento en la quebrada Corcobado es el que presenta las mejores condiciones para la medición de una sección estratigráfica. Este afloramiento fue elegido debido a que presenta la mayor exposición estratigráfica

La pernoctación se realizó mediante campamento y/o alojamiento en un lugar más cercano posible al afloramiento.

5.1.2.1 Descripción del afloramiento

Contacto basal: formación Pananga – formación Muerto

Contacto tope: formación Muerto – Grupo Copa Sombrero

En este afloramiento se visualiza el contacto basal de la formación Muerto con la formación Pananga (infrayacente). Este contacto se muestra como un fuerte cambio físico. En el contacto la formación Pananga se muestra como un conglomerado bioclástico masivo, con matriz calcárea. Mientras la formación Muerto inicia con un estrato muy carbonoso, de color

negro y con fuerte olor fétido. El tope de la formación Muerto no es marcado, y una falla que separa a la secuencia enriquecida de unas limolitas verdosas es considerada como el tope en este afloramiento, concordando con lo reportado por IPC y Petroperú.

Los primeros 30 metros se componen de a una intercalación rítmica de estratos tabulares y lenticulares, luego se presentan limolitas. A unos 55, 70 y 130 metros de la base se encuentran unas tobas volcánicas entre 2 – 5 metros de espesor, que se intercalan paralelo a la estratificación. Conforme se sigue subiendo en la sección, se presentan estructuras gravitacionales de tipo slumps, un gran pliegue, presencia de bitumen en una zona de falla, un cuerpo intrusivo que corta la sedimentación y finalmente hacia el tope unos estratos muy nodulares.

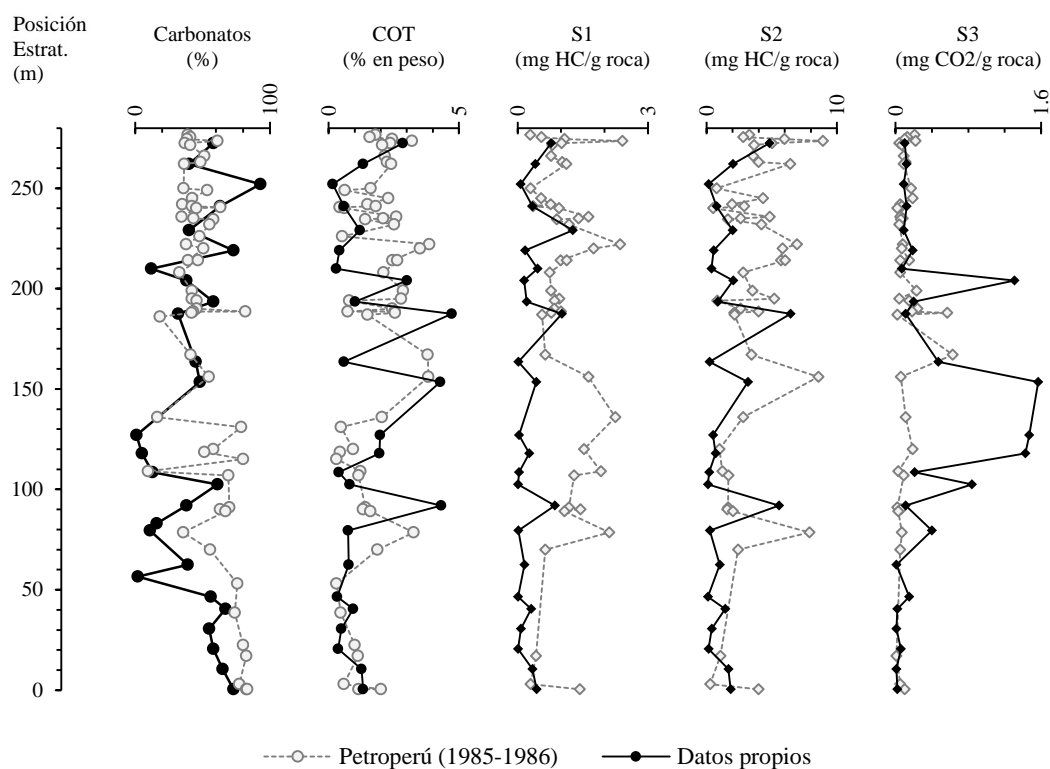
5.2 Adquisición de nueva información

5.2.1 Representatividad de los datos

Dado que los análisis realizados por Petroperú fueron realizados en una época diferente, usando diferentes muestras y bajo condiciones operativas de laboratorio diferentes, se evaluó el grado de coincidencia con los datos propios. Los parámetros análogos, que fueron considerados para la comparación son: el contenido de carbonatos, el COT y los parámetros de pirólisis Rock-Eval.

Figura 26

Perfil estratigráfico mostrando el contenido de carbonatos, COT y parámetros de pirólisis Rock-Eval de la formación Muerto en la sección Corcobado.



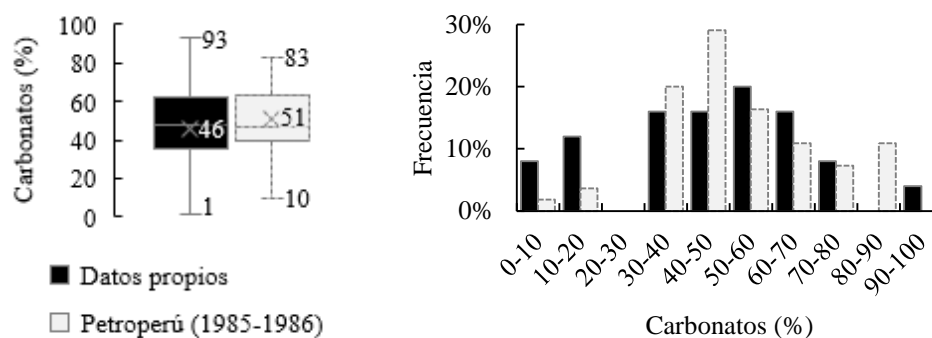
Estratigráficamente, tanto los datos del contenido de carbonatos, COT y Rock-Eval muestran una misma tendencia general (Figura 26), lo cual permitió evidenciar la representatividad de los datos a lo largo de la sección. Por otra parte, en un sector medio de la sección, se identificaron datos de S1 y S3 que difieren considerablemente (Figura 26), lo cual

está probablemente relacionado con la alta heterogeneidad de este sector, como lo muestra las intercalaciones con secuencias piroclásticas.

El contenido de carbonatos, medido en las muestras del presente trabajo, es altamente heterogéneo (1-93%), con un promedio de 46%, lo cual es similar a los datos reportados por Petroperú (10-83%), con un promedio de 51% (Figura 27). El histograma del contenido de carbonatos muestra que también existe concordancia en la distribución estadística entre los datos de este estudio y los reportados por Petroperú (Figura 27). En ambos casos, la mayoría de los datos están concentrados en el rango 30-70%.

Figura 27

Comparación de contenido de carbonatos usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.

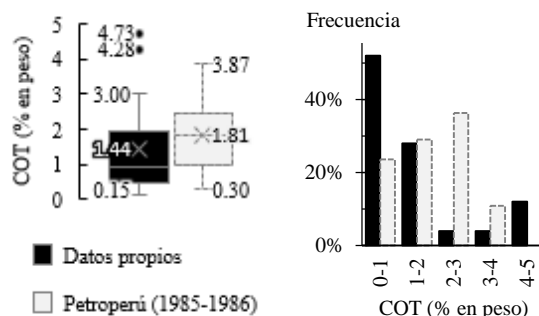


El COT, medido en las muestras del presente trabajo, varía entre 0.15 – 4.73 % en peso, con un promedio de 1.40 % en peso (Figura 28). En general, este rango concuerda con el rango reportado por Petroperú, de 0.30 – 3.87 % en peso, y con un promedio ligeramente mayor (1.81 % en peso). Sin embargo, el histograma en la Figura 28 muestra una mayor concentración de datos de COT en el rango 0-1 % en peso, lo cual difiere de los datos reportados por Petroperú, que evidencia una mayor concentración de datos en el rango 2-3 % en peso.

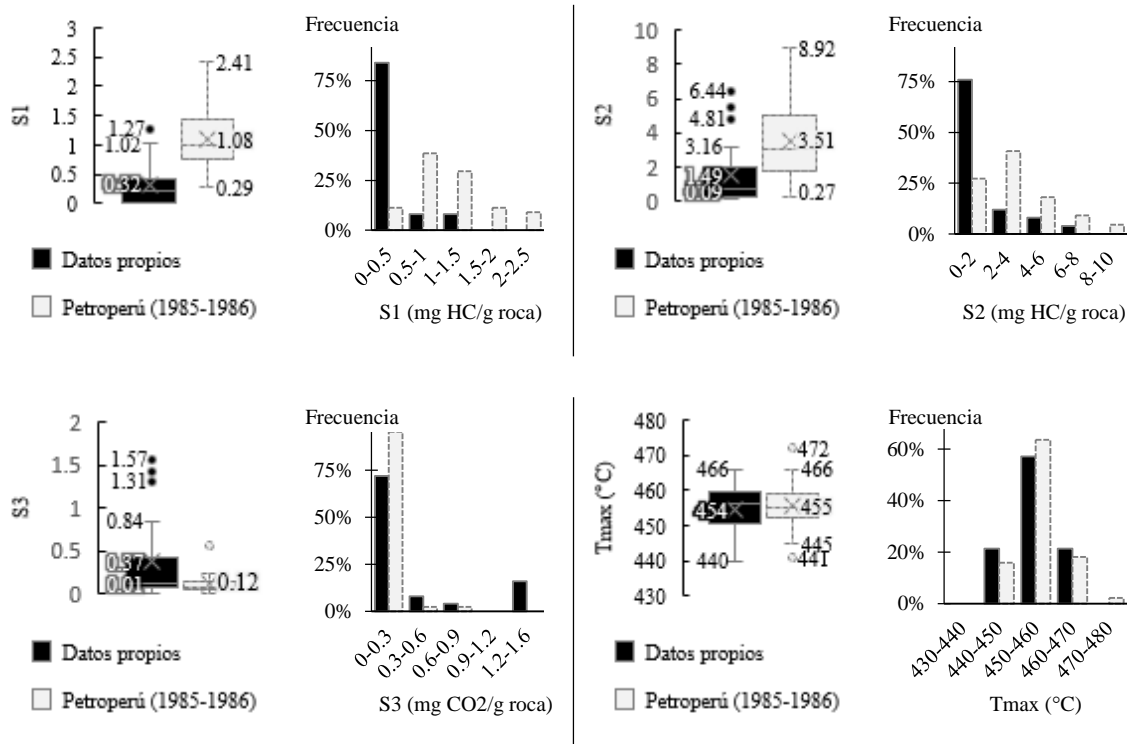
Análogamente, los parámetros de pirólisis S1 y S2, que están relacionados con el enriquecimiento orgánico, difieren estadísticamente en el histograma (Figura 29), lo cual podría estar relacionado a la diferentes estrategias de muestreo aplicadas en ambas campañas (véase CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA).

Figura 28

Comparación del COT usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.

**Figura 29**

Comparación de los parámetros de pirólisis Rock-Eval usando los datos propios vs datos reportados por Petroperú, mediante diagramas de cajas e histograma.



El Tmax, medido en las muestras del presente trabajo, varía entre 440-466 °C, con un promedio de 454°C. Estos valores están en concordancia con los reportados por Petroperú (441-472°C, en promedio 455°C). El histograma de Tmax muestra que también existe concordancia en la distribución estadística (Figura 29), en ambos casos los datos se encuentran concentrados en el rango 450-460°C, lo cual es de esperarse dado que la madurez termal no depende de la litología.

5.2.2 *Modelado de la mineralogía y el COT usando FRX*

La DRX es la técnica más usada para determinar la composición mineralógica de una roca, mientras el analizador de carbono y la pirólisis son las técnicas más extendidas para cuantificar el COT. Sin embargo, debido al relativo bajo costo de la FRX, diferentes autores han modelado la composición mineralógica y el COT a partir de los elementos y óxidos que provee la FRX (Becerra-Rondon, 2017; Ruppel et al., 2017; Stilwell et al., 2013; Thurston & Taylor, 2016; Wright et al., 2010).

- **Parámetros para modelar**

El COT fueron tomados tal como se obtuvieron de los datos de laboratorio.

La composición mineralógica de la formación Muerto se puede sintetizar en 3 componentes principales: carbonatos (46%), cuarzo & feldespatos (45%), y en menor medida, arcillas (8%), mientras las proporciones significativamente más bajas de otros minerales (p.ej. pirita) fueron obviados para efectos prácticos. Por esta razón, en lo sucesivo, se simplificará la composición mineralógica en carbonatos, cuarzo & feldespatos (Q&F) y arcillas.

- **Variables FRX de correlación**

Considerando el coeficiente de correlación como una medida de la dependencia lineal entre 2 variables (Pearson, 1920), este enfoque está basado en la correlación natural que existe entre los óxidos/elementos (medidos por FRX) versus los minerales (medidos por DRX), y los metales redox-sensitivos (medidos por FRX) versus el enriquecimiento orgánico (COT).

Para identificar las variables FRX de correlación (elementos/óxidos medidos por FRX) con mayor afinidad a cada parámetro a modelar, se elaboró una matriz de correlación, calculando los coeficientes de correlación (r) como se muestra en la Tabla 14. En esta matriz se comparó las concentraciones de 32 óxidos/elementos, con la composición mineralógica simplificada (carbonatos, Q&F y arcillas) y el COT. Luego, se seleccionaron los coeficientes de correlación que mostraron mayor influencia ($-0.6 > r > 0.60$) (Tabla 14), lo cual significa

estadísticamente que, los óxidos/elementos seleccionados, están más relacionados con un mineral específico o con la presencia de materia orgánica. A continuación, se describen las relaciones encontradas:

Tanto la concentración de carbonatos y Q&F, presentan una correlación fuerte con las mediciones FRX de sílice (SiO₂) y carbonato de calcio (CaO), y una correlación moderada con el estroncio (Sr) (Tabla 14).

La concentración de arcillas presenta una correlación moderada con los óxidos de aluminio (Al₂O₃), hierro (Fe₂O₃), potasio (K₂O) y titanio (TiO₂), y con los elementos de plomo (Pb), zirconio (Zr), rubidio (Rb) y thorio (Th) (Tabla 14).

Finalmente, el COT presenta una correlación moderada con el Cobre (Cu), Vanadio (V), Molibdeno (Mo), Zinc (Zn) y Uranio (U) (Tabla 14), como es natural por ser metales redox-sensitivos.

Tabla 14

Coefficientes de correlación de Pearson (r) calculados comparando 32 óxidos y elementos, con los 3 grupos mineralógicos simplificados (Carbonatos, Q&F y Arcillas) y con el COT. Se resaltó en gris los coeficientes de correlación de mayor influencia (-0.6 > r > 0.60).

** también fue considerado por estar cercano a 0.6.*

	Mineralogía (n=30)			COT (n=26)
	Q&F	Carbonatos	Arcillas	
SiO₂	0.81	-0.79	0.16	0.32
Al₂O₃	0.38	-0.45	0.63	-0.14
Fe₂O₃	0.45	-0.51	0.63	-0.28
K₂O	0.17	-0.26	0.60	-0.14
CaO	-0.86	0.89	-0.42	-0.17
MgO	0.12	-0.16	0.20	-0.23
S	-0.29	0.29	-0.14	-0.12
P ₂ O ₅	0.29	-0.32	0.24	0.00
TiO₂	0.29	-0.32	0.73	-0.12
MnO	0.07	-0.14	0.36	-0.19
Cl	-0.14	0.16	-0.16	-0.24
As	0.03	0.02	-0.04	0.12
Cu	0.23	-0.18	0.07	0.60
Ni	-0.28	0.30	-0.04	0.53
V	0.04	0.06	-0.34	0.67
Mo	-0.02	0.09	-0.25	0.59*
Sr	-0.63	0.62	-0.24	0.12

Pb	0.16	-0.28	0.63	-0.07
Zn	0.13	-0.04	-0.16	0.64
Zr	0.25	-0.34	0.63	-0.30
Rb	0.18	-0.30	0.62	-0.17
Th	0.16	-0.28	0.63	-0.07
U	0.18	-0.03	-0.41	0.60
Cr	0.44	-0.51	0.53	-0.21
Co	0.18	-0.21	0.31	0.09
Nb	0.07	-0.17	0.52	-0.16
Ba	0.18	-0.22	0.31	-0.12
Au	-0.35	0.37	-0.01	-0.10
Se	-0.02	0.07	-0.11	0.32
Hg	0.04	-0.09	0.24	-0.12
W	-0.28	0.38	-0.36	-0.06
Sc	-0.31	0.32	-0.14	0.30

- **Análisis de los datos**

En base a las variables FRX seleccionadas, se realizó un análisis de los datos, donde se descartaron las muestras que evidencian un caso atípico al apartarse de la correlación, como lo es la muestra M44 en su relación con los parámetros Carbonatos y Q&F (Figura 30 y Figura 31), y la muestra M40 en su relación con el COT (Figura 33). En el caso del parámetro Arcillas, no se descartó ningún valor, ya que, a pesar de haber casos atípicos estos no son recurrentes en todas las gráficas (Figura 32). Estos casos atípicos podrían deberse a la naturaleza de estas muestras, ya que corresponden a rocas litoclásticas, con diferencias composicionales entre la matriz y los litoclastos (Figura 40).

Figura 30

Gráfica de la relación entre el parámetro Q&F con las variables (a) SiO₂, (b) CaO, y (c) Sr.

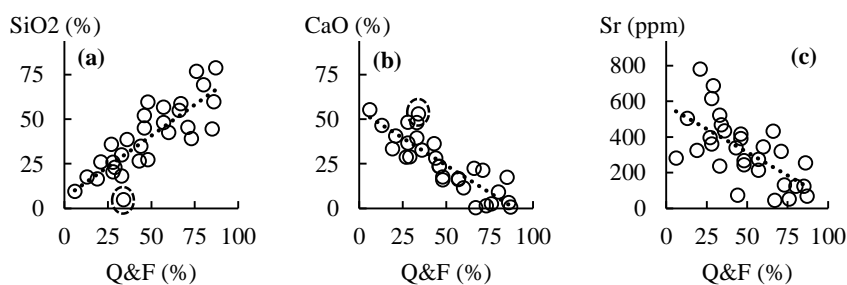
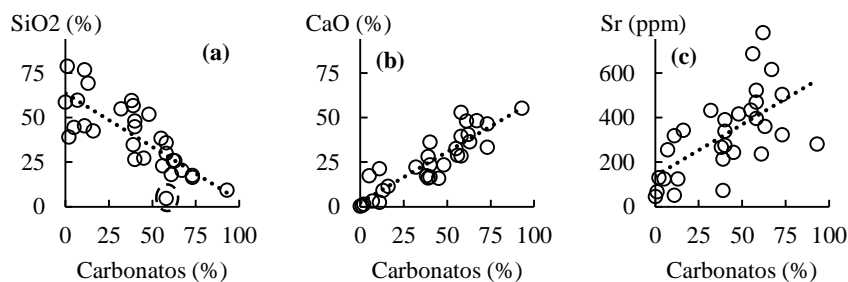
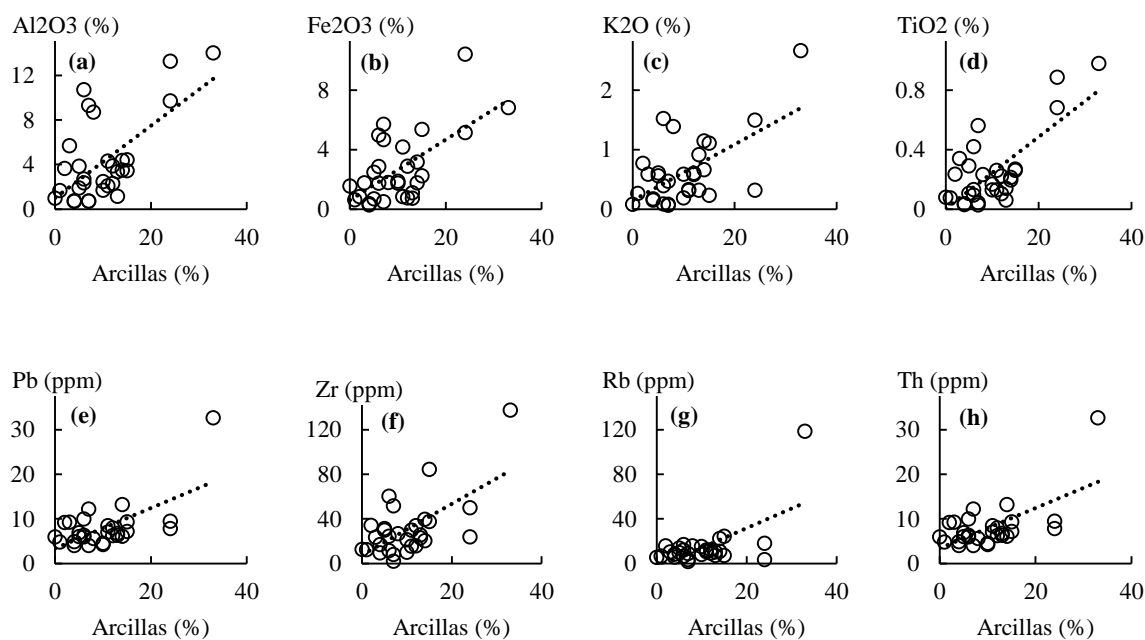


Figura 31

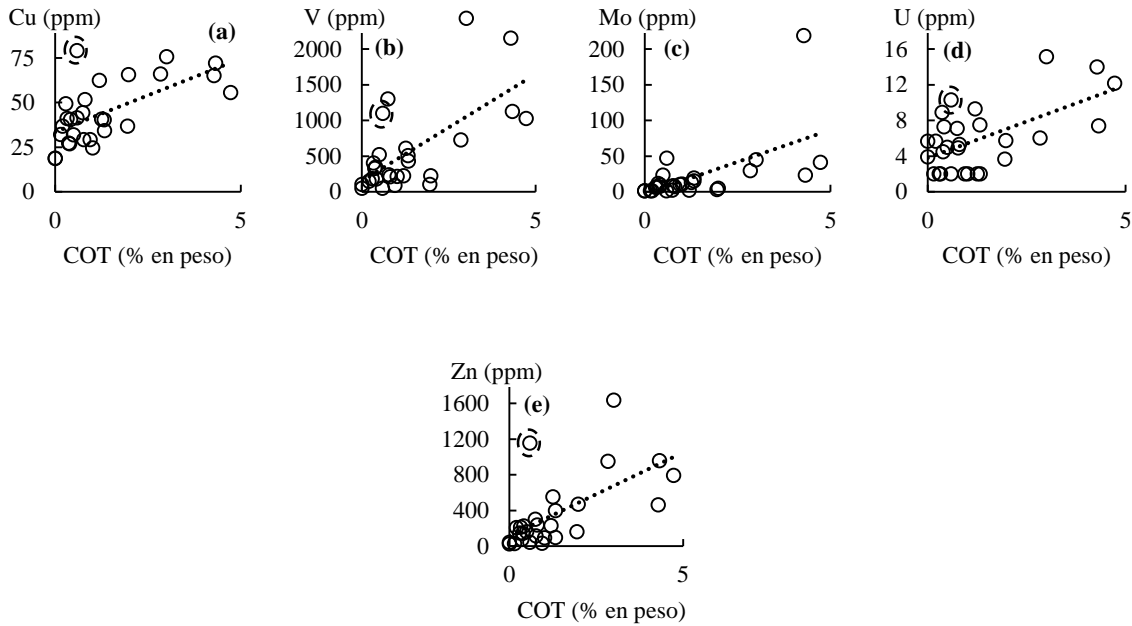
Gráfica de la relación entre el parámetro Carbonatos con las variables (a) SiO_2 , (b) CaO , y (c) Sr .

**Figura 32**

Gráfica de la relación entre el parámetro Arcillas con las variables (a) Al_2O_3 , (b) Fe_2O_3 , (c) K_2O , (d) TiO_2 , (e) Pb , (f) Zr , (g) Rb , y (h) Th

**Figura 33**

Gráfica de la relación entre el parámetro COT con las variables (a) Cu , (b) V , (c) Mo , (d) U , y (e) Zn .



- Desarrollo del modelo

Dado que se ha utilizado la técnica de la regresión lineal para relacionar empíricamente los parámetros a modelar con los elementos/óxidos medidos por la FRX. De acuerdo con este enfoque, la mineralogía puede ser modelada a partir de la contribución de SiO₂, CaO, Sr, Al₂O₃, Fe₂O₃, KO₂, TiO₂, Pb, Zr, Rb y Th; y el COT a partir de la contribución de Cu, V, Mo, Zn y U, asignando una constante a cada variable, que permita ponderar su efecto, como se muestra en las ecuaciones (6), (7), (8) y (9). Donde c_i corresponde a las constantes que ponderan el peso de cada variable.

$$\text{Carbonatos}' = c_1(\text{SiO}_2) + c_2(\text{CaO}) + c_3(\text{Sr}) + c_4 \quad (6)$$

$$(\text{Q\&F})' = c_5(\text{SiO}_2) + c_6(\text{CaO}) + c_7(\text{Sr}) + c_8 \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \text{Arcillas}' = c_9(\text{Al}_2\text{O}_3) + c_{10}(\text{Fe}_2\text{O}_3) + c_{11}(\text{KO}_2) + c_{12}(\text{TiO}_2) \\ + c_{13}(\text{Pb}) + c_{14}(\text{Zr}) + c_{15}(\text{Rb}) + c_{16}(\text{Th}) + c_{17} \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{COT} = c_{18}(\text{Cu}) + c_{19}(\text{V}) + c_{20}(\text{Mo}) + c_{21}(\text{Zn}) + c_{22}(\text{U}) + c_{23} \quad (9)$$

Para el cálculo de las constantes, se tuvo en cuenta que estas deben ser la combinación que mejor modele los parámetros requeridos. Por ello, se utilizó la función Solver de Excel

para realizar iteraciones hasta encontrar un valor convergente, que maximizó el coeficiente de correlación del modelo. El resultado de esta optimización se muestra en la Figura 34, y las constantes calculadas se detallan en la Tabla 15. Los 4 parámetros modelados presentan una fuerte correlación, de los cuales, el mayor es el contenido de Carbonatos y Q&F (0.90), seguido del COT (0.87) y contenido de arcillas (0.83) (Figura 34). Los coeficientes de correlación de los parámetros modelados son mayores al de las correlaciones obtenidas individualmente, lo cual muestra el aporte de las múltiples variables al presente modelamiento.

Figura 34

Gráfica de los parámetros “calculados” versus los parámetros medidos de (a) Carbonatos, (b) cuarzo & feldspatos, (c) arcillas, y (d) COT.

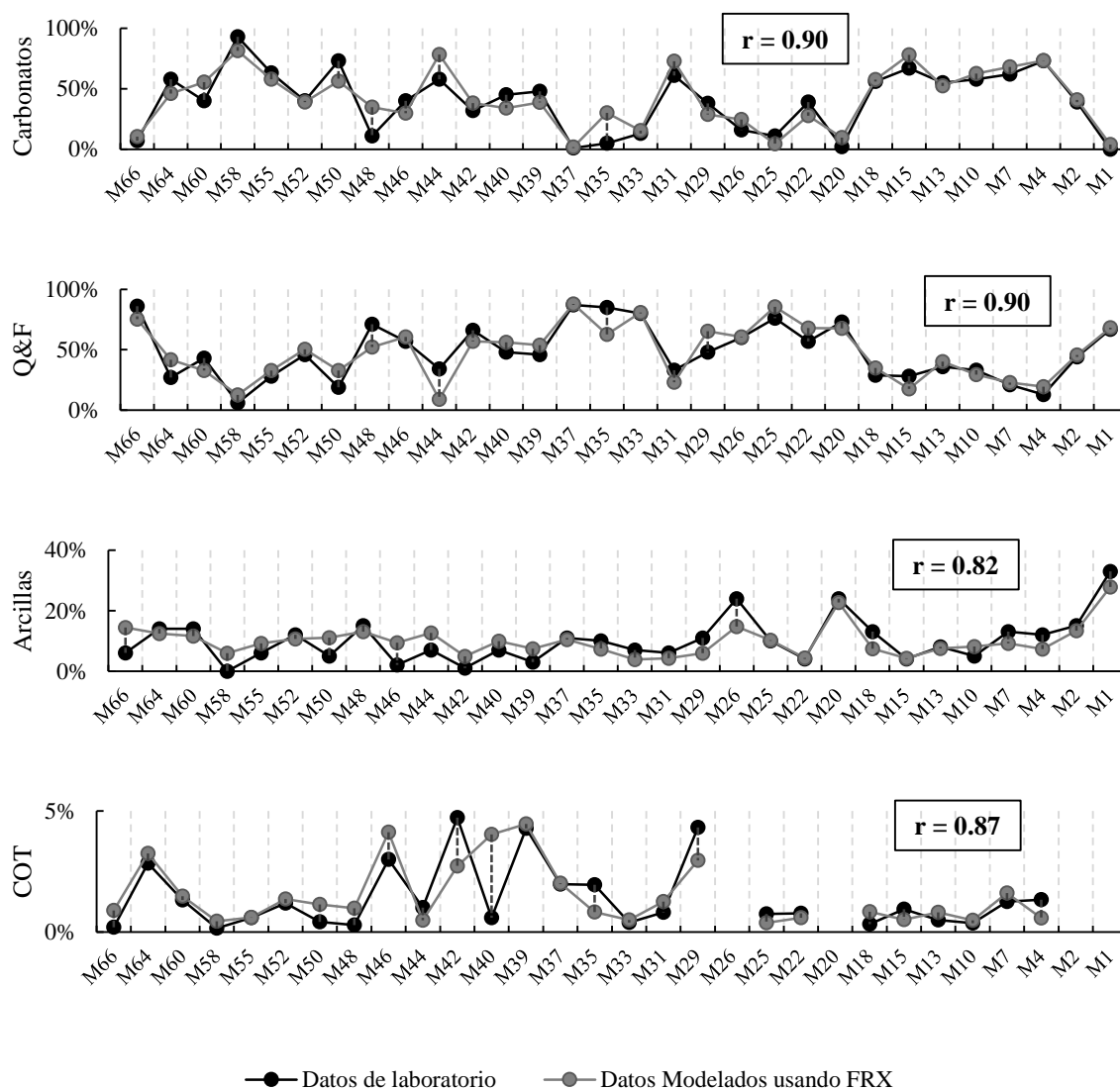


Tabla 15*Constantes calculadas que optimizan los modelos*

Carbonatos (r = 0.90)	c_1 -0.162	c_2 1.209	c_3 0.012	c_4 13.043					
Q&F (r = 0.90)	c_5 0.417	c_6 -0.764	c_7 -0.017	c_8 55.662					
Arcillas (r = 0.82)	c_9 -2.103	c_{10} 1.017	c_{11} 11.009	c_{12} 32.174	c_{13} -0.114	c_{14} -0.050	c_{15} 0.042	c_{16} -0.114	c_{17} 4.198
COT (r = 0.87)	c_{18} 0.017	c_{19} -0.0008	c_{20} 0.018	c_{21} 0.0024	c_{22} 0.010	c_{23} -0.204			

Finalmente, los parámetros modelados de la composición mineralógica simplificada fueron normalizados a 100 por ciento usando las ecuaciones (10), (11), (12), y (13). El resultado de la aplicación del modelado y la normalización, así como la comparación con los valores medidos en laboratorio, se muestran en la Figura 35.

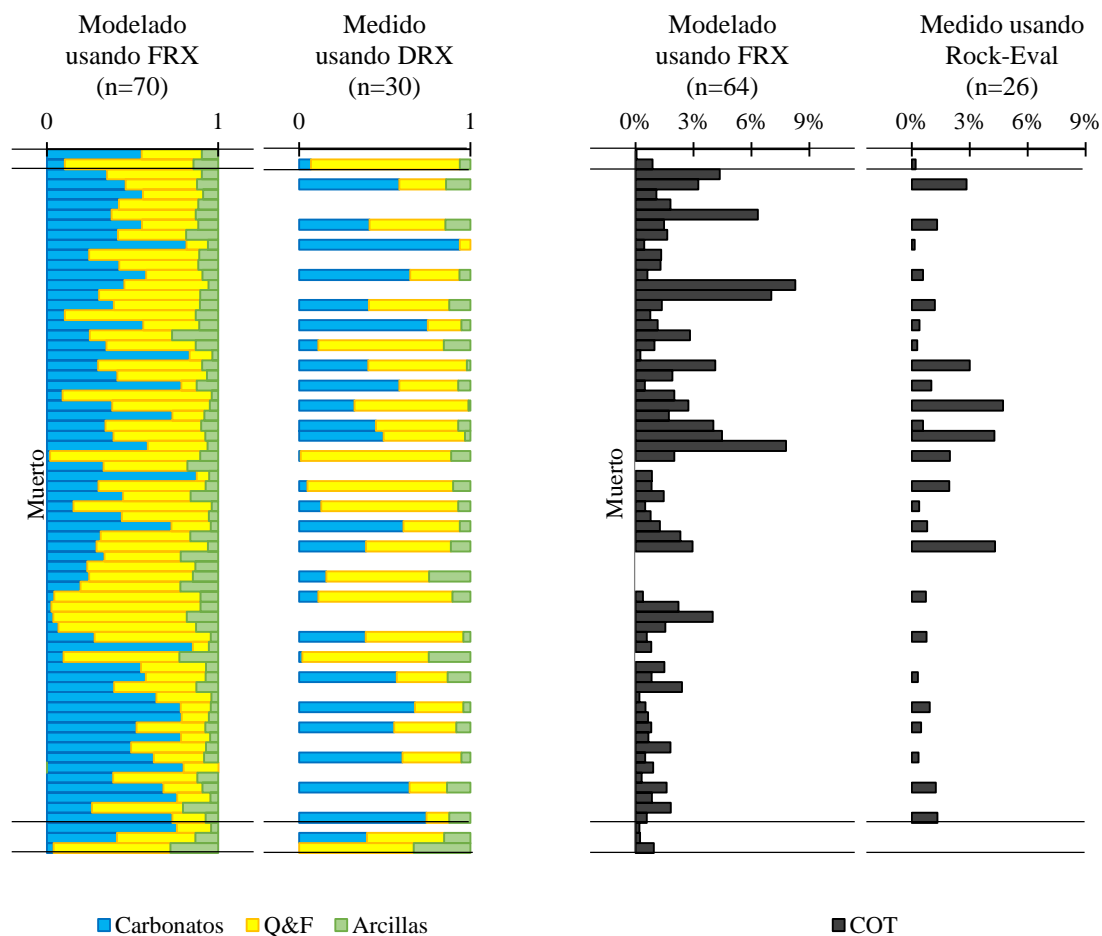
$$Total = Carbonatos' + (Q\&F)' + Arcillas' \quad (10)$$

$$Carbonatos (\%) = \frac{Carbonatos' * 100}{Total} \quad (11)$$

$$Q\&F (\%) = \frac{(Q\&F)' * 100}{Total} \quad (12)$$

$$Arcillas (\%) = \frac{Arcillas' * 100}{Total} \quad (13)$$

Figura 35*Comparación de valores de composición mineralógica y COT modelados vs valores medidos***COMPOSICIÓN MINERALÓGICA****CARBONO ORGÁNICO TOTAL**



5.3 Caracterización de la sección estratigráfica

5.3.1 Mineralogía

Analizando la composición mineralógica, utilizando los resultados de DRX, complementado con los datos del contenido de carbonatos reportados por Petroperú, y asociado el estudio petrográfico, se pueden mencionar algunas consideraciones:

- Carbonatos (CaO)

La composición predominante es el contenido de carbonatos (que incluye minerales de calcita, dolomita y ankerita), en promedio 49.6% (Figura 36), con una mayor concentración en la base de la sección. La calcita es el mineral más abundante de los carbonatos, con un promedio de 44%. Sólo una muestra contiene dolomita y ankerita (37% en la M18).

- Cuarzo (Q)

Su proporción es alta, con un 42.5% en promedio (Figura 36). Se encuentra en los granos esqueléticos (foraminíferos y radiolarios principalmente) y como parte de la matriz. La mayor concentración de cuarzo se encuentra en algunas muestras en un sector medio de la sección, que se intercala con muestras de alto contenido de carbonatos, y muestras de rocas piroclásticas.

- Plagioclasas y feldespatos potásicos (F)

Su participación es baja, con excepción de las muestras M20 y M26, con 41 y 45% respectivamente. Estas muestras se clasificaron petrográficamente como tobas (Figura 40). Si se excluye estas dos muestras, su promedio es de 2.2% (Figura 36).

- Arcillas

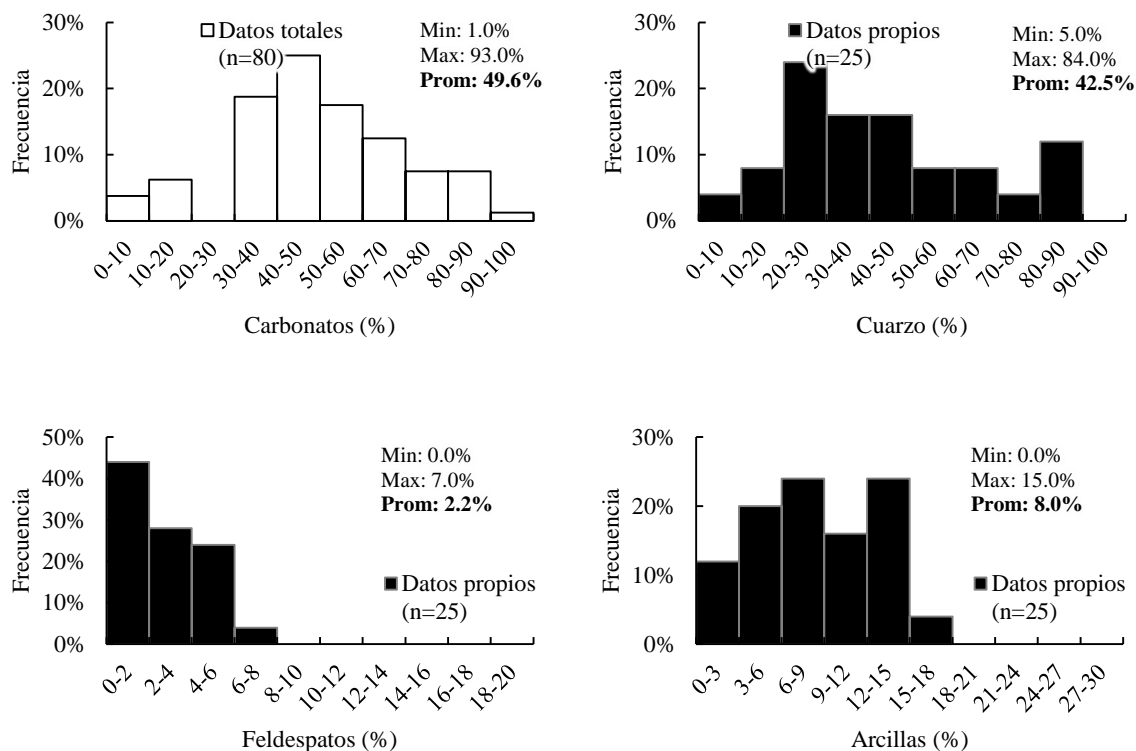
El contenido de arcillas es bajo, alcanzando un 8% en promedio para las muestras de la formación Muerto (Figura 36). Los valores más altos, que no fueron considerados en este promedio, corresponden a muestras clasificadas como tobas. La clorita e illita/esmectita son los grupos predominantes y se encuentran principalmente en un sector superior y medio de la sección. La caolinita se encuentra en muy bajas proporciones y está presente mayormente en las muestras de un sector medio (M29 a M40). La illita es predominante en las muestras de un sector inferior de la sección (M4 a M15).

- Pirita

Está presente en la mayoría de las muestras, con valores de hasta 3%. Petrográficamente fue identificada relleno de granos esqueléticos y diseminada en la matriz.

Figura 36

Histogramas de la composición mineralógica en roca total de la formación Muerto, mostrando los valores mínimo (Min), máximo (Max) y promedio (Prom).



5.3.2 Geoquímica orgánica

De acuerdo con las gráficas de IO vs IH y de Tmax vs IH (Figura 37), los datos se encuentran en una zona indeterminada, mayormente, entre las curvas correspondientes a querógeno tipo I y II, y en menor proporción tipo III y IV. En general, se puede inferir que la calidad original del querógeno de la formación Muerto corresponde al tipo II, debido a que este tipo de querógeno está mayormente asociado a materia orgánica de origen marino (Jarvie, 2012a), lo cual es consistente con el ambiente sedimentario de la formación Muerto, que presenta predominio de materia orgánica amorfa, y ausencia de partículas de vitrinita en la mayoría de las muestras.

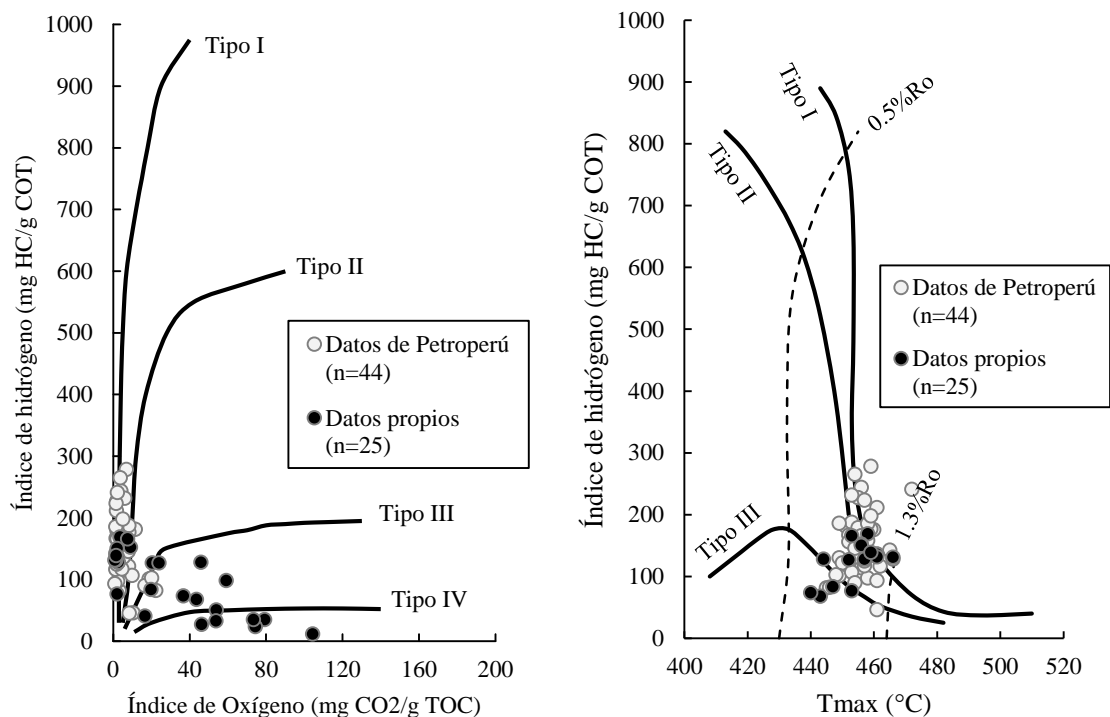
De acuerdo con los diagramas de Índice de Hidrógeno vs Índice de Oxígeno e Índice de Hidrógeno vs Tmax, que se utilizan para clasificar una roca generadora según el tipo de querógeno (Banerjee et al., 1998; Espitalié et al., 1977; Peters, 1986).

Debido a la avanzada madurez termal, tanto el COT, como el potencial de generación (S2) y el Índice de Hidrógeno (HI), solo muestran la riqueza y calidad orgánica remanentes,

las cuales están reducidas respecto a los valores originales. Por lo tanto, no son indicadores del potencial de generación original.

Figura 37

Gráficas para caracterizar el tipo de querógeno: (a) IO vs IH y (b) Tmax vs IH



Fuente de las curvas de tipo de querógeno (Espitalié et al., 1977, 1984).

- Índice de hidrógeno vivo (IH_{VIVO})

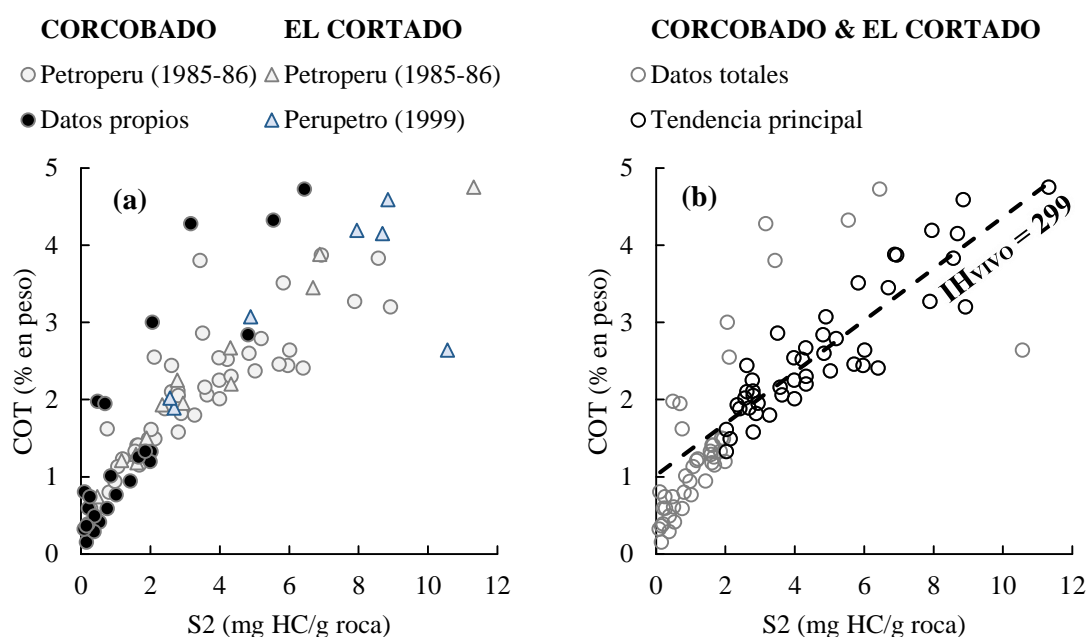
El índice de hidrógeno (IH) se utiliza para evaluar la calidad de una roca generadora (Pepper & Corvi, 1995). El IH, calculado convencionalmente (Espitalié et al., 1977), está entre 12-279 mg HC/g COT.

Sin embargo, un mejor método para determinar la calidad de la roca generadora es el IH del querógeno vivo (IH_{VIVO}), donde el querógeno “vivo” se refiere a la porción de materia orgánica de la cual se obtienen los hidrocarburos durante la pirólisis (Dahl et al., 2004). El IH_{VIVO} no pretende estimar el potencial de gas o petróleo de muestras individuales, sino un valor promedio para una sección de roca generadora. El IH se calculó en base a gráficos de S2 versus COT como se describe por Clayton et al. (1984) y Langford & Blanc-Valleron (1990), quienes consideran que el COT es una función lineal de S2 con el IH del querógeno vivo como

la pendiente de la curva. Este método permite eliminar los problemas relacionados con S3 en los diagramas IH vs IO (Katz, 1983), y corrige el IH por los efectos de la matriz y el querógeno inerte, que provocan una reducción del IH y una menor calidad aparente (Espitalié et al., 1980; Peters, 1986).

Figura 38

(a) Gráfica S2-COT muestra que la mayoría de los datos se agrupan en una tendencia principal. (b) Gráfica S2-COT mostrando la tendencia principal que define el IH_{VIVO} de 299 mg HC/g COT y el efecto de la desviación de la linealidad cuando el S2 es menor a 2 mg HC/g roca.



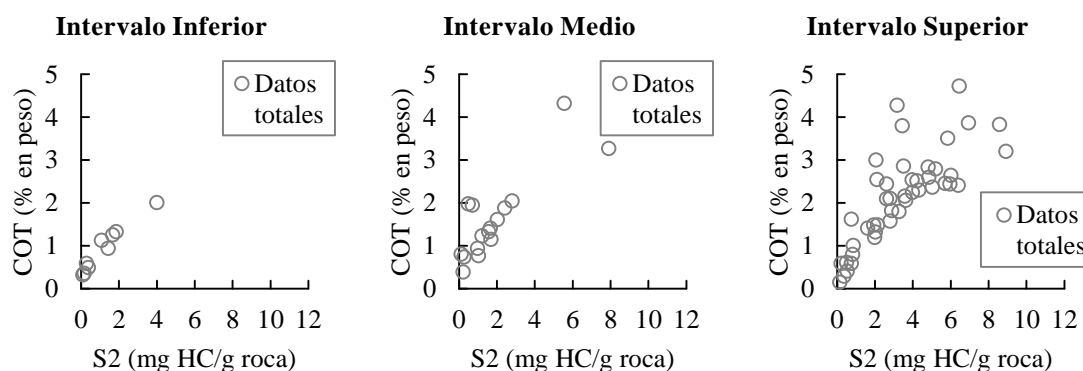
Dado que la disponibilidad de información de pirólisis Rock-Eval de la formación Muerto en los afloramientos Corcobado y El Cortado, que se encuentran muy cercanos, a una distancia menor a 1 Km, se evaluó su correspondencia en la gráfica COT vs S2 (Figura 38a). La gráfica de COT vs S2 (Figura 38a) muestra una buena correspondencia entre los datos de la formación Muerto en ambos afloramientos, por lo que ambas fuentes de datos fueron consideradas como complementarias para identificar la tendencia principal. Para la determinación de la tendencia principal, es usual descartar los valores bajos en S2, cuando la tendencia principal se desvía de la linealidad, debido al efecto de la matriz. Esta condición se

cumple con los valores de $S2 < 2$ mg HC/g roca (Figura 38b) y se determinó el HI_{VIVO} de 299 mg HC/g COT.

En la Figura 39 se muestra que la mayoría de los datos utilizados para identificar la tendencia principal, corresponden al Intervalo Superior del afloramiento Corcobado, por lo tanto, el HI_{VIVO} es mayormente representativo para este sector de la sección. Sin embargo, para efectos de las estimaciones posteriores, a los intervalos Medio y Superior se les asignó el mismo HI_{VIVO} .

Figura 39

Gráficos S2-COT para cada intervalo de la formación Muerto en el afloramiento Corcobado.



5.3.3 Microfacies

Para sintetizar las principales características litológicas de la formación Muerto, las muestras se agruparon en 6 microfacies (MF).

- MICROFACIE 1 (MF-1): Wackestones, packstones y fangolitas fosilíferas

Esta microfacie incluye 16 muestras. Se agrupan aquí aquellas muestras que presentan abundante contenido de calcita (Figura 41) ya sea en la matriz (wackestones y packstones) o con gran cantidad de elementos esqueléticos calcíticos o calcitizados (fangolitas radiolaríticas, de foraminíferos o fosilíferas). En general presentan una débil laminación horizontal paralela y discontinua (Figura 40). La composición de la matriz es variable y no parece haber predominio de algún componente. Los granos silicoclásticos son escasos (7.6% en promedio) y los granos esqueléticos son frecuentes en promedio (31%) y están representados

principalmente por foraminíferos y radiolarios. La proporción de materia orgánica es variable (Figura 41) y se encuentra diseminada en la matriz. En algunas muestras se observa un importante reemplazo por sílice.

- MICROFACIE 2 (MF-2): Fangolitas, fangolitas limosas y arcillitas limosas

Esta microfacie incluye 4 muestras. En general presentan una débil laminación horizontal paralela y discontinua, afectada ocasionalmente por bioturbaciones. La composición de la matriz es silíceo-arcillosa. Se caracterizan por presentar mayor contenido en elementos silicoclásticos que alcanzan un 25% en promedio, mientras que los granos esqueléticos llegan al 16% en promedio y están representados principalmente por foraminíferos y radiolarios (Figura 40). La proporción de materia orgánica es moderada a abundante (Figura 41) y se encuentra diseminada en la matriz.

- MICROFACIE 3 (MF-3): Tobas

Esta microfacie comprende 3 muestras, de las cuales 2 son ricas en litoclastos y una en cristales de plagioclasas. Las 3 muestras se encuentran intensamente alteradas. La porosidad observada es muy baja y está vinculada a disolución de plagioclasas, es decir presenta textura intracristalina (Figura 40, flechas señalando poros impregnados con resina epoxy azul).

- MICROFACIE 4 (MF-4): Rocas litoclásticas

Tres muestras se agrupan en esta litofacie. A pesar de tener diferente clasificación, la cual varía en función del porcentaje de litoclastos y material intersticial, estas 3 muestras tienen en común los siguientes rasgos:

- 1.- en todas se reconocen intraclastos (Figura 40) de composición similar, carbonática, inmersos en material intersticial predominantemente silicoclástico fino. En el caso de la muestra M31 (Figura 40), los componentes mayores de 2 mm son menos del 10%, por lo que corresponde denominarla wackestone (Embry & Klovan, 1971).

2.- el material intersticial corresponde a una fangolita con abundantes microfósiles: radiolarios y foraminíferos. Presenta escasos cristales de plagioclasas dispersos. Se interpreta como acumulado en un ambiente de baja energía, posiblemente disódico.

3.- los intraclastos alcanzan 8 mm de tamaño máximo, y se trata de fragmentos de aspecto noduloso, bordes netos y de composición asimilable a un bindstone: texturas irregulares, micropeloidales a pelletoidales, con matriz recristalizada a micro y subesparita.

Se interpretó que los intraclastos provienen de posiciones más someras que el material intersticial, indicando erosión y transporte de los mismos, que se acumulan en posiciones de baja energía.

- MICROFACIE 5 (MF-5): Dolomía

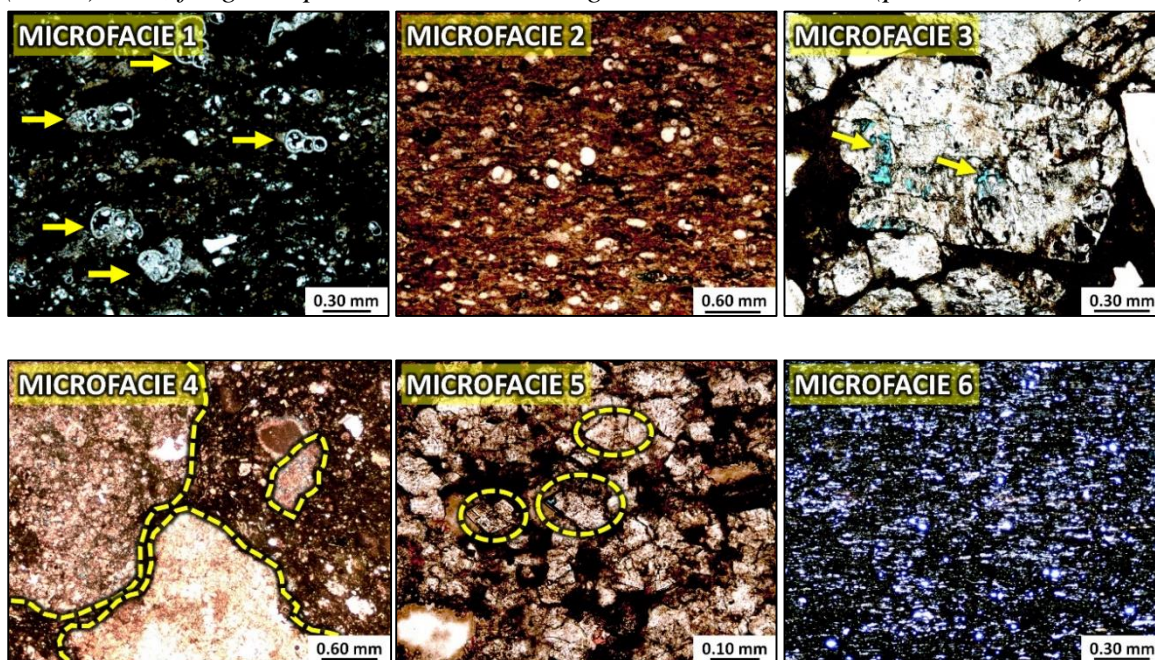
Una sola muestra pertenece a esta microfacies (Figura 40). Presenta un intenso reemplazo por dolomita. La dolomita se presenta como cristales euhedrales a subhedrales (flechas), de tamaño equigranular y con fábrica planar de tipo S. El tamaño de los cristales es muy fino (0,1 mm) y se reconoce materia orgánica asociada al material intersticial, entre los cristales. Se preserva una sutil laminación horizontal discontinua y paralela. La muestra además presenta reemplazo por sílice en forma de chert. La composición de la matriz es calcárea algo arcillosa. Los granos silicoclásticos son muy escasos (3%) y los granos esqueletales son escasos (10%).

- MICROFACIE 6 (MF-6): Fangolitas peloidales

Esta microfacie comprende tres muestras. Presentan una marcada laminación planar, paralela y discontinua dada por la abundancia de peloides y lentes aplanados con concentración de restos de inocerámidos (Figura 40). La matriz es silíceea con abundante materia orgánica diseminada (Figura 41). Los peloides (granos no esqueletales) representan un 25% mientras que los granos silicoclásticos y esqueletales están subordinados. Se observa la presencia de cristales de plagioclasas alterados dispersos.

Figura 40

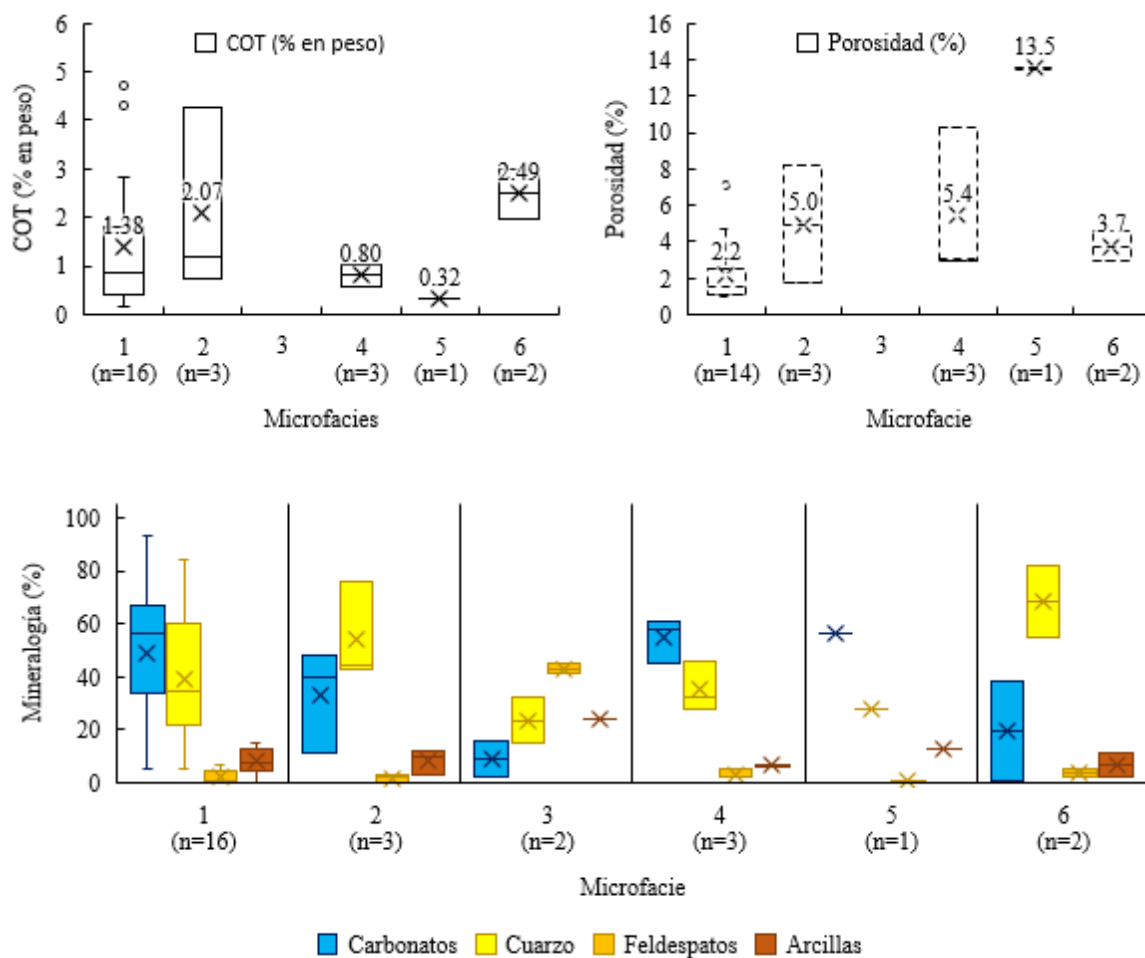
(MF-1) M64, fangolita con foraminíferos: Abundantes granos esqueletales (flechas). (MF-2) M25, fangolita silicificada: Laminación planar, paralela y discontinua, dada por la abundancia de peloides. (MF-3) M20, Toba cristalina, alterada: Subordinados poros intracrystalinos en plagioclasas. (MF-4) M31, wackestone litoclástico: Litoclastos carbonáticos de composición de bindstone inmersos en wackestone o fangolita. (MF-5) M18, Dolomía: Detalle de rombos de dolomita euهدral a subهدral (cículo). Nícoles paralelos. (MF-6) M46, fangolita peloidal: Abundantes granos silicoclásticos (puntos blancos).



Las fangolitas descritas en las MF-2 y MF-6, son las que, en promedio, muestran el mayor enriquecimiento orgánico (2.07 y 2.49 % en peso respectivamente). A estas le sigue las rocas carbonatadas agrupadas en la MF-1, que corresponde a la mayoría de las muestras (64%), con un amplio rango de variación del contenido orgánico (0.15 – 4.73 % en peso), en promedio 1.38% en peso. Mientras las rocas litoclásticas (MF-4) y la dolomía (MF-5), son las que presentan el menor contenido orgánico, en promedio 0.80 y 0.32 % en peso respectivamente (Figura 41). En las rocas volcanoclásticas (MF-3) no se midió el contenido orgánico, debido a que no son rocas sedimentarias.

Figura 41

Distribución del COT, componentes minerales y porosidad según cada microfacies. (n=...): cantidad de muestras.



5.3.4 División estratigráfica por intervalos

Las características de la formación Muerto en la sección Corcobado varían estratigráficamente, como se evidencia en el afloramiento. Por lo tanto, se evaluó su subdivisión en base a características físicas y geoquímicas comunes. Para la subdivisión de la formación Muerto en intervalos, se tuvo en cuenta la distribución estratigráfica de la litología, los principales componentes mineralógicos de roca total (carbonatos, cuarzo & feldespatos (Q&F) y arcillas) y de la fracción arcillas (clorita, illita-esmectita, illita y caolinita), el contenido orgánico total (COT) e índices geoquímicos, y la porosidad, los cuales fueron todos graficados estratigráficamente en la Figura 43.

Esta secuencia se dividió en 3 intervalos, cuyas características se analizan estadísticamente en la Figura 42, y se resumen en la Tabla 16. A continuación, se describen las principales características que distinguen a cada intervalo:

Intervalo inferior (0 – 45 metros)

- Litología:
 - Matriz carbonatada
 - Microfacie 1 (100%): wackestone y packstone fosilíferas
- Composición mineralógica
 - En roca total, resalta la predominancia del alto contenido de carbonatos (en promedio, 68.7%)
 - En la fracción arcillas, un muy elevado contenido de illita (92%), y clorita en baja proporción (8%)
- Geoquímica orgánica
 - El enriquecimiento orgánico es bajo en comparación con el resto de la sección (COT promedio de 0.92% en peso).
- Porosidad
 - Muy baja (en promedio 2.0%)

Intervalo medio (45 – 140 metros)

- Litología
 - Matriz principalmente silícea
 - Presenta las 6 microfacies definidas.
 - Presenta intercalación con capas piroclásticas (MF-3).
- Composición mineralógica
 - En roca total, la composición de Q&F y carbonatos es altamente variable.
- Geoquímica orgánica
 - El enriquecimiento orgánico es ligeramente mayor al del intervalo Inferior (COT promedio de 1.41)
 - Presenta un sector con alto índice de producción ($IP > 0.4$), lo cual podría ser indicativo de acumulación de hidrocarburos, y puede estar relacionado a la alta porosidad de este intervalo.
- Porosidad:

- Intervalo con la mejor porosidad (en promedio 6.0%)

Intervalo Superior (140 – 278 metros)

- Litología
 - Matriz mixta entre silíceas y carbonatada
- Composición mineralógica
 - En roca total, tanto el contenido de carbonatos y Q&F, similarmente al intervalo Medio, son altamente variables, sin embargo, a diferencia del intervalo Medio, la variación en este intervalo se concentra principalmente en el rango 30-60%.
- Geoquímica orgánica
 - Mayor enriquecimiento orgánico en comparación con el resto de la sección (COT promedio de 2.38).
 - El Índice de hidrógeno sugiere un sector con potencial de generación ligeramente mayor al resto de la sección.
- Porosidad
 - En promedio 3.0%

Tabla 16

Características de la formación Muerto por intervalos.

	INTERVALO INFERIOR	INTERVALO MEDIO	INTERVALO SUPERIOR
Posición estratigráfica (m)	0 – 45	45 – 140	140 – 278
Espesor (m)	45	95	138
Carbonatos (%) *	68.7 (26.3 – 83.2)	44.2 (1.9 – 87.4)	44.7 (9.1 – 83.4)
Q&F (%) **	29.2 (16.0 – 53.2)	55.5 (7.4 – 87.7)	45.2 (9.0 – 87.1)
Arcillas (%) **	7.3 (0.0 – 20.5)	9.1 (3.8 – 18.3)	10.2 (3.4 – 26.9)
Clorita (%)	8.0 (0.0 – 25.0)	47.1 (0.0 – 90.0)	53.3 (0.0 – 100.0)
Illita-esmectita (%)	0.0 (--)	46.9 (0.0 – 100.0)	43.3 (0.0 – 100.0)
Illita (%)	92.0 (75.0 – 100.0)	0.0 (--)	0.0 (--)
Caolinita (%)	0.0 (--)	6.0 (0.0 – 18.0)	3.4 (0.0 – 15.0)
COT (% en peso) *	0.92 (0.20 – 2.01)	1.41 (0.30 – 3.99)	2.38 (0.25 – 8.26)
S1 (mg HC/g roca) ***	0.42 (0.01 – 1.43)	0.87 (0.01 – 2.25)	0.85 (0.02 – 2.41)

S2 (mg HC/g roca) ***	1.35 (0.15 – 3.99)	1.80 (0.09 – 7.89)	3.41 (0.15 – 8.92)
S3 (mg CO ₂ /g roca) ***	0.04 (0.01 – 0.10)	0.31 (0.01 – 1.47)	0.20 (0.02 – 1.57)
Tmax (°C) ***	456 (441 – 461)	460 (448 – 472)	454 (440 – 465)
Porosidad (%)	2.0 (1.0 – 3.6)	6.0 (1.1 – 13.5)	3.0 (0.9 – 8.2)

(...): en el rango de valores.

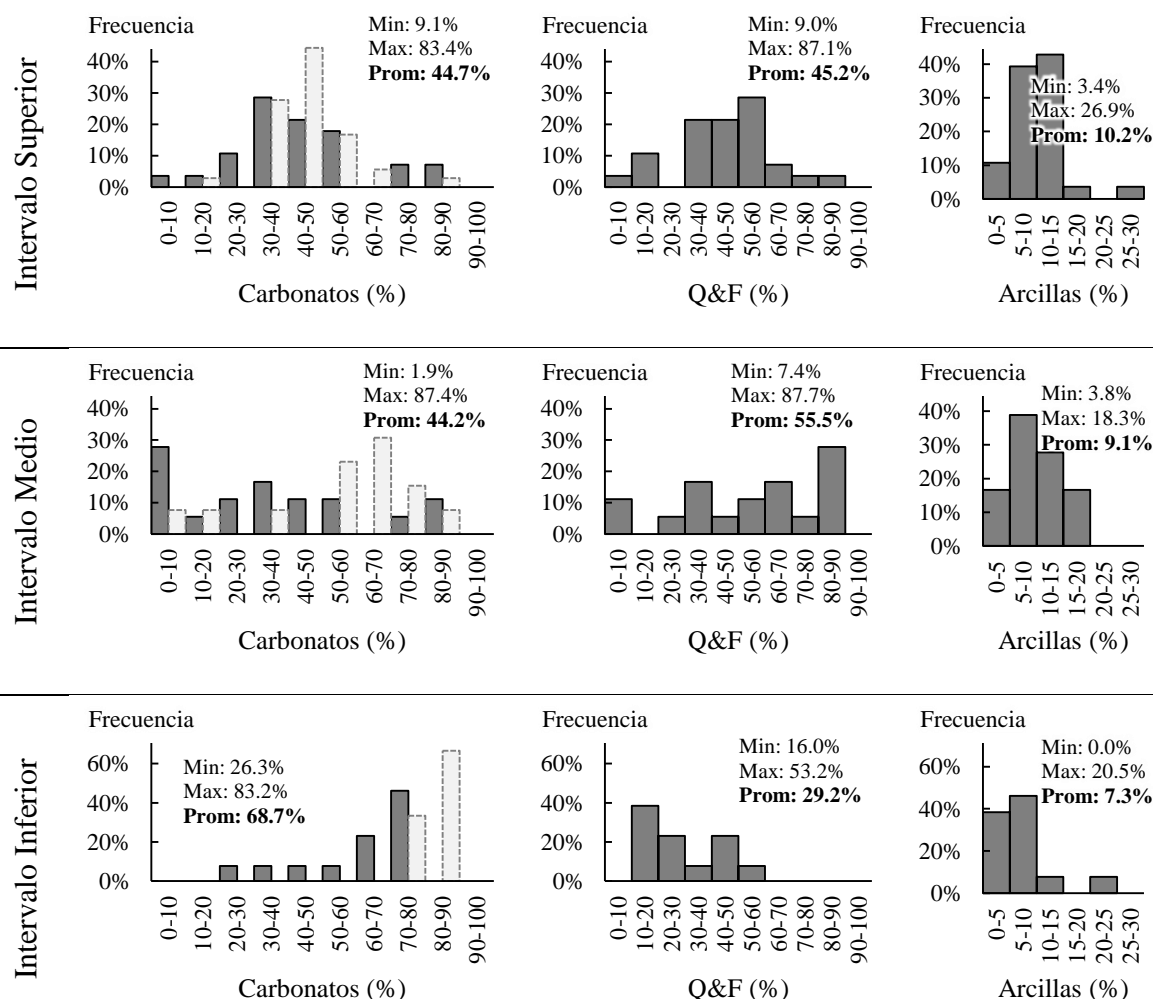
* Basado en datos propios (modelados) y datos de Petroperú

** Basado en datos propios (modelados)

*** Basado en datos propios y datos de Petroperú

Figura 42

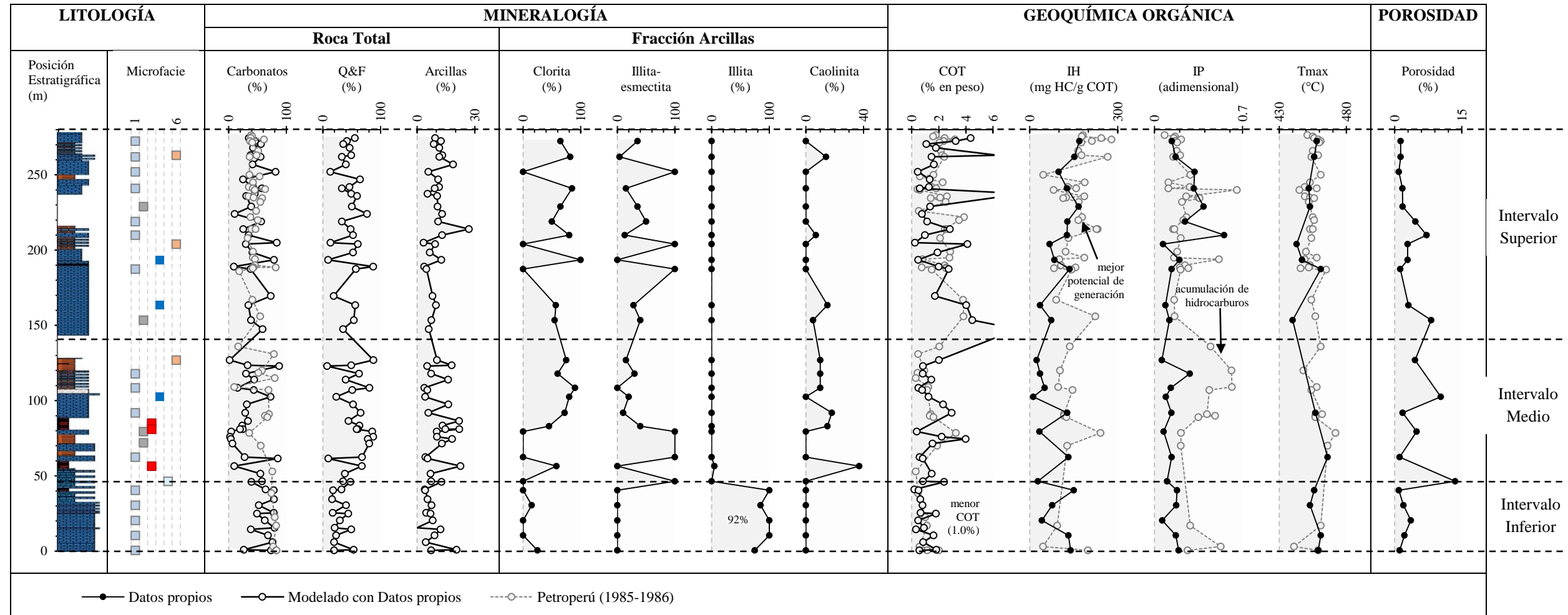
Histograma de la composición mineralógica en roca total de la formación Muerto por intervalos, mostrando los valores mínimo (Min), máximo (Max) y promedio (Prom).



■ Datos propios (modelados) ▨ Datos de Petroperú (1985-1986)

Figura 43

Perfil estratigráfico de los intervalos de la formación Muerto en la sección Corcobado mostrando litología, composición mineralógica, contenido orgánico, parámetros de pirólisis, y porosidad.



5.4 Estimación de recursos prospectivos

En esta sección se evaluó la aplicabilidad de la metodología propuesta por Jarvie (2012a), que permite estimar el potencial de generación original (S2o), y la metodología propuesta por Dahl et al. (2004), que, además del S2o, también permite estimar la composición de los hidrocarburos generados (petróleo y gas). De los datos requeridos para la aplicación de la metodología de Dahl et al. (2004), no se dispone de la relación de transformación del querógeno (TR), mientras de los datos requeridos por la metodología de Jarvie (2012a), no se dispone del índice de hidrógeno original (IHo).

TAB. Disponibilidad de datos para calcular el S2o y la composición de los hidrocarburos generados

Metodología	Datos: Laboratorio			Datos: no disponibles	
	COT	S1	S2	TR	IHo
1. Dahl et al. (2004)	X		X	X	
2. Jarvie (2012a)	X	X			X

Dado que, por definición, la TR puede calcularse a partir del IHo (Bordenave, 1993), a continuación, se evalúa el IHo

- Índice de hidrógeno original (IHo)

El IHo puede calcularse a partir de muestras en estado inmaduro, sin embargo, dado la avanzada madurez termal de la formación Muerto (1.0 %Ro) en los afloramientos (Figura 25), esta no es una opción. De acuerdo con la discusión previa, propuesta en la sección “Geoquímica orgánica”, se infirió que la calidad original del querógeno corresponde al tipo II, generador de petróleo. Teniendo en cuenta el estado de madurez termal alcanzado (1.0 %Ro), el IHo fue considerablemente mayor a el IH en su estado actual ($IH_{VIV0} = 298$ mg HC/g COT). Por lo tanto, análogamente a otras rocas generadoras de origen marino, se espera que el IHo de la formación Muerto se encuentre en el rango 300-700 mg HC/g COT (Jarvie, 2012a; Jones, 1984;

Peters & Cassa, 1994). Finalmente, se realizó el cálculo del IHo en base a la ecuación de Cornford et al. (2001), resultando en IHo de 498 mg HC/g COT.

- Relación de transformación (TR)

La TR fue estimada a partir de la ecuación (1), resultando en TR de 0.55.

5.4.1 Composición de hidrocarburos generados

La composición del petróleo y gas generados fue estimada a partir del potencial de la relación de gas/petróleo (GORP, por sus siglas en inglés), propuesta por Dahl et al. (2004). De acuerdo con esta metodología, el querógeno vivo se puede dividir en 2 componentes, uno generador de petróleo y otro de gas, y se les asignó los índices de hidrógeno propuestos por Dahl et al. (2004) ($IH_{\text{PETROL}}=700$ mg HC/g COT y $IH_{\text{GAS}}=250$ mg HC/g COT). Al ajustar estos componentes de acuerdo con la transformación del querógeno, se obtuvo la transparencia.

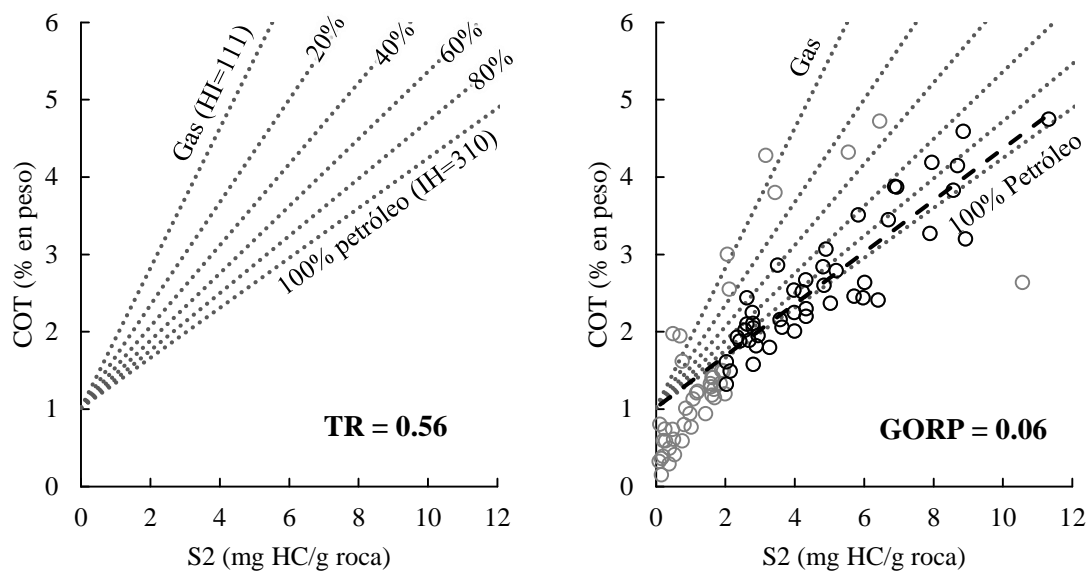
Tabla 17

Cálculo del IHo, TR y GORP

Parámetro	Valores	Derivación	Fuente
Tmax (°C)	455		
IH _{VIVO} (mg HC/g COT)	299		
IHo (mg HC/g COT)	498	$IH + IH \frac{(T_{\text{max}} - 435)}{30}$	
TR	0.56	$1 - \frac{IH[1177 - IHo(1 - IPo)]}{IHo[1177 - IH(1 - IP)]}$	
Composición de hidrocarburos generados			
HI _{PETROL} (mg HC/g COT)	700	Organofacie B	
HI _{GAS} (mg HC/g COT)	250	Organofacie C	
IH _{TR-PETROL} (mg HC/g COT)	310	$IH_{\text{PETROL}}(1 - TR)$	
IH _{TR-GAS} (mg HC/g COT)	111	$IH_{\text{GAS}}(1 - TR)$	
GORP	0.06	$\frac{IH_{\text{TR-PETROL}} - IH_{\text{VIVO}}}{IH_{\text{TR-PETROL}} - HI_{\text{TR-GAS}}}$	

Figura 44

Superposición para TR=0.55, y visualización del GORP=0.03



5.4.2 Potencial de generación original (S2o)

La determinación del potencial de generación original (S2o) de una roca generadora proporciona un medio cuantitativo para estimar el volumen total de hidrocarburos que puede generar. Dado que la formación Muerto ha estado sujeta a degradación térmica, no es sencillo determinar sus valores originales. Como alternativa, se exploraron dos métodos para calcular el S2 original (S2o) a partir de datos de COT y pirólisis Rock-Eval.

- Método de Dahl et al. (2004)

El S2o calculado mediante este método, se basa en la transformación del querógeno, medida por la TR. Por lo tanto, el S2o fue calculado en 3.04, 4.06 y 7.71 mg HC/g roca para los intervalos inferior, medio y superior respectivamente (Tabla 18).

- Método de Jarvie (2012a)

Asumiendo que una roca generadora genera hidrocarburos cuya composición es de aproximadamente un 85% de carbono, que es un valor medio razonable para las rocas generadoras marinas (Jarvie, 2012a). El COT libre de bitumen y querógeno (COT_{bkfree}) se calcula restando el carbono orgánico presente en el S1 y S2. Al eliminar este carbono orgánico (OC) residual da como resultado un COT_{bkfree} de 0.83, 1.09 y 1.66% en peso (Tabla 18). Luego,

para estimar el carbono orgánico no generador original (NGOC) se consideró una corrección debido al incremento de la formación de residuo carbonoso ($COT_{NGOCadjusted}$), lo cual se restó de los valores base de COT, lo que resultó en un $COT_{NGOCadjusted}$ de 1.63, 0.89 y 1.46 % en peso (Tabla 18).

El porcentaje del carbono orgánico generador (GOC) presente en el COTo (%GOC_o) se determinó a partir del IHo. Donde el IHo máximo se puede estimar por el recíproco del contenido de carbono en los hidrocarburos, es decir, 1/0,085 o 1177 mg HC/g COT. Usando 1177 mg HC/g COT como IHo máximo, el %GOC_o se puede calcular mediante la relación IHo/1177. El porcentaje de carbono reactivo original sugiere que el 38% del COTo que podría convertirse en petróleo (Tabla 18). Usando el COT actual medido con la corrección por bitumen y/o petróleo y querógeno en la roca y el incremento en NGOC causado por escasez de hidrógeno, se calcula un COT original de 0.46, 0.65 y 1.07 % en peso. Esto significa que el potencial de generación original (S_{2o}) fue de 5.71, 7.70 y 12.63 mg HC/g roca para los intervalos inferior, medio y superior respectivamente.

Tabla 18

Cálculo del potencial de generación original (S_{2o})

Descripción	Valor			Derivación
	Inferior	Medio	Superior	
COT (% en peso)	0.98	1.32	2.02	
S1 (mg HC/g roca)	0.42	0.87	0.85	
S2 (mg HC/g roca)	1.21	2.30	3.41	
Cálculo del S_{2o} por el método de Dahl et al. (2004)				
S _{2o} ⁽¹⁾	3.04	4.06	7.71	$\frac{S2}{1 - TR}$
Cálculo del S_{2o} por el método de Jarvie (2012a)				
OC en S1 + S2 (% en peso)	0.15	0.23	0.36	0.085(S1 + S2)
COT _{bkfree} (% en peso)	0.83	1.09	1.66	COT – (OC in S1 + S2)
NGOC _{correction} (% en peso)	0.20	0.20	0.20	IHo × 0.0004
COT _{NGOCadjusted} (% en peso)	0.63	0.89	1.46	COT _{bkfree} – NGOC _{correction}
%GOC _o	42%	42%	42%	IHo/1177
COT _o (% en peso)	1.09	1.55	2.54	$\frac{COT_{NGOCadjusted}}{1 - \%GOC_o}$
GOC _o (% en peso)	0.46	0.65	1.07	COT _o – COT _{NGOCadjusted}
S _{2o} ⁽²⁾ (mg HC/g roca)	5.41	7.70	12.63	GOC _o /0.085

5.4.2.1 Cálculo en volumen por acre-pie

El potencial de generación de la formación Muerto está compuesto por el gas generado a partir del craqueo primario del querógeno, y el gas generado a partir del craqueo secundario del petróleo, debido a que la cuenca Lancones se encuentra mayormente en ventana de generación de gas (Figura 25).

Para estimar el potencial de generación gas se definieron 2 escenarios de cálculo en base a los $S2_o$ previamente calculados, como se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19

Definición de 4 escenarios de cálculo basado en el GORP y $S2_o$

Escenarios de cálculo	Escenario	
	I	II
$S2_o$	$S2_o^{(1)}$	$S2_o^{(2)}$

El potencial de generación de total de gas, proveniente del craqueo primario y secundario, fue estimado en el rango de 200-355 mcf/ac-ft, 266-505 mcf/act-ft y 505-828 mpc/ac-pie (Tabla 20) para los intervalos inferior, medio y superior respectivamente (Figura 45).

Tabla 20

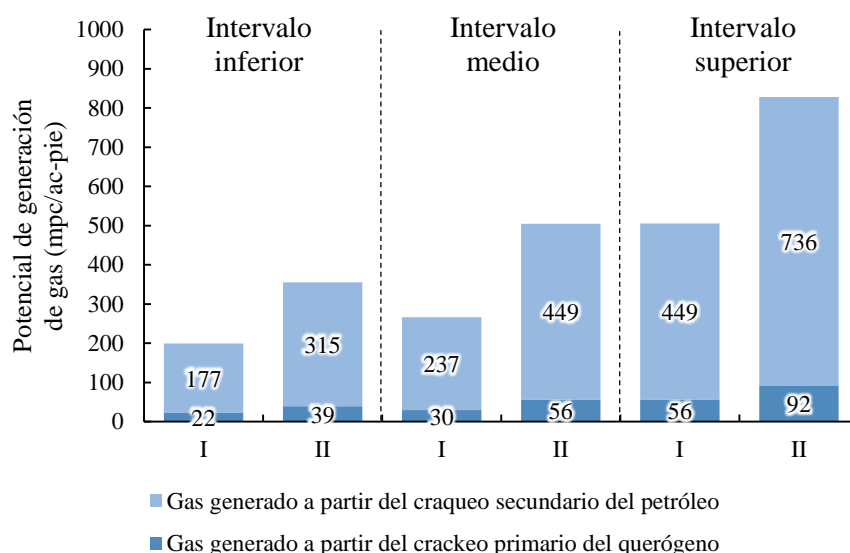
Potencial de generación de gas de la formación Muerto

Escenarios	Intervalo inferior		Intervalo medio		Intervalo superior	
	I	II	I	II	I	II
GORP			0.06			
$S2_o$	3.04	5.41	4.06	7.70	7.71	12.63
Crackeo primario						
Petróleo generado a partir del craqueo primario del querógeno (bbl/ac-ft)	63	112	84	159	159	261
Gas generado a partir del craqueo primario del querógeno (mcf/ac-ft)	22	39	30	56	56	92
Crackeo secundario						
Factor de corrección por insuficiente hidrógeno	47%	47%	47%	47%	47%	47%
Gas generado a partir del craqueo secundario del petróleo (mcf/ac-ft)	177	315	237	449	449	736

Potencial total de generación de gas (gas del craqueo primario + gas del craqueo secundario) (mcf/ac-ft)	200	355	266	505	505	828
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Figura 45

Potencial de generación de gas de la formación Muerto por intervalos.



5.4.3 Capacidad de almacenamiento

La estimación de la capacidad de almacenamiento se realizó por cada intervalo, ya que la porosidad promedio en cada uno varía considerablemente. Para la estimación de la capacidad de almacenamiento, se tomó como referencia el modelo propuesto por Jarvie, basado en ecuaciones de estado no ideales a 2 condiciones de reservorio distintas. Este modelo que muestra la capacidad de almacenamiento para porosidad entre 5-8%, fue extrapolado linealmente a porosidad de hasta 2% para incluir el rango de porosidad que presenta la formación Muerto.

En la Tabla 21 se muestra el rango de capacidad de almacenamiento de la formación Muerto por cada intervalo y a diferentes condiciones de reservorio.

Tabla 21

Valores estimados de GIP (mcf/ac-ft) en dos condiciones de yacimiento diferentes

Porosidad (%)	mcf/ac-ft a 70°C and 3800 psi	mcf/ac-ft a 180°C and 8000 psi	Fuente
2	180	290	Extrapolado de Jarvie et al. (2007)
3	270	430	
4	360	570	
5	450	710	
6	540	850	Jarvie et al. (2007)
7	630	990	
8	720	1130	

5.4.4 Recursos prospectivos

La estimación del potencial de recursos corresponde a un volumen máximo de gas que podría contener la roca, basado en la comparación del potencial de generación de hidrocarburos que tiene la materia orgánica, y la capacidad que almacenamiento de la roca.

Esta estimación se realizó para las 2 condiciones de reservorio que se evaluaron en la capacidad de almacenamiento.

En el Intervalo Inferior, bajo condiciones típicas de reservorio 3800 psi / 70°C, el potencial de generación (200-355 mcf/ac-ft) excede a la capacidad de almacenamiento (180 mcf/ac-ft), por lo tanto, el potencial de recursos corresponde a la capacidad de almacenamiento (180 mcf/ac-ft). Para condiciones de reservorio 8000 psi / 150°C, el potencial de generación (177-434 mcf/ac-ft) excede a la capacidad de almacenamiento (290 mcf/ac-ft) en algunos casos, por lo tanto, el potencial de recursos se encuentra entre el menor potencial de generación y la capacidad de almacenamiento (177-290 mcf/ac-ft) (Figura 46).

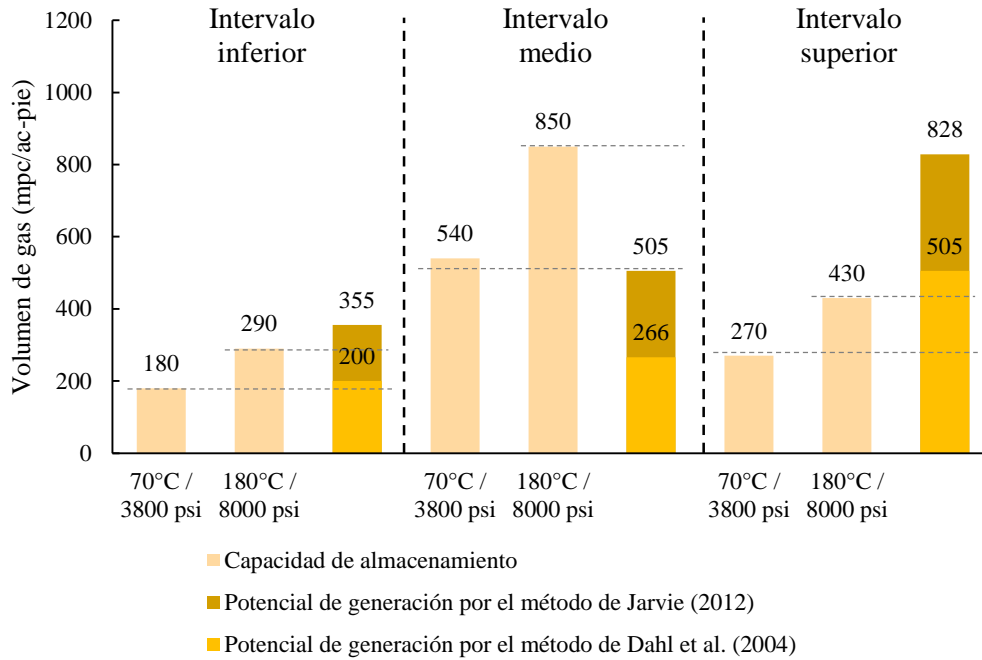
En el Intervalo Medio, bajo condiciones típicas de reservorio 3800 psi / 70°C, el potencial se encuentra entre 266-505 mcf/ac-ft. Bajo condiciones de reservorio 8000 psi / 150°C, la capacidad de almacenamiento excede al potencial de generación, por lo tanto, el GIP se estima entre 332-760 mcf/ac-ft (Figura 46).

En el Intervalo Superior, el potencial de generación supera ampliamente a la capacidad de almacenamiento, bajo ambas condiciones de reservorio, por lo tanto, el GIP se estima en

270 mcf/ac-ft bajo condiciones de reservorio 3800 psi / 70°C, y 430 mcf/ac-ft bajo condiciones de reservorio 8000 psi / 150°C (Figura 46).

Figura 46

Estimación del potencial de recursos prospectivos



CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO

Este trabajo de investigación ha desarrollado principalmente con fondos brindados por CONCYTEC-BANCO MUNDIAL, los cuales fueron ganados en el concurso de Proyectos de Investigación Aplicada.

Dado la naturaleza de investigación este trabajo, los costos fueron fuertemente ajustados para poder cumplir con los objetivos de la investigación. Por ejemplo, se pudo obtener precios de análisis de laboratorio significativamente rebajados, y las condiciones del trabajo del campo solo contaron con lo mínimo indispensable. De hecho, al realizar una comparación entre los costos de esta investigación (Tabla 22), versus los costos estimados asumiendo un enfoque comercial (Tabla 23), se muestra una diferencia de más del 100% (Figura 47).

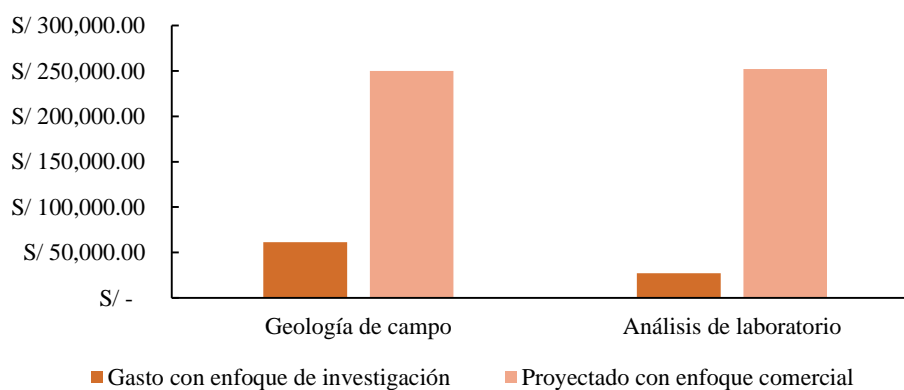
Tabla 22

Costos de esta investigación

	Cantidad	Precio unitario	Costo total (S/.)
Geología de campo			
Reconocimiento geológico 1	1	S/ 7,500.00	S/ 7,500.00
Reconocimiento geológico 2	1	S/ 9,000.00	S/ 9,000.00
Levantamiento de secciones estratigráficas y muestreo sistemático convencional	1	S/ 36,000.00	S/ 36,000.00
Muestreo sistemático con broca diamantina	1	S/ 9,000.00	S/ 9,000.00
Total			S/ 61,500.00
Análisis de laboratorio			
Petrografía	34	S/ 224.00	S/ 8,986.88
Difracción de rayos X	30	S/ 224.00	S/ 7,929.60
Fluorescencia de rayos X	70	S/ -	S/ -
Carbono orgánico total	26	S/ 40.00	S/ 3,952.00
Pirólisis Rock-Eval	26	S/ 40.00	S/ 3,952.00
Porosidad crushing con Helio	24	S/ 12.50	S/ 1,140.00
Porosidad Resonancia Magnética Nuclear	24	S/ -	S/ -
Envío de muestras	2	S/ 160.00	S/ 1,216.00
Total			S/ 27,176.48

Tabla 23*Costos estimados considerando un enfoque comercial*

	Cantidad	Precio unitario	Costo total (S/.)
Geología de campo			
Reconocimiento geológico 1	1	S/ 7,500.00	S/ 7,500.00
Reconocimiento geológico 2	1		
Levantamiento de secciones estratigráficas y muestreo sistemático convencional	1	S/ 200,000.00	S/ 200,000.00
Muestreo sistemático con broca diamantina	1	S/ 50,000.00	S/ 50,000.00
Total			S/ 250,000.00
Análisis de laboratorio			
Petrografía	34	S/ 600.00	S/ 24,072.00
Difracción de rayos X	30	S/ 600.00	S/ 21,240.00
Fluorescencia de rayos X	70	S/ 40.00	S/ 3,304.00
Carbono orgánico total	26	S/ 100.00	S/ 9,880.00
Pirólisis Rock-Eval	26	S/ 100.00	S/ 9,880.00
Porosidad crushing con Helio	24	S/ 200.00	S/ 18,240.00
Porosidad Resonancia Magnética Nuclear	24	S/ 1,800.00	S/ 164,160.00
Envío de muestras	2	S/ 160.00	S/ 1,216.00
Total			S/ 251,992.00

Figura 47*Comparación de gastos realizados en esta investigación vs costos proyectados con enfoque comercial*

CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La formación Muerto en la cuenca Lancones es una secuencia sedimentaria, de composición calcárea, enriquecida en materia orgánica, con una madurez termal correspondiente a la ventana de petróleo en los afloramientos (en promedio, Tmax de 455°C y 1%Ro), y a la ventana de gas en subsuelo, en la mayor parte de la cuenca Lancones (principalmente, >1.50 %Ro).

La formación Muerto en el afloramiento Corcobado fue dividida en 3 intervalos, cuyas principales características se describen a continuación:

- El intervalo inferior (0 – 45 metros) se caracteriza por presentar matriz carbonatada, con la mayor composición de carbonatos (69%), en la fracción arcillas, un elevado contenido de illita (92%), y tanto el COT (0.92% en peso) como la porosidad (2.0%) más bajos de la sección.
- El intervalo medio (45 – 140 metros) se caracteriza por la intercalación con capas de tobas volcánicas. La secuencia sedimentaria se caracteriza por presentar una composición de carbonatos y sílice altamente variable, un COT de 1.41% en peso, que es ligeramente mayor al intervalo inferior. Este intervalo presenta un sector con alto índice de producción (IP > 0.4), lo cual podría ser indicativo de acumulación de hidrocarburos, y puede estar relacionado a la alta porosidad de este intervalo (6.0%).
- El Intervalo Superior (140 – 278 metros) se caracteriza por presentar un contenido de carbonatos y sílice mayoritariamente homogéneo, en el rango 30-60% en ambos casos, y el COT más alto de la sección (2.38% en peso). Este intervalo presenta sectores con un mejor potencial de roca generadora, como lo sugiere el índice de hidrógeno, que es ligeramente mayor al resto de la sección.

La composición de los hidrocarburos generados, de acuerdo con el potencial de la relación gas-petróleo, muestra un potencial de generación principalmente de petróleo (94% de petróleo y 6% de gas durante la etapa del craqueo primario).

Los recursos prospectivos, para condiciones típicas de reservorio (3800 psi / 70°C), se estimaron entre el potencial mínimo de generación de gas, y la capacidad de almacenamiento, resultando en 177-180 y 332-540 mpc/ac-pie, para los intervalos inferior y medio respectivamente. Para el intervalo superior, dado que el potencial mínimo de generación (504 mpc/ac-pie) excede a la capacidad de almacenamiento (270 mpc/ac-pie), por lo que esta última fue considerada como el potencial de recursos prospectivos. Análogamente, se estimaron los recursos prospectivos, para condiciones de reservorio a mayor profundidad (8000 psi / 150°C), como sería el caso de la parte más profunda de la cuenca (al sur de la falla Huaypirá), resultando en 177-290, 332-760 y 430 mpc/ac-pie para los intervalos inferior, medio y superior de la sección.

Se recomiendan realizar trabajos de adquisición de información complementarios, en múltiples afloramientos, y en subsuelo mediante pozos estratigráficos con el objetivo de evaluar las tendencias areales y estratigráficas del potencial de esta secuencia.

La escala de trabajo deseable para futuros trabajos de campo es de al menos 0.5 – 1.0 metro, con un muestreo que tenga en cuenta y distinga entre las capas laminares y masivas.

La fluorescencia de rayos X ha demostrado ser confiable para estimar el COT y principales componentes minerales, por lo que se recomienda utilizarlo como un método rápido de evaluación de gran cantidad de muestras.

Se recomienda replicar la metodología utilizada, como un método práctico de evaluación de recursos prospectivos.

CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, U., & Meehan, D. N. (2016). Characteristics of Unconventional Oil and Gas Resources. In A. Y. Dandekar (Ed.), *Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development*.
- AIGLP. (2021). *Perú: el GLP es el segundo combustible de mayor consumo y éste año crecerá la importación*.
- Al-Matary, A. M., Hakimi, M. H., Al Sofi, S., Al-Nehmi, Y. A., Al-haj, M. A., Al-Hmdani, Y. A., Al-Sarhi, A. A., Al-Matary, A. M., Hakimi, M. H., Al Sofi, S., Al-Nehmi, Y. A., Al-haj, M. A., Al-Hmdani, Y. A., & Al-Sarhi, A. A. (2018). Preliminary source rock evaluation and hydrocarbon generation potential of the early Cretaceous subsurface shales from Shabwah sub-basin in the Sabatayn Basin, Western Yemen. *Journal of African Earth Sciences*, 142, 12–21. <https://doi.org/10.1016/J.JAFREARSCI.2018.02.009>
- Aldana A., M. (1994). Estudio de la Macrofauna de los cuadrángulos de Piura, Sullana, Quebrada Seca, Paita, Talara, Negritos, Lobitos, Tumbes, Zorritos y Zarumilla. In *Geología de los Cuadrángulos de Paita, Piura, Talara, Sullana, Lobitos, Quebrada Seca, Zorritos, Tumbes y Zarumilla* (pp. 145–190).
- Algeo, T. J., & Lyons, T. W. (2006). Mo–total organic carbon covariation in modern anoxic marine environments: Implications for analysis of paleoredox and paleohydrographic conditions. *Paleoceanography*, 21(1). <https://doi.org/10.1029/2004PA001112>
- Algeo, T. J., Lyons, T. W., Blakey, R. C., & Over, D. J. (2007). Hydrographic conditions of the Devonian–Carboniferous North American Seaway inferred from sedimentary Mo–TOC relationships. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 256(3–4), 204–230. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2007.02.035>
- Algeo, T. J., & Rowe, H. (2012). Paleooceanographic applications of trace-metal concentration data. *Chemical Geology*, 324–325, 6–18. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.09.002>

- Alvarez, P., & Garrido, J. (1987). *Análisis de Roca Madre y Rocas Reservorio. Anexo 2. Petroperu.*
- Amonette, J. E. (2002). Methods for Determination of Mineralogy and Environmental Availability. In J. B. Dixon & D. G. Schulze (Eds.), *Soil Mineralogy with Environmental Applications* (pp. 153–197). Soil Science Society of America. <https://doi.org/10.2136/sssabookser7.c5>
- Andamayo, K. A. (2008). *Nuevo Estilo Estructural y Probables Sistemas Petroleros de la Cuenca Lancones.* Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Banerjee, A., Sinha, A. K., Jain, A. K., Thomas, N. J., Misra, K. N., & Chandra, K. (1998). A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs Tmax profiles. *Organic Geochemistry*, 28(1–2), 43–55. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00119-8](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00119-8)
- Barker, C. (1979). *Organic geochemistry in petroleum exploration* (p. 159).
- Barrington Brown, C. L. (1923). *On the Geology of the El Muerto, Atascadero, Fernandez Belt.*
- Baskin, D. K. (1997). Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion. *AAPG Bulletin*, 81(9), 1437–1450. <https://doi.org/10.1306/3B05BB14-172A-11D7-8645000102C1865D>
- Becerra-Rondon, D. M. (2017). *Integrated geological characterization at the bed scale of the Woodford shale at the I-35 outcrop, Southern Oklahoma.* University of Oklahoma.
- Behar, F., Beaumont, V., & De, H. L. (2001). Technologie Rock-Eval 6: Performances et développements. *Oil and Gas Science and Technology*, 56(2), 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Bhatia, M. R., & Crook, K. A. W. (1986). Trace element characteristics of graywackes and tectonic setting discrimination of sedimentary basins. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 92(2), 181–193. <https://doi.org/10.1007/BF00375292>

- Bolaños Z., R. (2017). Reseña histórica de la exploración por petróleo en las cuencas costeras del Perú. *Boletín de La Sociedad Geológica Del Perú*, 112, 1–13.
- Bordenave, M. L. (1993). Screening techniques for source rock evaluation. *Applied Petroleum Geochemistry*, 217–278. <http://ci.nii.ac.jp/naid/10011187879/en/>
- Bosworth, T. O., Woods, H., Vaughan, W. T., Cushman, J. A., Brock, T. A., & Hawkins, H. L. (1922). Geology of the Tertiary and Quaternary Periods in the North-West Part of Peru. *Geological Magazine*, 60(1). <https://doi.org/10.1017/S0016756800002272>
- Breger, I. A. (1960). Diagenesis of metabolites and a discussion of the origin of petroleum hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 19(4), 297–308. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(60\)90036-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(60)90036-3)
- Brumsack, H.-J. (2006). The trace metal content of recent organic carbon-rich sediments: Implications for Cretaceous black shale formation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 232(2–4), 344–361. <https://doi.org/10.1016/J.PALAEO.2005.05.011>
- Calvert, S. E. (1987). Oceanographic controls on the accumulation of organic matter in marine sediments. In J. Brooks & A. J. Fleet (Eds.), *Marine Petroleum Source Rocks* (pp. 137–151). Geological Society, London. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1987.026.01.08>
- Calvert, S. E., & Pedersen, T. F. (1993). Geochemistry of Recent oxic and anoxic marine sediments: Implications for the geological record. *Marine Geology*, 113(1–2), 67–88. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(93\)90150-T](https://doi.org/10.1016/0025-3227(93)90150-T)
- Carruthers, R. G., Caldwell, W., & Steuart, D. R. (1912). The Oil-Shales of The Lothians. *Geological Survey of Scotland*, 10(3), 129. <https://doi.org/10.1017/S0016756800125919>
- Carvajal-Ortiz, H., & Gentzis, T. (2015). Critical considerations when assessing hydrocarbon plays using Rock-Eval pyrolysis and organic petrology data: Data quality revisited. *International Journal of Coal Geology*, 152, 113–122. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.001>

- Chalco, A. (1954). *Informe Geológico Preliminar de la Region Sullana - Lancones. Empresa Petrolera Fiscal.*
- Claypool, G. E. (1998). Kerogen conversion in fractured shale petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 82(13).
- Clayton, J., Ryder, R. T., & Meissner, F. (1984). Geochemistry of Black Shales in Minnelusa Formation and Desmoinesian Age Rocks (Permian-Pennsylvanian), and Associated Oils, Powder River Basin and Northern DJ Basin, Wyoming and Colorado: ABSTRACT. *AAPG Bulletin*, 68(7), 935–935. <https://doi.org/10.1306/AD4614C1-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Cooles, G. P., Mackenzie, A. S., & Quigley, T. M. (1986). Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), 235–245. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90026-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90026-4)
- Cornford, C., Gardner, P., & Burgess, C. (1998). Geochemical truths in large data sets. I: Geochemical screening data. *Organic Geochemistry*, 29(1-3–3 pt 1), 519–530. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00189-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00189-2)
- Crelling, J. C., & Dutcher, R. R. (1980). *Principles and Applications of Coal Petrology*. Society for Sedimentary Geology. <https://doi.org/10.2110/scn.80.08>
- Cruzado C., J., & Aliaga L., E. (1985). *Micropaleontología del Cretáceo del Área Pazul. Petroperu.*
- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., & Thomsen, E. (2004). A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, 35(11–12), 1461–1477. <https://doi.org/10.1016/J.ORGGEOCHEM.2004.07.003>
- Dahl, B., & Meisingset, I. (1996). Prospect resource assessment using an integrated system of basin simulation and geological mapping software: examples from the North Sea. In A.

- G. Doré & R. Sinding-Larsen (Eds.), *Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources* (pp. 237–251). Elsevier.
- Dellisanti, F., Pini, G. A., & Baudin, F. (2010). Use of T max as a thermal maturity indicator in orogenic successions and comparison with clay mineral evolution. *Clay Minerals*, 45(1), 115–130. <https://doi.org/10.1180/claymin.2010.045.1.115>
- Demaison, G. J., & Moore, G. T. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Organic Geochemistry*, 2(1), 9–31. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(80\)90017-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(80)90017-0)
- Dembicki, H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG Bulletin*, 93(3), 341–356. <https://doi.org/10.1306/10230808076>
- Dembicki, H. (2017). *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03244-3>
- Didyk, B. M., Simoneit, B. R. T., Brassell, S. C., & Eglinton, G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), 216–222. <https://doi.org/10.1038/272216a0>
- Dott, R. H. (1964). Greywacke and Matrix—What Approach to Immature Sandstone Classification? *Journal of Sedimentary Petrology*, 34, 625–632.
- Down, A. L., & Himus, G. W. (1941). A preliminary study of the chemical constitution of kerogen. *Journal of the Institute of Petroleum*, 27, 426–445.
- Dunham, R. J. (1962). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. In W. E. Ham (Ed.), *Classification of Carbonate Rocks—A Symposium*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M1357>
- Durand, B. (1980). *Kerogen, Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks*. Editions Technip.
- EIA. (2015). *World Shale Resource Assessments*. U.S. Energy Information Administration.

- EIA. (2018). *Peru*. <https://www.eia.gov/international/overview/country/PER>
- Embry, A. F., & Klovan, J. E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19(4), 730–781.
- Erdman, J. G. (1965). Petroleum—Its Origin in the Earth. In A. Young & J. E. Galley (Eds.), *Fluids in Subsurface Environments* (Vol. 4). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M4360C3>
- Espitalie, J. (1986). Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. In J. Burrus (Ed.), *Thermal Modeling in Sedimentary Basins* (pp. 475–496). Editions Technip.
- Espitalie, J., Deroo, G., & Marquis, F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. *Revue de l'Institut Français Du Pétrole*, 40(6), 755–784. <https://doi.org/10.2516/OGST:1985045>
- Espitalié, J., Madec, M., & Tissot, B. P. (1980). Role of Mineral Matrix in Kerogen Pyrolysis: Influence on Petroleum Generation and Migration. *AAPG Bulletin*, 64(1), 59–66. <https://doi.org/10.1306/2F918928-16CE-11D7-8645000102C1865D>
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B. P., Mennig, J. J., & Leplat, P. (1977). Source rock characterization method for petroleum exploration. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 1977-May*, 439–444. <https://doi.org/10.4043/2935-ms>
- Espitalié, J., Marquis, F., & Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In K. J. Voorhees (Ed.), *Analytical Pyrolysis—Techniques and Applications* (pp. 276–304). <https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5>
- Fischer, A. G. (1956). *Cretaceous of Northwest Peru. IPC Report WP-13*.
- Folk, R. L., Andrews, P. B., & Lewis, D. W. (1970). Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 13(4), 937–968. <https://doi.org/10.1080/00288306.1970.10418211>

- Forsman, J. P., & Hunt, J. M. (1958). Insoluble organic matter (kerogen) in sedimentary rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 15(3), 170–182. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(58\)90055-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(58)90055-3)
- Gagosian, R. B., & Lee, C. (1981). Processes Controlling the Distribution of Biogenic Organic Compounds in Seawater. In E. K. Duursma & R. Dawson (Eds.), *Marine Organic Chemistry: Evolution, Composition, Interactions and Chemistry of Organic Matter in Seawater* (pp. 91–123). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0422-9894\(08\)70327-1](https://doi.org/10.1016/S0422-9894(08)70327-1)
- Gagosian, R. B., & Peltzer, E. T. (1986). The importance of atmospheric input of terrestrial organic material to deep sea sediments. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), 661–669. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80002-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80002-X)
- Galvis-Portilla, H. (2017). *Detailed Lithostratigraphic Characterization and Sequence Stratigraphy of a Complete Woodford Shale Outcrop Section in Southern Oklahoma* [University of Oklahoma]. <https://shareok.org/handle/11244/51866>
- Gehman, H. M. (1962). Organic matter in limestones. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 26(8), 885–897. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(62\)90118-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(62)90118-7)
- Hill, R. J., Jarvie, D. M., Zumberge, J., Henry, M., & Pollastro, R. M. (2007). Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin. *AAPG Bulletin*, 91(4), 445–473. <https://doi.org/10.1306/11030606014>
- Humboldt, A. von, & Sabine, E. J. (1849). *Aspects of Nature, in Different Lands and Different Climates; With Scientific Elucidations* (J. Murray (ed.); [3rd ed.], Vol. 1). Longman, Brown, Green and Longmans. <https://www.biodiversitylibrary.org/item/99042>
- Hunt, J. M. (1967). The Origin of Petroleum in Carbonate Rocks. In G. V Chilingar, H. J. Bissell, & R. W. B. T.-D. in S. Fairbridge (Eds.), *Carbonate Rocks* (Vol. 9, pp. 225–251). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0070-4571\(08\)71034-3](https://doi.org/10.1016/S0070-4571(08)71034-3)
- Hunt, J. M. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology*.

- Iddings, A., & Olsson, A. A. (1928). Geology of Northwest Peru. *AAPG Bulletin*, 12(1), 1–39.
<https://doi.org/10.1306/3D9327D7-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- IEA. (2020). *Total final consumption (TFC) by source, Peru 1990-2019*.
<https://www.iea.org/countries/peru>
- Jacob, H. (1989). Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”). *International Journal of Coal Geology*, 11(1), 65–79.
[https://doi.org/10.1016/0166-5162\(89\)90113-4](https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90113-4)
- Jarvie, D. M. (1991). Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters. *Chemical Geology*, 93(1–2), 79–99. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(91\)90065-Y](https://doi.org/10.1016/0009-2541(91)90065-Y)
- Jarvie, D. M. (2012a). Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—shale-gas resource systems. In *M97: Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century* (pp. 69–87). American Association of Petroleum Geologists.
<https://doi.org/10.1306/13321446M973489>
- Jarvie, D. M. (2012b). Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-oil Resource Systems. In J. A. Breyer (Ed.), *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century*. American Association of Petroleum Geologists.
<https://doi.org/10.1306/13321447M973489>
- Jarvie, D. M. (2018). *Correlation of Tmax and measured Vitrinite Reflectance*.
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4), 475–499.
<https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jarvie, D. M., Jarvie, B. M., Weldon, D., & Maende, A. (2012). *Components and Processes Impacting Production Success from Unconventional Shale Resource Systems*.
<https://doi.org/10.3997/2214-4609-PDB.287.1226756>

- Jarvie, D. M., & Lundell, L. L. (2001). Amount, type, and kinetics of thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey Formation. In C. M. Isaacs & J. Rullkotter (Eds.), *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules* (pp. 268–295). Columbia University Press.
- Jones, R. W. (1984). Comparison of Carbonate and Shale Source Rocks. *AAPG Bulletin*, 68. <https://doi.org/10.1306/ad460ea4-16f7-11d7-8645000102c1865d>
- Jones, R. W. (1987). Organic facies. In J. Brooks & D. H. Welte (Eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry* (pp. 1–90). Academic Press.
- Jones, R. W., & Demaison, G. J. (1982). Organic facies—stratigraphic concept and exploration tool. In A. Saldivar-Sali (Ed.), *Proceedings of the Second ASCOPE Conference and Exhibition* (pp. 51–68).
- Katz, B. J. (1983). Limitations of ‘Rock-Eval’ pyrolysis for typing organic matter. *Organic Geochemistry*, 4(3), 195–199. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(83\)90041-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90041-4)
- Killops, S., & Killops, V. (2004). *Introduction to Organic Geochemistry*. Blackwell Publishing Ltd. <https://doi.org/10.1002/9781118697214>
- King, R. R., Jarvie, D. M., & Cannon, D. (2015). *Addressing the Unconventional Caveats of Source Rock Pyrolysis: Modified Methods and Interpretive Ideas*. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2174325>
- Klemme, H., & Ulmishek, G. (1991). Effective source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. *AAPG Bulletin*, 75, 1809–1851. <https://doi.org/10.1306/0c9b2a47-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Kononova, M. (1966). *Soil Organic Matter* (Second Ed.). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-05430-8>
- Kottowski, F. E. (1965). *Measuring stratigraphic sections*.
- Krejci-Graf, K. (1963). Origin of Oil. *Geophysical Prospecting*, 11(3), 244–275.

<https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1963.tb02037.x>

- Lafargue, E., Marquis, F., & Pillot, D. (1998). Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production, and Soil Contamination Studies. *Oil & Gas Science and Technology-Revue De L Institut Francais Du Petrole - OIL GAS SCITECHNOL*, 53, 421–437. <https://doi.org/10.2516/ogst:1998036>
- Lamoureux-Var, V., Espitalié, J., Pillot, D., Bouton, N., Garcia, B., Antonas, R., Aboussou, A., Wattripont, A., Ravelojaona, H., Noirez, S., & Beaumont, V. (2019). Rock-Eval 7S: Technology and Performance. *29th International Meeting on Organic Geochemistry, IMOGE 2019, 1*, 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902941>
- Landis, C. R., & Castaño, J. R. (1995). Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Organic Geochemistry*, 22(1), 137–149. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(95\)90013-6](https://doi.org/10.1016/0146-6380(95)90013-6)
- Langford, F. F., & Blanc-Valleron, M.-M. (1990). Interpreting Rock-Eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolizable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *AAPG Bulletin*, 74(6), 799–804.
- Law, C. A. (1999). Evaluating Source Rocks. In E. A. Beaumont & N. H. Foster (Eds.), *Exploring for Oil and Gas Traps*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/TrHbk624C6>
- Marquez-Macedo, S. C. (2017). *Caracterización geoquímica orgánica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur-Perú*. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Martinez, M. (1970). Geología del basamento paleozoico en las montañas Amotapes y posible origen de petróleo en rocas paleozoicas del Noroeste del Perú. *Primer Congreso Latinoamericano de Geología*.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K. E., & Stankiewicz, A. (2011). Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review*, 23(2),

32–43.

- McKenzie, D. (1978). Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40(1), 25–32. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7)
- Meissner, F. F. (1978). Petroleum Geology of the Bakken Formation Williston Basin, North Dakota and Montana. *The Montana Geological Society, 24th Annual Conference*.
- Mendelson, J. D., & Toksoz, M. N. (1985). *Source Rock Characterization Using Multivariate Analysis Of Log Data*.
- Meyer, B. L., & Nederlof, M. H. (1984). Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Crossplots1. *AAPG Bulletin*, 68(2), 121–129. <https://doi.org/10.1306/AD4609E0-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Moore, D. M., & Reynolds, R. C. (1997). *Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals*. Oxford University Press.
- Morales-Paetán, W. J., Porlles-Hurtado, J., Rodriguez-Cruzado, J., Taípe-Acuña, H., & Arguedas-Valladolid, A. (2018). First Unconventional Play from Peruvian Northwest: Muerto Formation. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2903064>
- Morales-Paetán, W. J., Rodriguez-Cruzado, J. A., Alvarez-Mendoza, B. G., Alarcón-Marcatoma, A. A., Oré-Rodríguez, J. L., Corrales-Hidalgo, R. W., Madge-Rodríguez, J. J., Porlles-Hurtado, J. W., Falla-Ruiz, J. L., & Eyzaguirre-Gorvenia, L. de. (2020, July 27). Geochemical Heterogeneities Characterization of the Muerto Formation – Lancones Basin - Peru as a Source Rock Unconventional Reservoir, a Contribution for its Development. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/199088-MS>
- Morris, R., & Aleman, A. (1975). Sedimentation and Tectonics of Middle Cretaceous Copa Sombrero Formation in Northwest Peru. *SGP Bulletin*, 48(3).

- Mourier, T., Laj, C., Mégard, F., Roperch, P., Mitouard, P., & Farfan Medrano, A. (1988). An accreted continental terrane in northwestern Peru. *Earth and Planetary Science Letters*, 88(1), 182–192. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(88\)90056-8](https://doi.org/10.1016/0012-821X(88)90056-8)
- Nauss, A. W. (1946). *A Reconnaissance Geological Survey of the Pazul Area - Geological Memo #30*.
- Nixon, R. P. (1973). Oil Source Beds in Cretaceous Mowry Shale of Northwestern Interior United States. *AAPG Bulletin*, 57(1), 136–161. <https://doi.org/10.1306/819A4250-16C5-11D7-8645000102C1865D>
- Olsson, A. A. (1930). Contributions to the Tertiary Paleontology of Northern Peru. Part 3: Eocene Mollusca. *Bulletins of American Paleontology*, 17(52), 1–96.
- Olsson, A. A. (1934). Contributions to the paleontology of northern Peru: the Cretaceous of the Amotape Region. In P. research institution Ithaca, N.Y. (Ed.), *Bulletins of American Paleontology* (Vol. 20, Issue 69, pp. 1–104).
- Pairazamán, L., Palacios, F., & Timoteo, D. (2021). *Caracterización sedimentológica de alta-resolución de la Formación Muerto, Cuenca Lancones, NO Perú. ¿Un posible reservorio no convencional?*
- Palacios, F., Gonzales, E., & Timoteo, D. (2015). *Evidencia de potenciales shale plays del Campaniano y Maastrichtiano inferior en la cuenca Talara y Sechura — Parte I: Estratigrafía y distribución de secuencias*. 110, 127–132.
- Palacios, O. (1994). Geología de los cuadrángulos de Paita, Piura, Talara, Sullana, Lobitos, Quebrada Seca, Zorritos, Tumbes y Zarumilla. In *Carta Geológica Nacional* (1st ed.). Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, 74(12), 1777–1794. <https://www.osti.gov/biblio/5682561>

- Pearce, T. J., Besly, B. ., Wray, D. ., & Wright, D. . (1999). Chemostratigraphy: a method to improve interwell correlation in barren sequences - a case study using onshore Duckmantian/Stephanian sequences (West Midlands, U.K.). *Sedimentary Geology*, *124*(1–4), 197–220. [https://doi.org/10.1016/S0037-0738\(98\)00128-6](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(98)00128-6)
- Pearce, T. J., & Jarvis, I. (1992). Applications of Geochemical Data to Modelling Sediment Dispersal Patterns in Distal Turbidites: Late Quaternary of the Madeira Abyssal Plain. *Journal of Sedimentary Petrology*, *62*, 1112–1129. <https://doi.org/10.1306/D4267A64-2B26-11D7-8648000102C1865D>
- Pearson, K. (1920). Notes on the History of Correlation. *Biometrika*, *13*(1), 25. <https://doi.org/10.2307/2331722>
- Pelet, R. (1985). Evaluation quantitative des produits formés lors de l'évolution géochimique de la matière organique. *Revue de l'Institut Français Du Pétrole*, *40*(5), 551–562.
- Pepper, A. S., & Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, *12*(3), 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)
- PERUPETRO. (1999). VOL 1. Generalidades. In *Estudios de Investigación Geoquímica del Potencial de Hidrocarburos. Lotes del Zócalo Continental y de Tierra*. PERUPETRO S.A.
- PERUPETRO. (2020). *Estadística Anual de Hidrocarburos*.
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, *70*(3), 318–329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. In L. B. Magoon & W. G. Dow (Eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap* (Vol. 60, pp. 93–120). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>

- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004). *The Biomarker Guide* (2nd ed., Vol. 1). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- Peters, K. E., Xia, X., Pomerantz, A. E., & Mullins, O. C. (2015). Geochemistry Applied to Evaluation of Unconventional Resources. In Y. Z. Ma & S. A. Holditch (Eds.), *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook* (pp. 71–126). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00003-1>
- Philippi, G. T. (1965). On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 29(9), 1021–1049. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(65\)90101-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(65)90101-8)
- Pillot, D., Letort, G., Romero-Sarmiento, M.-F., Lamoureux-Var, V., Beaumont, V., & Garcia, B. (2014). *Procédé pour l'évaluation d'au moins une caractéristique pétrolière d'un échantillon de roche*. (Patent No. 14/55.009).
- Porlles, J., Panja, P., Sorkhabi, R., & McLennan, J. (2021). Integrated porosity methods for estimation of gas-in-place in the Muerto Formation of Northwestern Peru. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108558>
- Reyes, L., & Caldas V, J. (1987). *Geología de los cuadrángulos de: Las Playas 9-c, La Tina 9-d, Las Lomas 10-c, Ayabaca 10-d, San Antonio 10-e, Chulucanas 11-c, Morropón 11-d, Huancabamba 11-e, Olmos 12-d, Pomahuanca 12-e* (p. 85). INGEMMET.
- Romero-Sarmiento, M.-F., Pillot, D., Letort, G., Lamoureux-Var, V., Beaumont, V., Huc, A.-Y., & Garcia, B. (2016). New Rock-Eval Method for Characterization of Unconventional Shale Resource Systems. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 71(3), 37. <https://doi.org/10.2516/OGST/2015007>
- Rowe, H., Ruppel, S., Rimmer, S., & Loucks, R. (2009). Core-Based Chemostratigraphy of the Barnett Shale, Permian Basin, Texas. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 59, 675–686.

- Ruppel, S. C., Rowe, H., Milliken, K., Gao, C., & Wan, Y. (2017). Facies, rock attributes, stratigraphy, and depositional environments: Yanchang Formation, Central Ordos Basin, China. *Interpretation*, 5(2). <https://doi.org/10.1190/INT-2016-0122.1>
- Sageman, B. B., & Lyons, T. W. (2003). Geochemistry of Fine-grained Sediments and Sedimentary Rocks. *Treatise on Geochemistry*, 7, 407. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/07157-7>
- Schmid, R. (1981). Descriptive nomenclature and classification of pyroclastic deposits and fragments: Recommendations of the IUGS Subcommittee on the Systematics of Igneous Rocks. *Geology*, 9(1), 41–43. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1981\)9<41:DNACOP>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1981)9<41:DNACOP>2.0.CO;2)
- Schmoker, J. W. (1994). Volumetric Calculation of Hydrocarbons Generated. In L. B. Magoon & W. G. Dow (Eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap* (pp. 323–326). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M60585C19>
- Schmoker, J. W. (1995). Method for Assessing Continuous-Type (Unconventional) Hydrocarbon Accumulations. In D. L. Gautier, G. L. Dolton, K. I. Takahashi, & K. L. Varnes (Eds.), *National Assessment of United States Oil and Gas Resources: Results, Methodology, and Supporting Data*. U.S. Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/ds30>
- Séranne, M. (1987). Evolution tectono-sédimentaire du bassin de Talara (nord-ouest du Pérou). *Bulletin de l'Institut Français d'études Andines*, 16, 103–125.
- Shalaby, M. R., Jumat, N., Lai, D., & Malik, O. (2019). Integrated TOC prediction and source rock characterization using machine learning, well logs and geochemical analysis: Case study from the Jurassic source rocks in Shams Field, NW Desert, Egypt. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 369–380. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.01.055>

- Sheikh, N., & Gao, P. H. (2017). Evaluation of shale gas potential in the Lower Cretaceous Sembar Formation, the Southern Indus Basin, Pakistan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 44, 162–176. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.014>
- Spackman, W. (1958). The maceral concept and the study of modern environments as a means of understanding the nature of coal. *Transactions*, 20(5, Series II), 411–423. <https://doi.org/10.1111/j.2164-0947.1958.tb00602.x>
- Sproule, J. C. (1951). *Preliminary Photogeological Survey. Sechura Desert - Peru. IPC Report.*
- Steinmann, G., Stappenbeck, R., Sieberg, F., & Lissón, C. (1929). *Geologie von Penú* (Vol. 124, Issue 3138). <https://doi.org/10.1038/124943b0>
- Stevenson, F. J., & Butler, J. H. A. (1969). Chemistry of Humic Acids and Related Pigments. In G. Eglinton & M. T. J. Murphy (Eds.), *Organic Geochemistry* (pp. 534–557). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87734-6_28
- Stilwell, H., Martinez, N., Hildred, G., & Zaitlin, B. (2013). Forensic Chemostratigraphy in Geosteering Multilateral Wells: An Example from Devonian to Carboniferous-Aged Sequences in Southern Alberta. *Unconventional Resources Technology Conference*, 1206–1212. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-122>
- Tafur H., I. A. (1952). Cretaceous Geology of the East Front of the Amotape Mountains. IPC Report WP-12. In *International Petroleum Company.*
- Tafur H., I. A. (1954). *Reconnaissance of Cretaceous Between Chira River and Amotape Mountains, Northwest Peru. IPC Report WP-14.*
- Tegelaar, E. W., de Leeuw, J. W., Derenne, S., & Largeau, C. (1989). A reappraisal of kerogen formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 53, 3103–3106.
- Thurston, D., & Taylor, J. (2016). Logging for Free - The Use of XRF on Cuttings Data in Unconventional Oil and Gas Exploration and Reservoir Characterization. *SPWLA 57th Annual Logging Symposium*. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings->

abstract/SPWLA16/All-SPWLA16/SPWLA-2016-WWW/28722

- Tissot, B. P., Durand, B., Espitalié, J., & Combaz, A. (1974). Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 58(3), 499–506. <https://doi.org/10.1306/83d91425-16c7-11d7-8645000102c1865d>
- Tissot, B. P., Pelet, R., & Ungerer, P. (1987). Thermal History of Sedimentary Basins, Maturation Indices, and Kinetics of Oil and Gas Generation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 71(12), 1445–1466. <https://doi.org/10.1306/703c80e7-1707-11d7-8645000102c1865d>
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). *Petroleum Formation and Occurrence* (1st ed.). Springer.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. In *Eos, Transactions American Geophysical Union*. Springer. <https://doi.org/10.1029/EO066i037p00643>
- Trager, E. A. (1924). Kerogen and Its Relation to the Origin of Oil. *AAPG Bulletin*, 8(3), 301–311. <https://doi.org/10.1306/3D93266E-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Travis, R. B. (1953). *The La Brea-Pariñas Oilfield - Northwestern Peru. IPC Report*.
- Tribovillard, N., Algeo, T. J., Lyons, T., & Riboulleau, A. (2006). Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: An update. *Chemical Geology*, 232(1–2), 12–32. <https://doi.org/10.1016/J.CHEMGEO.2006.02.012>
- Turner, B. (2016). *Utilization of chemostratigraphic proxies for generating and refining sequence stratigraphic frameworks in mudrocks and shales*. University of Oklahoma.
- Uyen, D., & Valencia, K. H. (2002). Anexo 16: North-Lancones Basin Surface Geology and Leads Evaluation. In *Informe Final. Segundo Periodo Exploratorio. Lote XII - Cuenca Lancones*. Pluspetrol Peru Corporation S.A.
- Valencia, K. H., Chalco, A., Uyen, D., & Chung, J. (2002). *Informe Final. Segundo Periodo Exploratorio. Lote XII - Cuenca Lancones*. Pluspetrol Peru Corporation S.A.

- van Krevelen, D. W. (1993). *Coal: Typology - Physics - Chemistry - Constitution* (3rd Edition). Elsevier.
- Vandenbroucke, M. (2003). Kerogen: from Types to Models of Chemical Structure. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 58(2), 243–269. <https://doi.org/10.2516/OGST:2003016>
- Vandenbroucke, M., & Largeau, C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38(5), 719–833. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001>
- Varma, A. K., Hazra, B., Mendhe, V. A., Chinara, I., & Dayal, A. M. (2015). Assessment of organic richness and hydrocarbon generation potential of Raniganj basin shales, West Bengal, India. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 480–490. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.10.003>
- Wang, E., Liu, G., Pang, X., Li, C., Zhao, Z., Feng, Y., & Wu, Z. (2020). An improved hydrocarbon generation potential method for quantifying hydrocarbon generation and expulsion characteristics with application example of Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 112. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104106>
- Welte, D. H. (1974). Recent advances in organic geochemistry of humic substances and kerogen: a review. In B. P. Tissot & F. Bienner (Eds.), *Advances in Organic Geochemistry* (pp. 3–13). Editions Technip.
- White, D. (1915). Some relations in origin between coal and petroleum. *Journal of the Washington Academy of Sciences*, 5(6), 189–212. <http://www.jstor.org/stable/24520665>
- Wiedey, L. W., & Frizzell, D. L. (1940). Revision of the Eocene stratigraphy of Northwestern Peru. *6th Pacific Scientific Congress*, 527–528.
- Wright, M., Spain, D., & Ratcliffe, K. (2010, October 19). Application of Inorganic Whole Rock Geochemistry to Shale Resource Plays. *Canadian Unconventional Resources and*

International Petroleum Conference. <https://doi.org/10.2118/137946-MS>

- Yang, S., & Horsfield, B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. In *International Journal of Coal Geology* (Vol. 225, p. 103500). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500>
- Yurchenko, I. A., Moldowan, J. M., Peters, K. E., Magoon, L. B., & Graham, S. A. (2018). Source rock heterogeneity and migrated hydrocarbons in the Triassic Shublik Formation and their implication for unconventional resource evaluation in Arctic Alaska. *Marine and Petroleum Geology*, 92, 932–952. <https://doi.org/10.1016/J.MARPETGEO.2018.03.033>