



Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica
Escuela Profesional de Ingeniería Geológica

**Caracterización geoquímica orgánica del Grupo Ambo
en la cuenca Ucayali Sur-Perú**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniera Geóloga

AUTOR

Sara Carolina MÁRQUEZ MACEDO

ASESOR

Hugo RIVERA MANTILLA

Lima, Perú

2017



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Márquez, S. (2017). *Caracterización geoquímica orgánica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur-Perú*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, Escuela Profesional de Ingeniería Geológica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA
Escuela Profesional de Ingeniería Geológica

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO GEÓLOGO**

En el Salón de Grados y Títulos de la Escuela Profesional de Ingeniería Geológica de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, el día martes 11 de julio del año 2017, siendo las 17:00 horas, en presencia de los señores docentes designados como miembros del Jurado Calificador:

Mg. JORGE EDUARDO CHIRA FERNÁNDEZ	(Presidente de Jurado)
Ing. ROSA JULIA MEDINA SANDOVAL	(Miembro de Jurado)
Ing. LOURDES JANET QUIÑONES LAVADO	(Miembro de Jurado)

Reunidos para el acto académico público de colación de la Tesis de la Bach. SARA CAROLINA MÁRQUEZ MACEDO, quien sustentará la Tesis titulada: «**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA ORGÁNICA DEL GRUPO AMBO EN LA CUENCA UCAYALI SUR-PERÚ**», para la obtención del Título Profesional de Ingeniero Geólogo.

Los miembros del Jurado, escuchada la colación respectiva, plantearon al graduando las observaciones pertinentes, que fueron absueltas a:

Satisfacción del jurado

El Jurado procedió a la calificación, cuyo resultado fue:

APROBADO por Unanimitad (17 DIECISIETE)

Habiendo sido aprobada la Sustentación de Tesis por el Jurado Calificador, el Presidente recomienda que la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, proponga se le otorgue el **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO GEÓLOGO** a la Bach. **SARA CAROLINA MÁRQUEZ MACEDO**.

Siendo las 18:00 horas se dio por concluido el acto académico, expidiéndose dos (02) Actas Originales de la Sustentación de la Tesis.

Ciudad Universitaria, 11 de julio del 2017

Mg. JORGE EDUARDO CHIRA FERNÁNDEZ
PRESIDENTE DE JURADO

Ing. ROSA JULIA MEDINA SANDOVAL
MIEMBRO DE JURADO

Ing. LOURDES JANET QUIÑONES LAVADO
MIEMBRO DE JURADO

Mg. HUGO RIVERA MANTILLA
ASESOR

ASESOR:

Mg. Hugo Rivera Mantilla

JURADOS DE MÉRITO:

Mg. Jorge Chira Fernández (Presidente)

Ing. Lourdes Quiñones Lavado

Ing. Rosa Medina Sandoval

DEDICATORIA

A Dios por ser mi principal guía en la vida

A mi madre y padre por su amor y apoyo incondicional, por ser mi motivación y ejemplo a seguir

A mi hermana y hermano por su cariño y sus ocurrencias que alegran mi vida

A mi amado esposo por su amor, dedicación y soporte en todo momento

A la siempre recordada Reyna de mi corazón

Esto es por y para ustedes con todo cariño

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos a la empresa Pluspetrol Perú Corporation por permitirme la elaboración de esta tesis. Al ingeniero Dennys Uyén por sus enseñanzas de geoquímica y modelado de cuenca, por su orientación en la elaboración de esta tesis y por compartir sus conocimientos y experiencias en la exploración por hidrocarburos.

Al ingeniero Gerardo Pozo por su apoyo en mi desarrollo profesional y su compartir constante de conocimientos especialmente en sedimentología y estratigrafía las cuales fueron orientadas al desarrollo de la presente tesis, de igual manera al ingeniero Edson Castillo por su colaboración y aporte en estos temas.

Al Dr. Pierre Callot por su apoyo y asesoramiento, además por las revisiones, correcciones y sugerencias en la elaboración de la tesis.

A todo el grupo de exploración de Pluspetrol Perú, por su colaboración, consejos y conocimientos impartidos a lo largo de estos años en la empresa, los cuales han sido parte de mi formación profesional.

A mi asesor de tesis y ex profesor de mi alma mater, Mg. Hugo Rivera por su orientación, revisión y observaciones realizadas para la culminación de la tesis.

Agradecer de forma especial a mis padres, hermanos y familiares por su cariño y apoyo constante e incondicional en todo el tiempo que me tomó realizar la tesis.

Mi agradecimiento profundo a mi esposo y colega por su amor, paciencia, su invaluable apoyo y asesoramiento técnico los cuales fueron vitales para la realización y culminación de este proyecto.

RESUMEN

La producción de gas en los yacimientos de hidrocarburos de la cuenca Ucayali Sur representa el 97% de la producción nacional (Perupetro, 2017a, 2017b), por lo que constituye una de las zonas más prolíficas de gas en el Perú y Sudamérica. En ese sentido las empresas operadoras como Pluspetrol vienen realizando continuos estudios que ayuden al mejor entendimiento de los sistemas petroleros presentes.

La caracterización geoquímica comprendió el análisis de la unidad Ambo como roca generadora en cuanto a cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica. En referencia a cantidad, las muestras se ubican predominantemente dentro del rango de “Buena” (1-2% TOC), las cuales muestran, en un mapa de tendencia, mayores valores hacia el suroeste de la cuenca (hasta 6%). El tipo de kerógeno asociado es de III-II los cuales fueron deducidos mediante el análisis de Van Krevelen, S_2 vs TOC, HI (*Hydrogen index*) vs Tmax, y de la descripción de macerales en los cuales predomina la vitrinita-liptinita. En el caso de madurez termal, mediante datos de reflectancia de vitrinita (Ro), las muestras se encuentran en su mayoría en un estadio de madurez a madurez tardía (0.65-1.35% Ro) teniendo un valor en la media de 1.04% Ro en una distribución probabilística. El análisis de biomarcadores brindó información sobre el medio ambiente de depositación de la roca fuente señalándola de origen terrestre a mixta (pristano/n-C17 / fitano/n-C18), la relación hopano-esterano indica un grado de madurez principal a madurez tardía (equivalente a 0.5-0.8% Ro), mientras que la relación de esteranos C28/C29 la ubican dentro de una edad paleozoica ($C28/C29 < 0.6$). El análisis de isótopos de carbono de la fracción saturada y aromática, corroboró la correlación de las rocas del Grupo Ambo principalmente con los fluidos del yacimiento Cashiriari y cierta contribución a los fluidos del yacimiento San Martín, mientras que la relación de los isótopos de la fracción aromática y la relación pristano/fitano señala del mismo modo afinidad entre las muestras de roca con los fluidos del campo Cashiriari principalmente.

El análisis estratigráfico secuencial en tercer orden reconoció una única secuencia conformada por dos cortejos sedimentarios: un sistema de baja (*Low System Track*), caracterizado por un ambiente fluvial-estuarino, y un sistema transgresivo (*Transgressive system track*) constituido por un ambiente estuarino dominado por mareas (subambientes de llanura mareal, canales y barras mareales proximales, canales mareales distales) y un

ambiente aparentemente más distal (¿marino transicional?). Esta interpretación de subambientes y modelo de sedimentación propuesto obedece a un análisis preliminar el cual tendrá que ser validada o modificada en cuanto se tenga mayor información disponible, además de un estudio sedimentológico-estratigráfico al detalle, el cual escapa del objetivo principal del proyecto.

La integración de la información estratigráfica y la caracterización geoquímica permitió identificar dos zonas con potencial de generación: la Zona I el cual abarca principalmente la zona de canales y barras mareales proximales del sistema estuarino, presenta valores de TOC mayormente en el rango de excelente (> 4% peso), el potencial de generación es alto (5-70), predomina un kerógeno tipo II-III y su grado de madurez se encuentra entre el pico de generación y sobremadurez (0.6-1.35 % Ro). Para esta zona las lutitas netas generadoras alcanzan un espesor entre 14 m (Sepa-1X) y 72 m (Pongo de Mainique).

En cuanto a la Zona II, esta corresponde al subambiente de llanura mareal del sistema transgresivo, las muestras poseen un TOC que se encuentra en el rango de 0.6-1.7% peso (roca Buena), el potencial de generación promedio es más bajo que el anterior (0.21-0.74), predomina un kerógeno tipo III y se encuentra en un estadio de sobremadurez termal. El intervalo de lutitas netas generadoras varía 53 m (Sepa-1X) y 29 m (Pongo de Mainique).

Considerando parámetros obtenidos de la evaluación geoquímica, se realizó una estimación probabilística del volumen de hidrocarburos generados del Grupo Ambo. El resultado fue un valor en la media de 250 TCF (*Trillion cubic feet*) de hidrocarburos generados, en el P10 de 555 TCF y en el P90 de 24 TCF, siendo el HI original el parámetro que más impacta en el resultado, le sigue el parámetro de TOC y en tercer lugar se encuentra el área. Sin embargo se recomienda tomar este resultado de forma referencial ya que por el alto grado de incertidumbre, los parámetros involucrados en el cálculo deben continuar siendo analizados para un mejor ajuste del resultado.

ÍNDICE

RESUMEN	<i>iv</i>
CAPÍTULO 1	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	1
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA O PRÁCTICA	3
1.4 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	4
CAPÍTULO 2	5
METODOLOGÍA.....	5
2.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 ETAPAS DE ESTUDIO	5
2.3 UNIDAD DE ANÁLISIS	7
2.4 POBLACIÓN DE ESTUDIO	7
2.5 TAMAÑO DE MUESTRA	7
2.6 SELECCIÓN DE MUESTRA	7
2.7 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	8
2.8 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	13
CAPÍTULO 3	14
MARCO TEÓRICO	14
3.1 ANTECEDENTES	14
3.2 BASES TEÓRICAS	18
3.3 GLOSARIO O DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	42
CAPÍTULO 4	45
HIPÓTESIS Y VARIABLES.....	45
4.1 HIPÓTESIS GENERAL.....	45
4.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	45
4.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES	45
4.4 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	46
4.5 MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	46
CAPÍTULO 5	48
MARCO GEOLÓGICO	48
5.1 GENERALIDADES	48

5.2	UBICACIÓN Y EXTENSIÓN.....	49
5.3	ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA	50
5.4	TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	58
5.5	SISTEMAS PETROLÍFEROS DEL ÁREA.....	67
CAPÍTULO 6		79
ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA DEL GRUPO AMBO		79
6.1	LOCALIDAD TIPO	79
6.2	EDAD	82
6.3	PALEOGEOGRAFÍA	85
6.4	DISTRIBUCIÓN REGIONAL.....	89
6.5	EL GRUPO AMBO EN LA CUENCA UCAYALI SUR.....	92
CAPÍTULO 7		118
CARACTERIZACION GEOQUIMICA ORGÁNICA DEL GRUPO AMBO		118
7.1	CANTIDAD DE MATERIA ORGÁNICA.....	119
7.2	CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA	125
7.3	MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA.....	136
7.4	BIOMARCADORES.....	144
7.5	CORRELACIÓN ROCA GENERADORA-HIDROCARBUROS.....	151
7.6	RELACIÓN FACIES SEDIMENTARIAS Y CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA	153
7.7	CÁLCULO DE VOLUMEN GENERADO	165
CONCLUSIONES.....		174
RECOMENDACIONES		177
REFERENCIAS		178

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama esquemático de un analizador de carbono LECO (Waples, 1985).....	9
Figura 2.2 Diagrama esquemático de un pirolizador Rock-Eval (Waples, 1985).....	10
Figura 2.3 Diagrama esquemático de cromatografía de gases y espectrometría de masas (Waples, 1985).	12
Figura 3.1 Esquema generalizado de generación de petróleo y gas en función de madurez termal de rocas generadoras. (Rice & Claypool, 1981).....	24
Figura 3.2 Ejemplo de pirograma que muestra los resultados de una pirólisis programada (McCarthy et al., 2011).....	26
Figura 3.3 Diagrama modificado van Krevelen mostrando variación en las relaciones H/C y O/C para kerógeno inmaduros tipo I, II y III, y la dirección evolutiva para cada tipo de kerógeno durante la catagénesis (McCarthy et al., 2011).....	29
Figura 3.4 Incremento del índice de producción (IP) con la profundidad (Modificado de Espitalié et al. 1977).	30
Figura 3.5 Índice de alteración del color de conodontos (Epstein et al., 1977).	36
Figura 5.1 Mapa geológico (Chevron, 1997) del área de estudio y principales rasgos geomorfológicos.	49
Figura 5.2 Columna estratigráfica generalizada, Cuenca Ucayali (Modificado de Viera et al., 2003).	50
Figura 5.3 Correlación de las distintas unidades estratigráficas en la cuenca Ucayali Sur. Se observa el efecto de erosión de la discordancia de la base del cretácico (DBK) en unidades paleozoicas (Reporte interno Pluspetrol, 2014).....	51
Figura 5.4 Ambiente tectónico cuenca Ucayali Sur (Disalvo et al., 2002)	59
Figura 5.5 Mapa de los dominios estructurales propuestos por Ghiglione (Reporte interno Pluspetrol, 2014).....	61
Figura 5.6 Anticlinales dentro de la alineación de San Martín. Las distintas estructuras se encuentran separadas por sillas formadas por cambios en el ángulo de corte de las fallas (Disalvo et al., 2008)	62
Figura 5.7 Tipos de Estructuras presentes en la cuenca Ucayali Sur (Disalvo et al., 2008)	63
Figura 5.8 Evolución tectónica cuenca Ucayali sur (área de Camisea) (Disalvo et al., 2002).	66

Figura 5.9 Clasificación de tipo de kerógeno de las diferentes formaciones del área de Camisea y alrededores (Villar, 2003).....	68
Figura 5.10 Columna estratigráfica tipo del área de Camisea. Se indican los reservorios productores por yacimiento (Reporte interno Pluspetrol).....	69
Figura 5.11 Sección regional del Grupo Copacabana con los 7 niveles estratigráficos y las 3 zonas (Reporte interno Pluspetrol).....	70
Figura 5.12 Sección sísmica que muestra estructuras en el bloque bajo (Disalvo et al., 2008).....	76
Figura 5.13 Trampa estratigráfica, acuñamiento de unidades estratigráficas (Reporte interno Pluspetrol, 2014).....	77
Figura 5.14 Diagrama de las posibles rutas de migración de hidrocarburos, desde la cocina (área de generación de hidrocarburos, tiempo actual) a las estructuras de la cuenca Ucayali Sur (Reporte interno Pluspetrol, 2015).....	78
Figura 5.15 Esquema representativo de la posible carga directa de hidrocarburos de la roca generadora hacia el reservorio de una estructura en el bloque bajo (Reporte interno Pluspetrol, 2015).....	78
Figura 6.1 Columna litológica del Grupo Ambo en Yanaj (Huánuco) (Zapata et al., 2004).....	80
Figura 6.2 Fósiles Grupo Ambo, playa La Mina (Alleman, 2010).....	85
Figura 6.3 Mapa de distribución y extensión del Misisipiano en el Perú. (Dalmayrac et al. 1988).....	86
Figura 6.4 Mapa paleogeográfico del Missisipiano sobre un mapa palinspático (Gil, 2001).....	87
Figura 6.5 Mapa de dataciones radiométricas de magmatismo de la Cordillera Oriental. Se evidencia la presencia de un arco magmático Carbonífero-Pérmico hacia el Norte y Sur de la cordillera Oriental (Miscovik et al., 2009).....	88
Figura 6.6 Petrografía de muestras de afloramiento del Grupo Ambo (Alemán & León, 2002).....	89
Figura 6.7 Correlación estratigráfica de unidades Paleozoicas en Perú y Bolivia (ORSTOM, 1973).....	91
Figura 6.8 Ubicación de principales afloramientos y pozos del Grupo Ambo en la zona de estudio.....	92
Figura 6.9 Estructura del Sepa, línea sísmica 2D 82-UBA-01. Se observa como la unidad Ambo va disminuyendo de espesor hacia el alto del Sepa (Petrobras, 2003).....	93

Figura 6. 10 Sección sísmica 2D (85-UB-150). Se observa que hacia el Sur del Alto del Sepa, el Grupo Ambo va incrementándose en espesor (Reporte interno Pluspetrol, 2016).	94
Figura 6.11 Sección sísmica del cubo 3D (Inline 1143) donde se muestra la estructura San Martin con el pozo San Martin-1X. Se ha identificado para el Grupo Ambo un espesor aproximado de 870 m en el bloque bajo de la estructura (Reporte interno Pluspetrol, 2016).	94
Figura 6.12 Sección en planta del Pongo de Mainique y tramo de afloramiento del Grupo Ambo (SGP, 2010)	95
Figura 6.13 Metodología de análisis estratigráfico en tercer orden (Pozo, 2012).	96
Figura 6.14 Correlación estratigráfica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. Se observa una marcada diferencia de espesores de Norte a Sur, desde el área de Sepa hasta la zona del Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).	98
Figura 6.15 Ubicación de fotografías (Chevron, 1977) en columna estratigráfica del Grupo Ambo – Pongo de Mainique (Valdivia en SGP 2010), en base a descripción sedimentológica. (Fuente: Elaboración propia).	100
Figura 6.16 Contacto discordante paralelo del Grupo Ambo con el Grupo Cabanillas. Conglomerados a la base (Foto cortesía: Hugo Valdivia).	101
Figura 6.17 Intercalaciones de lutitas delgadas planares, paralelas con lutitas bioturbadas	101
Figura 6.18 Intercalaciones de areniscas finas y limolitas con estratificación ondulada “wavy”	102
Figura 6.19 Limolitas bioturbadas con laminación continua ondulada.	102
Figura 6.20 Estructuras de deformación de sedimentos blandos en areniscas de grano fino a medio.	103
Figura 6.21 Capas gruesas de areniscas de grano medio con bioturbación (madrigueras)	103
Figura 6.22 Estratificación cruzada en festones	104
Figura 6.23 Estructuras en festones con bioturbación (madrigueras) en areniscas de grano medio grises claras.	104
Figura 6.24 Laminación convoluta en la parte central, hacia el tope laminación paralela discontinua con estructuras biogénicas (madrigueras).	105
Figura 6.25 Rizaduras de corriente en areniscas de grano fino.	105
Figura 6.26 Capas delgadas a medias de intercalaciones de areniscas finas con lutitas grises oscuras	106

Figura 6.27 Estructura “corte y relleno” en areniscas de grano fino con estratificación cruzada con ondulitas	106
Figura 6.28 Columna del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. Se muestran las facies, elementos arquitecturales y subambientes interpretados para este afloramiento. Adicionalmente se muestra la curva GR sintética construida a partir de litologías descritas (Fuente: Elaboración propia).....	110
Figura 6.29 Correlación regional del Grupo Ambo entre el afloramiento del Pongo de Mainique y los pozos San Martín-1X y Sepa-1X. En base a patrones de electrofacies y descripción litológica se ha establecido la correlación y distribución de los subambientes identificados en afloramiento. (Fuente: Elaboración propia).....	111
Figura 6.30 Modelo deposicional propuesto para el Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).....	113
Figura 6.31 Distribución de tipo de energía y elementos morfológicos en un modelo de estuario dominado por mareas (Dalrymple et al., 1992).	114
Figura 6.32 Modelo de definición de secuencia en tercer orden del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. (Fuente: Elaboración propia).....	115
Figura 7.1 Mapa de afloramientos y pozos utilizados para el estudio.....	118
Figura 7.2 Diagrama de frecuencias de contenido de materia orgánica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, y su clasificación según Peters (1994). (Fuente: Elaboración propia).	119
Figura 7.3 Histograma de frecuencias y Distribución probabilística Lognormal de TOC del total de muestras del Grupo Ambo. Se muestra la probabilidad y las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).....	120
Figura 7.4 Diagramas de frecuencias de contenido de materia orgánica de afloramientos y pozos y su clasificación según Peters et al. (1994). (Fuente: Elaboración propia).	121
Figura 7.5 Histogramas de frecuencias y Distribución probabilística Lognormal de TOC en cada afloramiento y pozo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).....	122
Figura 7.6 Mapa propuesto de tendencia de cantidad de materia orgánica (TOC) del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. (Fuente: Elaboración propia).	125
Figura 7.7 Diagrama de Van Krevelen modificado. Se observa que parte de las muestras del Grupo Ambo indican una predominancia de tipo de kerógeno II/III, sin embargo algunas muestras de Pagoreni Norte poseen valores bajos HI y OI lo que indican un alto grado de madurez de estas muestras. (Fuente: Elaboración propia).	126

Figura 7.8 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, el cual indica mayor cantidad de muestras con bajos valores de HI (0-50 mg HC/g TOC). (Fuente: Elaboración propia).....	127
Figura 7.9 Histograma de frecuencias y Distribución Lognormal de HI del total de muestras del Grupo Ambo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad del total de muestras, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).....	128
Figura 7.10 Diagramas de frecuencias de Índice de Hidrógeno (HI) por cada afloramiento y pozo en estudio. (Fuente: Elaboración propia).....	129
Figura 7.11 Diagrama HI vs. Tmax. Se observa una predominancia de tipo de kerógeno III seguido de kerógeno tipo II. (Fuente: Elaboración propia).....	130
Figura 7.12 Diagrama S2 vs. TOC, señala que las rocas analizadas son principalmente del tipo de kerógeno III. (Fuente: Elaboración propia).....	131
Figura 7.13 Diagrama de potencial de generación, se observa una variabilidad de potencial de generación en rocas del Grupo Ambo, ya que se encuentran distribuidas entre rocas madres buenas, regulares y pobres. (Fuente: Elaboración propia).....	132
Figura 7.14 Análisis visual del kerógeno a muestras Grupo Ambo (Río Alto Camisea). Materia orgánica húmica moderada (fitoclastos marrones y opacos), además de moderadas mioesporas. (Reporte interno Pluspetrol).....	133
Figura 7.15 Diagrama de abundancia de los macerales presentes en afloramientos y pozos estudiados. Se observa una predominancia de macerales tipo vitrinita seguido de liptinita y amorfinita. (Fuente: Elaboración propia).....	134
Figura 7.16 Diagrama Tmax vs. Índice de producción (PI). Se observa que las muestras del Grupo Ambo generalmente se encuentran entre un estadio de madurez temprana-ventana de petróleo y madurez tardía. (Fuente: Elaboración propia).....	137
Figura 7.17 Diagrama HI vs. Tmax. El diagrama muestra que las rocas analizadas del Grupo Ambo se encuentran principalmente en la ventana de madurez. (Fuente: Elaboración propia).	138
Figura 7.18 Diagrama de frecuencias de valores de reflectancia de vitrinita. Se observa que las muestras se encuentran dentro del estadio de madurez termal entre pico de madurez y madurez tardía. (Fuente: Elaboración propia).....	139
Figura 7.19 Distribución Lognormal de valores de reflectancia de vitrinita de las muestras del Grupo Ambo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad del total de muestras, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).....	140

Figura 7.20 Histogramas de frecuencias de valores de reflectancia de vitrinita en cada afloramiento y pozo estudiado. (Fuente: Elaboración propia).	141
Figura 7.21 Diagrama Ro vs. Tmax. Este diagrama indica que las muestras del Grupo Ambo se encuentran dentro de la ventana de madurez termal. (Fuente: Elaboración propia).	142
Figura 7.22 Análisis visual del kerógeno a muestras Grupo Ambo (Río Alto Camisea). Se muestra el color de las mioesporas (marrón oscuro) bajo microscopio de luz transmitida (Reporte interno Pluspetrol).	143
Figura 7.23 Relaciones entre estadio de madurez termal, Ro y TAI (adaptado de Peters & Cassa, 1994). Según el rango de valores de vitrinita y de valores de TAI, se infiere que las muestras del Grupo Ambo se encontrarían en un estadio de madurez tardío a sobremaduro (rectángulo rojo punteado).	143
Figura 7.24 Diagrama de Sofer (relación de isotopos de carbono de la fracción aromática y saturada). Las muestras sugieren una predominancia de materia orgánica terrestre a transicional. (Fuente: Elaboración propia).	146
Figura 7.25 Diagrama de relación pristano/fitano mostrando tipo de material orgánica, medio ambiente de depositación y madurez termal. (Fuente: Elaboración propia).	147
Figura 7.26 Diagrama ternario de distribución de esteranos C27, C28 y C29 ($\beta\beta$). (Fuente: Elaboración propia).	148
Figura 7.27 Diagrama de distribución de Hopano /esterano. Muestras del Grupo Ambo. (Fuente: Elaboración propia).	148
Figura 7.28 Relación de isotopos de carbono de extractos de roca y fluidos. Se observa cierta correlación entre las muestras del Grupo Ambo con los fluidos del campo Cashiriari y San Martin. (Fuente: Elaboración propia).	152
Figura 7.29 Diagrama de correlación de los $\delta^{13}C$ aromáticos vs. Pristano/Fitano de fluidos de los yacimientos de Camisea y muestras del Grupo Ambo. (Fuente: Elaboración propia).	152
Figura 7.30 Correlación del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. En base a datos geoquímicos se ha determinado dos zonas con buenas características de roca madre (TOC>1%, S ₁ +S ₂ >2, Ro>0.6). (Fuente: Elaboración propia).	153
Figura 7.31 Diagrama de frecuencias de TOC de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).	154
Figura 7.32 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).	155

Figura 7.33 Diagrama de frecuencias de reflectancia de vitrinita de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).	155
Figura 7.34 Diagrama de frecuencias de TOC de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).	156
Figura 7.35 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).	156
Figura 7.36 Diagrama de frecuencias de reflectancia de vitrinita de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).	157
Figura 7.37 Diagrama de Van Krevelen modificado. Se observa predominancia de tipo de kerógeno II para la Zona I, mientras que en las muestras de la Zona II predomina el tipo de Kerógeno III, aunque ello puede estar influenciado por los bajos valores de HI a causa del alto grado de madurez de las muestras. (Fuente: Elaboración propia).	157
Figura 7.38 Cálculo de lutita neta de las Zonas I y II en el pozo Sepa-1X. (Fuente: Elaboración propia).	159
Figura 7.39 Cálculo de lutita neta de la Zona I en el pozo San Martín-1X. (Fuente: Elaboración propia).	160
Figura 7.40 Cálculo de lutita neta de las Zonas I y II en el afloramiento del Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).	161
Figura 7.41 Guía esquemática para la interpretación obtenida de una amplia observación de características de la superposición de curvas con la técnica de ΔLog (Modificado de Passey et al., 1990).	163
Figura 7.42 Correlación entre pozo Sepa-1X y San Martín-1X utilizando el ΔLogR calculado mediante el método de Passey para identificar zonas con contenido orgánico. Se observa una correlación entre el intervalo superior del Grupo Ambo en el pozo Sepa con el intervalo inferior en el pozo San Martín-1X. (Fuente: Elaboración propia).	164
Figura 7.43 Diagrama de flujo de método utilizado para el cálculo aproximado de la masa de hidrocarburos generados (modificado de Schmoker, 1994).	165
Figura 7.44 Cálculo de parámetros iniciales de TOC y HI para la roca generadora Ambo utilizando una metodología propuesta por Zetaware (http://www.zetaware.com/utilities/srp/index.html).	166
Figura 7.45 Gráficos de distribución probabilística de TOC y HI de datos pertenecientes a las zonas I y II (Sepa-1X, San Martín-1X y Pongo de Mainique). Se muestran valores P90, Media y P10. (Fuente: Elaboración propia).	167

Figura 7.46 Gradiente de temperatura corregida del pozo San Martín-1X. Se observa las ventanas de generación de gas y petróleo para la Organofacie F (Pepper & Corvit, 1995) – Grupo Ambo, según ello la ventana de generación de petróleo estaría aproximadamente entre los 5000 y 6500 mTVDSS. (Fuente: Elaboración propia).	169
Figura 7.47 Mapa con áreas seleccionadas para cálculo de hidrocarburos generados. El polígono azul representa el área total de estudio, la cual para fines de cálculo representará el área P10, mientras que el polígono en rojo representa la zona de cocina actual de la subcuenca, esto basado en el tipo de organofacie y temperaturas de generación. (Fuente: Elaboración propia).	170
Figura 7.48 Gráficos de distribuciones probabilísticas de los parámetros involucrados y del resultado de volumen total de hidrocarburos generados (TCF). (Fuente: Elaboración propia).	172
Figura 7.49 Grafico tornado de sensibilidad de los distintos parámetros involucrados con respecto al volumen de hidrocarburos generados. Se observa que el parámetro de HI original es el que mayor impacto tiene sobre el resultado final. (Fuente: Elaboración propia).....	173

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Tipos de kerógeno, macerales que los constituyen y materia orgánica que lo origina (Waples, 1985).	21
Tabla 3.2 Composición química del petróleo (En Gonçalves F., 2007).....	22
Tabla 3.3 Clasificación del contenido orgánico total de una roca inmadura (Peters & Cassa, 1994).....	25
Tabla 3.4 Relación de parámetros geoquímicos producidos de la pirólisis (Peters & Cassa, 1994).....	27
Tabla 3.5 Relación del Tmax y el estadio de madurez de la roca madre (Peters & Cassa, 1994).....	28
Tabla 3.6 Parámetros geoquímicos describiendo el tipo de kerógeno y los hidrocarburos originados (Peters & Cassa, 1994).	28
Tabla 3.7 Valores potencial de petróleo (Merrill, 1991).	30
Tabla 3.8 Subdivisión de los grupos macerales (Stach et al.,1982; Leonard & Hardinge, 1991; ICCP, 1998; ICCP, 2001).....	32
Tabla 3.9 Clasificación de la materia orgánica.....	32
Tabla 3.10 Reflectancia de vitrinita y temperatura de pirolisis (Tmax) mostrando el grado de madurez térmica (Modificado de Peters & Cassa, 1994).	34
Tabla 3.11 Escala de índice de alteración termal (Modificado de Staplin, 1969).	35
Tabla 3.12 Biomarcadores indicativos de tipo de materia orgánica de la roca generadora y condiciones de depositación (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).....	38
Tabla 3.13 Algunos biomarcadores indicativos de madurez de la roca generadora (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).	39
Tabla 3.14 Métodos comunes de correlación Hidrocarburo-roca generadora (Curiale, 1994).	40
Tabla 6.1 Asociación de facies, elementos arquitecturales, subambientes y ambientes deposicionales propuestos para la secuencia del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).	107
Tabla 7.1 Resumen de valores estadísticos representativos de TOC para cada afloramiento/pozo analizado. (Fuente: Elaboración propia).	124
Tabla 7.2 Clasificación de organofacies (Pepper and Corvit, 1995).....	135
Tabla 7.3 Temperaturas de ventanas de generación de petróleo y gas para cada organofacie (Pepper and Corvit, 1995)	136

Tabla 7.4 Tabla de equivalencias de Ro para las relaciones de biomarcadores Ts/(Ts+Tm) y 20S/(20S+20R) (Peters et al., 1993).....	149
Tabla 7.5 Valores de índices de Ts/(Ts+Tm) y 20S/(20S+20R). (Fuente: Elaboración propia).....	150
Tabla 7.6 Valores de la relación de esteranos C28/C29. (Fuente: Elaboración propia)...	150
Tabla 7.7 Valores asumidos P10 y P90 para las variables TOC, HI, S1 y tasa de transformación de la unidad Ambo en el tiempo actual.	168
Tabla 7.8 Valores P10 y 90 de TOC y HI original obtenidos a partir de la metodología propuesta por Zetaware.	168
Tabla 7.9 Valores P10 y P90 de gravedad específica del gas húmedo (a presión de reservorio) de los fluidos de los campos de Camisea, y su densidad correspondiente (Reporte interno, Pluspetrol).	171
Tabla 7.10 Resultados de la simulación de Montecarlo (20000 interacciones) de volumen de hidrocarburos expulsados. (Fuente: Elaboración propia).	171

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Los campos de gas y condensado de la cuenca Ucayali Sur (área de Camisea) son la principal fuente de gas natural y condensado en el Perú, con reservas probadas (P1) de gas natural de 13.5 TCF y 701.1 MMSTB de líquidos de gas natural (MEM, 2015). La producción actual diaria de los yacimientos de esta área es de 1182 MMCF de gas y 92.5 MBLS de líquidos de gas natural (Perupetro, enero del 2017a, 2017b).

En esta área han sido descubiertos los campos comerciales de Cashiriari y San Martín (Lote 88), Mipaya y Pagoreni (Lote 56), Kinteroni y Sagari (Lote 57), Urubamba, Picha, Paratori y Taini (Lote 58). Geológicamente estos yacimientos están ubicados en la denominada faja subandina, desarrollada entre la cadena Oriental de los Andes y la zona del antepaís. Estructuralmente, estos campos están formados por anticlinales de forma alongada cuya geometría está controlada por grandes fallas inversas con vergencia al antepaís, por fallas fuera de secuencia y retro-corrimientos. Las formaciones productivas presentan un espesor aproximado de 650 m con edades que varían del Pérmico al Cretácico.

Como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el área, se han efectuado numerosos estudios geoquímicos (análisis e interpretaciones) con el objetivo de determinar las posibles rocas responsables de la generación del petróleo y condensado descubierto en el área. Estas evaluaciones han sido desarrolladas tanto por empresas operadoras y de servicio y los resultados obtenidos muestran algunas diferencias al momento de vincular las acumulaciones de hidrocarburos con las posibles rocas generadoras, sin embargo todas coinciden en que las formaciones con mejor potencial para generar gas y condensado se encuentran distribuidas entre el Pérmico, Carbonífero y el Devónico.

El Grupo Ambo, definido por Newell, N., Chronic, J. & Roberts, T. (1953), de edad Carbonífero inferior (Tournasiano-Viseano), se distribuye a lo largo del borde oeste de la Cordillera Oriental, al norte del Lago Titicaca, en los cerros Amotape (Norte del Perú) y sobre la costa entre Paracas y Arequipa (Martínez, M. 1970). En su localidad tipo, en la quebrada Chaupihuaranga (Provincia Ambo, Dpto. Huánuco), Newell et al. (1953) reportan un espesor total promedio de 820 m, mientras que Zapata A., Rosell, W., Sánchez A. & Aldana, M. (2004), en los alrededores de Ambo, indican un espesor de 1150 m.

En el área de estudio, el Grupo Ambo ha sido identificado en numerosos afloramientos y en dos pozos perforados (San Martín-1X y Sepa-1X). Las secciones de campo reportan un espesor aproximado de 820 m, mientras que en los pozos el espesor máximo completo reportado fue de 510 m (pozo Sepa-1X). Litológicamente está compuesta por una secuencia de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de limolitas, lutitas grises y carbonáceas, depositadas en un ambiente continental a marino somero.

Estudios geoquímicos previos del Grupo Ambo, muestran buenas a excelentes características de roca madre. Análisis de los recortes de perforación del pozo San Martín-1X, han permitido identificar un intervalo rico en materia orgánica con valores de TOC que varía en un rango de 0.61-8.78%, análisis Rock Eval definen su potencial generador de moderado a bueno, con un tipo de kerógeno II a II-III; ello sugiere, que el Grupo Ambo podría tener materia orgánica con condiciones favorables para generar principalmente gas y madurez adecuada para generar petróleo y condensado.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Problema General

¿Son las rocas del Grupo Ambo las principales responsables de la generación de gas y condensados en la cuenca Ucayali sur (área de Camisea y alrededores)?

Problemas Específicos

¿En qué medida la cantidad, calidad y grado de evolución termal de la materia orgánica, presente en las rocas del Grupo Ambo, se relacionan para la generación de hidrocarburos en la cuenca Ucayali Sur?

¿Cuál sería la relación entre las facies sedimentarias y calidad de roca madre?

¿En qué se basa el argumento de correlación de las rocas del Grupo Ambo con el gas y condensado de los campos hidrocarburíferos de la cuenca Ucayali Sur (área de Camisea)?

¿Cuánto hidrocarburo se ha generado hasta la actualidad de las rocas del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur?

1.3 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA O PRÁCTICA

La investigación del Grupo Ambo se justifica principalmente en los siguientes aspectos fundamentales:

Es necesario efectuar un análisis actualizado y detallado de la roca generadora responsable de la generación de gas y condensados poniendo énfasis principalmente en su caracterización geoquímica en el área de estudio.

Es importante elaborar un nuevo y completo enfoque genético de la zona de estudio para tener un mejor entendimiento del volumen generado y posterior migración de los hidrocarburos desde la roca madre a la roca reservorio.

Esta investigación conllevará también al análisis de las facies generadoras y su relación con el ambiente depositacional para proporcionar un método de predicción de ocurrencia, calidad y distribución de la roca madre, ya que los informes existentes tienen poco o ningún control de ello.

Este trabajo permitirá a la empresa petrolera, que opera los campos de gas y condensados en el área de Camisea, orientar mejor sus estrategias de exploración y de explotación de hidrocarburos.

1.4 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

1.4.1 Objetivo general

- Hacer la caracterización geoquímica actualizada y detallada del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur (área de Camisea).

1.4.2 Objetivos específicos

- Determinar la cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica del Grupo Ambo.
- Determinar la relación entre facies sedimentarias y calidad de roca madre del Grupo Ambo para proporcionar un método de predicción de ocurrencia, calidad y distribución de la roca generadora.
- Correlacionar los fluidos de los yacimientos con la roca madre del Grupo Ambo
- Estimar un volumen de hidrocarburos generados del Grupo Ambo.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

MÉTODO ANALÍTICO INDUCTIVO

Partiendo de lo desconocido y mediante el análisis de los datos geoquímicos y la experimentación a través de la estadística y la graficación de los datos, se llega a la caracterización geoquímica y determinación de las características geológicas-geoquímicas de la roca fuente que da origen a los hidrocarburos. Mediante este método inductivo se conceptualiza la realidad de lo que se observa y se intenta obtener conocimiento, pero además dar explicaciones de los fenómenos geológicos.

Esto también implica que el método es de investigación aplicada por ser subjetiva que genera hipótesis con la finalidad de comprobar la relación entre la caracterización geoquímica y los fenómenos de la generación de los hidrocarburos que son causadas por interacción de factores y por la perspectiva del investigador por la proximidad de los datos.

2.2 ETAPAS DE ESTUDIO

ETAPA 1

Revisión bibliográfica

- Revisión y selección de toda la información geoquímica existente de rocas del Grupo Ambo en la subcuenca de Camisea, la cual incluye estudios de TOC, Rock Eval pirólisis, reflectancia de vitrinita, isótopos de carbono, biomarcadores, otros.
- Reportes de columnas de campo y datos de pozo de muestras del Grupo Ambo: información de espesores, distribución regional, descripción litológica, descripción de facies, entre otros.
- Revisión bibliográfica de conceptos de geoquímica en la exploración petrolera.

ETAPA 2

Identificación de facies sedimentarias y electrofacies-Ambiente sedimentario

- En base a información detallada de columnas estratigráficas de campo se determinó las principales facies asociadas al Grupo Ambo.
- Integración roca-perfil de las facies determinadas en columnas de campo a registros de pozos.
- Modelo propuesto de ambiente de sedimentación en base a información disponible. Estratigrafía secuencial de tercer orden.

ETAPA 3

Caracterización geoquímica orgánica del Grupo Ambo

- Determinación de la cantidad de materia orgánica (TOC) promedio para el Grupo Ambo
- Determinación de la calidad de materia orgánica del Grupo Ambo: elaboración de diagrama Van Krevelen, histogramas de distribución de índice de hidrógeno (HI), diagrama S₂ vs. TOC, diagrama de potencial de generación, caracterización visual del kerógeno.
- Determinación de la madurez de la materia orgánica: elaboración de diagrama de ventana de generación (T_{max} vs. Índice de producción), análisis de reflectancia de vitrinita, índice de alteración termal.
- Análisis de biomarcadores

Correlación roca generadora-hidrocarburos

- Análisis de información de cromatografía de gases (GC) y cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS), para identificación de biomarcadores y correlación fluido-extracto de roca generadora.

Correlación facies sedimentarias y contenido de materia orgánica

- Correlación de calidad de roca madre con los subambientes asociados.
- Determinación de zonas con mejores características geoquímicas de generación.
- Cálculo de contenido neto de lutitas generadoras.

Elaboración de mapa

- Elaboración de mapa de tendencia de TOC basados en los puntos de control (afloramientos y pozos del Grupo Ambo).

ETAPA 4

Cálculo de volumen de hidrocarburos generados.

ETAPA 5

Redacción de la Tesis, Conclusiones y Recomendaciones.

2.3 UNIDAD DE ANÁLISIS

La unidad de análisis de esta investigación constituye los datos de análisis geoquímicos del contenido orgánico total, calidad y madurez de la materia orgánica, análisis de biomarcadores y análisis cromatográfico de extractos de rocas del Grupo Ambo.

2.4 POBLACIÓN DE ESTUDIO

La investigación se centró en la cuenca Ucayali Sur del Perú, específicamente en el Grupo Ambo como probable roca fuente de gas y condensados.

2.5 TAMAÑO DE MUESTRA

Las muestras analizadas incluyen muestras de afloramientos, recortes de perforación de pozos del Grupo Ambo y muestras de gases y condensados de los yacimientos del área de Camisea.

2.6 SELECCIÓN DE MUESTRA

Se incluyeron en el análisis muestras del Grupo Ambo con al menos información básica geoquímica (TOC, pirólisis).

2.7 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos geoquímicos obtenidos de las rocas del Grupo Ambo, así como los análisis geoquímicos de laboratorio de los fluidos de los campos productores de la cuenca Ucayali sur, son el resultados de los análisis realizados por diferentes empresas operadoras y laboratorios, tales como BGR-Petroperú (1982a), Shell Research B.V. (1982-1988), Exxon (1989), Simon Petroleum Technology (1993a), D. Uyén (1993), Anadarko (1995), Core Laboratories (1996a, 1996b), Shell International Exploration and Production B.V.(1997a, 1997b, 1997c, 1997d), Geomark (1996), Perupetro S.A. and Idemitsu Oil & Gas (1999, 2000), H. Villar (2002, 2003), Petroperú S.A. & InfoLogic (2006) y los realizados por Pluspetrol (2006-2011). Estos analisis incluyen datos de TOC, datos de pirolisis (S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , HI, OI), reflectancia de vitrinita, cromatografía de gases y cromatografía de gases-espectrometría de masa.

Determinación del carbono orgánico total (TOC)

La cantidad de materia orgánica presente en rocas sedimentarias es la mayoría de veces calculada mediante el contenido de carbono orgánico total (TOC). Este análisis simple, rápido y de poco costo es la primera y más importante técnica en el análisis de la roca generadora. El análisis de TOC generalmente se ejecuta en un analizador de carbono LECO, el cual combustiona 1g de muestra pulverizada fuera de carbonatos (u otros contaminantes) a altas temperaturas en presencia de grandes cantidades de oxígeno (Waples, 1985) (Figura 2.1).

Estas muestras se combustionan a una temperatura de 1200°C (2192°F) utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja, se convierten en TOC, y se registran como porcentaje en peso másico de la roca.

La medición del TOC evalúa tres componentes (McCarthy et al., 2011): El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) proviene mayormente del craqueo térmico del kerógeno, este carbono se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado pero no ha expulsado. En el otro extremo se localiza el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas porque su estructura

química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno. Por último, el carbono convertible contenido en el kerógeno representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca. La capacidad para generar petróleo depende en gran medida de la composición química de esta fracción de carbono convertible.

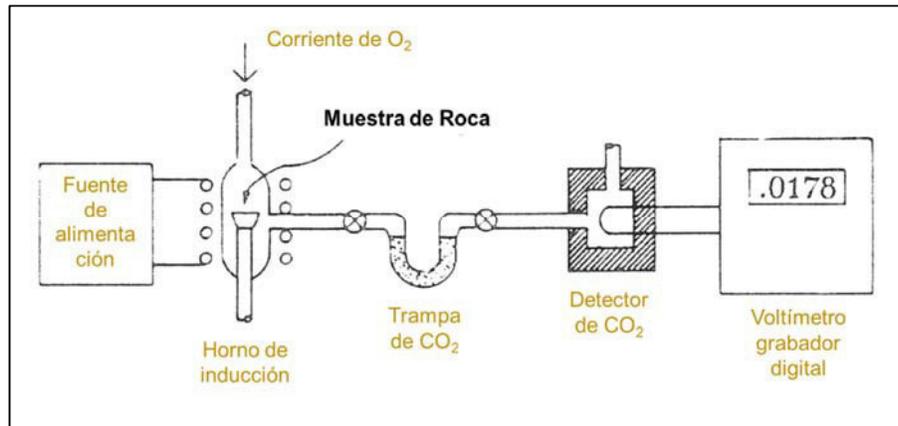


Figura 2.1 Diagrama esquemático de un analizador de carbono LECO (Waples, 1985).

Pirólisis

(Extraído de McCarthy et al., 2011)

Se utiliza el analizador Rock-Eval para el estudio de pirólisis. Este analizador fue desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo, y es un estándar industrial en materia de evaluación de rocas generadoras.

La técnica de pirólisis consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esta técnica requiere sólo 100 mg de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos (Figura 2.2).

La versión más moderna del aparato Rock-Eval utiliza tanto hornos de pirólisis como hornos de oxidación para calentar las muestras en una serie programada de etapas que oscilan entre 100°C y 850°C (212°F y 1562°F). Los análisis de las muestras son automatizados, y los resultados se computan antes de ser tabulados y volcados en un registro. Durante el proceso de pirólisis Rock-Eval, las muestras son calentadas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama (FID). Los detectores infrarrojos (IR)

sensibles miden el CO y el CO₂ durante los procesos de pirólisis y oxidación, una termocupla monitorea las temperaturas. Estas mediciones se registran en una gráfica denominada pirograma. Los resultados ayudan a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en la roca generadora y a determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales.

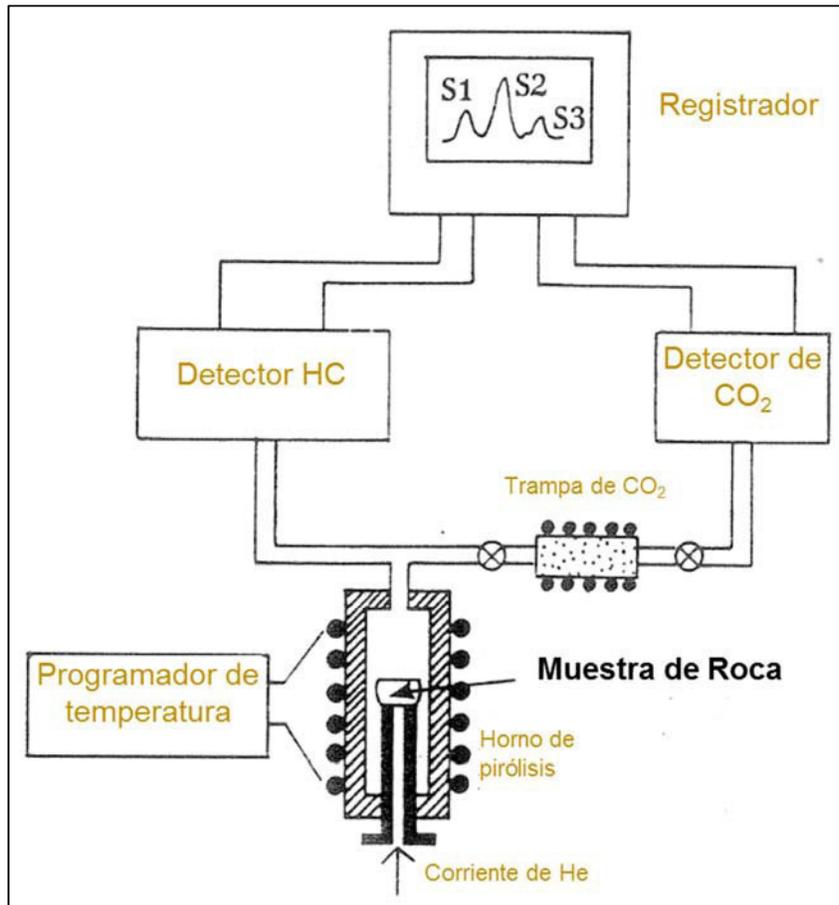


Figura 2.2 Diagrama esquemático de un pirolizador Rock-Eval (Waples, 1985).

Las muestras de rocas son calentadas en etapas e inicialmente se mantienen a una temperatura constante de 300°C (572°F) durante varios minutos, seguida por un período de calentamiento programado de 25°C (45°F) por minuto, hasta alcanzar una temperatura máxima de 850°C (1562°F) aproximadamente. Durante la Primera etapa, cualquier volumen de petróleo y gas libre generado previamente por el bitumen es destilado y liberado de la roca. Durante la etapa siguiente, se generan los compuestos de hidrocarburos a través del craqueo térmico del kerógeno insoluble. A medida que las temperaturas aumentan, el kerógeno libera CO₂ además de hidrocarburos. Este programa de aplicación de calor controlado es ilustrado mediante una serie de picos indicados en el pirograma.

Cromatografía de gases

La cromatografía es un método de separación de diferentes componentes de una muestra, este método logra la separación de los mismos a través del paso de una muestra por una fase estacionaria con la ayuda de la fase móvil (UCV, 2008).

En cromatografía de gases, la muestra se inyecta en la fase móvil, la cual es un gas inerte (generalmente He). En esta fase, los distintos componentes de la muestra pasan a través de la fase estacionaria que se encuentra fijada en una columna. Actualmente, las más empleadas son las columnas capilares.

La columna se encuentra dentro de un horno con programación de temperatura. La velocidad de migración de cada componente (y en consecuencia su tiempo de retención en la columna) será función de su distribución entre la fase móvil y la fase estacionaria.

Cada soluto presente en la muestra tiene una diferente afinidad hacia la fase estacionaria, lo que permite su separación: los componentes fuertemente retenidos por esta fase se moverán lentamente en la fase móvil, mientras que los débilmente retenidos lo harán rápidamente. Un factor clave en este equilibrio es la presión de vapor de los compuestos (en general, a mayor presión de vapor, menor tiempo de retención en la columna). Como consecuencia de esta diferencia de movilidad, los diversos componentes de la muestra se separan en bandas que pueden analizarse tanto cualitativa como cuantitativamente mediante el empleo de los detectores seleccionados (Gutiérrez & Droguet, 2002).

Cromatografía de gases-espectrometría de masas

(Extraído de Gutiérrez & Droguet, 2002)

La cromatografía de gases es una técnica separativa que tiene la cualidad de conseguir la separación de mezclas muy complejas. Pero una vez separados, detectados, e incluso cuantificados todos los componentes individuales de una muestra problema, el único dato que disponemos para la identificación de cada uno de ellos es el tiempo de retención de los correspondientes picos cromatográficos. Este dato no es suficiente para una identificación inequívoca, sobre todo cuando analizamos muestras con un número elevado de componentes, como es frecuente en cromatografía de gases capilar.

Por otra parte, la espectrometría de masas puede identificar de manera casi inequívoca cualquier sustancia pura, pero normalmente no es capaz de identificar los componentes individuales de una mezcla sin separar previamente sus componentes, debido a la extrema complejidad del espectro obtenido por superposición de los espectros particulares de cada componente.

Por lo tanto, la asociación de las dos técnicas, GC (“Gas Chromatography”) y MS (“Mass Spectrometry”) da lugar a una técnica combinada GC-MS que permite la separación e identificación de mezclas complejas.

La utilización de la cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas requiere sistemas especiales de conexión. En principio, se trata de dos técnicas que trabajan en fase gaseosa y necesitan una muy pequeña cantidad de muestra para su análisis, por lo que son muy compatibles (Figura 2.3).

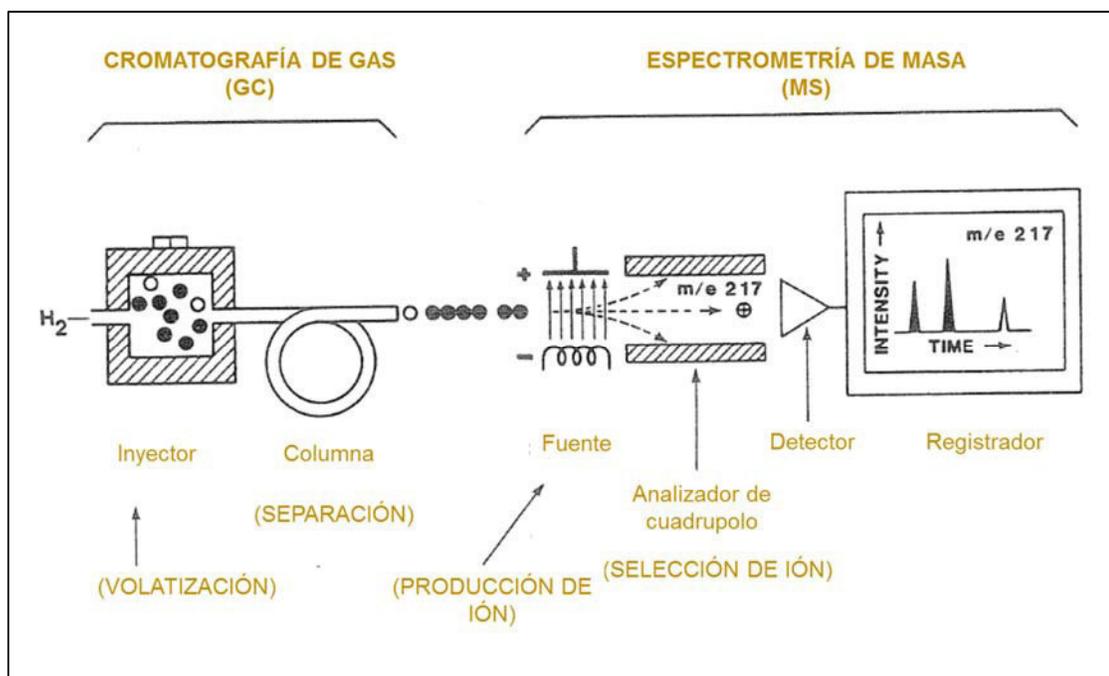


Figura 2.3 Diagrama esquemático de cromatografía de gases y espectrometría de masas (Waples, 1985).

El único obstáculo serio a la hora de realizar su acoplamiento es que el efluente que emerge de la columna cromatográfica sale a presión atmosférica y debe introducirse en el interior del espectrómetro de masas que trabaja a alto vacío. Actualmente, el acoplamiento directo resulta fácil cuando se utiliza la cromatografía de gases capilar, que es el caso más habitual. En resumen, una mezcla de compuestos inyectada en el cromatógrafo de gases se separa en la columna cromatográfica obteniendo la elución sucesiva de los componentes individuales aislados que pasan inmediatamente al espectrómetro de masas. Cada uno de estos componentes se registra en forma de pico cromatográfico y se identifica mediante su respectivo espectro de masas.

En este proceso, el espectrómetro de masas, además de proporcionar los espectros, actúa como detector cromatográfico al registrar la corriente iónica total generada en la fuente iónica, cuya representación gráfica constituye el cromatograma o “TIC” (total ion current). En efecto, la corriente iónica generada por todos los iones da lugar a un pico gaussiano de área proporcional a la concentración del compuesto detectado.

2.8 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El análisis y la interpretación de la información se obtuvo basándose en el tratamiento estadístico de los datos obtenidos mediante el análisis químico de las rocas lo cual permitió su caracterización geoquímica además de realizar inferencias sobre su ambiente de depositación y el rol de los fluidos en relación a la generación de gas, aportando así datos actualizados sobre la roca madre de los hidrocarburos en el sur del Perú.

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

3.1 ANTECEDENTES

A lo largo de la historia de la exploración y explotación petrolera en la selva sur peruana, se han realizado diversos estudios para determinar el potencial hidrocarburífero del área. Desde sus inicios, se han efectuado numerosos estudios geoquímicos (análisis e interpretaciones) con el objetivo de determinar las posibles rocas responsables de la generación del gas y condensado descubiertos en la cuenca Ucayali Sur. Los resultados obtenidos muestran algunas diferencias al momento de vincular las acumulaciones de hidrocarburos con las posibles rocas generadoras, sin embargo todas coinciden en que las formaciones con mejor potencial para generar gas y condensado se encuentran distribuidas entre el Pérmico y Devónico.

Entre los estudios geoquímicos de roca madre y correlación con hidrocarburos del Grupo Ambo, se puede mencionar los elaborados por: BGR-Petroperú (1982a), Shell Research B.V. (1982-1988), Exxon (1989), Simon Petroleum Technology (1993a), D. Uyén (1993), Anadarko (1995), Core Laboratories (1996a, 1996b), Shell International Exploration and Production B.V.(1997a, 1997b, 1997c, 1997d), Geomark (1996), Perupetro S.A. and Idemitsu Oil & Gas (1999, 2000), H. Villar (2002, 2003), Petroperú S.A. & InfoLogic (2006) y los realizados por Pluspetrol (2006-2011). A continuación se describen los principales resultados de algunos de estos trabajos.

En 1982 el convenio Petroperú-BGR en su reporte Evaluación de Potencial Petrolífero Cuencas Huallaga, Ucayali y Madre de Dios-Anexo C. Información e Interpretación Geoquímica y Geotérmica, realizó el análisis geoquímico de muestras de afloramientos del Grupo Ambo en las localidades Río Alto Manu, Pongo de Coñec, Río Camisea y Pongo de Mainique, las cuales fueron estudiadas dentro del capítulo Cuenca Madre de Dios, ya que se consideraron sólo los campos de Agua Caliente y Maquia data dentro de la Cuenca Ucayali.

Los resultados muestran cantidades regulares a buenas de TOC (1.3-2.4 %), describiéndola como de mejor calidad para la generación de gas que de petróleo, no presenta data de Rock Eval.

Shell, en los lotes exploratorios que conforman el actual área de Camisea y el área de Sepa (ex Lotes 38 y 42), realizó una serie de reportes enfocados a determinar el origen de los hidrocarburos presentes y correlacionarlos con la roca madre que lo generó. Así se realizaron estudios geoquímicos a muestras de afloramientos, recortes de perforación, coronas, muestras de gases y líquidos de pozos perforados en el área.

Los primeros análisis geoquímicos realizados por Shell Research B.V durante 1982-1988 describen al Grupo Ambo como una roca madura buena a excelente, con contenido orgánico escaso a moderado (0.6-5 %peso de TOC), materia orgánica principalmente húmica, constituida por restos de plantas terrestres con contribución de algunas algas, kerógeno principalmente de tipo III, Ro (%): 0.76-1.10, la cual implica principalmente la generación de gas/condensado. Los análisis a los condensados del pozo San Martín-1X atribuyen al Grupo Ambo ser la roca generadora.

En 1998 Shell Prospecting and Development (Perú) B.V., identifica tres principales rocas generadoras en el área, reconociendo al Grupo Ambo como la principal roca generadora de la cuenca Ucayali Sur; la cual se caracteriza por presentar un intervalo rico en materia orgánica compuesta por lutitas y limolitas intercalados con niveles de carbón, de 50 m de espesor, identificados en los pozos Sepa-1X y San Martín-1X. Estos horizontes orgánicamente ricos son maduros para la generación de petróleo y gas en pozos y afloramientos. En este mismo reporte, análisis realizados a muestras de gas del pozo Cashiriari-3S1 presentan una buena correlación con el gas obtenido de laboratorio de las rocas pertenecientes al Grupo Ambo y Formación Tarma.

En 1993, Simon Petroleum Technology, en su reporte *Geology, Hydrocarbon Potential and Prospect Analysis, Ucayali Basin*, realizó una evaluación geoquímica, en base a data proveniente de los análisis realizados por Robertson Research en las cuencas Marañón y Ucayali (1988-1990). El Grupo Ambo comprende una secuencia de areniscas continentales a marino-marginal con lutitas carbonáceas y marinas. Análisis a muestras de afloramiento del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique indican un promedio de TOC de 17%, los kerógenos analizados de estas muestras, señalan un contenido significativo de componentes amorfos lo cual sugiere, que estas lutitas pueden haber generado petróleo a bajos niveles de

madurez termal, sin embargo otras muestras con bajos niveles de madurez muestran potencial para general gas con menores cantidades de petróleo. La caracterización de las rocas madre del Grupo Ambo señala la ausencia de materia orgánica terrestre, y la presencia de materia orgánica algal lacustre. Las muestras del Pongo de Mainique indican una madurez medio a tardío. El estudio concluye que los condensados de San Martín y Cashiriari provienen de distintas rocas madres, debido a la diferencia de valores de isótopos de carbono (Cashiriari menos que en San Martín).

El estudio realizado por Uyén (1993) a muestras de petróleo, condesado, *oil seeps* y muestras de recortes y afloramientos de posibles rocas madres de las cuencas Ucayali y Madre de Dios, permitió, basados en sus características geoquímicas, clasificar estos hidrocarburos en cuatro grupos principales, siendo el Grupo III los conformados por los condensados de Cashiriari, San Martín y *oil seep* de Shintuya, considerando a sus posibles rocas generadoras a las del Grupo Ambo y Grupo Cabanillas. Entre algunos argumentos se encuentran: los condensados del área de Camisea presentan un porcentaje mayor de cicloalcanos lo cual indicaría la presencia de materia orgánica con mayor influencia de plantas terrestres depositadas en medio ambiente parcialmente oxigenado, la relación pristano/fitano de los condensados de Camisea (excepto sepa) es 2.0 ± 0.1 lo cual indica que los condensados habrían sido generados por materia orgánica con gran influencia terrestre, los condensados de Cashiriari y el *oil seep* de Shintuya tienen valores promedio de $\delta^{13}C_{Sat} = -26$ y $\delta^{13}C_{Sat} = -24.25$, lo cual indicaría un ambiente de depositación transicional con gran influencia terrestre para la materia orgánica generadora de los condensados de Cashiriari. Los análisis de biomarcadores de las posibles rocas generadoras con los petróleos y condensados analizados así como el conocimiento de la distribución vertical y horizontal de los petróleos y condensados en relación a la distribución de las posibles rocas generadoras en el área, permitieron establecer una correlación preliminar de este grupo de petróleos con las rocas del Grupo Ambo y Grupo Cabanillas.

En 1996, el laboratorio Corelab realizó un estudio geoquímico regional de las cuencas subandinas para determinar las relaciones petróleo-roca generadora. En la cuenca Ucayali se analizaron lutitas y carbones del Grupo Ambo de los afloramientos Río Camisea, Pongo de Mainique y Río Pagoreni Norte, y de los pozos Sepa-1X, San Martín-1X, entre otros. Los resultados de los análisis geoquímicos, dan valores de TOC que varían entre 0.5-42%, los valores de HI varían entre 40-240 mgHC/gTOC, los valores de Tmax evidencian un grado

de maduro a sobremaduro (461-471°C), los valores de reflectancia varían entre 0.7-0.92%, el análisis visual de kerógeno describen un mayor contenido de materia orgánica amorfa (50-60%), seguido de vitrinita (15-20%), y en menor proporción liptinita e inertinita. Los valores de cromatografía de gases a extractos de roca muestran un perfil típico de petróleo ligero o condensado con altos valores de pristano/fitano (2.67), bajos valores de pristano nC17 (0.38), y fitano nC18 (0.16). Estos resultados sugieren un mix de facies orgánicas con un alto grado de madurez termal.

En el mismo año la Cía. GeoMARK Research en su estudio Regional Petroleum Geochemistry of Crude Oils from Peru, analizó las muestras de hidrocarburos de los campos de Cashiriari y San Martín, clasificándolas dentro de la familia M, juntamente con los petróleos de Aguaytía, según el estudio estos petróleos tienen características geoquímicas consistentes con rocas madres pre cretácicas compuestas por materia orgánica terrestre. Estos condensados están caracterizados por elevados radios de sat/aro y pristano/fitano (>2.5), composición isotópica intermedia a pesada, abundante terpanos tricíclicos y tetracíclicos de bajo peso molecular (C19-C20), bajas proporciones de terpanos tricíclicos y pentacíclicos, y una predominancia de esteranos C29.

Entre los últimos estudios de análisis geoquímicos se encuentran el realizado por Villar el 2003, este estudio está basado en la revisión de previos reportes geoquímicos realizados entre 1982 y el 2002 en las cuencas Ucayali y Madre de Dios, con énfasis en la subcuenca de Camisea y áreas cercanas. El análisis muestra a la Formación Ene y el Grupo Ambo como unidades que tienen el carácter de roca madre más sistémico y extendido en áreas relativamente cercanas a Camisea. El Grupo Ambo muestra características de roca madre mixtas con una predominancia de generar gas, la estimación del estrés termal de las rocas indican fases de generación media a tardía para el Grupo Ambo. El análisis Rock-Eval de muestras del Grupo Ambo indica un kerógeno tipo II/III a III apuntando a una roca generadora mixta de gas/petróleo. Este estudio resalta también la complejidad y ambigüedad en la caracterización de las familias de petróleos en las cuencas y el nexo genético con sus rocas generadoras. En particular los condensados de San Martín son diferentes de los condensados de Cashiriari en sus valores isotópicos de las fracciones saturadas y aromáticas y en sus posiciones distintas en el diagrama pristano/nC17 versus fitano/nC18, lo cual sugiere una madurez termal baja y una predominancia de contribución acuática en un ambiente depositacional reductor de la roca madre.

Los análisis de condensados (3) realizados para Pluspetrol (2006) muestran un rango de concentración de diamondoides: en dos muestras indican que se encuentran altamente craqueadas, mientras que en otra de ellas es un mix de petróleo craqueado parcialmente con petróleo negro. Los análisis isotópicos indican que la parte craqueada de los tres petróleos están relacionados, sugiriendo una misma roca generadora. Estas muestras fueron comparadas con datos de petróleos de la cuenca Madre de Dios que fueron previamente correlacionados con rocas generadoras marinas devónicas, lo que sugiere que las rocas devónicas son las generadoras para las porciones craqueadas de los tres petróleos estudiados. Posteriormente el 2008 se hizo el análisis dos muestras de condensados de Cashiriari, en ella, la integración de todos los estudios de biomarcadores, sugieren que estas muestras provienen de una misma roca generadora marina anóxica, la relación de esteranos C28/C29 muestra similitud con los fluidos de rocas generadoras jurásicas-pérmicas. Esta comparación sugiere la posibilidad de contribución de rocas generadoras paleozoicas y jurásicas para el gas y condensado presentes en la cuenca Ucayali Sur.

3.2 BASES TEÓRICAS

3.2.1 Geoquímica Orgánica

La geoquímica orgánica aplicada en la exploración de hidrocarburos comprende esencialmente el estudio de la roca madre, su caracterización geoquímica, su relación con el medio sedimentario, su composición orgánica y grado de transformación diagenética o maduración. A su vez, la geoquímica orgánica ahonda en el conocimiento de los compuestos que forman el petróleo (gas y aceite) y en la composición de los organismos vivos de los que deriva (Permanyer, 2014).

A fin de aplicar la geoquímica en exploración de hidrocarburos se debe contar con métodos apropiados para reconocer la roca madre y correlacionarla con los fluidos. La identificación de la roca madre requiere un entendimiento de los procesos sedimentológicos que dieron lugar a las características de estas rocas así como los factores diagenéticos, catagenéticos y metagenéticos involucrados en la generación de hidrocarburos. La correlación involucra el conocimiento de los mecanismos de migración y los factores que pueden actuar para cambiar la composición de los hidrocarburos (Barker, 2000).

3.2.2 Definición de roca madre

Todos los yacimientos de gas y petróleo se originan de una roca fuente o roca madre, la viabilidad de cada prospecto, ya sea convencional o no convencional, depende de su roca madre: sin este elemento, todos los demás componentes y procesos necesarios para la generación y acumulación de hidrocarburos se vuelven irrelevantes (McCarthy et al., 2011).

Se define como *roca madre*, a la roca sedimentaria que es, puede llegar a ser o ha sido capaz de generar hidrocarburos (Tissot & Welte, 1984).

Existen en la literatura diferentes clasificaciones para la roca madre, entre las más comunes se tienen las siguientes:

Roca madre efectiva, es por su parte, aquella que está generando o ha generado y expulsado hidrocarburos (Waples, 1985).

Posible roca madre, es cualquier roca sedimentaria cuyo potencial generador no ha sido aún evaluado, pero que podría generar y expulsar hidrocarburos (Waples, 1985).

Potencial roca madre, es cualquier roca sedimentaria inmadura capaz de generar y expulsar hidrocarburos siempre y cuando alcancen niveles de madurez termal apropiados para generar (Waples, 1985).

Roca madre activa, es aquella que está generando y expulsando hidrocarburos en el momento crítico, comúnmente porque se encuentra en la ventana de generación (Dow, 1977).

Roca madre inactiva, es aquella roca que estuvo activa pero que ha detenido temporalmente su generación, aunque todavía muestra potencial de generación (Barker, 1979).

3.2.3 Kerógeno

El kerógeno es una mezcla de macerales y de productos de degradación reconstituidos de la materia orgánica (Peters & Cassa, 1994). Está definido como la porción de materia orgánica presente en rocas sedimentarias insoluble en solventes orgánicos. La insolubilidad del

kerógeno es resultado directo del gran tamaño de moléculas de kerógeno los cuales tienen pesos moleculares altos. Cada molécula de kerógeno es única, ya que tienen estructuras formadas por una combinación al azar de fragmentos de moléculas pequeñas. Las características físicas y químicas del kerógeno están fuertemente influenciadas por el tipo de moléculas biogénicas de las cuales están formadas y también por las transformaciones diagenéticas de estas moléculas orgánicas. La composición del kerógeno está también afectada por procesos de madurez termal (catagénesis y metagénesis) que alteran el kerógeno original. Los procesos diagenéticos y catagenéticos del kerógeno así como la naturaleza de la materia orgánica del cual fue formada, influyen en la habilidad del kerógeno de generar petróleo y gas (Waples, 1985).

3.2.3.1 Tipos de kerógeno

En los años 70, investigadores del Instituto Francés del Petróleo (IFP), desarrollaron un esquema muy útil para describir el kerógeno, que aún es un estándar hoy en día. Ellos identificaron inicialmente 3 principales tipos de kerógeno (I, II y III), y posteriormente un cuarto tipo de kerógeno. Su clasificación está basada en las características químicas del kerógeno y de la naturaleza de los organismos de los que son derivados (Waples, 1985) (Tabla 3.1).

Kerógeno Tipo I

Este kerógeno está formado por macerales del tipo liptinita, pero pueden estar presentes pequeñas cantidades de vitrinita e inertinita. Este tipo de kerógeno parece ser derivado de retrabajo bacteriano de materia orgánica algal rica en lípidos. Las ocurrencias de este tipo de kerógeno son limitadas a lagos anóxicos y algunos no usuales ambientes marinos. Muestra un alto índice atómico de H/C (≥ 1.5) y bajo índice atómico de O/C (≤ 0.1). Posee generalmente un bajo contenido de sulfuros. El kerógeno tipo I tiene una capacidad alta de generar hidrocarburos líquidos (Peters & Cassa, 1994).

Kerógeno Tipo II

El kerógeno tipo II está también dominado por macerales del tipo liptinita. La mayor parte de estos kerógenos se encuentran en sedimentos marinos depositados bajo condiciones reductoras. Muestra un alto índice atómico de H/C (1.2-1.5) y bajo índice atómico de O/C comparado con los kerógenos tipo III y IV. El contenido de sulfuro es generalmente más alto

que en los otros tipos de kerógeno, debido a ello se cuenta con una variación conocida como kerógeno tipo II-S. Posee alta capacidad de generar hidrocarburos líquidos (Peters & Cassa, 1994).

Kerógeno Tipo III

Conformado por materiales orgánicos terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. Muestra un bajo índice atómico de H/C (< 1.0) y alto índice atómico de O/C (≤ 0.3) por lo que tiende a generar gas (Peters & Cassa, 1994).

Kerógeno Tipo IV

Constituido por materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos re TRABAJADOS u oxidados. Se le considera como “carbono muerto”, sin potencial para generación de hidrocarburos. Muestra un muy bajo índice atómico de H/C (0.5-0.6 aprox.) y bajo a alto índice atómico de O/C (≤ 0.3). Este tipo de kerógenos están constituidos por macerales de inertinita que generan poco o nada de hidrocarburos durante la maduración (Peters & Cassa, 1994).

Tabla 3.1 Tipos de kerógeno, macerales que los constituyen y materia orgánica que lo origina (Waples, 1985).

TIPO DE KERÓGENO	MACERAL	MATERIA ORGÁNICA ORIGINAL
I	Alginita	Algas aguas frescas
II	Exinita	Polen, esporas
II	Cutinita	Cutículas de plantas terrestres
II	Resinita	Resinas de plantas terrestres
II	Liptinita	Todos los lípidos de plantas terrestres, algas marinas
III	Vitrinita	Material leñoso y celulósico de plantas terrestres
IV	Inertinita	Carbón, altamente oxidado o material re TRABAJADO sin origen

3.2.4 Petróleo e hidrocarburo

Se define como *petróleo*, a la mezcla constituida predominantemente por hidrocarburos y cantidades variables de no hidrocarburos, presentes en la naturaleza en los estados líquido (óleo), gaseoso (gas natural) o sólido (asfalto) (Gonçalves F., 2007) (Tabla 3.2).

El término hidrocarburo, es comúnmente empleado en la industria petrolera para describir al petróleo y/o gas natural, sin embargo el uso de este término es incorrecto desde el punto de vista químico. Los *hidrocarburos*, estrictamente desde el punto de vista químico, son compuestos formados únicamente por carbono e hidrógeno.

Los *no hidrocarburos* (compuestos NSO), que conforman los petróleos están conformados principalmente por cantidades de nitrógeno, sulfuros, oxígenos, trazas de metales y otros elementos (Waples, 1985).

Tabla 3.2 Composición química del petróleo (En Gonçalves F., 2007)

Elemento	% Mínimo	% Máximo
C	82.2	87.1
H	11.8	14.7
S	0.1	5.5
O	0.1	4.5
N	0.1	1.5
Otros	-	0.1

3.2.4.1 Formación del petróleo y gas

Han existido varias teorías sobre el origen del petróleo y gas, estas pueden ser clasificadas en dos grupos: las teorías inorgánicas y las teorías orgánicas. Las *teorías inorgánicas o abiogénicas*, explican la formación del petróleo esencialmente por reacciones químicas entre compuestos metálicos y/o por procesos geológicos (volcánicos), dentro de este grupo de teorías las principales son las de Berthelot (1866), Mendeleiev (1897) y Moissan (1902). Las *teorías orgánicas o biogénicas* como las de Engler (1911) son las más aceptadas en el mundo

geocientífico, y explican la formación de petróleo entre otros factores, por la descomposición de la materia orgánica proveniente de plantas y animales, que han sido sometidos a presiones y temperaturas elevadas.

Las teorías orgánicas del origen del petróleo y gas explican cómo la materia orgánica derivada de plantas y animales se convierte en hidrocarburos, estos procesos de transformación son muy complejos, aun así con muchos detalles, este proceso sigue siendo poco entendido.

Se sabe que los restos orgánicos de plantas y algas son mayormente preservados en sedimentos de granos finos depositados en ausencia de oxígeno. Esta materia orgánica es modificada por reacciones químicas y biológicas de baja temperatura (diagénesis) que ocurren durante el transporte y enterramiento temprano en la cuenca. La mayor parte de la materia orgánica es transformada durante la diagénesis en kerógenos (moléculas de gran tamaño), los cuales juegan un rol principal como precursores de petróleo y gas. El estadio temprano de generación de hidrocarburos ocurre durante la diagénesis (Figura 3.1), ciertos microorganismos llamados metanógenos, convierten algunos restos orgánicos en metano biogénico. La formación de metano biogénico ha sido reconocida por mucho tiempo, sin embargo solo en los últimos años se ha reconocido que las grandes reservas de gas natural en muchas áreas, son de origen biogénico.

Conforme la profundidad de enterramiento se incrementa, la temperatura aumenta y la porosidad y permeabilidad disminuyen. Estos cambios conducen a un cese gradual de la actividad microbial, hasta llevarla a su fin. Durante la segunda fase de transformación llamada catagénesis, el kerógeno empieza a descomponerse en pequeñas moléculas móviles. En los estadios tempranos de catagénesis la mayoría de las moléculas producidas del kerógeno son aun relativamente grandes, estos son los precursores del petróleo y son llamados bitumen.

En los estadios finales de catagénesis y en el estadio final de transformación, llamado metagénesis, el principal producto consiste de pequeñas moléculas de gas. Al final de la metagénesis, el metano, o gas seco, evoluciona junto con gases que no son de hidrocarburo tales como CO₂, N₂ y H₂S, ya que las moléculas de petróleo se descomponen en moléculas de gas más pequeñas (Waples, 1985).

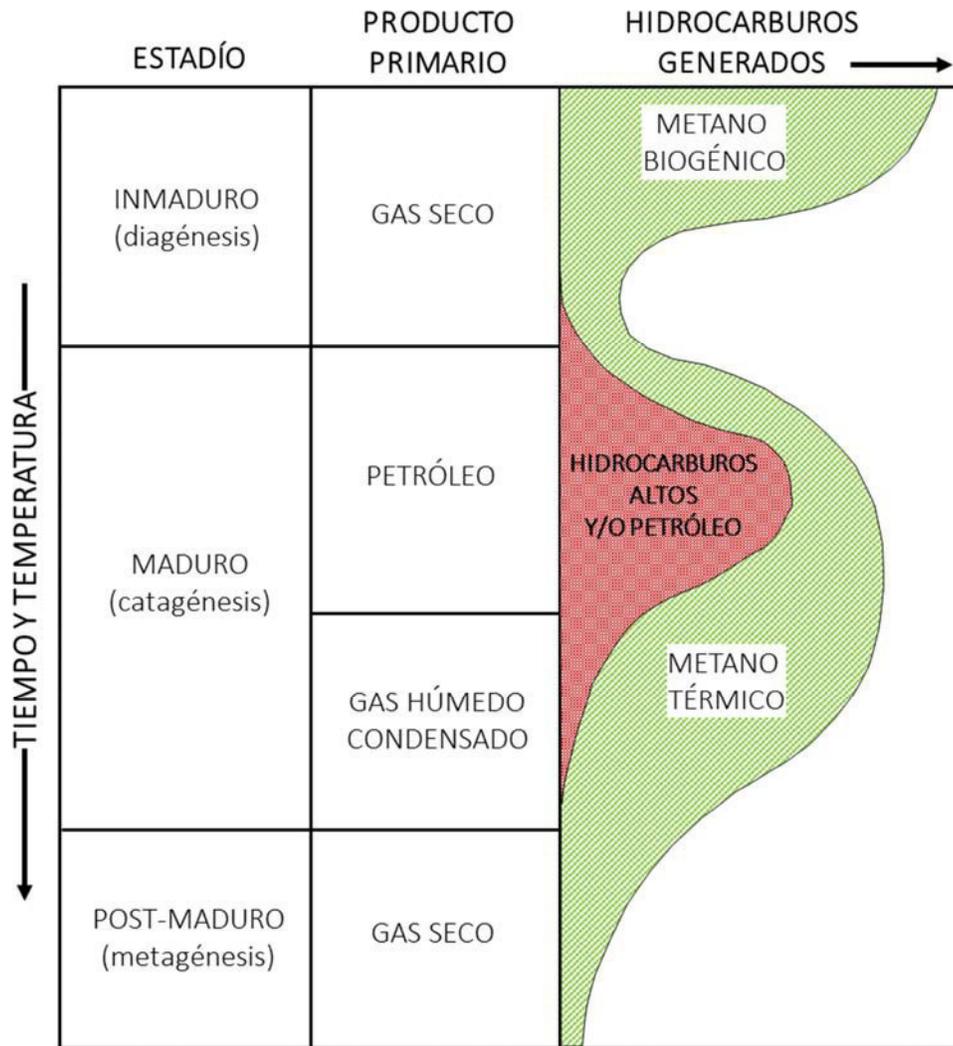


Figura 3.1 Esquema generalizado de generación de petróleo y gas en función de madurez termal de rocas generadoras. (Rice & Claypool, 1981)

3.2.5 Evaluación de la roca madre

Para determinar el potencial real de generación de hidrocarburos de las rocas madres, se debe evaluar geoquímicamente tres requisitos importantes: contenido de materia orgánica, calidad o tipo de materia orgánica y grado de evolución o madurez de la materia orgánica (Peters & Cassa, 1994).

3.2.5.1 Contenido de materia orgánica

El carbono orgánico total (*Total organic content*, TOC), describe la cantidad de carbón orgánico en una muestra de roca incluyendo el kerógeno y bitumen (en porcentaje de la masa

total, %peso). La medición del TOC es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica.

La medición del TOC evalúa tres componentes (McCarthy et al., 2011):

El *carbono de la materia orgánica extraíble*, proviene mayormente del craqueo térmico del kerógeno, este carbono se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado pero no ha expulsado.

En el otro extremo se localiza el *carbono residual*, que comprende la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas porque su estructura química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno.

El *carbono convertible*, contenido en el kerógeno, representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca. La capacidad para generar petróleo depende en gran medida de la composición química de esta fracción de carbono convertible.

Los valores del TOC sólo proporcionan una escala semicuantitativa del potencial de generación de petróleo (Tabla 3.3). El valor del TOC indica la cantidad pero no la calidad de la materia orgánica, por ejemplo el grafito es 100% carbón pero no genera petróleo (Peters & Cassa, 1994). Si esta prueba de clasificación inicial demuestra que existe suficiente contenido orgánico, la roca debe someterse a pruebas adicionales para establecer la calidad y la madurez de la materia orgánica (McCarthy et al., 2011).

Tabla 3.3 Clasificación del contenido orgánico total de una roca inmadura (Peters & Cassa, 1994)

POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO	TOC (wt. %)	BITUMEN (wt. %)	HC (ppm)
Pobre	0 - 0.5	0 - 0.05	0 - 300
Regular	0.5 - 1	0.05 - 0.1	300 - 600
Bueno	1 - 2	0.1 - 0.2	600 - 1200
Muy Bueno	2 - 4	0.2 - 0.4	1200 - 1400
Excelente	> 4	> 0.4	> 2400

3.2.5.2 Calidad de la materia orgánica

No toda la materia orgánica preservada en los sedimentos tiene la capacidad de generar hidrocarburos, esta generación se relaciona al tipo de materia orgánica acumulada.

El análisis de la calidad de la materia orgánica se realiza en función del tipo de kerógeno, éste se puede evaluar mediante métodos directos (pirólisis) y métodos indirectos (caracterización visual del kerógeno) (Waples, 1985).

3.2.5.2.1 Pirólisis

La pirólisis es una técnica directa de determinación del tipo de kerógeno de la materia orgánica, se utiliza el analizador Rock Eval para su evaluación. Este analizador fue desarrollado por el IFP, y se ha convertido en un estándar industrial en materia de evaluación de rocas generadoras (McCarthy et al., 2011).

La técnica de pirólisis consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esta técnica requiere sólo 100 mg de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos. Los resultados de la aplicación de esta técnica, se ven ilustrados mediante una serie de picos indicados en el pirograma (Figura 3.2).

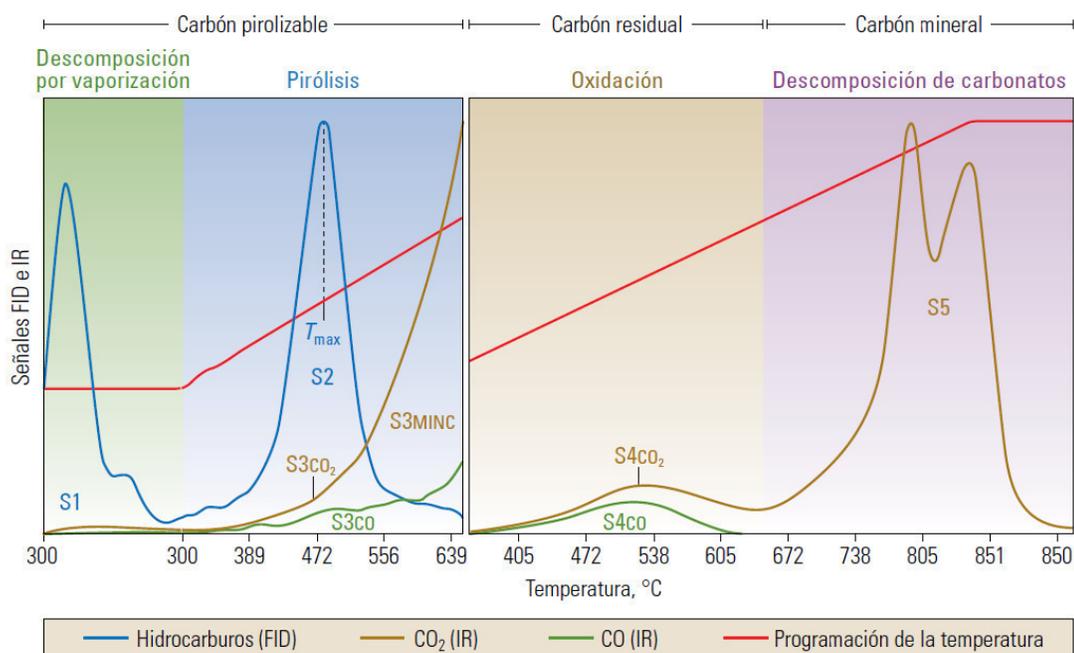


Figura 3.2 Ejemplo de pirograma que muestra los resultados de una pirólisis programada (McCarthy et al., 2011).

El primer pico, S₁, registra los hidrocarburos preexistentes en la roca que son liberados durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C. Estos hidrocarburos se generaron en el subsuelo, pero fueron expulsados de la roca recién durante el proceso de pirólisis, sin el craqueo del kerógeno. El pico S₁ representa cuántos miligramos de hidrocarburos libres pueden destilarse por efectos de la temperatura a partir de un gramo de la muestra.

El pico S₂, representa los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno. El pico S₂ representa los miligramos de hidrocarburos residuales contenidos en un gramo de roca, por lo que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica. El pico S₂ es una medida más real del potencial de roca madre que el TOC, ya que el TOC incluye carbón muerto incapaz de generar hidrocarburos (McCarthy et al., 2011) (Tabla 3.4).

Tabla 3.4 Relación de parámetros geoquímicos producidos de la pirólisis (Peters & Cassa, 1994).

Potencial de roca generadora	TOC (wt. %)	S ₁	S ₂	HC (ppm)
Pobre	0 - 0.5	0 - 0.5	0 - 2.5	0 - 300
Regular	0.5 - 1	0.5 - 1	2.5 - 5	300 - 600
Bueno	1 - 2	1 - 2	5 - 10	600 - 1200
Muy bueno	2 - 4	2 - 4	10 - 20	1200 - 2400
Excelente	> 4	> 4	> 20	> 2400

El pico S₃ representa el CO₂ que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis.

Después de la pirólisis, el carbono orgánico residual se oxida en un horno independiente para producir el pico S₄. La medición del pico S₄ puede separarse en los componentes dióxido de carbono y monóxido de carbono para proveer los picos S₄CO₂ y S₄CO. Un pico de CO₂ independiente, el pico S₅, refleja el dióxido de carbono derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra (McCarthy et al., 2011).

La temperatura de calentamiento (T_{max}) a la que se produce el pico S₂, está relacionada con

el grado de maduración térmica de la muestra. Esta temperatura no debe confundirse con las temperaturas geológicas (McCarthy et al., 2011) (Tabla 3.5).

Tabla 3.5 Relación del Tmax y el estadio de madurez de la roca madre (Peters & Cassa, 1994).

Estadio de madurez termal	Tmax (°C)
Inmaduro	< 435
Madurez temprana	435 – 445
Pico de madurez	445 – 450
Madurez tardía	450 – 470
Sobremaduro	> 470

A partir de las relaciones de los componentes producidos durante la pirolisis (S_1 , S_2 , S_3), se obtienen índices que proporcionan información importante de composición química y madurez de la roca madre (Peters & Cassa, 1994):

Índice de Hidrógeno (IH = $S_2 \times 100/TOC$): Representa la cantidad de hidrógeno en el kerógeno, lo cual indica el potencial de la roca para generar hidrocarburos. Altos valores de índice de hidrógeno indican gran potencial para generar hidrocarburos (Tabla 3.6).

Índice de Oxígeno (IO= $S_3 \times 100/TOC$): Está relacionado a la cantidad de oxígeno en el kerógeno.

Tabla 3.6 Parámetros geoquímicos describiendo el tipo de kerógeno y los hidrocarburos originados (Peters & Cassa, 1994).

Tipo de Kerógeno	HI	S_2/S_3	H/C	Tipo de producto expulsado en el pico de madurez
I	> 600	> 15	> 1.5	Petróleo
II	300 – 600	10 – 15	1.2 – 1.5	Petróleo
II/III*	200 – 300	5 – 10	1.0 – 1.2	Mezcla petróleo y gas
III	50 – 200	1 – 5	0.7 – 1.0	Gas
IV	< 50	< 1	< 0.7	Ninguno

II/III* kerógenos de composición entre el tipo II y el III que muestran un valor de HI intermedio

Cabe resaltar que existe una buena correlación entre el índice de hidrógeno y la relación H/C, y entre el índice de oxígeno y la relación O/C (Espitalié et al. 1977). De esta manera estos dos índices pueden ser ploteados en el diagrama van Krevelen, e interpretados de la misma manera (Figura 3.3)

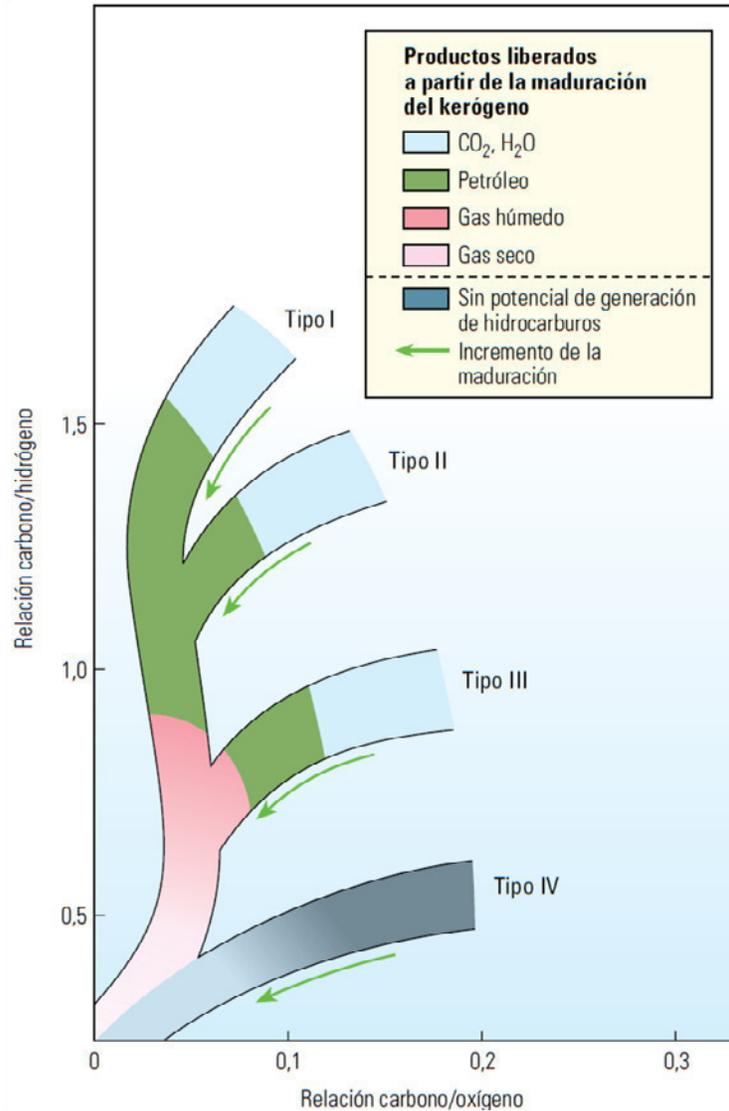


Figura 3.3 Diagrama modificado van Krevelen mostrando variación en las relaciones H/C y O/C para kerógeno inmaduros tipo I, II y III, y la dirección evolutiva para cada tipo de kerógeno durante la catagénesis (McCarthy et al., 2011).

Índice de Producción (IP = $S_1/(S_1+S_2)$): Es una medida de conversión del kerógeno en petróleo, corresponde por lo tanto a una tasa de transformación. El IP aumenta con la profundidad en una roca de grano fino en la medida en que el potencial generador de kerógeno (S_2) es convertido en hidrocarburos libre (S_1) (Figura 3.4). Además, tiende a

incrementarse gradualmente con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos (Waples, 1985).

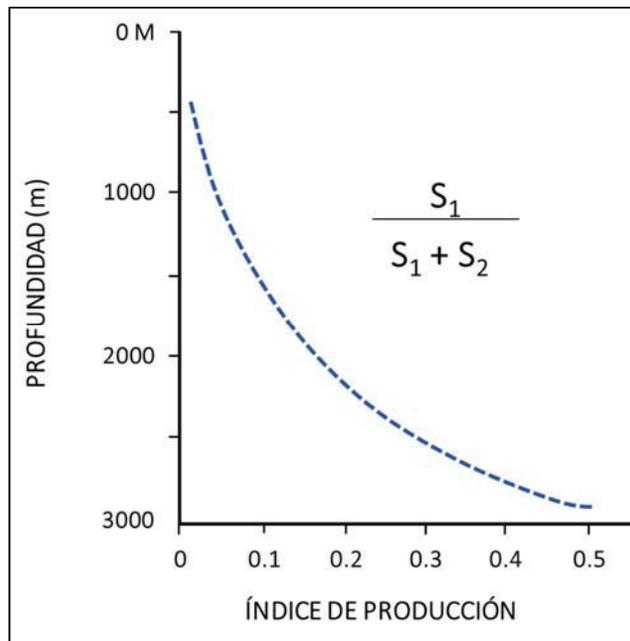


Figura 3.4 Incremento del índice de producción (IP) con la profundidad (Modificado de Espitalié et al. 1977).

Potencial de Generación (S_1+S_2): Representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría generar una roca generadora suficientemente madura. Corresponde a la cantidad de hidrocarburos que genero la roca (S_1) y la cantidad que la roca podría generar si el proceso de maduración continuara (S_2) (Tabla 3.7).

Tabla 3.7 Valores potencial de petróleo (Merrill, 1991).

Potencial de Generación (S_1+S_2) mg/g	
Pobre	< 2
Regular	2 - 6
Muy bueno	> 6

3.2.5.2.2 Caracterización visual del kerógeno

Los estudios de las partículas de kerógeno bajo un microscopio de luz transmitida han constituido una parte integral de la geoquímica orgánica por muchas décadas. Los análisis microscópicos de concentración de kerógeno en las muestras, proveen a menudo información importante del tipo de materia orgánica presente, sin embargo es difícil estimar los porcentajes en peso de los diversos componentes. Estos análisis microscópicos del tipo de kerógeno describen las proporciones de los distintos macerales en la muestra (Waples, 1985).

Tipos de Macerales

Existen tres principales grupos de macerales presentes en carbones y rocas sedimentarias, estas son: liptinita (exinita), vitrinita e inertinita (Stach et al., 1982):

Grupo Liptinita (Conocido también como Exinita): Deriva de remanentes de plantas ricas en oxígeno tales como polen, resinas, ceras, bálsamos, látex y grasas; también es producto de la degradación bacteriana de proteínas, celulosa y otros carbohidratos. Posee alto contenido de hidrógeno, presenta coloración oscura y reflectividad baja. Cuando este grupo de macerales está presente en el carbón, estos tienden a retener la forma original de la planta y por esa razón se les llama “plantas fósiles” o fiterales. Según su naturaleza fiteral, estos macerales son clasificados en sporinita, cutinita, resinita y alginita (Tabla 3.8).

Grupo Vitrinita: Estos macerales son producto de la carbonificación de sustancias húmicas. Son derivados de las paredes celulares de las plantas (tejido leñoso), las cuales están compuestas químicamente de polímeros, celulosa y lignina. Las sustancias húmicas poseen componentes de colores oscuros y se caracterizan por tener reflectividad media y alto contenido de oxígeno. La vitrinita contiene alto contenido de fracciones aromáticas y de oxígeno, la relación hidrógeno/carbono y su materia volátil es intermedia entre la liptinita y la inertinita. Es el grupo más abundante de los macerales (Tabla 3.8).

Grupo Inertinita: Denominado así ya que los constituyentes de este grupo de macerales son más inertes que los constituyentes de los grupos de la liptinita y la vitrinita. Estas sustancias son derivadas de restos de plantas que han sido fuertemente alterados y degradados en la etapa de formación del carbón. Este grupo tiene el valor de reflectancia más alto de los macerales que se distinguen por su estructura y relativa reflectancia. Este

grupo incluye a las fusinitas, semifusinitas, macrinitas, micrinitas y esclerotonitas (Tabla 3.8).

Tabla 3.8 Subdivisión de los grupos macerales (Stach et al.,1982; Leonard & Hardinge, 1991; ICCP, 1998; ICCP, 2001).

GRUPO MACERAL	SUBRUPO MACERAL	MACERAL	VARIEDAD MACERAL
Vitrinita	Telovitrinita	Telinita Colotelinita	Cordaitotelinita Fungotelinita Xylotelinita
	Detrovitrinita	Vitrodetrinita Colodetrinita	Lepidofitotelinita Sigilariotelinita
	Gelovitrinita	Corpogelinita Gelinita	
Liptinita		Esporinita	Tenuiesporinita Crasiesporinita Microesporinita Macroesporinita
		Cutinita Resinita Alginita	Pila-alginita Reinschia-alginita
		Liptodetrinita	
Inertinita		Fusinita Semifusinita Funginita Secretinita Macrinita Micrinita Inertodetrinita	

A partir de estos tres grupos de macerales, muchas clasificaciones han sido desarrolladas y una variedad de términos introducidos, algunos con significados parecidos (Tabla 3.9).

Tabla 3.9 Clasificación de la materia orgánica

	SAPROPÉLICA		HÚMICA	
Grupos macerales	Liptinita (Exinita)		Vitrinita	Inertinita
Macerales	Alginita Cerinita Esporinita Cutinita Resinita Liptodetrinita		Telinita Telocolinita Desmocolinita Vitrodetrinita	Fusinita Inertodetrinita Esclerotinita Macrinita
	Amorfo fluorescente		Amorfo no fluorescente	
Tipo de kerógeno	I	II	III	IV
H/C	1.9 - 1.0	1.5 - 0.8	1.0 - 0.5	0.6 - 0.1
O/C	0.1 - 0.02	0.2 - 0.02	0.4 - 0.02	0.3 - 0.01
Fuente	Marino, lacustrino, terrestre		Terrestre y reciclado	

3.2.5.3 Grado de evolución de la materia orgánica o madurez

Conocer únicamente la cantidad y calidad de la materia orgánica de la roca no resuelve la evaluación del potencial real de generación de hidrocarburos, es necesario saber también qué grado de madurez termal ha alcanzado la roca. La evolución termal de la roca generadora durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis cambia muchas propiedades físicas y químicas de la materia orgánica, estas propiedades pueden ser consideradas como indicadores de madurez. Existen varios métodos de medición de la evolución termal de la materia orgánica, entre las principales están: la reflectancia de vitrinita (R_o), temperatura de pirólisis, índice de alteración termal (TAI), índice de alteración de los conodontos (CAI) y fluorescencia del kerógeno (Waples, 1985).

3.2.5.3.1 Reflectancia de vitrinita (R_o)

La reflectancia de vitrinita es, hoy en día, la técnica más popular para estimar la madurez del kerógeno. Esta técnica fue desarrollada hace más de medio siglo, y se utilizó en un inicio para evaluar la madurez térmica de los carbones, en los cuales la vitrinita es un maceral muy común.

Este método está basado en el hecho que cuando se incrementa el estrés termal en la roca, el valor de reflectancia de vitrinita aumenta. Sin embargo, pueden existir algunos problemas al momento de calcular la reflectancia de vitrinita, ya que en muchas rocas la vitrinita es escasa o está ausente (Waples, 1985).

Esta técnica mide la fracción (%) de luz incidente reflejado de partículas de vitrinita, bajo inmersión de aceite. Con el aumento del grado de alteración térmica, aumenta también la fracción de luz incidente reflejado. La vitrinita se vuelve anisotrópica cuando alcanza altos niveles de madurez (por encima de 1%), resultando en términos de R_{min} y R_{max} para el valor mínimo y máximo obtenidos por rotación de cada partícula. Debido a que son indicadores de madurez térmica, los valores de R_o varían con el tipo de materia orgánica, y dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo, los valores de R_o para el gas serán mayores que para el petróleo (Peters & Cassa, 1994) (Tabla 3.10).

3.2.5.3.2 Temperatura de pirólisis

La temperatura de pirólisis es frecuentemente usada como un indicador de madurez, ya que conforme la madurez del kerógeno aumenta, la temperatura a la cual la máxima de temperatura de pirólisis ocurre (T_{max}), también incrementa (Tabla 3.10).

El parámetro T_{max} (temperatura a la que se produce el pico S_2), se ha convertido en un estándar al momento de evaluar la madurez de la roca. Este análisis no involucra un costo extra, ya que es obtenido directamente de la pirólisis (Waples, 1985).

Tabla 3.10 Reflectancia de vitrinita y temperatura de pirolisis (T_{max}) mostrando el grado de madurez térmica (Modificado de Peters & Cassa, 1994).

Estadio de madurez termal	R_o (%)	T_{max} (°C)
Inmaduro	0.2 – 0.6	< 435
Madurez temprana	0.6 – 0.65	435 – 445
Pico de madurez	0.65 – 0.9	445 – 450
Madurez tardía	0.9 – 1.35	450 – 470
Sobremaduro	> 1.35	> 470

3.2.5.3.3 Índice de alteración termal (TAI)

El índice de alteración termal o TAI por sus siglas en inglés (*Thermal Alteration Index*), es una técnica basada en los cambios de coloración de palinomorfos, tales como polen y esporas, observados bajo el microscopio. El análisis consiste en la comparación del color de un espécimen bajo un ocular con el color estándar bajo el otro ocular del microscopio (Peters & Cassa, 1994).

La carbonización produce un cambio de coloración en los palinomorfos, los que son térmicamente inmaduros son amarillos pero adoptan el color anaranjado o amarillo parduzco durante la etapa de diagénesis. Con el incremento del calor, su color se vuelve marrón durante la etapa de catagénesis y luego negro durante la etapa de metagénesis. El índice TAI posee 5 índices de alteración (Tabla 3.11).

La determinación de los valores TAI está sujeto a muchos factores entre ellos que la descripción del color es subjetivo, el tipo y espesor de los palinomorfos afectan el resultado

y muchas muestran contienen pocos palinomorfos, a pesar de ello, esta técnica puede proveer buena data cuando otros parámetros de madurez fallan (Peters & Cassa, 1994).

Tabla 3.11 Escala de índice de alteración termal (Modificado de Staplin, 1969).

Índice de alteración Termal (TAI)	Color de la materia orgánica	Hidrocarburos asociados
1: sin alteración	Amarillo	Hidrocarburos líquidos a gas seco
2: leve	Anaranjado a amarillo parduzco	Hidrocarburos líquidos a gas seco
3: moderado	Marrón	Hidrocarburos líquidos a gas seco
4: intenso	Negro	Gas seco
5: severo	Negro, con evidencias adicionales de metamorfismo	Gas seco a ningún hidrocarburo

3.2.5.3.4 Índice de alteración de los conodontos (*Conodont alteration index - CAI*)

Esta técnica está basada en los cambios de color de los conodontos. Los conodontos son los restos dentales fosilizados de los cordados (forma de anguila) que contienen vestigios de materia orgánica (McCarthy et al., 2011). Están compuestos de carbonato-apatita, y los cambios en el color de los conodontos son debidos aparentemente a la carbonización de inclusiones de pequeñas cantidades de materia orgánica durante la catagénesis y metagénesis (Waples, 1985).

La alteración del color de los conodontos depende del tiempo y de la temperatura y es progresiva, acumulativa e irreversible, lo que la convierte en una buena herramienta de correlación para las temperaturas máximas alcanzadas (McCarthy et al., 2011).

Una ventaja de este análisis es que debido a que los conodontos existieron desde el cámbrico hasta el triásico aproximadamente, la determinación de los valores de CAI pueden ser medidos en rocas que no contienen polen ni vitrinita. Además los conodontos son abundantes en rocas carbonáticas, donde el polen y la vitrinita están a menudo ausentes. Una de las desventajas de esta técnica es que los valores pueden incrementarse dramáticamente en presencia de salmueras calientes, dando un valor inexacto de la madurez del kerógeno (Waples, 1985).

La escala CAI es más sensitivo que la de TAI en niveles de madurez más altos, expandiendo el rango sobre el cual los valores de madurez puede ser medidos. Para su medición existen cuadros de colores publicados por Epstein et al. (1977) (Figura 3.5).

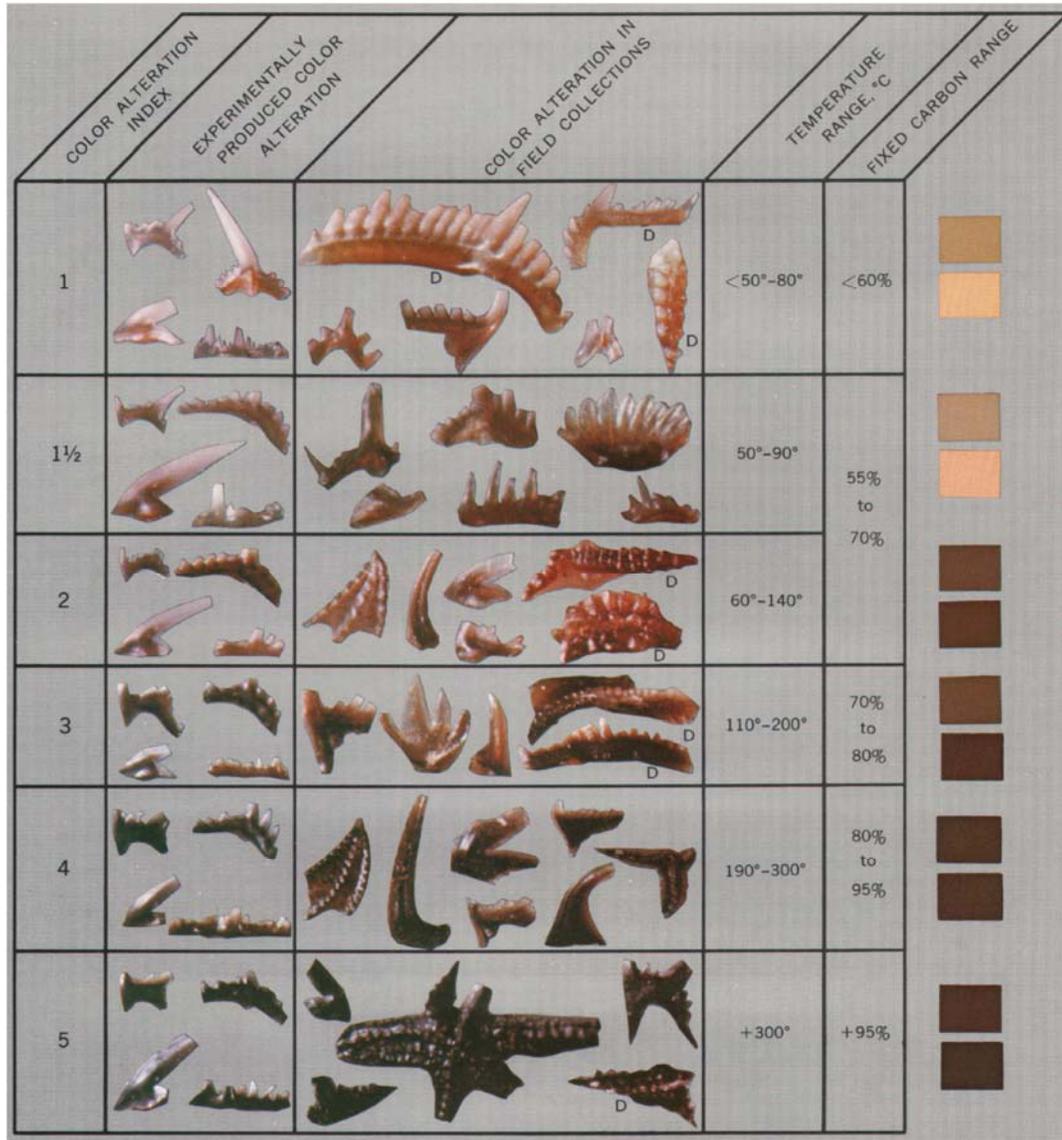


Figura 3.5 Índice de alteración del color de conodontos (Epstein et al., 1977).

3.2.5.3.5 Fluorescencia de kerógeno

Algunos materiales orgánicos presentan fluorescencia cuando se exponen a luz ultravioleta. La fluorescencia depende del tipo de materia orgánica y del grado de madurez, los valores de fluorescencia se reducen a cero a altos grados de madurez. Materiales de kerógeno tipo leñoso-carbonoso no presentan fluorescencia. La fluorescencia es la técnica más utilizada

para determinar la madurez del kerógeno cuando sus constituyentes están formados de específicas algas como las Tasmanitas, sin embargo dichos constituyentes son raros en muchas muestras. Además la fluorescencia desaparece o se vuelve menos usada como indicador de madurez a niveles de reflectancia alrededor de 1%.

La fluorescencia ahora es una herramienta suplementaria para corroborar valores de madurez.

Esta técnica no es muy difundida actualmente y es determinado sólo por algunos laboratorios (Waples, 1985).

3.2.6 Biomarcadores

Los marcadores biológicos son moléculas fósiles complejas derivadas a partir de organismos vivientes. Estos componentes orgánicos están compuestos de carbono, hidrógeno y otros elementos, los cuales se encuentran en crudos, bitúmenes y rocas. No muestran ningún o casi ningún cambio en su estructura con respecto al compuesto original del organismo viviente. Estos compuestos son analizados usando cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas. Los biomarcadores son generalmente componentes individuales, pero un grupo o series de homólogos también se pueden usar para identificar una fuente específica de material orgánico de una roca o crudo (Hunt et al., 2002).

Los biomarcadores tienen una variedad de aplicaciones en la exploración de hidrocarburos, entre las más importantes se puede mencionar (Tomado de Oiltracers-Weatherford):

- Cuando se dispone de muestras de roca e hidrocarburos, los biomarcadores pueden ser utilizados para hacer correlaciones hidrocarburo-roca generadora.
- Cuando no se dispone de muestras de roca generadora, la distribución de biomarcadores en el hidrocarburo puede ser utilizado para inferir características de la roca que lo generó sin la necesidad de tener la misma roca. En este caso los biomarcadores pueden dar información de la cantidad relativa de *oil-prone* vs. *gas-prone* de materia orgánica en el kerógeno, la edad de la roca generadora, el ambiente de depositación, la litología de la roca generadora (carbonatos o lutitas), y la madurez termal de la roca durante la generación (Peters & Moldowan, 1993). Esta

información puede llevar a puntos claves para realizar un modelo de cuencas efectivo de un prospecto (Tabla 3.12 y 3.13).

Tabla 3.12 Biomarcadores indicativos de tipo de materia orgánica de la roca generadora y condiciones de depositación (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).

INFORMACION DE ROCA GENERADORA	BIOMARCADOR	COMENTARIOS
Roca generadora origen marino	24-n-propil colestanos	Ubina en los crudos derivados de rocas de origen marino. (Moldowan et al., 1990)
	C ₄₂₋₄₆ Ciclopentilalcanos con preferencia de carbono impar	(Carlson et al. 1993; Hsieh & Philp, 2001)
Roca generadora origen lacustre	Botryococcano	Presencia = origen lacustre. Ausencia = sin significado. (ejem., Moldowan et al., 1980, Metzger & Laegeau 1999)
	b-Carotano	Presencia = origen lacustre. Ausencia = sin significado. (Hall & Douglas, 1983; Jiang & Fowler, 1986)
	Esterano/Hopanos	Bajo en crudos derivados de rocas de origen. (Moldowan et al., 1985)
	C ₂₆ /C ₂₅ terpanos triciclicos	> 1 en muchos crudos de origen de roca lacustrino-lutítico. (Zumberge, 1987)
	Poliprenoides Tetraciclicos	Alto en crudos de origen de roca lacustrino. (Holba et al., 2000)
Roca generadora derivada de plantas superiores	C ₄₂₋₄₆ Ciclopentilalcanos con preferencia de carbono impar o sin preferencia	(Carlson et al. 1993; Hsieh & Philp, 2001)
	Oleananos, Lupanos, Taraxeranos	Biomarcadores indican rocas con aporte de plantas (flores). (ejem., Ekweozor & Udo, 1988)
	Bicadinanos	Derivado de resinas de arboles <i>Dipterocarpaceae</i> . (Cox et al., 1986)
	Reteno, Cadaleno	Biomarcadores indican rocas con aporte de coníferas. (Noble et al., 1985)
	Diterpanes Tetraciclicos	Biomarcadores indican rocas con aporte de coníferas. (Noble et al., 1985)
Roca generadora de carbón	C ₂₉ esteranos	Alta relación a total de C ₂₇ -C ₂₉ esteranos. (Huang & Meinschein, 1979; Moldowan et al., 1985)
	Pristano/fitano	Muy alto en crudos de roca de carbón; ejem., > 3.0 (Hughes et al., 1995)
Ambiente depositacional hipersalino	C ₃₁ homohopanos	Alta relación a total de C ₃₁ -C ₃₅ en algunos crudos de roca de carbon
	Gammacerano	Alta relación de hopanos C ₃₁ en crudos derivados de rocas depositadas bajo condiciones hipersalinas. Altos valores indican columna de agua estratificada durante la depositación de la roca generadora. (Sinninghe Damste et al., 1995)
Roca generadora de ambiente depositacional anóxico	Pristano/fitano	Bajos valores (ejem., < 0.5) en crudos derivados de rocas depositadas en condiciones hipersalinas (debido a contribucion de fitano de bacterias haloflicas). (Haven et al., 1987; 1988)
	C ₃₅ homohopanos	Alta relacion a total de hopanos en crudos derivados de rocas depositadas en condiciones anoxicas (Peters & Moldowan, 1991). Abundancia de C ₃₅ homohopanos en crudos (En relación con C ₃₁ -C ₃₄ homohopanos) se correlaciona con HI de las rocas generadoras (Dahl et al., 1994).
	Pristano/fitano	1.0 puede indicar condiciones anóxicos, pero la relación esta afectado por otros factores.
	Isorenieratano & compuestos relacionados (2,3,6 y 2,3,4 - Trimetilaryl isoprenoides), Clorobacteria	La presencia en crudos indica zona fótica anóxica durante la depositación de la roca generadora, ya que estos compuestos son biomarcadores para bacterias sulfurosas verdes. (Summons & Powell, 1987; Grice et al., 1998; Koopmans et al., 1996)
	V/(V+Ni) Porfirinas	Alto = condiciones reductoras (Lewan, 1984)
Roca generadora carbonática	28,30-bisnorhopano	Alto en algunos ambientes de condiciones reductoras. (Schoell et al., 1992; Moldowan et al., 1984)
	30-norhopanos	Alto en rocas generadoras carbonáticas; ejem., C ₂₉ /C ₃₀ hopanos ~ 1 (Fan Pu et al., 1987; Haven et al., 1988; Subroto et al., 1991)
	Diaesteranos/esteranos	Bajo en rocas generadoras carbonaticas. (Rubinstein et al., 1975; Hughes, 1984)
	Dibenzotiofeno/tenantreno	> 1.0 en crudos derivados de carbonatos de alto contenido de sulfuros. (Hughes et al., 1995)
Edad de depositación de la roca generadora	2a-metilhopanos	Alto en crudos derivados de rocas carbonáticas (Summons et al., 1999)
	Oleanano	Presente en crudos derivados de rocas de edad cretácico tardío o rocas mas jóvenes. (Moldowan et al., 1994)
	(24-norcolestanos)/(26-norcolestanos)	Alto en muchas rocas de edad terciaria. Bajos valores no son diagnosticos de edad. (Holba et al., 1998A; 1998B)
	Dinoesteranos, dinoesteroides triaromaticos	La ausencia siempre significa edad Pre-Mesozoica, mientras que la presencia usualmente sugiere edad Mesozoica o mas joven. (Moldowan et al., 1996)
	C ₂₉ Esteroides Monoaromaticos	Alto en crudos de rocas de mas de 350 ma. (Moldowan et al., 1985)
Edad de depositación de la roca generadora	C ₁₁ -C ₁₉ Parafinas	Predominancia de numero impar de carbonos en crudos de rocas de edad ordovicica. (Douglas et al., 1991; Fowler, 1992)
	(24-isopropilcolestanos)/(24-n-propilcolestanos)	Alto en crudos derivados de rocas de edad pre-ordovicica. (McCaffrey et al., 1994B)

Tabla 3.13 Algunos biomarcadores indicativos de madurez de la roca generadora (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).

Fración de hidrocarburo (Clase de compuesto)	Parámetros de biomarcadores medidos en la fracción de hidrocarburo	Efecto del incremento de madurez	Comentarios
Hidrocarburos saturados	C ₂₉ Esteranos [20S/(20S+20R)]	Incremento	Útil en ventana de generación media a temprana. Disminuye en niveles de madurez muy altas.
	C ₂₉ Esteranos [abb/(abb+aaa)]	Incremento	Útil en ventana de generación media a temprana.
	Moretano/Hopano	Decrecimiento	Útil en ventana de generación temprana.
	C ₃₁ Hopano [22S/(22S+22R)]	Incremento	Útil en rocas inmaduras hasta el inicio de ventana de generación temprana.
	Ts/(Ts+Tm)	Incremento	Influenciado también por la litología de la roca generadora.
	Terpanes Tricíclicos/Hopanos	Incremento	Útil en ventana de generación avanzada, se eleva también a altos niveles de biodegradación.
	Diaesteranos/Esteranos	Incremento	Útil en ventana de generación avanzada; afectado también por litología de la roca generadora (bajo en carbonatos, alto en lutitas); se eleva también a altos niveles de biodegradación.
Hidrocarburos aromáticos	Esteroides Monoaromáticos: (C ₂₁ +C ₂₂)/[C ₂₁ +C ₂₂ +C ₂₇ +C ₂₈ +C ₂₉]	Incremento	Útil en ventana de generación temprana a avanzada; resistente a efectos de biodegradación.
	Esteroides Triaromáticos: (C ₂₀ +C ₂₁)/[C ₂₀ +C ₂₁ +C ₂₆ +C ₂₇ +C ₂₈]	Incremento	Útil en ventana de generación temprana a avanzada; resistente a efectos de biodegradación.
	Triaromático/(Monoaromático + Esteroides Triaromáticos)	Incremento	Útil en ventana de generación temprana a avanzada; resistente a efectos de biodegradación.

3.2.7 Correlación hidrocarburo-roca madre

Dentro de la caracterización geoquímica de una roca generadora, es importante conocer si dos muestras de materia orgánica (hidrocarburo-hidrocarburo, roca-hidrocarburo) comparten un origen en común (Waples, 1985).

Una correlación hidrocarburo-roca madre está definida como una relación causal, entre un hidrocarburo y su roca generadora, basado en argumentos geoquímicos y geológicos integrados (Jones, 1987). Una lógica correlación hidrocarburo-roca generadora provee una base en la cual se puede estimar el volumen de hidrocarburo generado y definir las vías de migración (Curiale, 1994).

El grado de similitud entre dos compuestos puede medirse mediante dos principales técnicas de correlación: generales y moleculares (Tabla 3.14)

3.2.7.1 Métodos generales de correlación

Estos métodos de correlación incluyen: características físicas, fraccionamiento composicional, concentraciones de elementos, y radioisótopos.

Estos tipos de correlaciones son útiles ya que caracterizan la muestra en su total y son poco sensibles a la contaminación. Estos métodos proveen información de características moleculares del hidrocarburo (incluyendo radioisótopos moleculares) o tipo de materia orgánica en la roca generadora (Curiale, 1994).

Tabla 3.14 Métodos comunes de correlación Hidrocarburo-roca generadora (Curiale, 1994).

Parámetro	Utilidad	Indicador
Métodos Generales		
Físicos		
Color	*	BIO, MAD, WW, MIG
API	*	BIO, MAD, WW, MIG
Viscosidad	*	BIO, MAD, WW, MIG
Composicional		
SARA	**	BIO, MAD, WW, MIG
SBC	**	BIO, MAD, MIG
Elementales (petróleo/EOM)		
Sulfuros	**	BIO, MAD, WW, MIG
Nitrógeno	**	BIO
Vanadio	**	BIO
Níquel	**	BIO
V/(V+Ni)	***	MAD
Isótopos ($\delta^{13}\text{C}$)		
Whole Oil	***	BIO, MAD
HC Alifáticos	**	BIO
HC Aromáticos	****	WW
SARA	***	BIO, MAD
Métodos Moleculares		
n-Alcanos	**	BIO, MAD
Isoprenoides	***	MIG
Esteranos (C26-C30)	****	MAD
Terpanos tricíclicos	***	
Triterpanos pentacíclicos	***	BIO
Matalioporfirinas	****	MAD
HC Aromáticos, ring n°	***	WW, MIG
NSOs, Z n°	***	MIG

SARA, saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos, incluye relación alifático/aromático; SBC, cadena ramificada e hidrocarburos alifáticos cíclicos; Oil/EOM, concentraciones elementales e índices en *Whole Oils* y EOMs; NSO, compuestos orgánicos que contienen nitrógeno, sulfuros u oxígenos. El incremento de asteriscos implica incremento de utilidad. BIO, biodegradación; MAD, madurez termal; MIG, migración; WW, *Water Washing*

Características físicas: Dentro de las características físicas en correlación de petróleos se encuentran: color, gravedad API, punto de fluidez y viscosidad.

Fraccionamiento Composicional: Es la separación del hidrocarburo y extractos de roca en fracciones composicionales, y la comparación de la distribución de estas fracciones y sus posibles rocas generadoras. Este fraccionamiento provee el primer parámetro de correlación.

Concentraciones de elementos: Este parámetro es usado comúnmente como parámetro de correlación, dentro de estos métodos están los de determinar las concentraciones de sulfuros y elementos de transición como vanadio y níquel.

Radioisótopos: Son los métodos más confiables del grupo de parámetros generales, representan unos de los parámetros más comunes para correlacionar hidrocarburo - kerógeno. En particular los radioisótopos de carbono estable del hidrocarburo, extractos de rocas, kerógenos y fracciones de cromatografía de gases son excelentes herramientas de correlación.

Los radioisótopos de carbono de fracciones de clase de compuestos solubles son usados ampliamente como un parámetro de correlación. Se ha demostrado que el isótopo de carbono de la fracción aromática es relativamente invariante durante incrementos simulados en la maduración térmica. Debido a que esta fracción particular no es tan afectada por procesos de migración y biodegradación ligera a moderada, puede ser considerada como un excelente parámetro de correlación hidrocarburo-roca generadora.

3.2.7.2 Métodos de correlación molecular

Hasta la década de los 80s, las correlaciones hidrocarburo-roca generadora eran consideradas incompletas si no tenían un soporte de método molecular (Mackenzi, 1984). Este soporte está dado por datos de cromatografía de gases (GC) y cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS) en biomarcadores presentes en los hidrocarburos y extractos de roca. Algunas investigaciones de biomarcadores como herramientas de correlación, establecen que, al igual que los parámetros generales, los parámetros moleculares también pueden cambiar en formas no genéticas (Seifert & Moldowan, 1978). Muchos trabajos en biomarcadores geoquímicos están direccionados a identificar estos componentes moleculares de hidrocarburos y extractos de roca cuya distribución refleja solo la influencia de la roca madre original y la diagénesis temprana.

Estudios recientes indican que no existe un parámetro de correlación ideal hidrocarburo-roca generadora. Ningún parámetro sólo (general o molecular), puede caracterizar la materia orgánica antes de la catagénesis. Todos los parámetros varían como función de la materia

orgánica original y de los tres procesos principales de los hidrocarburos: maduración, migración y alteración. La tarea del intérprete es descifrar la composición química actual del hidrocarburo (o materia orgánica de la roca generadora) en su antecedente en el momento de la migración (Curiale, 1994).

3.3 GLOSARIO O DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

(Waples, 1985)

Alginita: Maceral del kerógeno formado de materia algal.

Anóxico: Condiciones donde el O₂ está en concentraciones muy bajas o está ausente.

Biodegradación: Destrucción o alteración de petróleo o gas por bacterias que consumen o transforman ciertos componentes químicos como fuentes de energía.

Biomarcadores: Compuestos químicos derivados de específicos precursores biológicos.

Bitumen: Es la porción soluble en solventes orgánicos de las rocas sedimentarias. Pequeñas cantidades de bitumen son originadas de componentes lípidos de organismos que alguna vez estuvieron vivos, sin embargo la mayoría son generados por craqueo (disociación térmica) del kerógeno.

Catagénesis: Descomposición termal de moléculas grandes de kerógeno o moléculas de asfalteno, en moléculas pequeñas que luego llegan a formar parte de la fracción de bitumen en la roca fuente. La catagénesis es el estadio de la descomposición del kerógeno donde ocurre la generación de petróleo.

Condensado: Material que existe en la fase de gas bajo condiciones de presión y temperatura de reservorio pero que condensan a la fase líquida cuando son traídos a la superficie.

Diagénesis: Transformaciones de baja temperatura de materia orgánica en ambientes sedimentarios. Mayormente la diagénesis es de origen biológico mediados por macro o

microorganismos. Las reacciones químicas comunes pueden contribuir especialmente en la formación de moléculas de kerógeno y asfalteno.

Exinita: Maceral del kerógeno formado por granos de polen y esporas.

Gas biogénico: Gas seco (metano puro) formado por microorganismos anaeróbicos llamados metanógenos.

Hidrocarburos: Compuestos formados únicamente por carbono e hidrógeno.

Inertinita: Maceral del kerógeno que consiste de materia orgánica altamente oxidada y a menudo retrabajada. Es químicamente inerte y tiene despreciables cantidades de remanentes de hidrocarburo.

Kerógeno: Es la fracción de la materia orgánica, presente en las rocas sedimentarias, que es insoluble en solventes orgánicos comunes.

Lípidos: Son compuestos orgánicos insolubles en agua y solubles en petróleo, que incluyen las grasas, ceras, pigmentos, esteroides y terpenoides que son los mayores precursores del petróleo.

Liptinita: Maceral del kerógeno formado por componentes lípidos, que incluyen exinas, resinas, cutículas y material marino-algal.

Macerales: Son los remanentes de varios tipos de plantas y animales que pueden ser distinguidos por sus características químicas, por su morfología y reflectancia usando un microscopio petrográfico. Los macerales son esencialmente minerales orgánicos, los macerales son al kerógeno como los minerales a las rocas.

Materia orgánica amorfa: Partículas de kerógeno que no presentan una morfología distintiva.

Metagénesis: Estadios tardíos de madurez termal donde predomina la generación de gas y craqueo.

No hidrocarburos (compuestos NSO): Son los conformados principalmente por cantidades de nitrógeno, sulfuros, oxígenos, trazas de metales y otros elementos.

Palinomorfos: Son microfósiles de paredes orgánicas resistentes, como las esporas, polen, quistes de dinoflagelados y quitinozoarios.

Petróleo: Es la mezcla constituida predominantemente por hidrocarburos y cantidades variables de no hidrocarburos, presentes en la naturaleza en los estados líquido (óleo), gaseoso (gas natural) o sólido (asfalto).

Pirólisis: Calentar una muestra en ausencia de oxígeno para producir reacciones de descomposición termal.

Resinita: Maceral del kerógeno formado por resinas de árbol fósil.

Vitrinita: Maceral del kerógeno formado por material de plantas terrestre, principalmente de origen leñoso, celulósico o de lignina pero que también puede contener cantidades menores de material ceroso o resinoso. Se considera a la vitrinita de tener potencial de generación principalmente de gas, pero si hay contribución significativa de material ceroso y resinoso puede generar petróleo o condensado.

CAPÍTULO 4

HIPÓTESIS Y VARIABLES

4.1 HIPÓTESIS GENERAL

- Las rocas del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur poseen características favorables para la generación de hidrocarburos.

4.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- El Grupo Ambo posee características favorables en cuanto a cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos en la cuenca Ucayali Sur.
- El Grupo Ambo posee determinadas facies sedimentarias de características geoquímicas favorables para la generación de hidrocarburos, las cuales son correlacionables dentro del área estudiada.
- El análisis de biomarcadores permite establecer una correlación genética entre las rocas del Grupo Ambo y los fluidos de los yacimientos de la subcuenca de Camisea.
- Se ha generado una cantidad importante de hidrocarburos del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali sur.

4.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

Variable independiente: Rocas del Grupo Ambo

Variable dependiente: Generación de hidrocarburos

4.4 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variable	Operacionalidad - Indicador
Cantidad de materia orgánica	Contenido orgánico total –TOC
Calidad de la materia orgánica	Tipo de kerógeno (pirólisis, análisis visual del kerógeno)
Madurez de la materia orgánica	Reflectancia de vitrinita, temperatura de pirolisis, índice de alteración termal.
Facies sedimentarias con potencial de generación	Estudio sedimentológico-estratigráfico del Grupo Ambo en la zona sur de la cuenca Ucayali.
Correlación roca-fluido	Correlación roca fluido mediante análisis de biomarcadores.
Volumen de hidrocarburos generados	Estimación volumétrica de hidrocarburos generados a partir de metodología modificada de Schmoker (1994).

4.5 MATRIZ DE CONSISTENCIA

Problema General	Problemas específicos	Objetivo general	Objetivos específicos	Hipótesis general	Hipótesis específicas	Indicadores
<p>¿Son las rocas del Grupo Ambo las principales responsables de la generación de gas y condensados en la cuenca Ucayali sur (área de Camisea y alrededores)?</p>	<p>¿En qué medida la cantidad, calidad y grado de evolución termal de la materia orgánica, presente en las rocas del Grupo Ambo, se relacionan para la generación de hidrocarburos en la cuenca Ucayali Sur?</p>	<p>Hacer la caracterización geoquímica actualizada y detallada del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur (área de Camisea).</p>	<p>Determinar la cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica del Grupo Ambo.</p>	<p>Las rocas del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur poseen características favorables para la generación de hidrocarburos.</p>	<p>El Grupo Ambo posee características favorables en cuanto a cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos en la cuenca Ucayali Sur.</p>	<p>Cantidad de materia orgánica (TOC), tipo de kerógeno, grado de madurez termal.</p>
	<p>¿Cuál sería la relación entre las facies sedimentarias y calidad de roca madre?</p>		<p>Determinar la relación entre facies sedimentarias y calidad de roca madre del Grupo Ambo para proporcionar un método de predicción, ocurrencia, calidad y distribución de la roca generadora.</p>	<p>Determinar la relación entre facies sedimentarias y calidad de roca madre del Grupo Ambo para proporcionar un método de predicción, ocurrencia, calidad y distribución de la roca generadora.</p>	<p>El Grupo Ambo posee determinadas facies sedimentarias de características geoquímicas favorables para la generación de hidrocarburos, las cuales son correlacionables dentro del área estudiada.</p>	<p>El Grupo Ambo posee características favorables en la zona sur de la cuenca Ucayali, a partir de información de afloramientos y registros eléctricos de pozos.</p>
<p>¿En qué se basa el argumento de correlación de las rocas del Grupo Ambo con el gas y condensado de los campos hidrocarbúricos de la cuenca Ucayali Sur?</p>	<p>¿Cuánto hidrocarburo se ha generado hasta la actualidad de las rocas del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur?</p>		<p>Correlacionar los fluidos de los yacimientos con la roca generadora del Grupo Ambo.</p>		<p>El análisis de biomarcadores permite establecer una correlación genética entre las rocas del Grupo Ambo y los fluidos de los yacimientos de la subcuenca de Camisea.</p>	<p>Correlación roca fluido mediante análisis de biomarcadores.</p>
			<p>Estimar un volumen de hidrocarburos generados del Grupo Ambo.</p>	<p>Se ha generado una cantidad importante de hidrocarburos del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur.</p>	<p>Estimación volumétrica de hidrocarburos generados utilizando metodología modificada de Schmoker (1994).</p>	

CAPÍTULO 5

MARCO GEOLÓGICO

5.1 GENERALIDADES

La Cuenca Ucayali es una cuenca subandina, que se extiende desde los 7° y 12° de latitud Sur y los 71° y 76° de longitud Oeste. Limita estructuralmente hacia el norte con el Arco de Contaya, hacia el sur con el Arco de Fitzcarral, al este se extiende en la llanura amazónica y al oeste limita con el flanco oriental del Alto del Shira (Disalvo, A., Chung, J., Seminario, F., Lúquez, J., Arteaga, M., Gabulle, J., Davis, S., Valencia, K. & De Santa Anna, MB, 2008).

La subcuenca de Camisea está ubicada en la porción sureste de la Cuenca Ucayali, esta subcuenca contiene un relleno sedimentario que incluye aproximadamente 8000 m de sedimentos que varían del Paleozoico al Cuaternario (Disalvo, A., Arteaga, M. & Chung, J., 2002). Las formaciones productivas presentan un espesor aproximado de 650 m con edades que varían del Pérmico al Cretácico.

Estructuralmente está constituida por anticlinales de forma alongada formados en el piedemonte andino. Su geometría está controlada por grandes fallas inversas con vergencia al antepaís, fallas fuera de secuencia y por retro-corrimientos.

Estudios regionales sugieren que el plegamiento en el subandino peruano empezó en el Mioceno medio y que aún se mantiene activo (Gubbels et al., 1993; Hermoza et al., 2005). Otros estudios asumen que la cuenca asumió la configuración actual hace aproximadamente 5 Ma debido al esfuerzo compresivo asociado a la orogenia Quechua 3 (Simon, 1993a).

5.2 UBICACIÓN Y EXTENSIÓN

La presente investigación abarca la porción sur de la Cuenca Ucayali, área donde se encuentran los Lotes petroleros 88, 56, 57 y 58 las cuales conforman en total un área aproximada de 8300 km². Esta área se ubica en la provincia de la Concepción, departamento de Cusco, aproximadamente a unos 400 km de distancia al este de la ciudad de Lima. Morfoestructuralmente se encuentra en la faja subandina plegada y corrida de la cuenca Ucayali, entre los paralelos 11° y 12° de latitud sur y 72° y 73° de latitud oeste.

Estructuralmente se encuentra limitada al Este por el escudo brasilero, al Noroeste por el arco de Paititi, al Sureste por el arco del Manu, al Oeste por la cordillera del Shira y al Sur por la cordillera de Vilcabamba (Figura 5.1).

Los principales yacimientos comerciales del área son: Cashiriari, San Martín (Lote 88), Pagoreni, Mipaya (Lote 56), Kinteroni, Sagari (Lote 57) y Urubamba, Picha, Taini y Paratori (Lote 58).

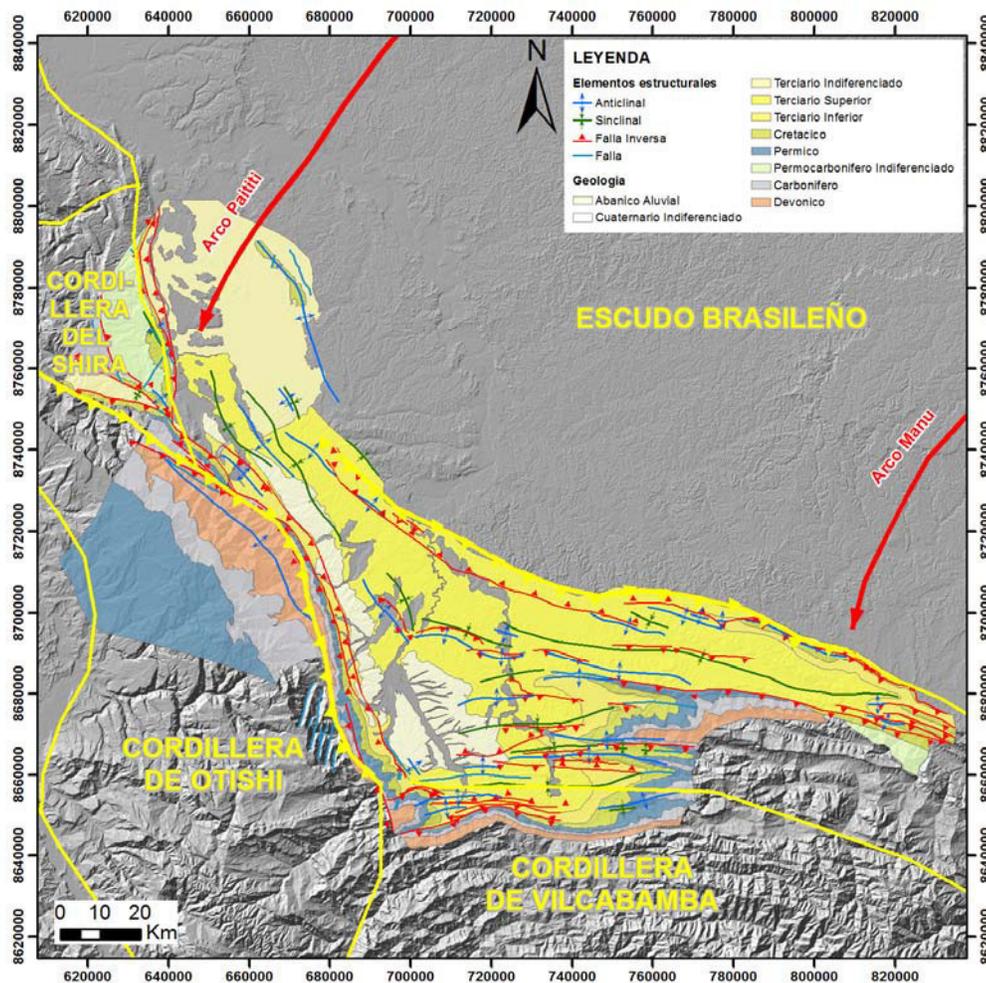


Figura 5.1 Mapa geológico (Chevron, 1997) del área de estudio y principales rasgos geomorfológicos.

5.3 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA

La estratigrafía de la Cuenca Ucayali Sur abarca rocas comprendidas entre el Ordovícico y Cuaternario, de un espesor aproximado de 8000 m, que yacen sobre un basamento cristalino constituido por granitos de edad Precámbrica (Figura 5.2).

Estas unidades están afectadas por distintos eventos erosivos, siendo el más significativo la discordancia de la base del cretácico (DBK). Esta discordancia que posee una relación angular de 2° aproximadamente, erosiona las unidades Nia sandstone, Middle Nia Mudstone, Lower Nia, Shinai y Noi en dirección NE-SO (Figura 5.3).

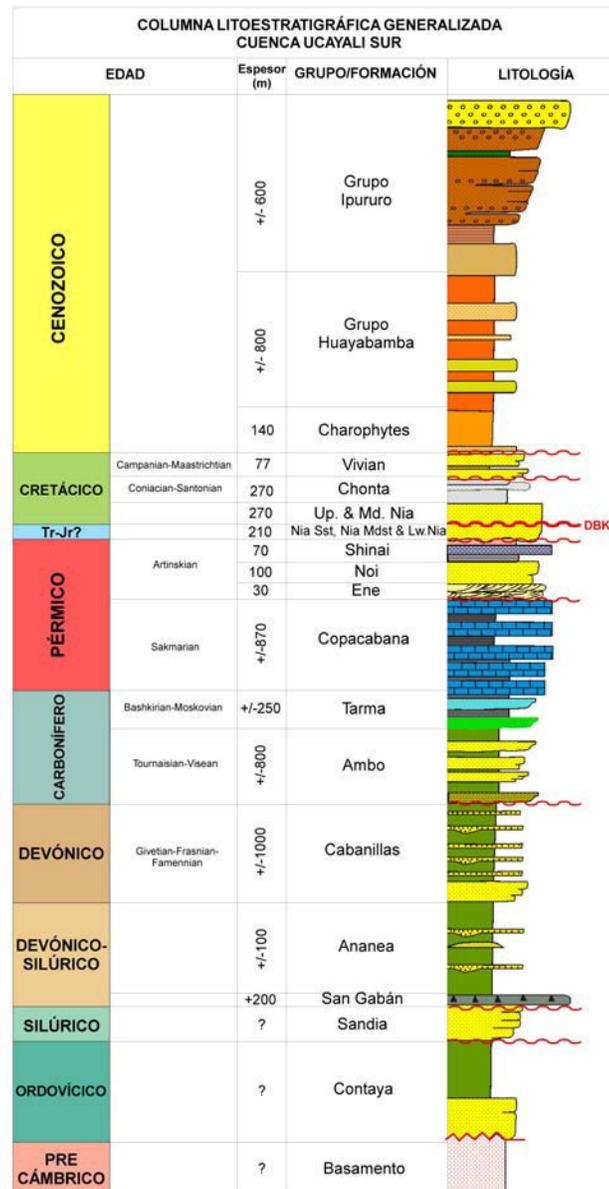


Figura 5.2 Columna estratigráfica generalizada, Cuenca Ucayali (Modificado de Viera et al., 2003).

5.3.1 Precámbrico

Se considera de edad Precámbrica a todas las unidades pre-Ordovícicas dentro y alrededor de la Cuenca Ucayali. El basamento Precámbrico se puede identificar en las líneas sísmicas, al este de la cuenca se encuentra más somero, infrayaciendo directamente a sedimentos Cretácicos, mientras que hacia la parte profunda de la cuenca al oeste, el Precámbrico se encuentra subyaciendo a sedimentos Paleozoicos y/o Triásico-Jurásicos. El basamento Precámbrico incluye rocas graníticas y gneises. Estudios de datación arrojan una edad aproximada de 2000 Ma. (Simon, 1993a). En el área de estudio el pozo Sepa-1X, alcanzó el tope de basamento a unos 2412m MD.

5.3.2 Paleozoico

5.3.2.1 Formación Contaya (Ordovícico)

La Formación Contaya, de edad Ordovícico medio, se desarrolla en discontinuidad sobre el basamento cristalino Precámbrico. Los sedimentos son predominantemente marinos clásticos que incluyen areniscas y conglomerados basales transgresivos, litológicamente está descrito por limolitas y areniscas muy finas gris verdosas y micáceas (Simon, 1993a). En el área de estudio ha sido reconocida en el pozo Panguana-1X, ubicada en el sector Norte, donde presentó aproximadamente 900 m de espesor.

5.3.2.2 Formación Sandia (Silúrico)

La Formación Sandia está conformada por areniscas finas a gruesas de colores castaños rojizos y blanquecinos, intercaladas con niveles de lutitas gris oscuro. Posee una geometría cuneiforme y espesor variable de hasta 1000 m, pues corresponde al relleno sedimentario de hemigrabens (Viera, A., Disalvo, A., Arteaga, M., Luquez, J., Blanco, S. & Gutierrez, A., 2002).

5.3.2.3 Grupo San Gabán (Silúrico)

De edad Silúrico Inferior, el Grupo San Gabán está conformado por lutitas y argilitas gris oscuras, micáceas moderadamente duras, con clastos subredondeados de cuarzo y guijarros de arcilla (3 cm de diámetro). Presenta diamictitas de color gris oscuro, contiene clastos angulares pobremente sorteados de arcillas areniscosas, areniscas, cuarzitas y fragmentos líticos de rocas ígneas, flotando en una matriz micácea (SGP, 2010). En el Pongo de Mainique el espesor reportado es de 200 m ya que no se evidencia la base de esta secuencia.

5.3.2.4 Formación Ananea (Silúrico-Devónico)

Consiste generalmente de facies silicoclásticas de origen marino y está compuesta por lutitas grises oscuras, con algunos niveles delgados de limolitas oscuras y algunos nódulos redondeados de pirita (SGP, 2010). En el Pongo de Mainique se ha registrado un espesor expuesto de 108 m.

5.3.2.5 Grupo Cabanillas (Devónico)

El Grupo Cabanillas, de edad Devónico Inferior a Medio, está conformado por sedimentos predominantemente marinos. En el subandino está conformado por una sucesión de lutitas negras marinas, areniscas de color gris claro finas a muy finas, con algunas intercalaciones de lutitas y limolitas y en algunos casos niveles de calizas (Simon, 1993a). En la zona de estudio ha sido reconocido en los pozos Sepa-1X y Panguana-1X y en algunos afloramientos como el Pongo de Mainique donde alcanza un espesor aproximado de 1000 m. Esta unidad es considerada como nivel de despegue de los corrimientos principales de los anticlinales de la cuenca Ucayali Sur.

5.3.2.6 Grupo Ambo (Missisipiano)

En el área de estudio el Grupo Ambo sobreyace al Grupo Cabanillas e infrayace a las areniscas del Grupo Tarma. Litológicamente está conformado por areniscas de grano fino intercaladas con limolitas y lutitas grises carbonáceas, depositadas en un ambiente continental a marino somero (SGP, 2010). En la zona de estudio ha sido perforado en los pozos San Martín-1X y Sepa-1X. En el Pongo de Mainique se ha reportado un espesor promedio de 820 m.

5.3.2.7 Grupo Tarma (Pensilvaniano)

El Grupo Tarma está conformado por una secuencia con predominancia de facies silicoclásticas con intercalaciones de facies carbonáticas de origen marino. El contacto del Grupo Tarma con el Grupo Copacabana es transicional por lo que a veces resulta difícil definir un límite entre ambos. Se ha establecido una separación local entre ambas unidades en el Pongo de Mainique, donde el espesor del Grupo Tarma alcanza los 250 m. La parte basal es llamada Miembro Green Sandstone la cual incluye, como su nombre lo indica, areniscas verdes de granulometría que varía de fina a media, moderadamente seleccionado. El espesor en el área varía de 6-20 m. (SGP, 2010).

5.3.2.8 Grupo Copacabana (Pérmico temprano)

Esta unidad está representada por una secuencia calcárea, constituida por calizas micríticas altamente fosilíferas en estratos masivos, los cuales forman escarpes pronunciados. Estas secuencias se alternan con niveles de calizas laminares fosilíferas, también presenta calizas bioclásticas, esparíticas y micríticas, que se intercalan con margas amarillentas, chert laminar y calizas dolomíticas (SGP, 2010). En el área de estudio presenta un espesor aproximado de 670 m, y tiene un buen potencial como reservorio fracturado.

5.3.2.9 Formación Ene (Pérmico)

La Formación Ene, de edad Pérmico inferior, sobreyace en discordancia a los carbonatos del Grupo Copacabana. Está constituida litológicamente a la base por una secuencia de lutitas grises oscuras con alto contenido de materia orgánica de 3 m a 4 m de espesor (Seminario F., Lúquez, J. & Blanco, S., 2005), y hacia el tope por bancos de areniscas finas blanquecinas de composición cuarzo-feldespática y cementada con dolomita, posee además lodolitas y nódulos de anhidrita. Estos sedimentos corresponden a depósitos fluviales efímeros lacustrinos de espesor de 15-35 m (SGP, 2010).

5.3.2.10 Formación Noi (Pérmico)

Esta unidad reconocida en la cuenca Ucayali Sur, está conformado por los miembros Noi inferior y Noi superior. El Miembro Noi inferior está constituido litológicamente por areniscas rojas claras de grano fino a medio que poseen una pátina de arcilla y hematita. La interpretación ambiental sugiere que esta unidad corresponde a un ambiente eólico desértico, formando un complejo de dunas. La principal característica de esta unidad son los cambios de espesores que varían entre 15 y 65 m, los cuales se observan en la sísmica 3D con reflectores que cambian de amplitud y longitud de onda, dando la apariencia de “costillas” que siguen una dirección NE-SW. Estas óndulas poseen un ancho aproximado de 800 m, separadas por una distancia de aproximadamente de 3 km, con una longitud que supera los 30 km. Siguiendo en secuencia se encuentra el Miembro Noi superior, caracterizado por un intervalo arenoso con espesores que varían de 30-40 m, está conformado por areniscas de grano fino a medio de composición cuarzo-feldespáticas. Se interpreta como un ambiente desértico marginal, con cursos fluviales efímeros (Seminario et al., 2005).

5.3.2.11 Formación Shinai (Pérmico)

Posterior a la depositación de las arenas eólicas de la Formación Noi, se da un ascenso del nivel de base caracterizado por los depósitos de pelitas grises y calcáreas con algunos intervalos de chert propios de la Formación Shinai de espesor aproximado de 75 m (Seminario et al., 2005).

5.3.3 Mesozoico

5.3.3.1 Formación Nia inferior (Triásico-Jurásico?)

Está conformada litológicamente por areniscas finas a medias de buena selección. Se establece un ambiente de depositación eólico con desarrollo de dunas e interdunas que varían en espesor hacia el oeste en los pozos Pagoreni y Mipaya (130 m aprox.). Por sus características ambientales, Nia Inferior es estéril por lo que no se le puede asignar una edad definitiva, se le ha asignado una edad Triásico superior / Jurásico inferior por su posición estratigráfica. Se trató de determinar la edad mediante muestras de palinomorfos del Pongo de Mainique y el pozo San Martín 1X, sin embargo no fueron concluyentes (Seminario et al., 2005).

5.3.3.2 Miembro Middle Nia Mudstone (Triásico-Jurásico?)

Al igual que el miembro anterior, no se le ha podido asignar una edad absoluta a esta unidad. Litológicamente está conformado por niveles de arcillitas intercalados con cuerpos de caliza, dolomía y algunos niveles de anhidrita de un medio marino somero restringido. En los lotes 88 & 56, el espesor es variable ya que se encuentra erosionada hacia el este por la discordancia de la base del cretácico (DBK). Muestras de mudstones dolomíticos indican una posible edad Permo-triásica para esta unidad (Shell, 1996). El máximo espesor reportado en los pozos del área es de 110 m.

5.3.3.3 Miembro Nia Sandstone / Nia Medio- Lote 58 (Triásico-Jurásico?)

Esta unidad ha sido reconocida únicamente en la zona correspondiente al depocentro del área (Lote 58) y hacia el noreste en el Lote 57. Está conformada litológicamente hacia la base por areniscas de grano fino a medio, color blanquecina a rosada, de buena selección y escasa matriz y cemento. Hacia el tope se describe una intercalación de areniscas, limolitas y lutitas con algunos niveles delgados de calizas y dolomitas (Petrobras, 2014). Debido a

que se encuentra afectado por la discordancia DBK, este miembro posee espesor variable de 0-130m.

5.3.3.4 Formación Nia Medio (Cretácico?)

Esta unidad se encuentra sobreyaciendo a la DBK, está constituida litológicamente por areniscas finas a conglomerádicas de coloración rojiza que se asignan a un ambiente aluvial con depósitos de río entrelazados “braided” asociados con corrientes efímeras y no confinadas tipo “sheet flood”. Presenta espesor variable entre 30 y 50 m (Seminario et al., 2005).

5.3.3.5 Formación Nia Superior (Cretácico?)

Constituida litológicamente por areniscas finas de coloración rojiza a gris rojizo, con laminación paralela horizontal o cruzada de bajo ángulo. En los pozos posee un espesor homogéneo de 25 m aproximadamente con buena continuidad lateral (Seminario et al., 2005).

5.3.3.6 Formación Chonta (Santoniano-Coniaciano)

En el área de estudio esta unidad ha sido dividida en tres miembros. Hacia la base sobreyaciendo a las areniscas de la secuencia anterior, se encuentra una intercalación de capas muy finas de areniscas y pelitas muy bioturbadas de mucha continuidad lateral que pertenecen al Miembro Chonta Basal, de espesor aproximado de 18 m de ambiente característico de planicie costera de baja energía afectadas por procesos de marea (Seminario et al., 2005).

Siguiendo en la secuencia se encuentran areniscas de buena porosidad intercaladas con niveles finos de coloración marrón rojizo, que corresponden al Miembro Chonta inferior con un espesor total promedio de 115 m. Se interpreta un ambiente de planicie costera afectada por procesos diagenéticos durante los periodos de baja tasa de sedimentación (Seminario et al., 2005).

Hacia el tope, el Miembro Chonta superior está caracterizado por presentar abundantes paquetes arcillosos con algunos niveles de calizas y dolomitas al tope que indican un episodio de máxima inundación (Viera et al., 2003), este miembro consta de un espesor aproximado de 130 m.

5.3.3.7 Formación Vivian (Campaniano-Maastrichtiano)

La Formación Vivian ha sido dividida en tres unidades litológicas. Empezando la secuencia se encuentra el Miembro Vivian inferior conformado litológicamente por paquetes de areniscas cuarzosas de grano medio a grueso con estratificación cruzada planar intercaladas con algunos niveles finos con escasa bioturbación de espesor promedio de 30 m. Se interpreta como cuerpos generados o modificados por corrientes de marea de alta energía (Seminario et al., 2005).

Sobreyaciendo al miembro anterior se tiene un intervalo pelítico de escaso desarrollo en espesor (15 m aproximadamente), que se intercalan con delgados niveles de areniscas. Este intervalo que corresponde al Miembro Vivian medio representa un episodio de inundación y es considerado como sello parcial (Seminario et al., 2005).

Hacia el tope, el Miembro Vivian superior está conformado litológicamente por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada con evidencias de acción de mareas, intercaladas con niveles arcillosos. El espesor de este miembro en el área de estudio varía de 35 a 40 m (Seminario et al., 2005).

5.3.4 Cenozoico

5.3.4.1 Grupo Huayabamba (Lower red beds)

Formación Yahuarango de edad Paleoceno?, es una secuencia sedimentaria silicoclástica depositado en un ambiente continental, está constituida principalmente por lodolitas marrón rojizas, con intercalaciones en menor proporción de areniscas cuarzosas. Estas secuencias están caracterizadas por la predominancia de llanuras y depósitos de canal (SGP, 2010).

Miembro Charophytes

Está constituido litológicamente por pelitas no calcáreas de coloración castaño rojizo con escasas intercalaciones de limolitas. Esta unidad, como su nombre lo indica, está conformada hacia el tope por un nivel delgado de algas verdes del tipo carofitas (5-10 m aprox.), que en total varían en espesor entre 0-400 m (Disalvo et al., 2008)

5.3.4.2 Grupo Ipururo (Upper red beds)

Formación Timpia, de edad Mioceno?, está conformada en la parte basal por un intervalo grueso de areniscas de grano medio con pequeñas intercalaciones de lutitas grises y fragmentos de carbón. La parte superior, aproximadamente de 970 m, consiste de intercalaciones de lutitas, areniscas y algunos conglomerados polimícticos clasto soportados (SGP, 2010).

5.4 TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

5.4.1 Ambiente Tectónico

Durante la orogenia Andina, se desarrollaron en el área de Camisea y alrededores una faja plegada y fallada donde se reconocen tres zonas principales (Disalvo et al., 2002) (Figura 5.4).

- 1) **Zona sin deformación andina:** Ubicadas en la parte norte y noreste, lo que actualmente es la cuenca de antepaís. Se encuentran aflorando en este sector solo rocas cuaternarias.
- 2) **Zona Externa:** Donde la deformación andina es de menor grado. Está caracterizada por presentar trenes de anticlinales y sinclinales alargados con una orientación SE-NO. Estas estructuras afectan a rocas post Silúricas constituyendo una faja plegada y fallada de lámina delgada pues no involucra el basamento. Afloran en esta zona rocas principalmente cenozoicas y eventualmente rocas cretácicas y cuaternarias. Es la zona más importante para la exploración y explotación de petróleo y gas.
- 3) **Zona Interna:** Aquí la deformación es muy intensa y compleja. El diastrofismo andino pudo haber originado una inversión tectónica de un período distintivo más antiguo. Las rocas aflorantes van del Paleozoico al Cenozoico.

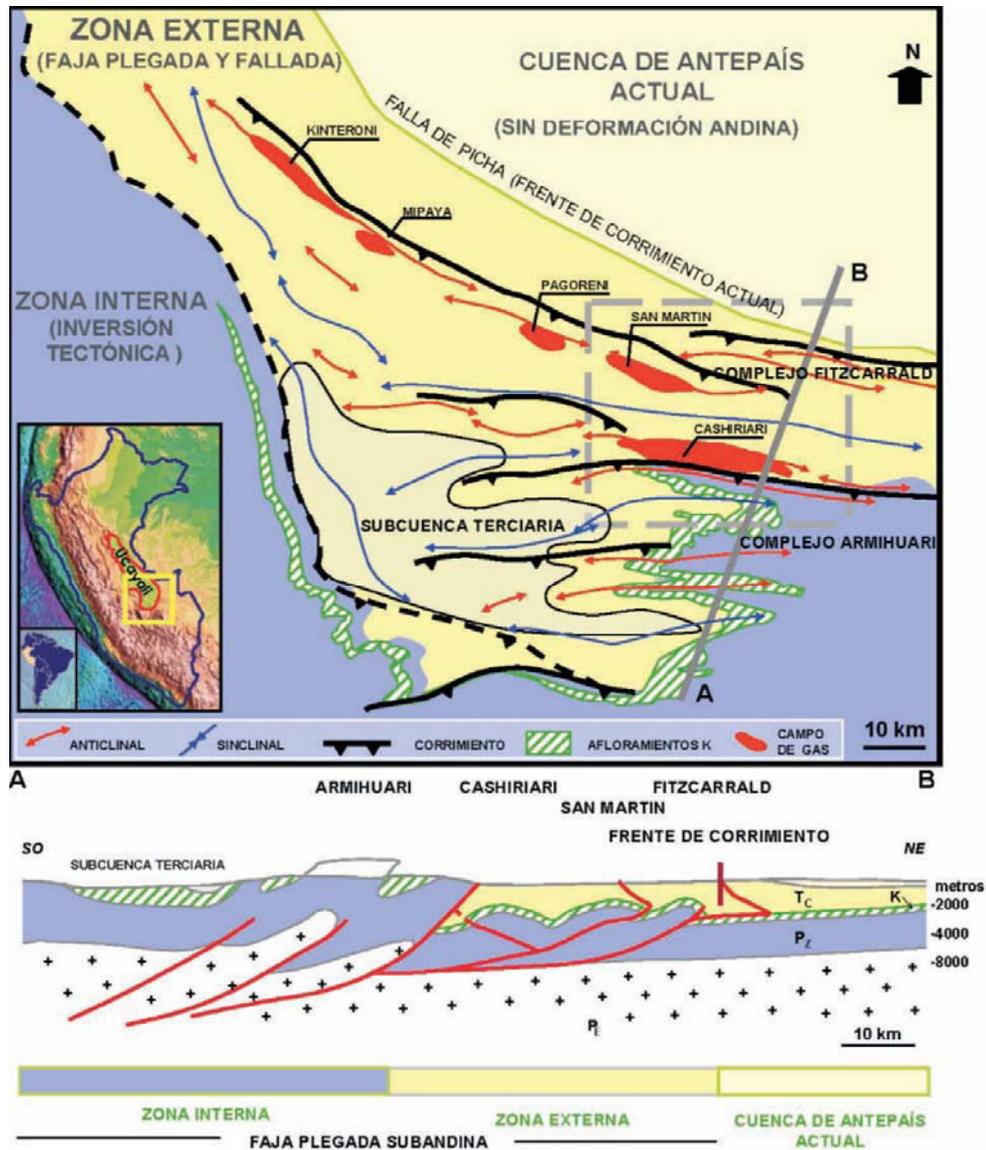


Figura 5.4 Ambiente tectónico cuenca Ucayali Sur (Disalvo et al., 2002)

Recientes estudios estructurales, proponen nuevos análisis tectónicos del área. Ghiglione M. en un estudio interno para Pluspetrol (2014), basado en el análisis e interpretación estructural de líneas sísmicas regionales, propone una subdivisión estructural de la cuenca Ucayali Sur en dos principales dominios (Figura 5.5):

A. Dominio estructural Oeste

Este dominio está caracterizado por una variación en la tasa de acortamiento entre 2-13% en el área de Camisea. El acortamiento se incrementa hacia el sureste (2-8%), en la transición con el dominio estructural Este, el acortamiento aumenta dramáticamente hasta un 13%.

Este dominio involucra principalmente estructuras de piel gruesa con vergencia al NE, y dos principales trenes de anticlinales de dirección casi E-W que pueden ser reconocidos a lo largo del dominio. Estratigráficamente este dominio está caracterizado por una cubierta sedimentaria gruesa de depósitos Neógenos que se incrementan de 2000 m en la zona oeste, hasta 8000 m hacia la zona sureste.

La vergencia NE y el bajo valor de acortamiento presente en el dominio oeste son interpretados como producto de la transferencia de acortamiento de la cordillera Oriental (vergenza NE) que fue en parte absorbida por la cuenca plegada y fallada de Ene y la Cordillera de Otishi, las cuales rodean la zona oeste del área de Camisea.

B. Dominio estructural Este

Este dominio presenta una complejidad mayor que el Dominio Oeste, con tasas de acortamiento más altas entre 20-30% en el área de Camisea. Está caracterizado por estructuras de piel delgada con vergencia hacia el norte, las cuales están enraizadas en un nivel de despegue profundo que en la parte sur involucra al basamento.

En este dominio se encuentra el frente de corrimiento de Armihuari, el cual muestra incremento de *dip-slips* de 2800m a 9000 m con componentes horizontales de 2600 m y 700 m respectivamente de oeste a este, lo cual produce levantamiento de la montaña Armihuari. Este corrimiento frontal de basamento es una de las más notorias estructuras, que puede ser seguida a lo largo de 85 km, dividiendo el Dominio Este en un sector interno y otro externo. El corrimiento de Armihuari representa la expresión en superficie de una rampa pronunciada enraizada a 12000 m; hacia el norte de este corrimiento principal se presenta la parte más somera de la superficie de despegue que va hasta los 9000 m, lo que da paso a un sector externo. Siguiendo el corrimiento de Armihuari y la tendencia del frente orogénico, el Dominio Este incrementa progresivamente su acortamiento hacia el este de 18% a 33%.

Los altos valores de acortamiento y la vergencia al norte en el Dominio Este están probablemente relacionados al esfuerzo compresional proveniente del bloque

morfoestructural Altiplano Norte, en el cual el acortamiento fue transferido por la cordillera de Vilcabamba hacia el corrimiento frontal de Armihuari que involucra rotación de bloques de basamento.

Los dominios Oeste y Este tienen en común que el acortamiento fue principalmente acomodado por *net-slip* en algunos corrimientos principales de continuidad lateral; y un tren regional de componente horizontal de *net-slip* hacia el este.

Se concluye que el gas producido en los trenes de anticlinales no es homogéneo, se esperaría que cada pliegue en particular debería haber tenido una historia deformacional distinta.

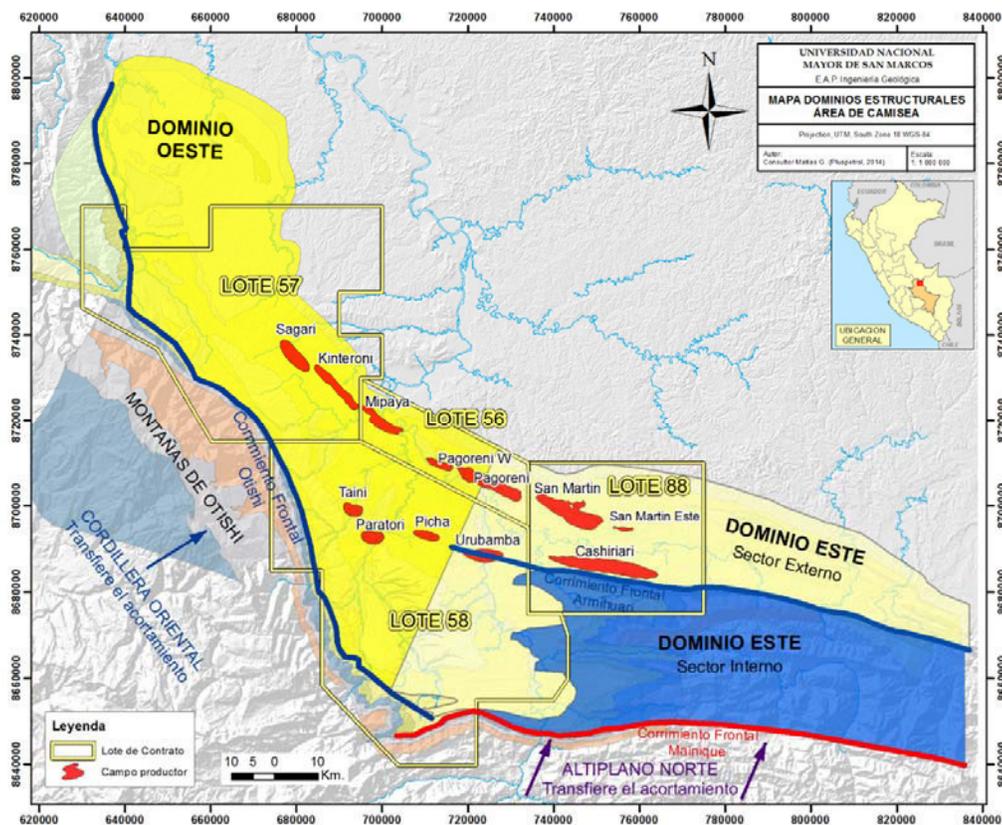


Figura 5.5 Mapa de los dominios estructurales propuestos por Ghiglione (Reporte interno Pluspetrol, 2014)

5.4.2 Tipos de estructuras

Las principales estructuras del área de Camisea son anticlinales y sinclinales de muchos kilómetros de extensión, formados por flexión de fallas inversas de bajo ángulo (corrimientos o *thrust*) de centenas a miles de metros de rechazo (Disalvo et al., 2002).

El ángulo del plano de falla de los corrimientos cambia al variar las litologías que atraviesa, generalmente no supera los 16° al atravesar la sección siluro-devónica, tendiendo a ponerse horizontal al cortar el techo de este ciclo. Las fallas vuelven a cortar las secciones del Paleozoico Superior y del Cretácico con inclinaciones de alrededor de 10° a 20° , para luego tender a ponerse paralelas a los estratos en la base de la sección terciaria, y finalmente invertir su dirección y sentido formando retrocorrimientos que comúnmente salen a superficie (Disalvo et al., 2002).

Estas variaciones angulares producen fallas de desgarre oblicuas a la dirección del esfuerzo principal que segmentan el corrimiento. El efecto que ocasiona la partición de los corrimientos sobre los sedimentos que se encuentran por encima es la de formar sillas y crestas secundarias que separan el anticlinal mayor en pliegues menores. Un buen ejemplo de este fenómeno lo observamos en el tren estructural de San Martín, que podemos dividir en varios anticlinales menores como San Martín Este, San Martín, Pagoreni, Saniri, Mipaya y Kinteroni (Disalvo et al., 2008) (Figura 5.6).

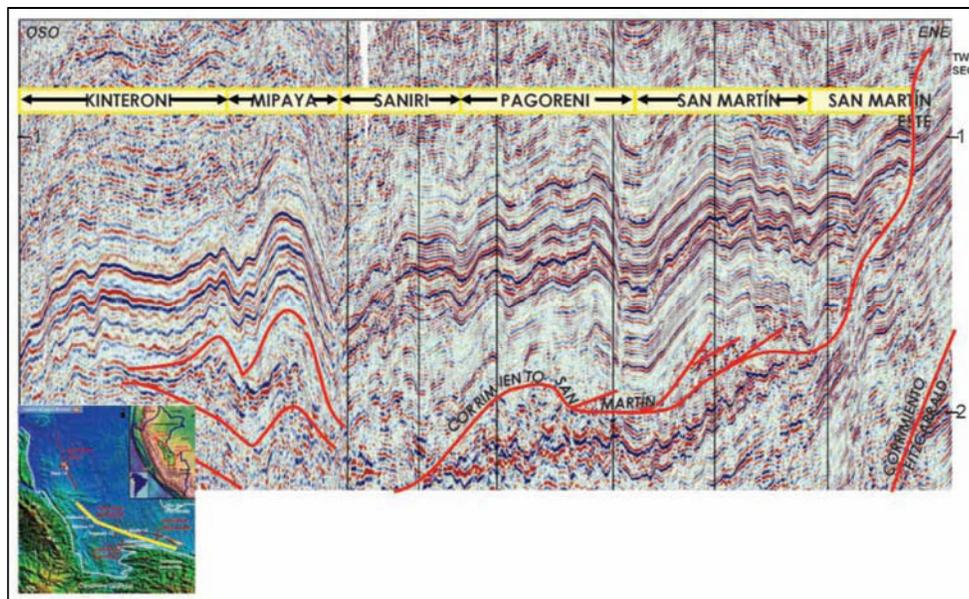


Figura 5.6 Anticlinales dentro de la alineación de San Martín. Las distintas estructuras se encuentran separadas por sillas formadas por cambios en el ángulo de corte de las fallas (Disalvo et al., 2008)

En esta zona las crestas de los anticlinales están cortadas a lo largo del rumbo por fallas inversas de menor escala, formadas posteriormente al episodio de deformación principal que generó la estructura; a estas fallas se las denomina fallas fuera de secuencia, fallas de acomodación o *shortcuts* (Figura 5.7). Otra característica principal de esta zona es la presencia de retrocorrimientos en la sección terciaria, estos corrimientos cambian su vergencia dirigiéndose hacia la zona deformada. Este mecanismo impide que la deformación de la faja plegada y fallada se propague hacia el antepaís. Un claro ejemplo lo conforma la Falla de Picha que es la expresión superficial del corrimiento San Martín y limita la zona externa en gran parte de la región (Disalvo et al., 2008).

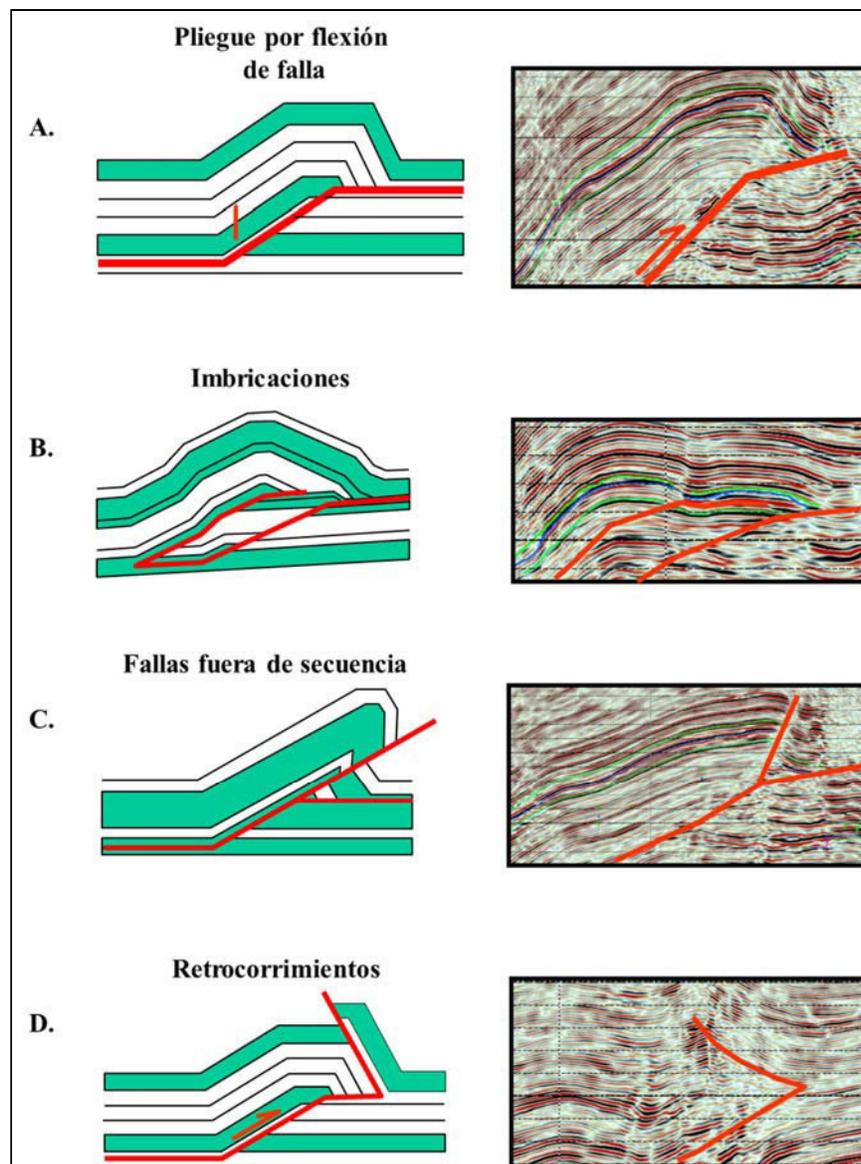
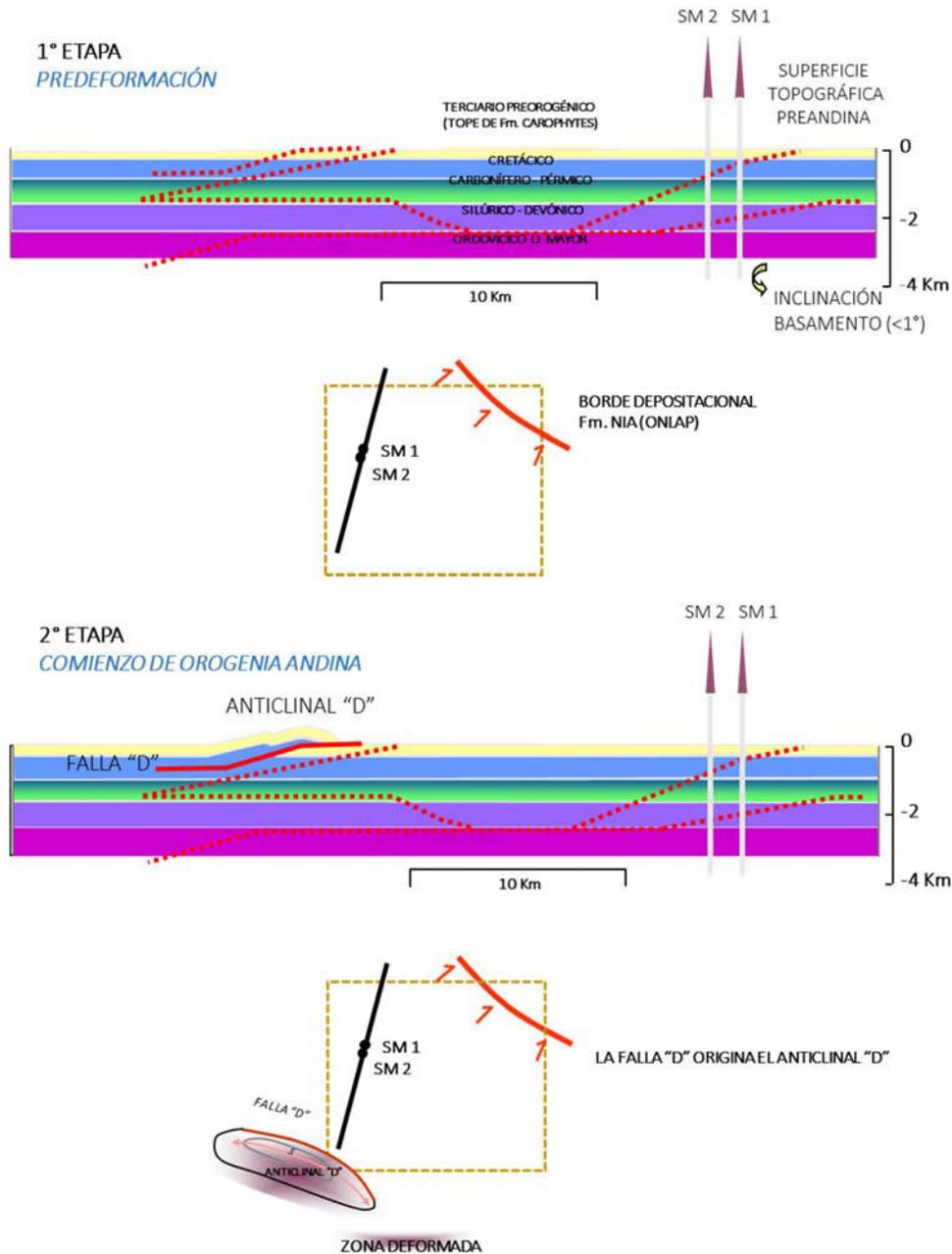
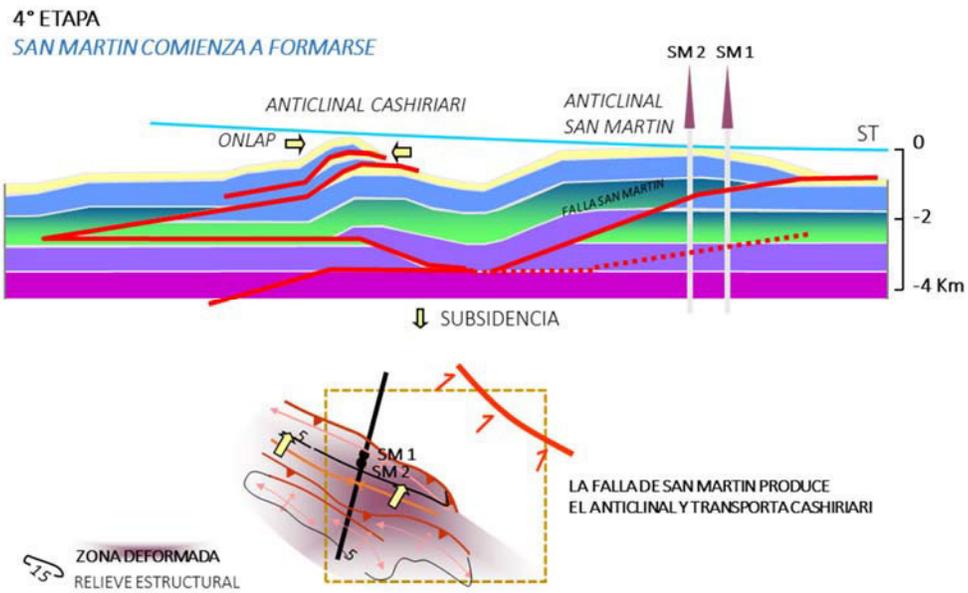
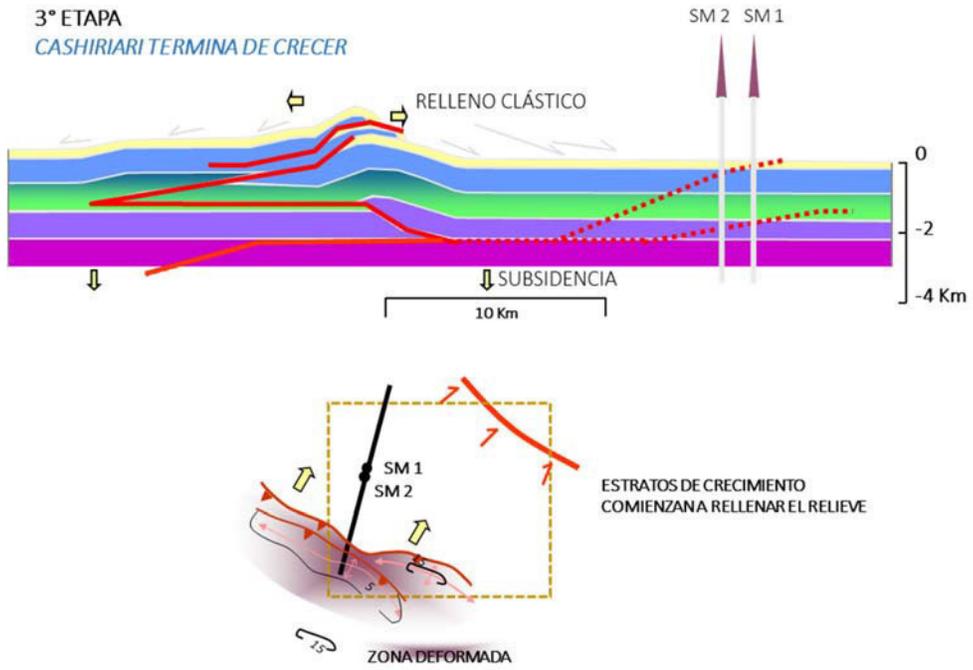


Figura 5.7 Tipos de Estructuras presentes en la cuenca Ucayali Sur (Disalvo et al., 2008)

5.4.3 Evolución tectónica

El plegamiento del área de Camisea se produjo en varias etapas o estadios (Figura 5.8). Este carácter episódico de la deformación lo demuestra la presencia de fallas fuera de secuencia, las fallas falladas y por último, estratos de crecimiento plegados. Estos episodios de deformación tienen efectos muy importantes en la geometría actual de las trampas y, por lo tanto, en la conformación de las diferentes acumulaciones (Disalvo et al, 2002).





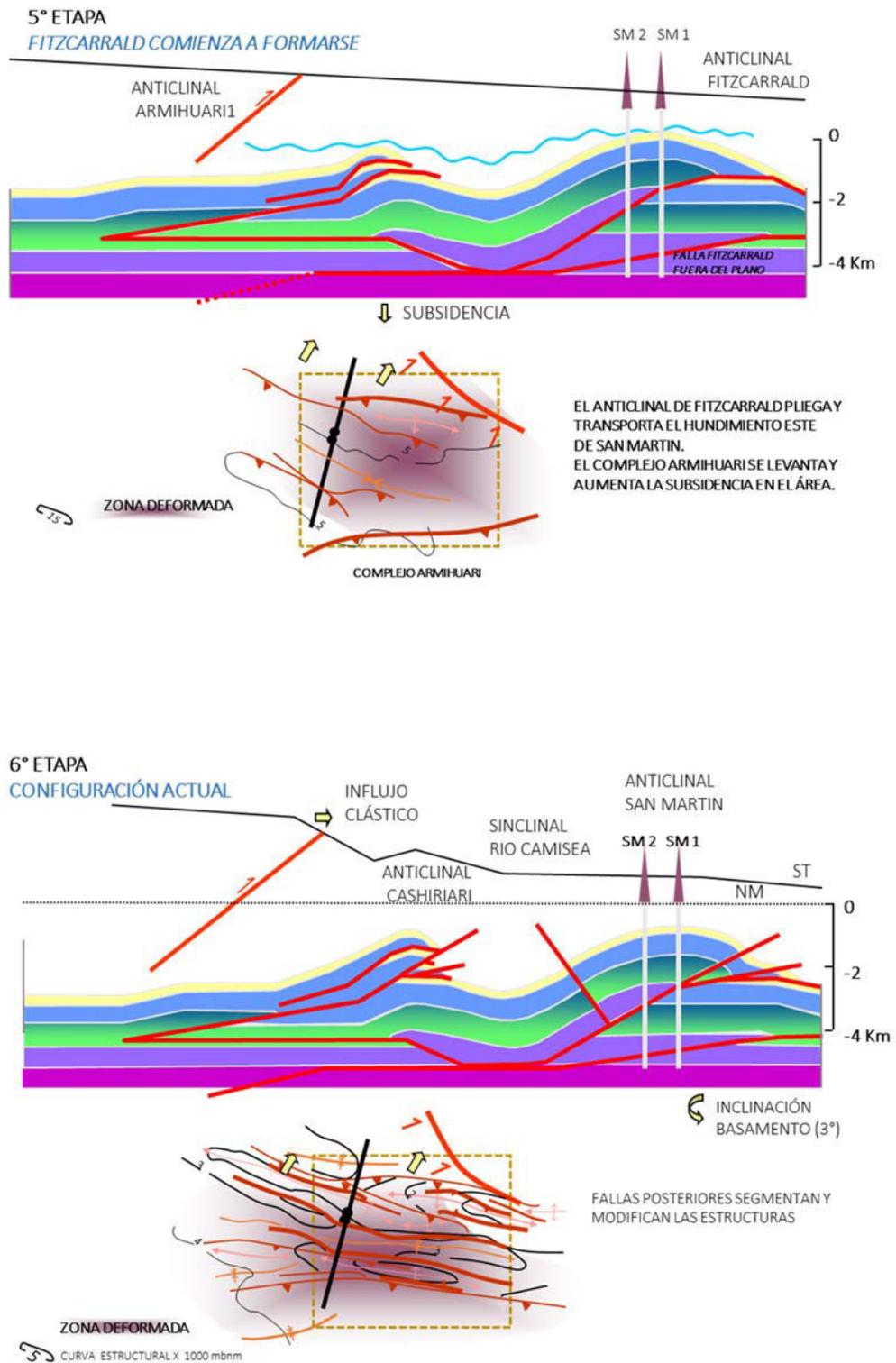


Figura 5.8 Evolución tectónica cuenca Ucayali sur (área de Camisea) (Disalvo et al., 2002).

5.5 SISTEMAS PETROLÍFEROS DEL ÁREA

En la subcuenca de Camisea se ha determinado la existencia de sistemas petrolíferos conformados por rocas generadoras de edad Devónica, Carbonífero, Pérmico? y rocas reservorio Cretácicos y Pérmicos.

5.5.1 Rocas generadoras

De todos los estudios realizados en el área de Camisea y alrededores, estos coinciden que las formaciones con mejor potencial para generar gas y condensado son el Grupo Ambo (Carbonífero), la Formación Ene (Pérmico), el Grupo Cabanillas (Devónico), no descartando, en escala menor, eventuales contribuciones de la Formación Shinai y de la parte superior de la Formación Noi (Disalvo et al, 2008) (Figura 5.9).

Grupo Ambo: Los análisis de los recortes de perforación del pozo San Martín-1X, han permitido identificar un intervalo rico en materia orgánica con valores de TOC que varía en un rango de 0.61-8.78%, la información de Rock Eval define el potencial generador de moderado a bueno, con un tipo de kerógeno de II a II-III; ello sugiere que el Grupo Ambo contiene materia orgánica con condiciones para generar gas y madurez adecuada para generar gas y condensado (Villar, 2002).

Formación Ene: Muestras de afloramientos arrojan buenos valores de TOC de 3-6% en la base de la unidad, no obstante recortes de los pozos Cashiriari-3X y Mipaya-1X dan valores de TOC entre 1.4-4%. Existe cierta ambigüedad en la caracterización geoquímica de esta formación: algunos estudios consideran ambiente lacustre-anóxico de kerógeno Tipo I, mientras otras evaluaciones consideran a esta formación de origen sedimentario marino con kerógeno Tipo II. Sin embargo todas coinciden que la unidad basal de esta formación es principalmente generadora de petróleos con alto componente parafinico y que se encuentran térmicamente inmaduras a maduras (temprana-media) de la ventana de petróleo (Disalvo et al, 2008).

Grupo Cabanillas: Muestras de pozo y afloramientos, indican valores de TOC de 1-2%. Se caracteriza a la materia orgánica de esta unidad como marina de kerógeno Tipo III a III/IV. Las muestras presentan un grado avanzado de madurez térmica, desde madurez tardía a sobremadurez (Disalvo et al, 2008).

Formación Shinai y Tope Formación Noi: En los pozos San Martín-1X, Sepa-1X y Segakiato-1X, delgados niveles de estas formaciones presentan valores de TOC que varían de 1-3%. El potencial de generación es bueno a pobre, con kerógeno Tipo II y III/IV. Se encuentran en la fase temprana de generación de petróleo, mínima madurez (Villar, 2003).

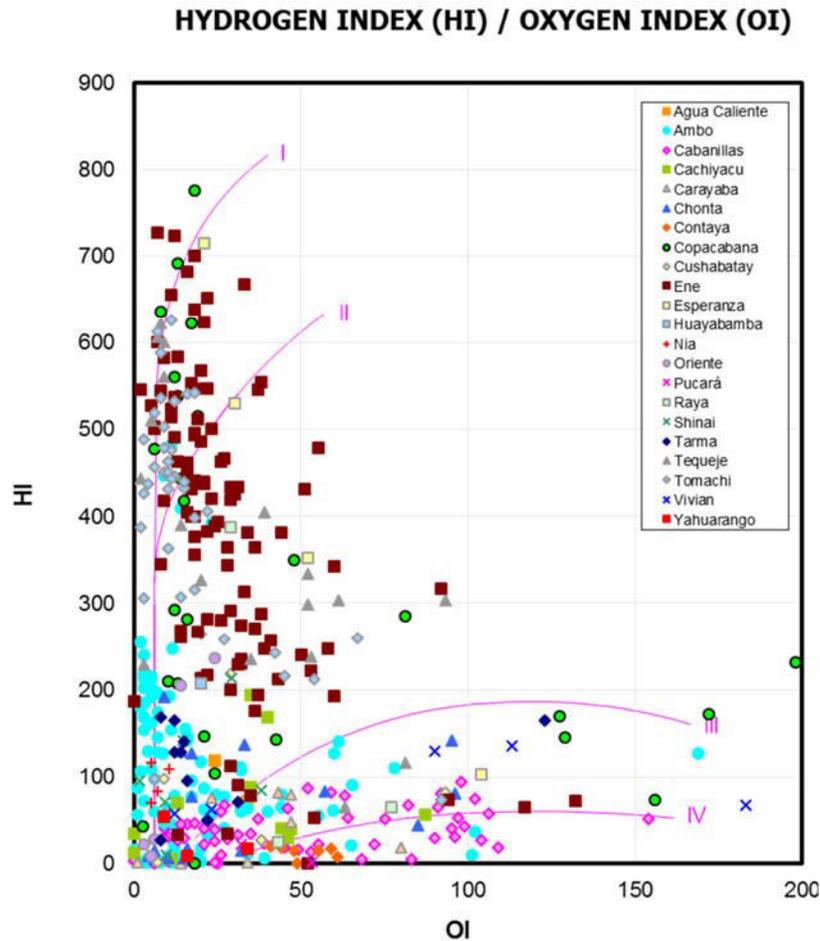


Figura 5.9 Clasificación de tipo de kerógeno de las diferentes formaciones del área de Camisea y alrededores (Villar, 2003)

5.5.2 Rocas Reservorio

Las rocas reservorio de la cuenca Ucayali Sur tienen edades que van del Pérmico al Cretácico y se denominan de base a tope: Ene, Noipatsite, Nia Superior, Nia Inferior, Chonta y Vivian. Adicionalmente a estos reservorios convencionales, se encuentran los carbonatos del Grupo Copacabana, los cuales representan un reservorio naturalmente fracturado que ha sido probado en el campo de Mipaya (Grosso S., Salas, G., Navarro, W., Gabulle, J. & Seminario, F., 2012) (Figura 5.10).

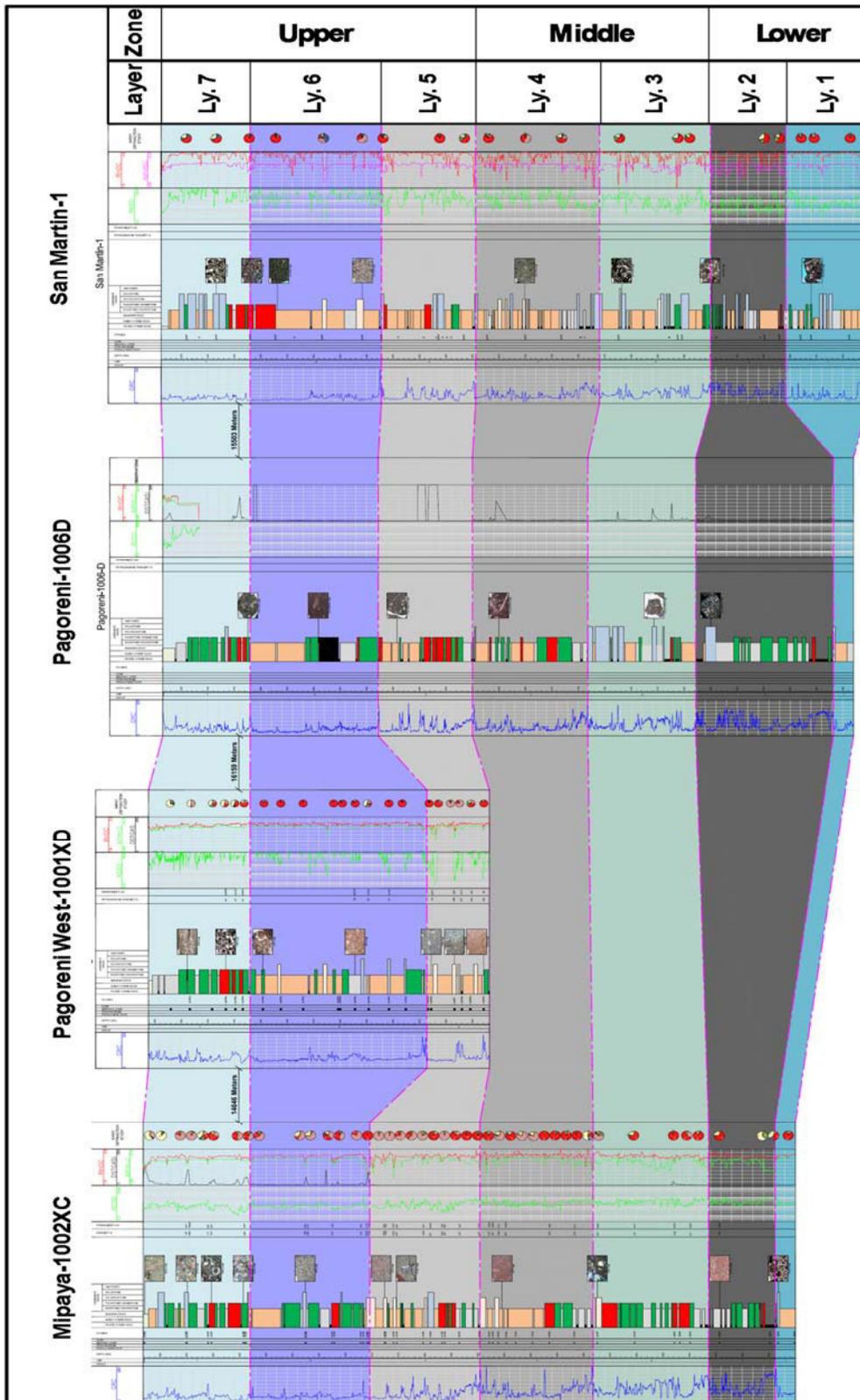


Figura 5.11 Sección regional del Grupo Copacabana con los 7 niveles estratigráficos y las 3 zonas (Reporte interno Pluspetrol)

Formación Ene

Está compuesta por areniscas finas a muy finas de color blanquecino de composición cuarzo-feldespática, cementadas con dolomita. Por lo general se encuentra bastante cementada y con algunas fracturas. Presenta porosidad efectiva promedia de 11% y las permeabilidades varían entre 0.1-10 mD. (Seminario et al., 2005). Esta unidad se encuentra saturada con gas en las estructuras Cashiriari, San Martín, Pagoreni, Mipaya, Kinteroni, Urubamba, Picha, Taini y Paratori.

Formación Noi

Se distinguen dos miembros: Noi inferior y Noi superior.

Miembro Noi inferior: Compuesto por areniscas de color rojizo claro de grano fino a medio, clastos subredondeados bien seleccionados con estratificación cruzada planar de alto ángulo. Esta unidad es de composición subfeldespática compuesta por clastos de cuarzo (85%), feldespatos (10%) y líticos (5%). Corresponde a un ambiente eólico desértico que forma un complejo de dunas e interdunas (Seminario et al., 2005). Las facies de dunas están conformadas por areniscas medias a finas bien redondeadas, con estratificación cruzada de bajo ángulo intercaladas con láminas de granulometría más fina ondulítica de color más claro asociado a cemento anhidrítico, presenta porosidades de van de 13-19% y permeabilidades de 4-440 mD. Las facies de interduna, constituidas por areniscas finas con laminación paralela a cruzada de muy bajo ángulo, con moteado anhidrítico asociado a paleosuelos con baja bioturbación, no presentan las mismas buenas características petrofísicas de las facies de dunas (Grosso S., & Chung, F., 2010a).

Miembro Noi superior: Tiene un espesor que varía de 15-30 m, está constituido principalmente por areniscas de grano fino a medio bien seleccionadas, de composición cuarzo-feldespáticas. Contiene facies de estratificaciones cruzadas en varias formas, laminación difusa y bioturbación. El medio ambiente que se le atribuye es desértico marginal, con cursos fluviales efímeros. Esta unidad tiene una porosidad promedio de 12% y valores de permeabilidad que varían de 0.1-200 mD. (Seminario et al., 2005).

La Formación Noi se encuentra saturada con gas en las estructuras Cashiriari, San Martín, Pagoreni, Mipaya, Kinteroni, Urubamba, Picha, Taini y Paratori.

Formación Nia Inferior

Constituido por areniscas de grano fino bien seleccionadas, con facies de estratificación cruzada de mediana y gran escala, el medio ambiente interpretado consiste de depósitos de dunas intercaladas con depósitos finos arcillosos correspondientes a interdunas húmedas y secas “dry and damp-wet”. Los espesores varían en el área de 0-130m debido al efecto de la DBK Posee buenas características petrofísicas con porosidades promedio de 13%. Esta unidad posee un comportamiento anómalo al momento de hacer una evaluación petrofísica con registros eléctricos convencionales, ya que se calcula un valor de saturación de agua entre 50-60%, cuando por estudios especiales de presión capilar sobre núcleos, se sabe que la saturación irreductible esta entre 15-30% los cuales se confirman con ensayos de pozo. Se ha interpretado que esta anomalía en los cálculos de saturaciones se debe a una pátina de cemento arcilloso que recubre los granos (“coating”), ésta retiene agua adherida “bound water” generando una amplia superficie conductiva lo que redundo en una respuesta anómala. Adicional a esto se encuentra hematita distribuida a manera de parches dándole un comportamiento conductivo (Seminario et al., 2005). Este miembro se encuentra saturada con gas en las estructuras Cashiriari, San Martin, Pagoreni, Kinteroni, Sagari, Urubamba, Picha, Taini y Paratori.

Formación Nia Sandstone

Esta unidad, en el Lote 58, presenta cuerpos arenosos con buenos atributos petrofísicos, la granulometría varía de media a fina. Presenta espesor promedio de 30 m con porosidades que varían entre 11-13% y permeabilidades entre 16-36 mD. (Petrobras, 2014).

Formación Nia medio

Conformado por feldsarenitas finas y medianas de color rojizo, se encuentran facies de estratificación cruzada en festón. Presenta un espesor promedio de 40 m. Se interpreta un ambiente aluvial, con depósitos de ríos entrelazados asociados con corrientes efímeras y no confinadas, tipo “sheet flood”, generados en condiciones de clima árido a semiárido con un régimen estacional o descarga fuertemente intermitente.

Las porosidades promedio varían de 13-15% y las permeabilidades varían entre 15-1000 mD. Posee poco o nada de matriz, tiene sobrecrecimiento de cuarzos y feldspatos y tiene impregnaciones de hematita (Seminario et al., 2005). Este miembro se encuentra saturada con gas en las estructuras Cashiriari, San Martin, Pagoreni, Kinteroni y Sagari.

Formación Nia superior

Está constituido por areniscas finas con laminación paralela horizontal o cruzada de bajo ángulo. El ambiente sedimentario que se interpreta es fluvial arenoso de tipo efímero con depósitos generados por superposición de venidas no canalizadas con canales someros de baja sinuosidad. El espesor promedio en el área es de 25m. Las porosidades varían de 18-20% y las permeabilidades de 50-1500 mD (Seminario et al., 2005). Esta formación se encuentra saturada con gas en las estructuras Cashiriari, San Martín, San Martín Este, Pagoreni, Kinteroni y Sagari.

Formación Chonta

En esta unidad se puede diferenciar dos principales reservorios: Miembro Basal Chonta y Miembro Chonta inferior.

Miembro Basal Chonta: Conformado litológicamente por una intercalación de areniscas finas y pelitas, con un espesor total de 18m. Las facies interpretadas y su asociación indican un medio ambiente de baja energía en una planicie costera afectada por procesos de marea y con arribos esporádicos de flujos distales desde el continente (Seminario et al., 2005). La porosidad promedio es 15%. Este miembro se encuentra saturado con gas en las estructuras Cashiriari, San Martín, San Martín Este y Pagoreni.

Miembro Chonta inferior: Presenta un espesor promedio en el área de 115 m. Se define como una secuencia transgresiva en la base con depósitos arenosos costeros del tipo “shoreface”, y que va haciéndose progresivamente más heterolítico hacia el tope evidenciando la subida del nivel de base hasta encontrar facies más finas de lutitas y carbonatos que corresponden al nivel de máxima inundación. El valor promedio de porosidad es de 13% y las permeabilidades varían entre 30-80 mD. (Seminario et al., 2005). Este miembro se encuentra saturada con gas sólo en el campo Cashiriari.

Formación Vivian

Esta formación está dividida en tres miembros: Vivian inferior, Vivian medio y Vivian superior.

Miembro Vivian inferior: Está constituido por un paquete de areniscas finas, blancas levemente consolidadas con estratificación cruzada sigmoidal y algunas intercalaciones de

láminas pelíticas. Se interpreta un medio sedimentario de llanura mareal con influencia estuarina y deltaica. El espesor promedio en el área es de 30 m. Las características de reservorio son muy buenas, tiene un rango de porosidad entre 4-20% y permeabilidades entre 1-2700 mD. (Grosso, S. & Marky, T, 2010b).

Miembro Vivian medio: Esta unidad en el campo Cashiriari presenta espesores entre 15-30 m. Está conformada por areniscas finas a muy finas intercaladas con capas finas de arcillas, siendo a la base arenosa y hacia el tope se vuelve arcilloso, encontrándose dominada por procesos sub-mareales de baja energía. Presenta características petrofísicas medias con valores de porosidad entre de 7-15% y permeabilidad entre 0.07 y 373 mD. (Grosso et al., 2010b)

Miembro Vivian superior: Constituido litológicamente por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada, que se intercalan con niveles arcillosos y hacia el techo con niveles de alternación. Localmente evidencia acción de mareas con frecuentes niveles de deformación sinsedimentaria. Se interpreta como cuerpos afectados por corrientes de marea de alta energía. El espesor varía de 30-35 m, y presenta buenas propiedades petrofísicas, las porosidades varían entre 7-19%, y la permeabilidad entre 0.36 a 681 mD. (Grosso, S. & Marky, T, 2010b).

La Formación Vivian, por sus características petrofísicas es uno de los reservorios más importantes en el área y se encuentra saturada con gas sólo en el campo Cashiriari.

5.5.3 Rocas sello

Entre las principales rocas sellos considerados en la cuenca Ucayali Sur se tiene a:

Grupo Copacabana

Se cree que las calizas pérmicas que conforman esta unidad, dado su carácter poco o nada permeable (intercalaciones de pelitas y evaporitas de espesor alrededor de 1000 m), impidieron que el hidrocarburo generado de rocas que infrayacen esta unidad migre hasta las rocas reservorio antes que se formen las trampas (Disalvo et al., 2008).

Miembro Middle Nia Mudstone

Está compuesto por niveles de arcillitas intercalados con cuerpos de caliza, dolomita y algunos niveles de anhidrita. Esta unidad es considerada sello para la unidad Nia inferior. No está presente en toda el área ya que se encuentra afectado por la discordancia DBK hacia el NE del área (Disalvo et al., 2008).

Formación Shinai

Este sello regional está compuesto litológicamente por lutitas calcáreas con algunos intervalos de chert, y espesor promedio de 75 m, se le considera sello de los reservorios eólicos de la Formación Noi (Disalvo et al., 2008).

Miembro Chonta superior

Está conformado por pelitas y lutitas con intercalaciones de arcillas calcáreas y niveles de areniscas finas. Este miembro es sello de las acumulaciones de la Formación Chonta inferior, Miembro Basal Chonta, Nia superior y Nia medio, en algunas estructuras. Pruebas de admisión o LOT (leakoff test) realizados, muestran que esta unidad tiene capacidad para soportar columnas mineralizadas de mayor espesor que los cierres de las estructuras encontradas (Disalvo et al., 2008).

Capas Rojas

Es considerado como el sello por excelencia de los reservorios del área. El intervalo considerado como sello (Lower Red Beds), está constituido litológicamente por lodolitas marrón rojizas intercaladas en menor proporción con areniscas cuarzosas de grano fino. El espesor de este intervalo varía de 800-900 m. En su parte basal se encuentra el Miembro Charophytes la cual es un sello regional de espesor promedio de 150 m, está constituido por rocas de granulometría fina, depositadas sobre la Formación Vivian. Según cálculos que se realizan en las pruebas de integridad y fracturación (LOT), esta unidad puede soportar una columna mineralizada de gas de más de 400 m de espesor, como ocurre por ejemplo en la estructura Cashiriari (Disalvo et al., 2008).

5.5.4 Trampas

Las principales trampas de hidrocarburos que han sido exploradas en la cuenca Ucayali Sur, son del tipo estructural, las más importantes de estas estructuras son los anticlinales formados por flexión de fallas. Estos anticlinales tienen entre 50-150 km de largo con anchos

de algunas decenas de kilómetros y relieves estructurales de más de 3 km. Esta geometría inicial puede estar afectada por dos principales mecanismos: la imbricación de dos o más fallas que forman estratos replegados y por la presencia de fallas de desgarre, que en los grandes trenes de anticlinales, forman varios pliegues de menor dimensión (con sus ejes desplazados algunos cientos de metros), y sillas estructurales entre ellos (Disalvo et al., 2008).

Dentro de otras probables trampas que están siendo evaluadas actualmente cabe mencionar las estructuras originadas en el bloque bajo (*footwall*) (Figura 5.12), y las trampas estratigráficas que están principalmente relacionados a acuñamientos contra altos antiguos (Figura 5.13).

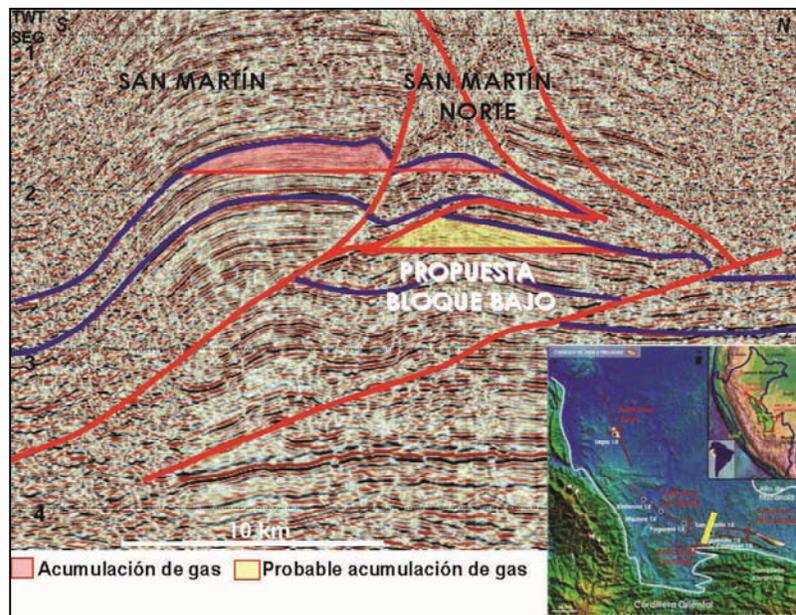


Figura 5.12 Sección sísmica que muestra estructuras en el bloque bajo (Disalvo et al., 2008)

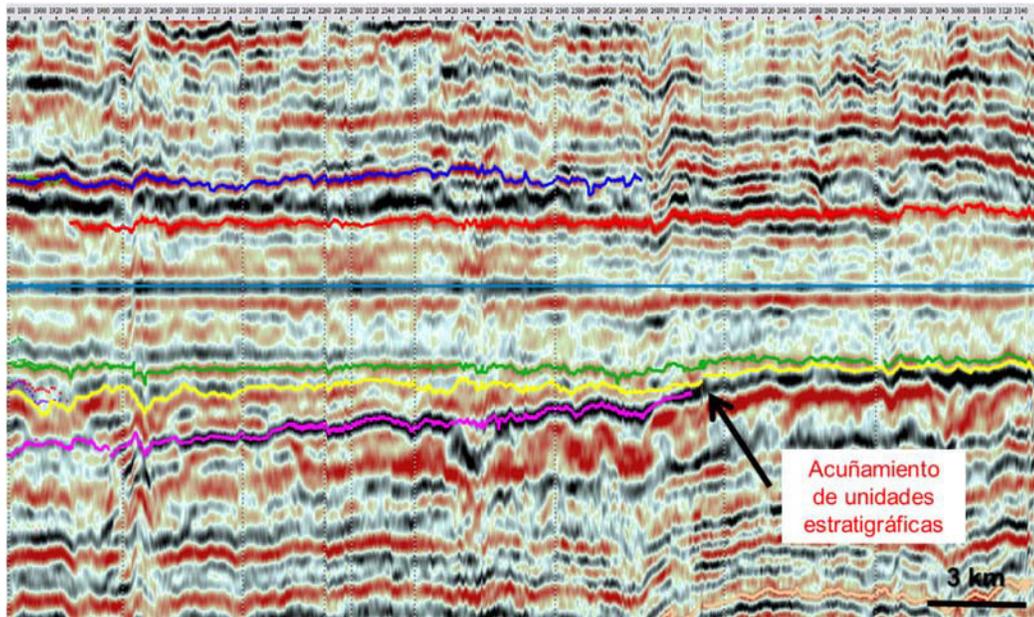


Figura 5.13 Trampa estratigráfica, acuñamiento de unidades estratigráficas (Reporte interno Pluspetrol, 2014)

5.5.5 Migración

Se considera a las fallas que producen los corrimientos, formados durante la orogenia andina, como las principales vías de migración para la acumulación de los hidrocarburos en el área de Camisea (Disalvo et al., 2008) (Figura 5.14).

Comúnmente estos corrimientos, cuyos niveles de despegue se dan en unidades generadoras (Ambo, Cabanillas), permiten la migración de los hidrocarburos hacia los reservorios.

En otros casos, estos corrimientos ponen en contacto las rocas generadoras con los reservorios, que se encuentran separados aproximadamente por 1000 m de sedimentos impermeables (Figura 5.15). Los corrimientos y fallas de acomodación son los responsables de la distribución y remigración en los diferentes reservorios, y también de la no dispersión de los fluidos.

Es importante enfatizar que la distribución vertical y areal de los hidrocarburos está controlado por fallas (sellos o “carriers”) y sellos locales.

De acuerdo a los modelos de generación, se presume que la expulsión y migración de hidrocarburos haya empezado en el Mioceno y continúe probablemente hasta la actualidad (Disalvo et al., 2008).

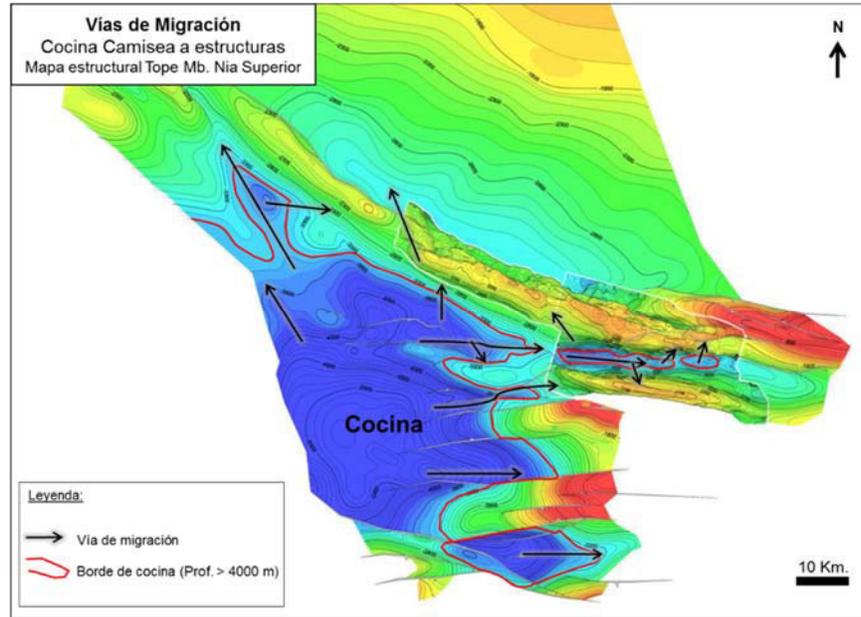


Figura 5.14 Diagrama de las posibles rutas de migración de hidrocarburos, desde la cocina (área de generación de hidrocarburos, tiempo actual) a las estructuras de la cuenca Ucayali Sur (Reporte interno Pluspetrol, 2015).

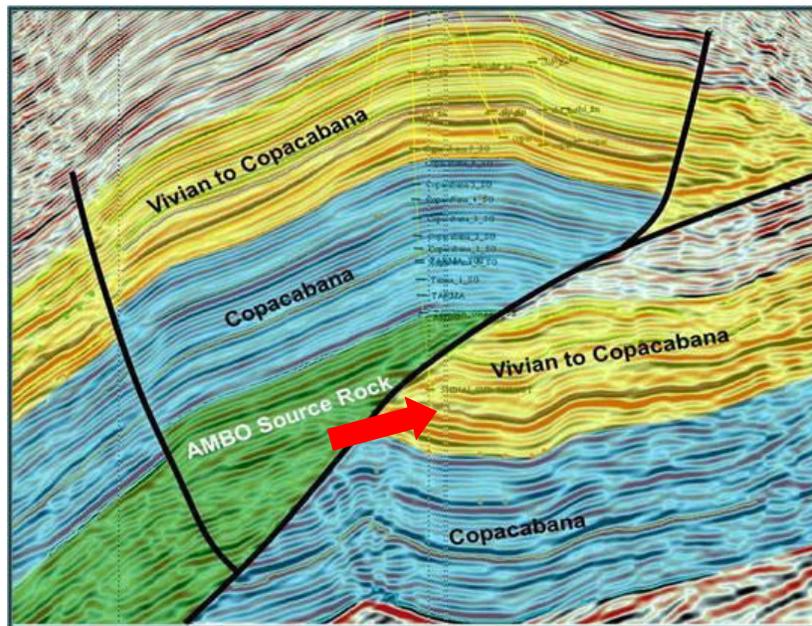


Figura 5.15 Esquema representativo de la posible carga directa de hidrocarburos de la roca generadora hacia el reservorio de una estructura en el bloque bajo (Reporte interno Pluspetrol, 2015).

CAPÍTULO 6

ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA DEL GRUPO AMBO

6.1 LOCALIDAD TIPO

El Grupo Ambo fue definido por Newell et al. (1953), en la quebrada Chaupihuranga en la provincia de Ambo (Departamento de Huánuco).

Newell et al. describieron más de 800 m de una secuencia de areniscas grises verdosas intercaladas con lutitas grises oscuras con restos de plantas fósiles que subyacían en concordancia con el Grupo Tarma. Se reconoció además, en la parte superior de la sección, una capa masiva de tufos volcánicos de coloración verdosa. Otras evidencias de actividad volcánica se muestran en la localidad de Pasaje (Huánuco), donde se encontraron andesitas en los conglomerados basales de la sección. Algunas secciones incompletas del Grupo Ambo que muestran las mismas facies litológicas como en la localidad tipo, se encuentran en las localidades de Vichaycota y Carhuamayo.

Cerca de esta localidad, en el poblado de Huácar (Ambo-Huánuco), Jacay et al. (2008), describen a este grupo como una secuencia de conglomerados compuestos por clastos de esquistos cuarzosos angulosos y areniscas cuarzosas feldespáticas en sucesión grano creciente, intercalados con niveles de facies finas de lutitas grises y gris verdosas con abundante restos de plantas, que son interrumpidos por delgados niveles de areniscas cuarzosas feldespáticas que corresponderían a canales efímeros meandriformes.

DIVISIÓN DEL GRUPO AMBO

Tomando en cuenta marcadores litoestratigráficos y bioestratigráficos, un estudio realizado por Zapata et al. (2004) propone la división del Grupo Ambo en su localidad tipo en tres formaciones: Formación Buena Vista, Formación Yanaj y Formación Chunomaja (Figura 6.1).

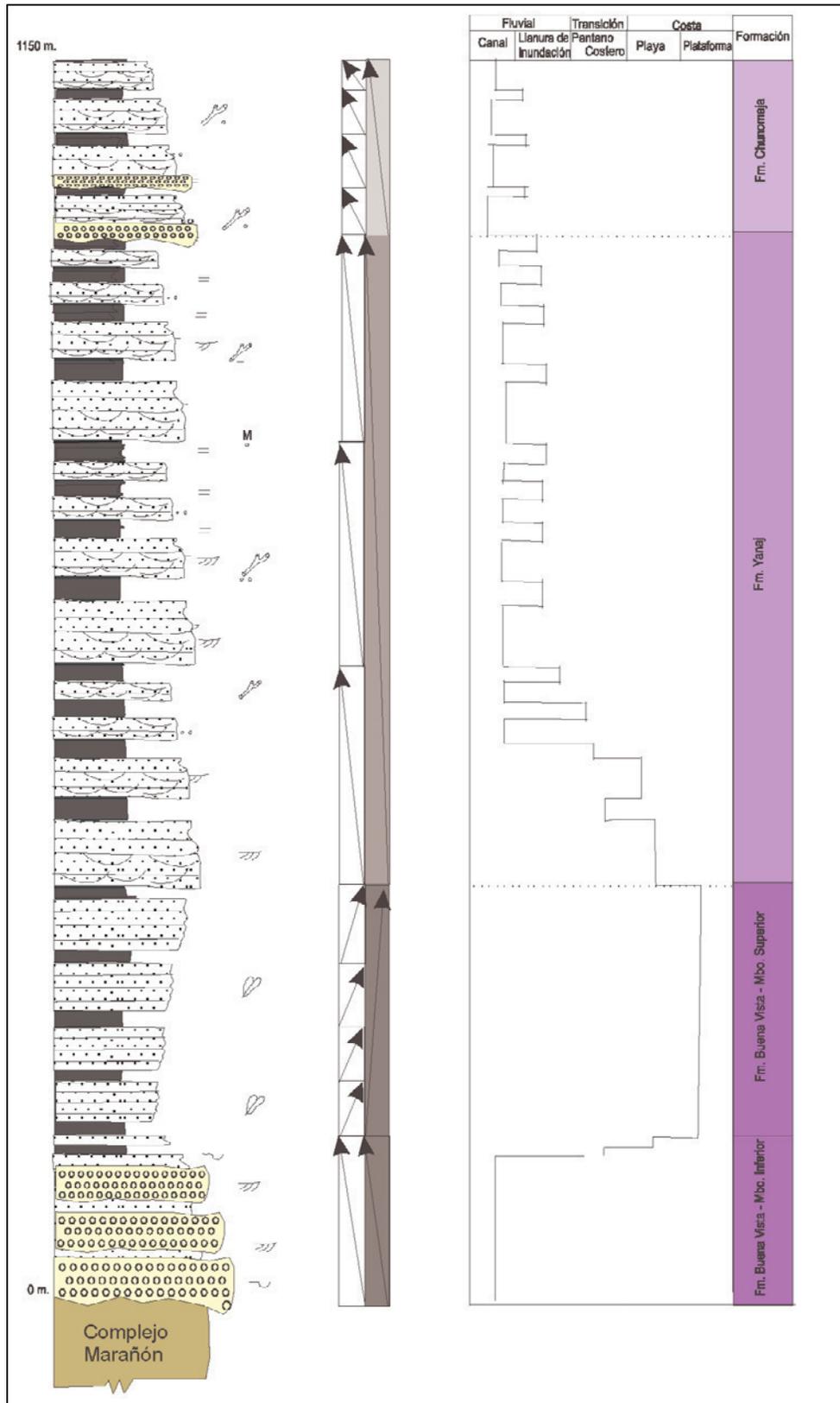


Figura 6.1 Columna litológica del Grupo Ambo en Yanaj (Huánuco) (Zapata et al., 2004).

Formación Buena Vista

Corresponde a la base del Grupo Ambo, aflora alrededor de la localidad Buena Vista en Huánuco, y está conformada por dos miembros:

Miembro inferior: Esta unidad está ampliamente expuesta en los alrededores de la localidad de Matibamba, al oeste de Huacar (Ambo). Sobreyace en discordancia angular y en contacto fallado al Complejo Marañón. Está conformada litológicamente por conglomerados polimícticos, de clasificación moderada, con clastos subangulosos a subredondeados de esquistos y cuarzo de diámetro variable. Presentan una granodecrecencia marcada hacia el tope, los cuales se alternan con areniscas cuarzosas feldespáticas grises en estratos medianos. Presenta además estructuras internas oblicuas, paralelas y sesgadas. Según sus características se ha interpretado esta unidad como facies proximales de abanicos, de flujos de alta energía debido a un aumento de transporte producto de una pendiente y disminución del área de aporte, lo que evidenciaría un levantamiento a inicios del Tournaisiano que se dio probablemente desde fines del Devónico (Zapata et al. 2004).

Miembro superior: Está constituido por una megasecuencia estrato-granocreciente. La base está compuesta por areniscas de grano grueso a medio con materiales fósiles (bivalvos y braquiópodos) los cuales desarrollan una apariencia nodular debido a la meteorización. Hacia el tope presenta una intercalación de areniscas cuarzosas feldespáticas, limolitas y lutitas micáceas en estratos medianos a delgados. Se interpreta como una unidad transgresiva, que representa una sedimentación transicional entre plataforma interna y externa por debajo de la acción de olas con influencia deltaica. (Zapata et al. 2004)

Formación Yanaj

Esta unidad está muy bien distribuida en los alrededores de la localidad de Yanaj (Huánuco). Está conformada hacia la base por areniscas de grano medio con estructuras internas sesgadas (barras de playa), les sigue una intercalación de limolitas grises verdosas micáceas y lutitas con laminaciones horizontales; estas secuencias gradan a depósitos de canal y de llanura de inundación conformando hasta tres secuencias estrato-granodecrecientes. Se le ha interpretado a esta unidad como secuencias de barra (playa) y pantano costero (zona de transición) que evolucionan a sistemas fluviales dominados por canales meandriformes con una marcada sedimentación en las llanuras de inundación, lo que indica somerización y

emersión de la cuenca. Se encuentran evidencias fósiles (flora) en sedimentos de pantano y llanura de inundación (Zapata et al. 2004).

Formación Chunomaja

Esta unidad aflora en los alrededores de Chunomaja, al de la localidad de Huácar (Ambo). Está conformada litológicamente por areniscas cuarzosas feldespáticas de grano medio con canales de microconglomerados. Hacia el tope esta unidad presenta una alternancia de areniscas de grano medio, lutitas y limolitas. Se le ha descrito como una secuencia típica de ambientes fluviales, debido a que presenta facies de canal y llanura de inundación. Por sus características sedimentológicas, la base de la secuencia ha sido interpretada como una reactivación del área de aporte debido a un aumento en la energía de transporte. (Zapata et al. 2004)

6.2 EDAD

Análisis bioestratigráficos, realizados cerca de la localidad tipo del Grupo reportaron géneros de bivalvos cuya ocurrencia presenta un rango de edad que alcanza el Pensilvaniano, pero debido a que se halló asociado a braquiópodos del Misisipiano, se les considera dentro de este sistema. De este estudio se ha interpretado que los conglomerados basales del Grupo Ambo pertenecen al Tourniasiano inferior al subyacer estas secuencias. Además se atribuye a las secuencias continentales superiores una edad Tournaisiano tardío a Viséano (Aldana en Zapata et al. 2004) (Tabla 4.1).

por la presencia de *Densosporites* sp., la gran ocurrencia de este palinomorfo define el tope de esta zona. Especies típicas incluyen *Tricidarisorites serratus*, *Verrucosisorites nitidus*, *Dictyotriletes* sp. (Lanzoni & Magloire, 1969) y posiblemente *Diatomozonotriletes fragilis*. No se reconoce sedimentos basales carboníferos (Tournasianos) en los pozos. Sólo en afloramientos ha sido reconocido el palinomorfo *Waltizpora lanzoni*, considerado como un marcador Tournasiano.

Estudios palinológicos recientes como el de Azcuy & Di Pasquo (2005) de muestras de la parte superior del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique, identifican 55 especies de mioesporas de origen continental, de las cuales se reconoció una nueva especie *Cristalisorites peruvianus*. Estos palinomorfos son característicos del Carbonífero temprano, algunas otras especies aparecen en el Devónico tardío mientras que otras persisten en el Carbonífero tardío y Pérmico temprano. Con relación al paleoambiente, la palinoflora del Grupo Ambo está exclusivamente compuesta por elementos continentales (abundantes esporas y un grano de polen) asociada con abundantes restos de plantas terrestres los cuales sugieren depositación continental.

Análisis bioestratigráficos del Grupo Ambo en la península de Paracas, no han evidenciado fósiles marinos, pero sí una diversidad de flora asociada con las capas delgadas locales las cuales caracterizan muchas secciones. Fuchs (1900), Zeiller (1910), y Berry E.W. (1922) interpretan la misma evidencia como indicador de la parte inferior del Carbonífero superior (Westfaliana). Sin embargo, Steinmann (1929), Seward (1922) y Gothan (1927) consideran estas capas como Carbonífero inferior (Misisipiano), por evidencia paleobotánica. Otros trabajos como el de Read (1941), afirmaron una edad misisipiana para estos estratos basado en una revisión de publicaciones de flora fósil. Los paleontólogos de INGEMET identificaron *Cyclostigma pacifica* (Steinmann), *Calamites* cf., *Calamites peruvianus* Gothan, y *Lepidodendron* sp, *Sphenopteris paracasica* Gothan?, *Rhacopteris circularis* Walton, cuyas edades coinciden con el Misisipiano. Los estudios de Alleman y Pfefferkorn (1991) describen la presencia de bosques carboníferos con restos de *Tomiodendron* en posición vertical e inclinada, también se reporta la presencia del lamelibranciuo *Myaliniidae* de agua salobre, en la sección de la Playa La Mina. Alleman (2010), registró y describió fósiles de la paleoflora característica del Grupo Ambo (Figura 6.2).



Figura 6.2 Fósiles Grupo Ambo, playa La Mina (Alleman, 2010).

6.3 PALEOGEOGRAFÍA

Weeks (1947), en su estudio paleogeográfico del continente sudamericano, señala la presencia de sedimentos Misisipianos en la Cordillera Oriental de Perú y Bolivia. Estos sedimentos pareciesen ser principalmente de facies continentales, sin descartar la posibilidad de que algunos sedimentos marinos puedan estar depositados en las partes profundas de las cuencas a ese tiempo.

En los andes peruanos Dalmayrac, B., Laubacher G. & Marocco, R. (1988) realizaron una síntesis sobre la distribución y paleogeografía del Misisipiano (Grupo Ambo). La sedimentación Misisipiana se inició con unas facies continentales, luego en una segunda etapa el mar, proveniente del Océano Pacífico por el norte del Perú o sur de Chile, invade una depresión subsidente centrada sobre la Cordillera Oriental. Esta invasión se prolonga hacia el sureste hasta la zona subandina del norte de Bolivia (López 1967, Martínez 1971). En el Misisipiano superior o en Pensilvaniano inferior, el mar se retira dando lugar a una sedimentación continental y contemporánea de un episodio volcánico en la Cordillera Oriental del Perú central (Figura 6.3).

Una comunicación de la cuenca marina peruana con las cuencas análogas de Chile y Argentina parece haberse establecido al nivel del sur del Perú por el océano Pacífico. Indicios de esta conexión podrían estar constituidas por afloramientos al oeste de Arequipa (Guizado, 1968).

Se han reconocido además grandes afinidades entre la flora misisipiana del Perú, Bolivia y Argentina. Así mismo existen afinidades entre la fauna marina del Perú y las de las cuencas “Peri-Gondwánicas” de Chile y Argentina (Amos et al., 1972).

Parece ser además que la depositación misisipiana hubiese estado controlada por una tectónica de distensión manifestada por fallas normales con grabens y por un mecanismo de magmatismo ácido en el centro del Perú (Newell, 1953, Megard 1973).

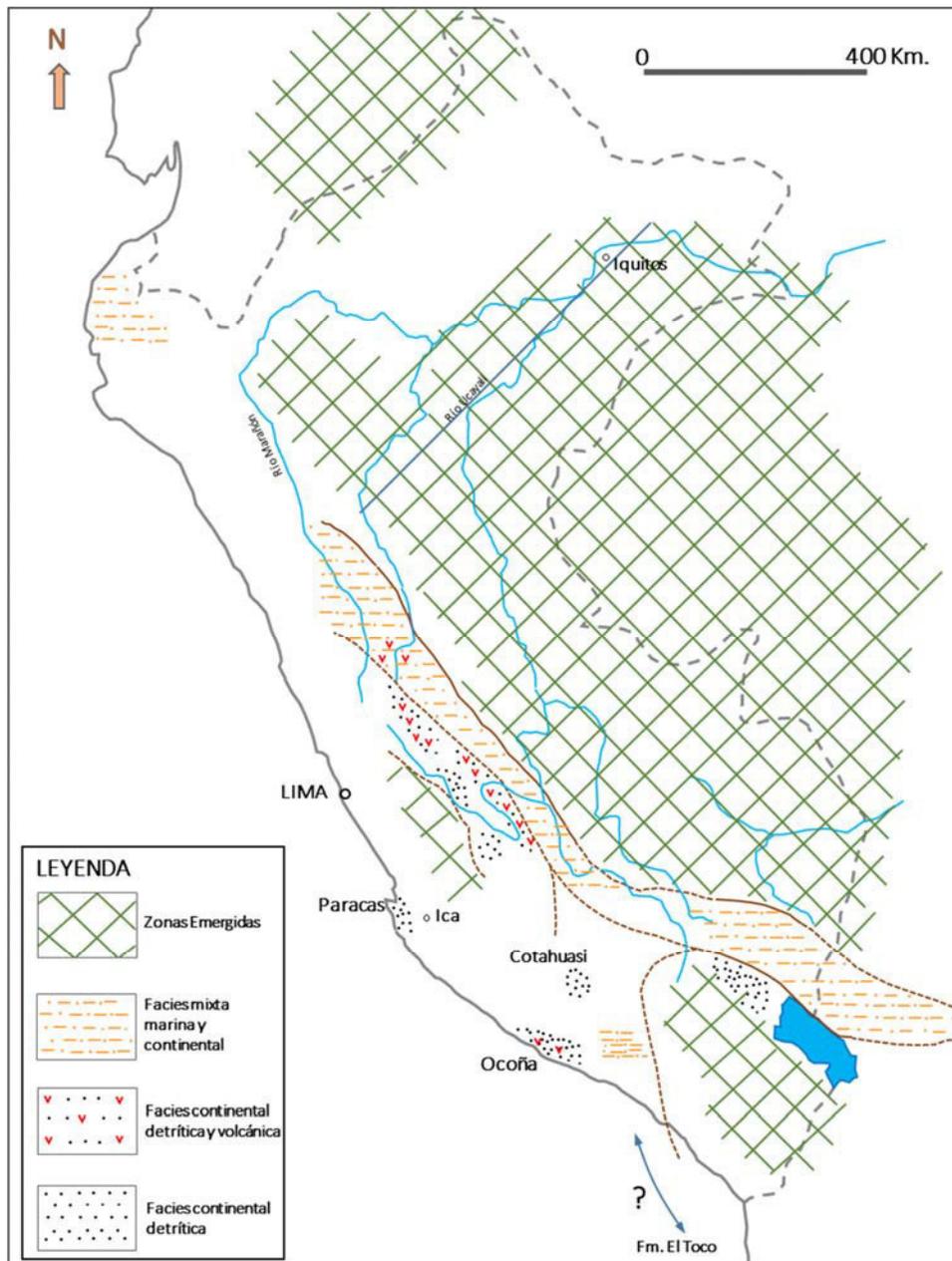


Figura 6.3 Mapa de distribución y extensión del Misisipiano en el Perú. (Dalmayrac et al. 1988)

Del mismo modo Gil (2001), en su interpretación de la paleogeografía del Misisipiano, describe una variación lateral de facies producto de la depositación de sedimentos sintectónicos que registraron un cambio paleográfico muy importante. Esta variación se da de facies continentales a facies marinas y mixtas hacia el Este (Cuenca del Beni), la cual pudo deberse a la instauración de un reajuste isostático posterior al funcionamiento de la cuenca de antepaís Devoniana (Figura 6.4). La migración de facies continentales hacia el Oeste puede ser explicada por este ajuste isostático el cual estaría asociado al emplazamiento de un arco volcánico como lo demuestra el vulcanismo ácido descrito en el centro del Perú anteriormente señalado (Newell, 1953, Megard 1973).

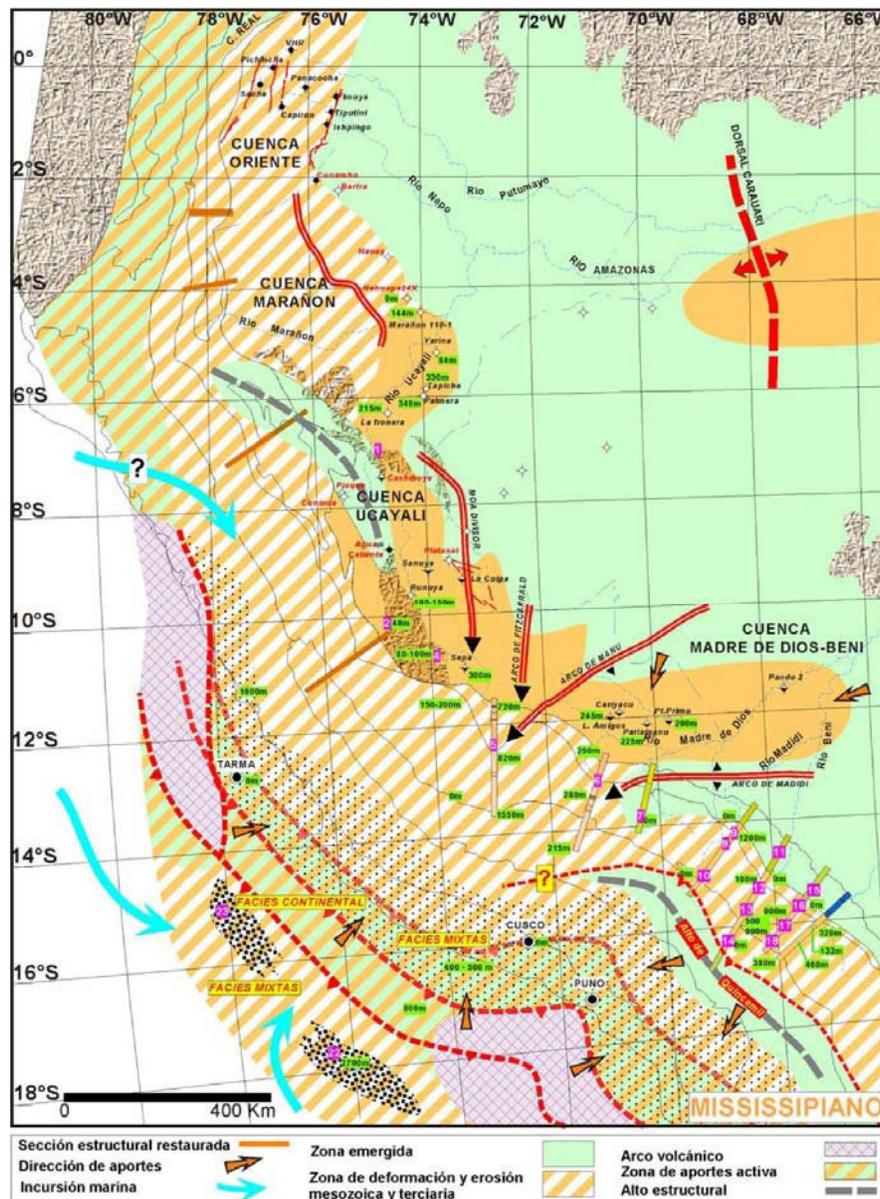


Figura 6.4 Mapa paleogeográfico del Misisipiano sobre un mapa palinspático (Gil, 2001).

La existencia de este arco magmático Carbonífero –Pérmico se encuentra evidenciado por diversos estudios de dataciones realizadas, una de ellas el estudio realizado por Miscovik et al. (2009) evidencia en el Carbonífero magmatismo correspondiente a un arco volcánico (Figura 6.5).

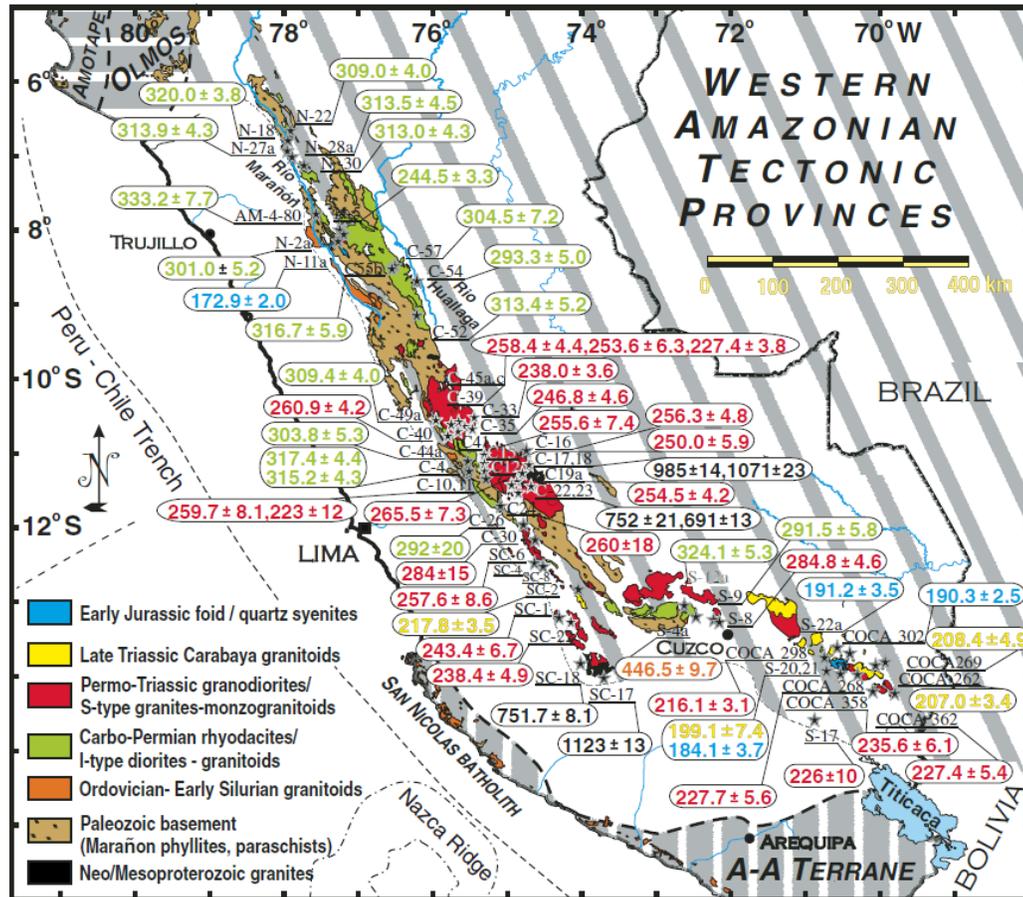


Figura 6.5 Mapa de dataciones radiométricas de magmatismo de la Cordillera Oriental. Se evidencia la presencia de un arco magmático Carbonífero-Pérmico hacia el Norte y Sur de la cordillera Oriental (Miscovik et al., 2009)

Por otro lado un estudio petrográfico realizado a muestras de afloramientos del Grupo Ambo (Aleman & León, 2002), indica que las muestras de Chala y Paracas (playa La Mina) tienen un aporte de un arco volcánico, mientras que la muestra del Pongo de Mainique señala proveniencia del cratón (Figura 6.6). En base a estas dos evidencias (Miscovik et al, 2009 & Aleman & León, 2002) se puede postular primero la presencia de un arco volcánico contemporáneo a la depositación del Grupo Ambo (Carbonífero) y además que los afloramientos en Paracas corresponderían a una cuenca paleozoica de Antearco y los

afloramientos del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique (cuenca Ucayali Sur) a una cuenca paleozoica de Trasarco.

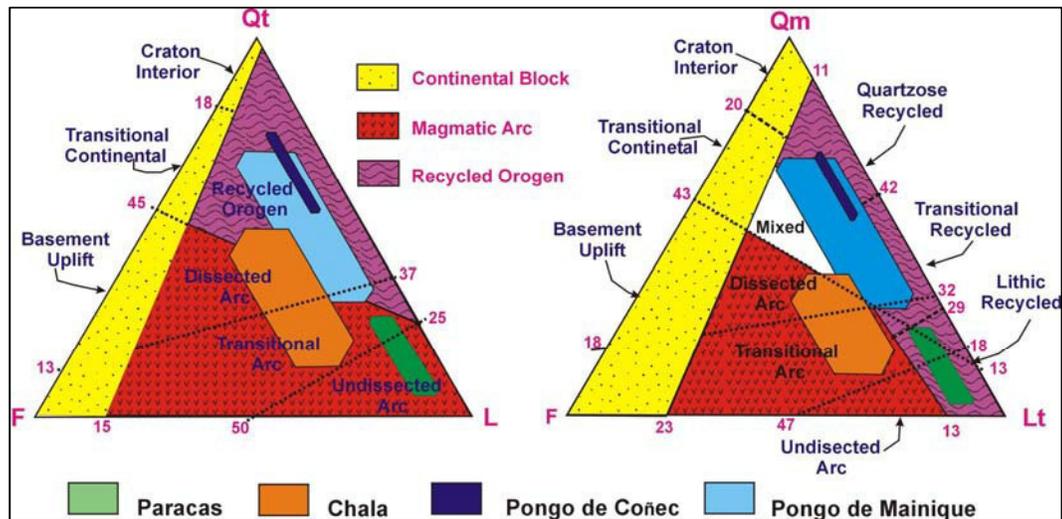


Figura 6.6 Petrografía de muestras de afloramiento del Grupo Ambo (Alemán & León, 2002)

6.4 DISTRIBUCIÓN REGIONAL

El Grupo Ambo, sin contar con la localidad tipo ya mencionada, ha sido estudiado y descrito en varias zonas del Perú.

En el norte del Perú, Steinmann (1929) reportó evidencias de esta unidad en la península Punta de Paita, y también Chalco (1954) identificó afloramientos del Grupo Ambo en los cerros Amotape y en la Silla de Paita.

Newell et al. (1953) y Kents (1956), reportaron al Grupo Ambo en varias localidades de la Cordillera Oriental y Central entre Abancay (Apurímac), y los cerros de Calla Calla (Amazonas).

En la península de Paracas, capas equivalentes a los de la localidad de Ambo fueron descritas por Fuchs (1900). Newell et al. (1953) describieron y correlacionaron los afloramientos de la playa La Mina con las rocas de la localidad típica (Ambo, Huánuco).

León et al. (2008), en la península de Paracas, describieron litológicamente al Grupo Ambo como areniscas de grano grueso y delgado con estratificación cruzada, intercaladas con capas

delgadas de lutitas carbonosas. En la Playa La Mina midieron 145 m del Grupo Ambo, en el que tanto el tope como la base se encuentran fallados. Las secciones estratigráficas realizadas al detalle indican depositación de ríos meandriformes con litofacies de complejos sedimentarios de levées, llanuras de inundación y rellenos de canal (point bar). Además se postula que a pesar que las areniscas son ricas en cuarzo, contienen abundantes fragmentos de rocas volcánicas que sugieren su procedencia desde un arco volcánico desconocido, contemporáneo con la sedimentación.

Hacia el sureste de la Cordillera Oriental (Ucayali, Madre de Dios), el Grupo Ambo, ha sido identificado en varios afloramientos y en pozos perforados.

En el Pongo de Mainique, Valdivia (en SGP, 2010) describe a esta unidad como una secuencia de aproximadamente 800 m de intercalación de areniscas cuarzosas, lutitas y limolitas calcáreas con algunos niveles de carbón.

En la zona de antepaís de la Cuenca Madre de Dios, los pozos Pariamanu-1X, Los Amigos-2X, y Puerto Primo 1X, atravesaron una secuencia de areniscas tufáceas y cuarcíticas finas de color verde, con intercalaciones de argilitas y limos atribuidas al Grupo Ambo (Gil, 2001).

Al noroeste de la ciudad de Arequipa (hoja de Aplao), Guizado (1963) reporta 800 m de una secuencia de lutitas negras, areniscas y calizas, atribuidas posiblemente al Grupo Ambo.

En el Altiplano en la región sur, el Grupo Ambo ha sido descrito por Klinck et al. (1991) en el cuadrángulo de Puno, y por De la Cruz (1995) en el cuadrángulo de Azángaro. Otros afloramientos de esta unidad en el Altiplano se encuentran localizados en el sector oeste de la Laguna Cocaña Cocha prolongándose hacia el norte (Martínez et al., 2000). Posibles afloramientos de esta unidad también son descritas en la Península de Copacabana en el lago Titicaca (Newell et al. 1953) (Figura 6.7).

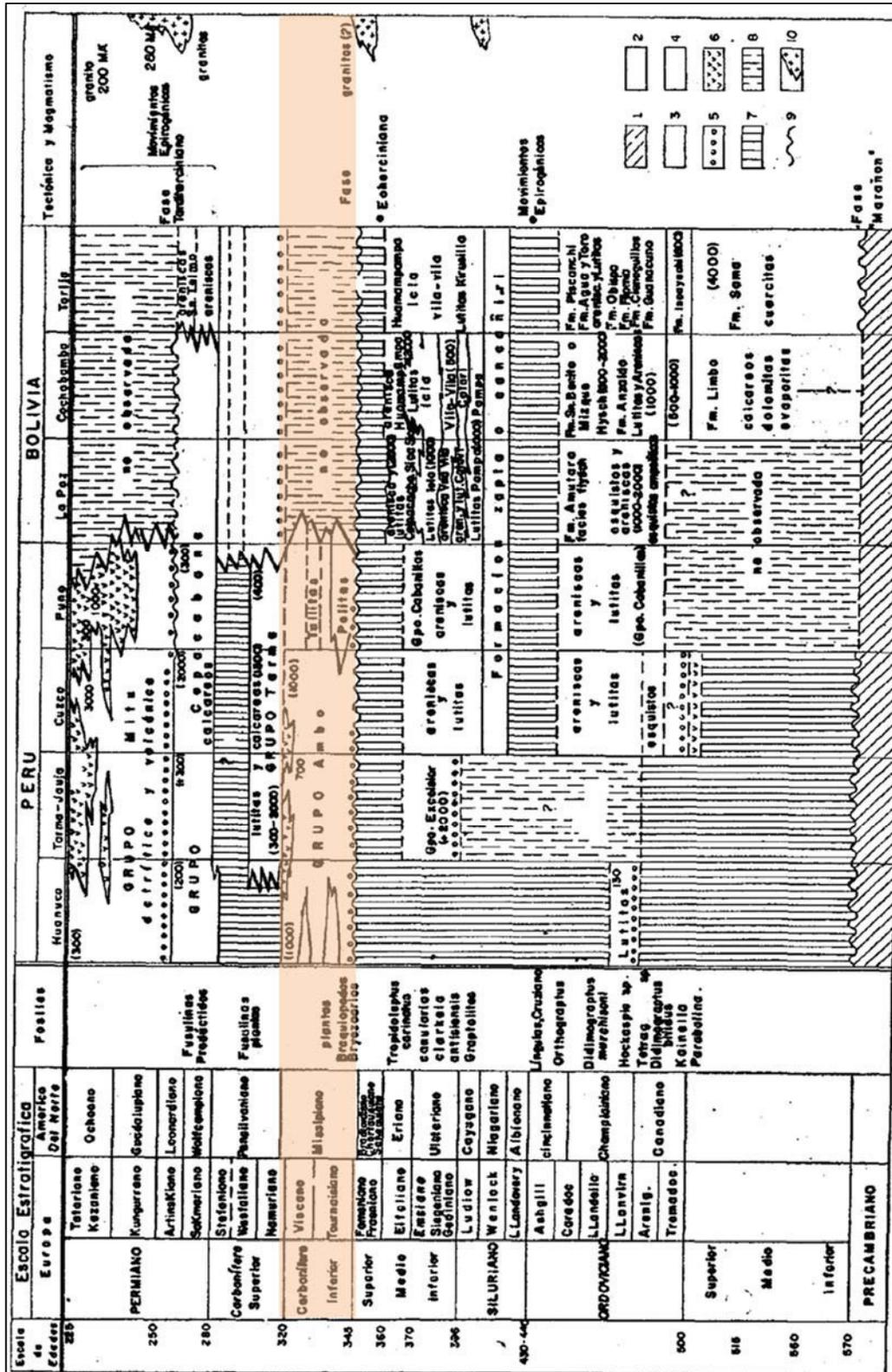


Figura 6.7 Correlación estratigráfica de unidades Paleozoicas en Perú y Bolivia (ORSTOM, 1973).

6.5 EL GRUPO AMBO EN LA CUENCA UCAYALI SUR

En la Cuenca Ucayali Sur, el Grupo Ambo sobreyace al Grupo Cabanillas (Devónico) o basamento precámbrico, e infrayace al Grupo Tarma (Carbonífero superior).

La distribución del Grupo Ambo en el área de estudio ha sido definida en base a datos de afloramientos, información de pozos y sísmica regional. La figura 6.8 muestra los afloramientos identificados de esta unidad y los pozos en los cuales ha sido perforado.

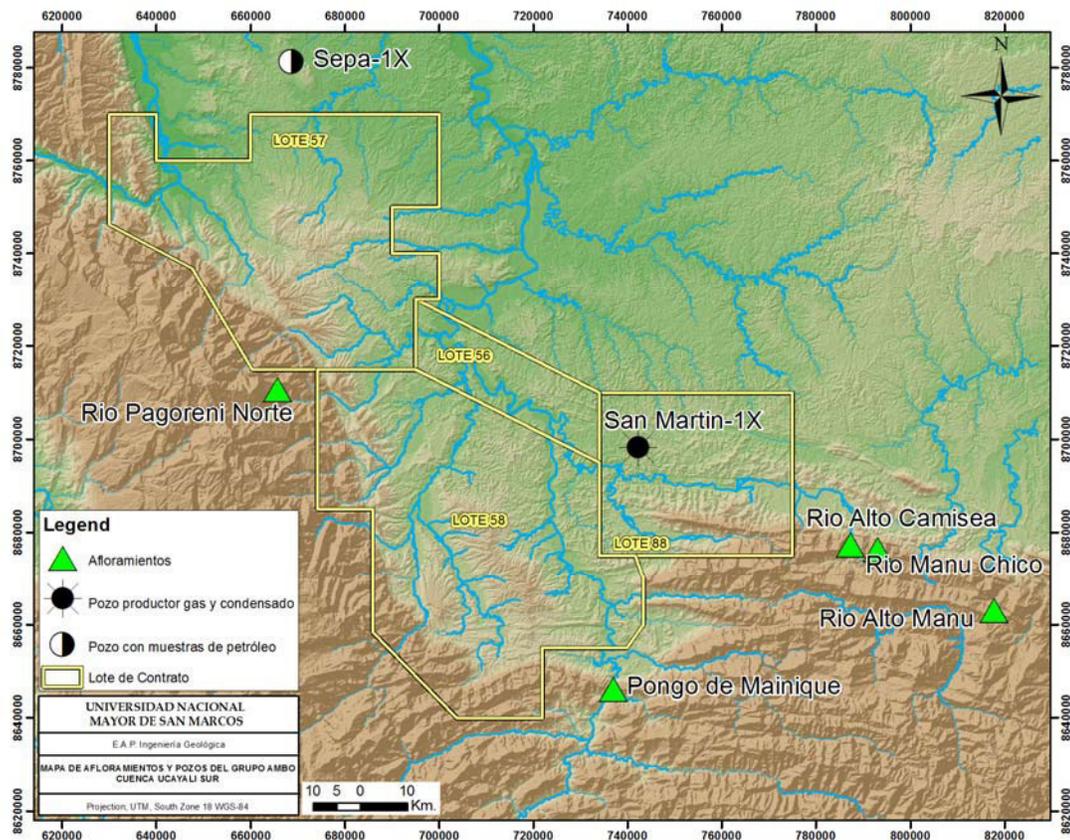


Figura 6.8 Ubicación de principales afloramientos y pozos del Grupo Ambo en la zona de estudio.

Hacia el Norte, en el área de Sepa, esta unidad se encuentra sobreyaciendo al Grupo Cabanillas en discordancia angular, pues algunos sedimentos se encuentran en *onlap* a esta superficie. Se puede apreciar en la línea sísmica 2D que pasa por el pozo Sepa-1X (82-UBA-01) que el espesor del Grupo Ambo va disminuyendo hacia el alto (Figura 6.9), mientras que una línea N-S (85-UB-150) manifiesta que el espesor va aumentando de Norte a Sur (Figura 6.10).

En el área del Lote 88, la línea sísmica *Inline 1143* del cubo sísmico 3D en profundidad, muestra la estructura San Martín, con el pozo del mismo nombre el cual perforó parte del Grupo Ambo, llegando al bloque bajo (*subthrust*) de la estructura hasta unidades Cretácicas. En ella se ha podido identificar el tope del Grupo Ambo en el *subthrust* de la estructura, identificándose un espesor aproximado de 870 m (Figura 6.11).

En la cuenca Ucayali Sur, el afloramiento mejor expuesto y completo de esta unidad estratigráfica se encuentra en el Pongo de Mainique (Figura 6.12), este *backthrust*, expone a las unidades en buzamiento vertical. Este afloramiento es uno de los más importantes de esta área, ya que permite apreciar una secuencia sedimentaria completa y continua de capas subverticales que van de rango de edad desde el Ordovícico-Silúrico hasta el Cuaternario. El Grupo Ambo en esta columna registra un espesor aproximado de 825 m, sobreyace en discordancia paralela al Grupo Cabanillas (Devónico), e infrayace al Grupo Tarma (Carbonífero superior) en forma transicional (SGP, 2010).

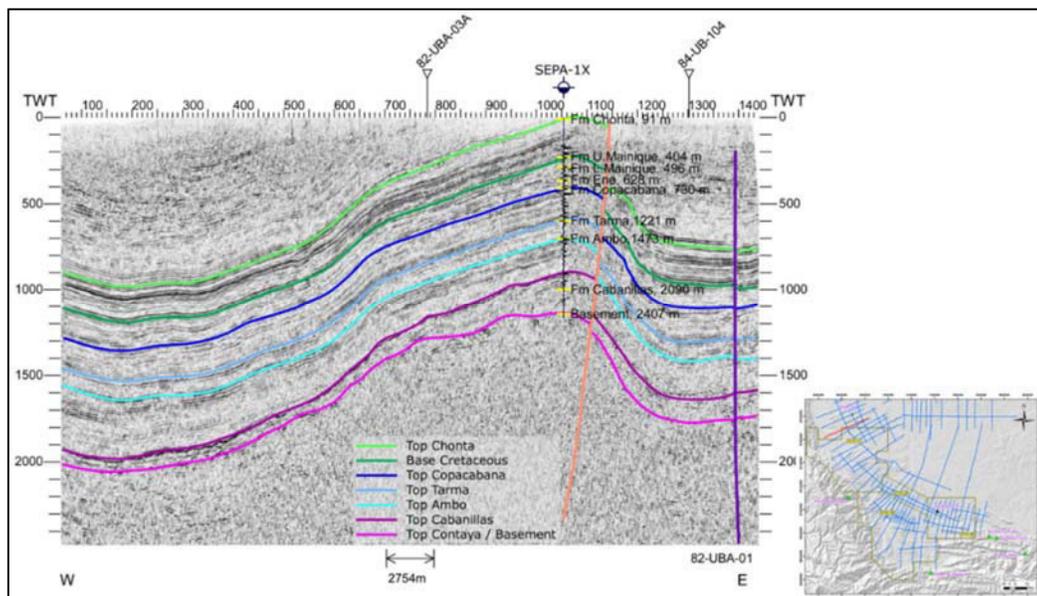


Figura 6.9 Estructura del Sepa, línea sísmica 2D 82-UBA-01. Se observa como la unidad Ambo va disminuyendo de espesor hacia el alto del Sepa (Petrobras, 2003).

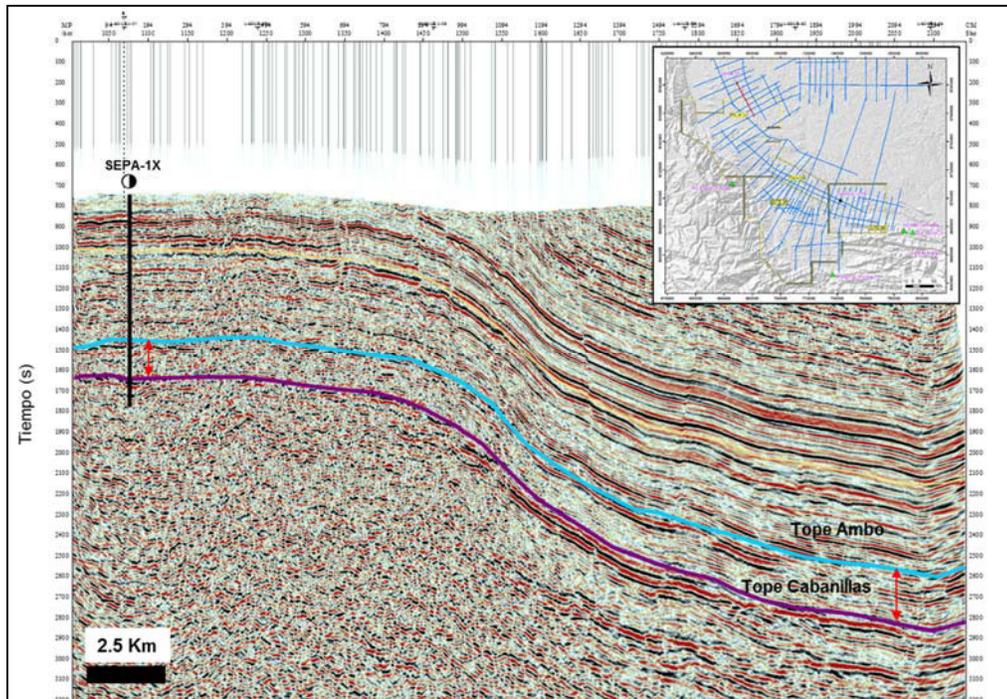


Figura 6.10 Sección sísmica 2D (85-UB-150). Se observa que hacia el Sur del Alto del Sepa, el Grupo Ambo va incrementándose en espesor (Reporte interno Pluspetrol, 2016).

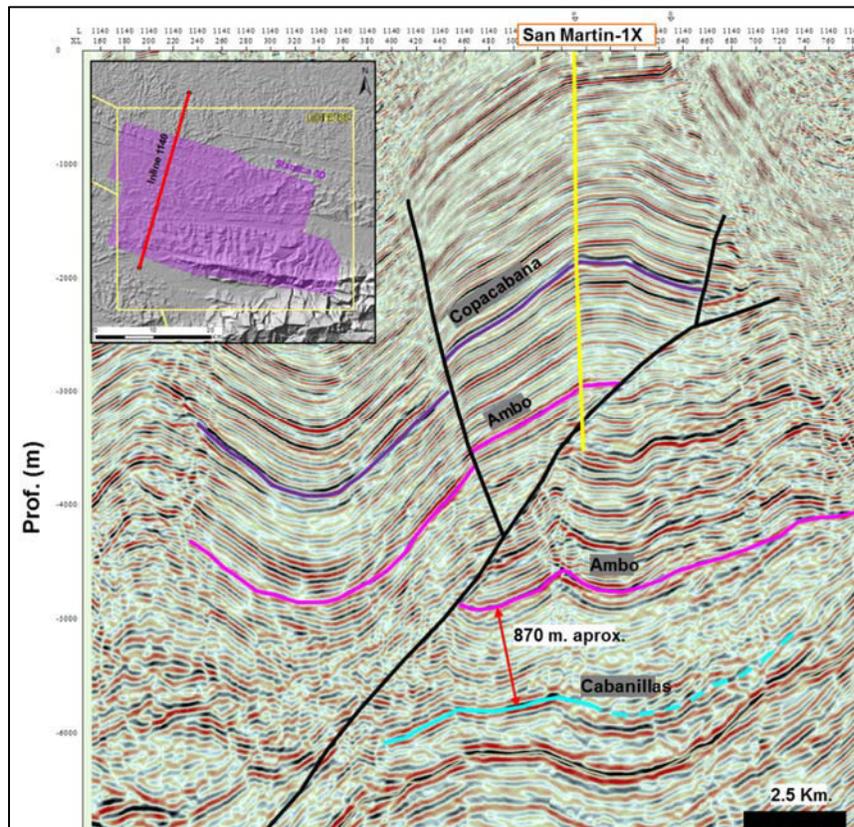


Figura 6.11 Sección sísmica del cubo 3D (Inline 1143) donde se muestra la estructura San Martín con el pozo San Martín-1X. Se ha identificado para el Grupo Ambo un espesor aproximado de 870 m en el bloque bajo de la estructura (Reporte interno Pluspetrol, 2016).

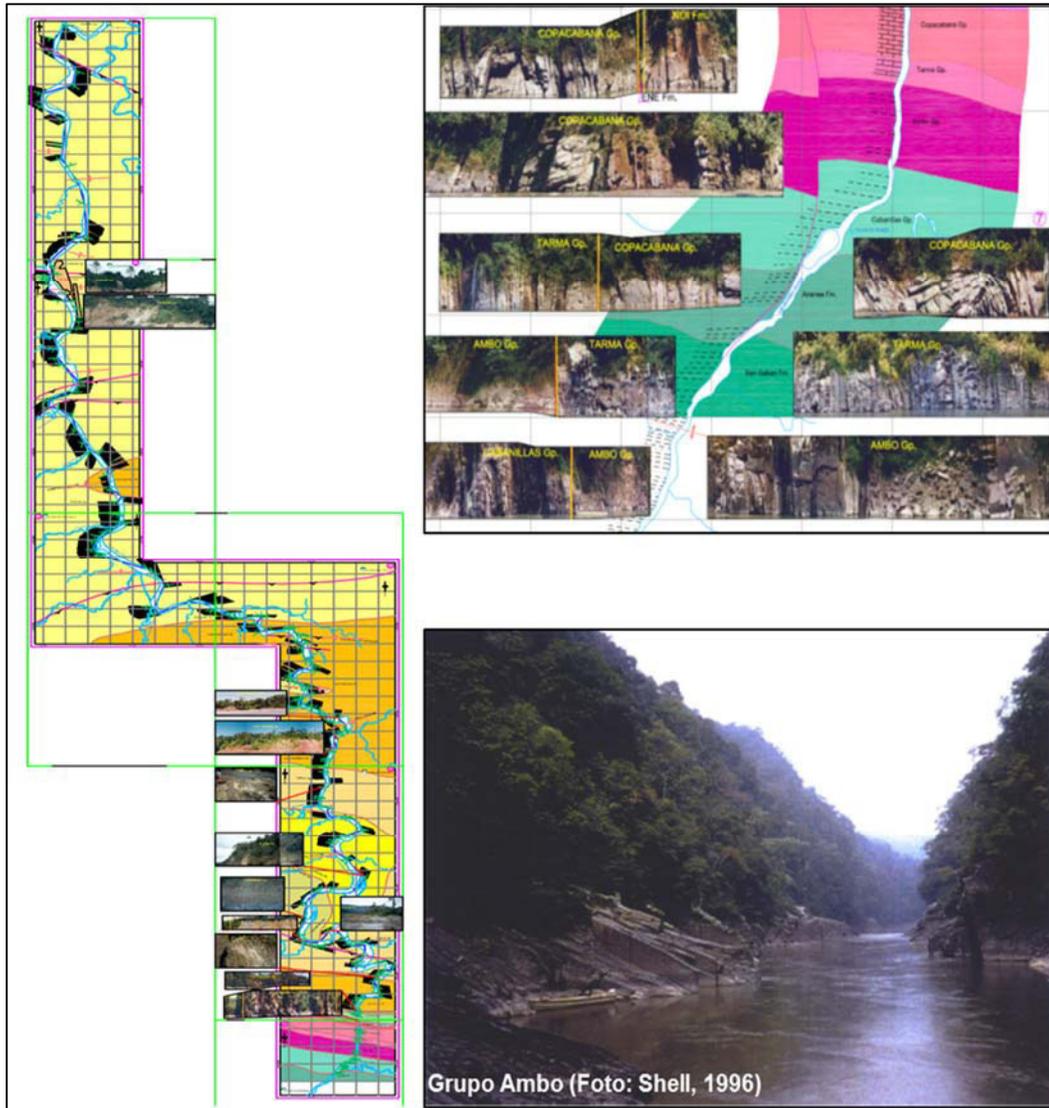


Figura 6.12 Sección en planta del Pongo de Mainique y tramo de afloramiento del Grupo Ambo (SGP, 2010)

6.5.1 Interpretación de facies, medio ambiente sedimentario y estratigrafía de secuencias en tercer orden del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur.

La determinación de las facies asociadas, medio ambiente sedimentario y estratigrafía de secuencias del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur fue evaluada principalmente mediante la información de descripción de afloramiento y el análisis de registros de pozos.

El análisis se realizó siguiendo un modelo de flujo de trabajo de estratigrafía de secuencias (Pozo, 2012), se identificaron primero las facies sedimentarias luego se asociaron estas facies sedimentarias para determinar los elementos arquitecturales presentes, posteriormente se determinaron los subambientes asociados para luego identificar los ambientes sedimentarios y finalmente establecer los cortejos sedimentarios (*system tracks*) presentes (Figura 6.13).



Figura 6.13 Metodología de análisis estratigráfico en tercer orden (Pozo, 2012).

1. Correlación estratigráfica Grupo Ambo

El análisis se inició con la elaboración de una correlación estratigráfica del Grupo Ambo que incluyó los pozos Sepa-1X y San Martín-1X, y los afloramientos reportados del Grupo Ambo (Pongo de Mainique, Alto Camisea, Manu Chico, Alto Manu) (Figura 6.14).

La correlación entre pozos y afloramiento muestra variaciones en cuanto a espesor total de la unidad Ambo de la siguiente manera: el afloramiento del Pongo de Mainique presenta alrededor 820 m de espesor, valor similar fue identificado en la columna de Alto Camisea (805 m), espesores menores se encuentran en la columna de Río Alto Manu (430 m) mientras que en el afloramiento Manu Chico solo se alcanzó a medir 120 m. de esta unidad. En el pozo Sepa-1X el Grupo Ambo, definido por litología y registros eléctricos, comprende un espesor de 510 m aproximadamente; en el pozo San Martín-1X el Grupo Ambo se encuentra incompleto debido a que es cortado por la falla de corrimiento que origina la estructura San Martín, encontrándose un espesor de 315 m. Como se explicó anteriormente esta disminución de espesores de Sur a Norte hacia el área de Sepa, se debe posiblemente al control en la depositación del Grupo Ambo debido a un alto estructural durante el Paleozoico, mientras que los mayores espesores registrados tomando en cuenta la sísmica y la información de superficie, se encuentran localizados hacia el sur.

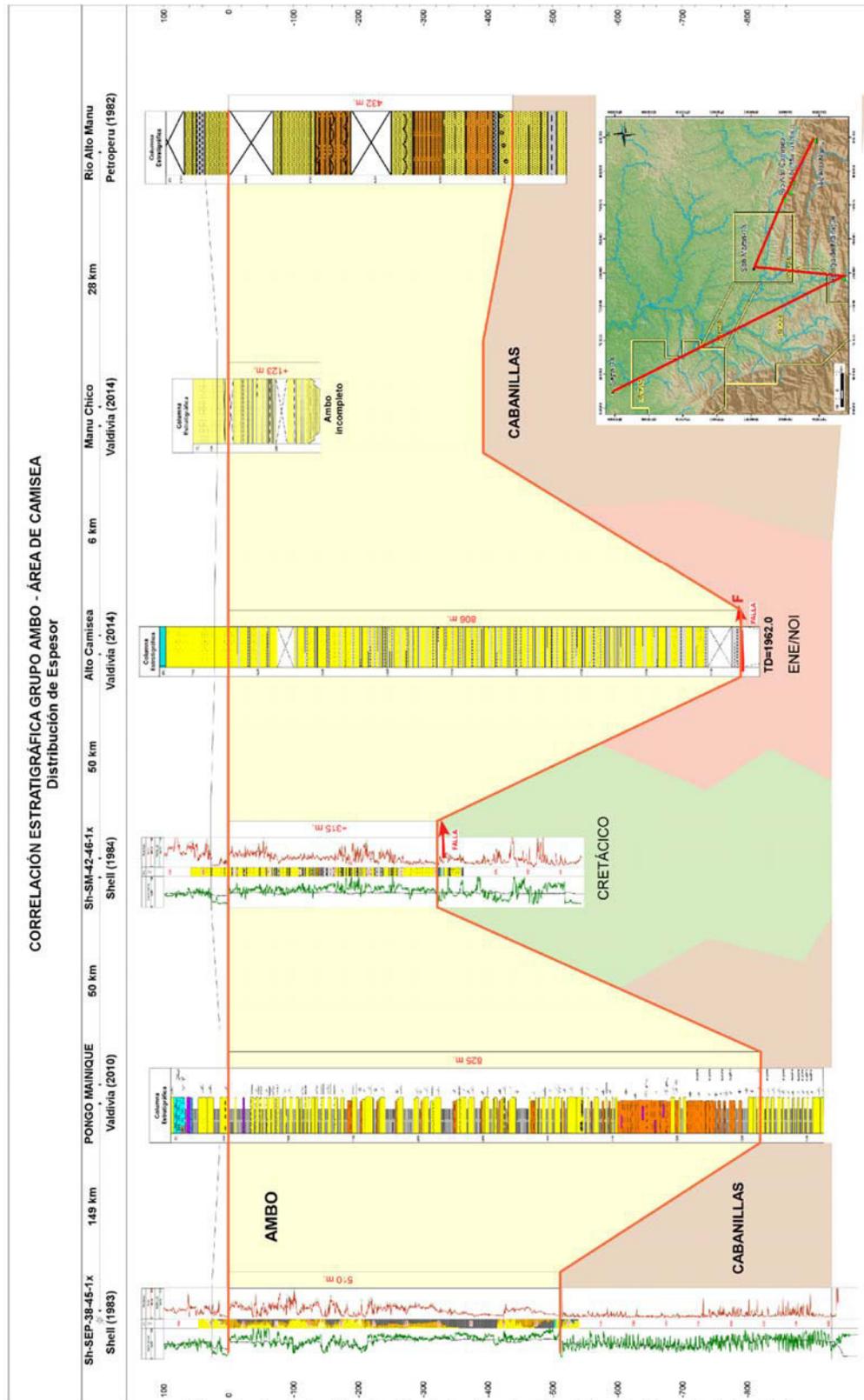


Figura 6.14 Correlación estratigráfica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. Se observa una marcada diferencia de espesores de Norte a Sur, desde el área de Sepa hasta la zona del Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).

2. Identificación de facies - elementos arquitecturales - subambientes

Para la determinación de facies y subambientes se tomó como base la columna del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique levantada y actualizada por Valdivia (2010), ya que representa el mejor afloramiento expuesto y completo de esta unidad estratigráfica en el área, además que cuenta con descripciones detalladas del intervalo analizado. Las facies se identificaron en base a litología, granulometría, geometría, estructuras sedimentarias, entre otros (Figura 6.15). Adicionalmente se incluyeron fotografías de las campañas de campo realizados por Chevron (1997) las cuales se posicionaron en la columna para una mejor descripción.

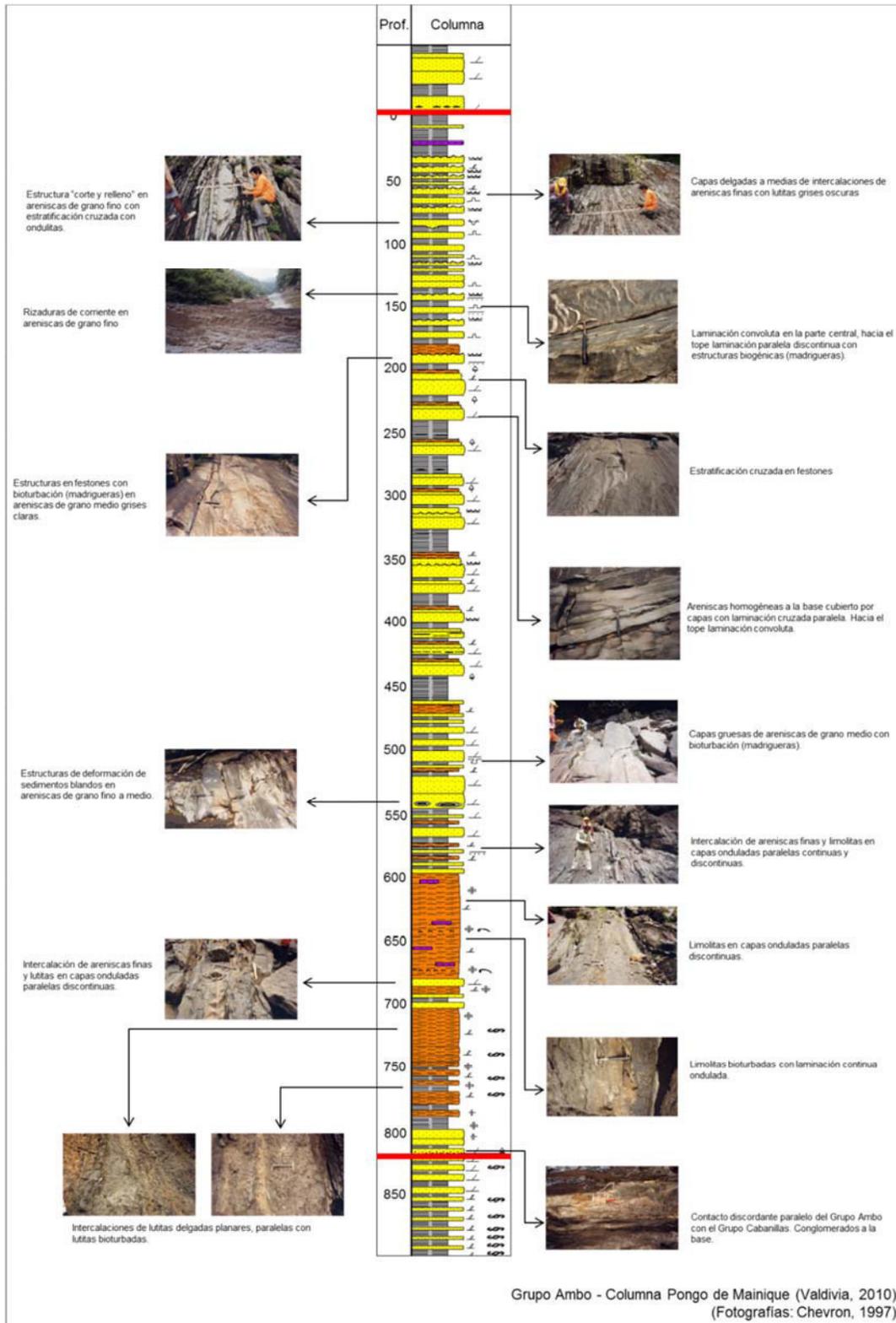


Figura 6.15 Ubicación de fotografías (Chevron, 1977) en columna estratigráfica del Grupo Ambo – Pongo de Mainique (Valdivia en SGP 2010), en base a descripción sedimentológica. (Fuente: Elaboración propia).

Las facies identificadas en base a la descripción de la columna del Pongo de Mainique son:

Gcm-1

Conglomerado basal clasto soportado, polimíctico de granos moderadamente subredondeados. Espesor de 0.15 m, en la base del Grupo Ambo en discordancia con el Grupo Cabanillas (Figura 6.16).



Figura 6.16 Contacto discordante paralelo del Grupo Ambo con el Grupo Cabanillas. Conglomerados a la base (Foto cortesía: Hugo Valdivia).

Fr-1

Lutitas gris oscuras, ligeramente micáceas, masiva a finamente laminada, con alta bioturbación (Figura 6.17).



Figura 6.17 Intercalaciones de lutitas delgadas planares, paralelas con lutitas bioturbadas

Sr-1

Intercalación de limolitas grises y areniscas finas, con laminación paralela tipo “wavy”, altamente bioturbadas (Conditos). Presenta algunas intercalaciones de dolomita, fragmentos de conchas y restos de madrigueras (Figuras 6.18, 6.19).



Figura 6.18 Intercalaciones de areniscas finas y limolitas con estratificación ondulada “wavy”



Figura 6.19 Limolitas bioturbadas con laminación continua ondulada.

Sp-1

Areniscas cuarzosas de color gris claro, duras de grano fino a medio, con laminación cruzada paralela, intercalado con lutitas limosas ligeramente micáceas. Estructuras de deformación de sedimentos blandos con bioturbación (Figuras 6.20, 6.21).



Figura 6.20 Estructuras de deformación de sedimentos blandos en areniscas de grano fino a medio.



Figura 6.21 Capas gruesas de areniscas de grano medio con bioturbación (madrigueras)

FI-1

Lutitas y limolitas grises, micáceas moderadamente duras, con discontinuidades paralelas y laminación fina ocasionalmente contiene láminas de carbón.

SI-1

Areniscas cuarzosas color gris claro de grano medio a grueso, moderadamente seleccionado, granos duros. Estratificación cruzada planar de bajo ángulo en forma de festones, ocasionalmente con restos de tallos y hojas (Figuras 6.22, 6.23).



Figura 6.22 Estratificación cruzada en festones



Figura 6.23 Estructuras en festones con bioturbación (madrigueras) en areniscas de grano medio grises claras.

Sr-2

Areniscas cuarzosas color gris claro de grano fino. Laminaciones con abundantes estructuras sedimentarias del tipo rizaduras de corriente con laminaciones cruzadas, ocasionalmente con estructuras sedimentarias de erosión: turboglifos, estructuras de carga, marcas de erosión (*scour marks*), y estructuras post depositacionales (laminación convoluta) (Figuras 6.24, 6.25).



Figura 6.24 Laminación convoluta en la parte central, hacia el tope laminación paralela discontinua con estructuras biogénicas (madrigueras).



Figura 6.25 Rizaduras de corriente en areniscas de grano fino.

Sp-2

Capas paralelas continuas y discontinuas delgadas a medias en intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lutitas grises oscuras. Estructuras “*cut & fill*” (Figuras 6.26, 6.27).



Figura 6.26 Capas delgadas a medias de intercalaciones de areniscas finas con lutitas grises oscuras

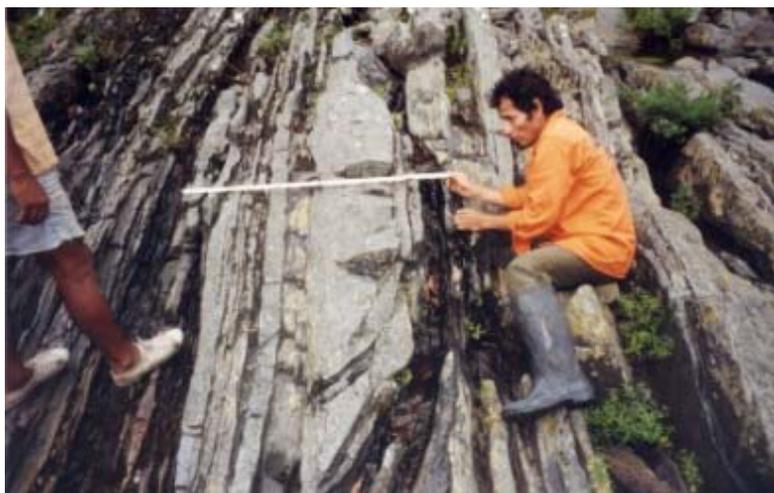


Figura 6.27 Estructura “corte y relleno” en areniscas de grano fino con estratificación cruzada con ondulitas

FI-2

Lutitas grises con laminación fina y algunos niveles de dolomías y areniscas.

Una vez identificadas las facies, estas se asociaron lo cual permitió definir, en base a la geometría y arreglo interno, los elementos arquitecturales que a su vez determinaron los ambientes deposicionales presentes en toda la secuencia del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique (Tabla 6.1) (Figura 6.28).

Tabla 6.1 Asociación de facies, elementos arquitecturales, subambientes y ambientes deposicionales propuestos para la secuencia del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).

ASOCIACION DE FACIES	ELEMENTOS ARQUITECTURALES	SUBAMBIENTES DEPOSICIONALES	AMBIENTES DEPOSICIONALES
FI-2	PF-1: Plataforma fangosa	¿Plataforma externa?	¿Marino?
Sp-2 Sr-2	BM-2: Barras mareales CM-2: Canales mareales	Canales y Barras mareales distales	Estuarino Distal
SI-1, FI-1 Sp-1, FI-1	BM-1: Barras mareales CM-1: Canales mareales	Canales y barras mareales proximales	Estuarino Proximal
Fr-1, Sr-1	LM-1: Llanuras mareales	Llanuras mareales	Estuarino Proximal
Gcm-1	CF-1: fluvial/estuarino Canal	Canal fluvial/estuarino	Fluvial

A continuación se hace una descripción de los Ambientes propuestos:

Ambiente Fluvial

Este ambiente está caracterizado por remanentes de un canal proximal fluvial/estuarino el cual está conformado por facies de depósitos de sedimentos gruesos a conglomerádicos hacia la base.

Estos conglomerados se caracterizan por ser polimícticos de clastos bien redondeados de 0.15m de espesor y de fábrica clasto soportado (CF-1).

Ambiente Estuarino – Proximal

Conformado por dos subambientes: Llanura mareal y canales y barras mareales proximales. El subambiente de llanura mareal está caracterizado por facies de lutitas y limolitas y en menor proporción areniscas finas, masivas con laminación paralela ondulada, altamente bioturbadas y con fragmentos de conchas (LM-1). La naturaleza pelítica de estas facies y su asociación con canales mareales y estuarinos permite interpretarlas como eventos de decantación relacionados a una llanura de marea fangosa en zonas de la planicie estuarina.

El subambiente de canales y barras mareales proximales, en el afloramiento del Pongo de Mainique, está caracterizado por facies de cuerpos de areniscas de grano medio a grueso (BM-1) con laminación cruzada en forma de festones (CM-1) con intercalaciones de limolitas y lutitas, además se evidencian restos de troncos, tallos, y hojas, además presenta láminas de carbón.

Ambiente Estuarino - Distal

Caracterizado por capas paralelas continuas y discontinuas delgadas a medios en intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lutitas grises oscuras, además se observan en afloramiento estructuras sedimentarias como rizaduras de corrientes, estructuras de erosión como *flute cast* y *scour mark* (BM-2), y estructuras de deformación como convolutas sedimentarias (CM-2). En ambientes dominados por mareas la alternancia de láminas de areniscas y pelitas refleja los ciclos de ‘flujo’ y ‘reflujo’.

¿Ambiente marino?

Este último ambiente propuesto se sustenta únicamente por la descripción de facies la cual consta de lutitas de color gris, de laminación fina con algunos niveles delgados de areniscas

(PF-1) y dolomitas que daría a interpretar el punto más distal de la secuencia de la unidad Ambo. Sin embargo estos casi 25 m de sección se podrían interpretar de otra manera ya que en un estudio palinológico ha sido reconocido en una muestra cercana a este nivel abundantes mioesporas (Azcuay et al., 2005) y restos de esporoforos retrabajados que indicarían un ambiente más proximal, no obstante quepa la posibilidad que estos palinomorfos identificados hayan sido transportados de su lugar fuente por lo que el presente estudio mantiene la posibilidad que se traten de facies distales.

3. *Correlación roca-perfil*

Una vez identificadas las facies en el Pongo de Mainique, se creó para todo el intervalo del Grupo Ambo, una curva sintética Gamma Ray (GR) en base a la respuesta eléctrica de cada litología presente (Figura 6.28). “En las rocas sedimentarias este registro normalmente refleja el contenido de arcilla, ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las rocas limpias (ej. areniscas) generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad a menos que contengan contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o que residuos de granito estén presentes, o que el agua de formación contenga sales radioactivas disueltas” (Schlumberger, 1991)

Posteriormente, para analizar la distribución paleogeográfica en el área de estudio, se elaboró una correlación regional con los pozos que atravesaron esta unidad: pozo Sepa-1X (unidad completa) y el pozo San Martín-1X (atravesado parcialmente debido a falla de corrimiento que pone en contacto al Grupo Ambo con rocas cretácicas del bloque bajo).

La correlación permitió establecer en los pozos patrones de electrofacies similares a la del afloramiento (curva GR sintética), las cuales fueron apoyados además con la descripción litológica de cada pozo.

De esta manera se identificaron y correlacionaron los ambientes: fluvial (pozo Sepa-1X), estuarino proximal (Sepa-1X y parcialmente San Martín-1X) y estuarino distal (Sepa-1X y San Martín-1X) identificados y descritos en el afloramiento del Pongo de Mainique (Figura 6.29).

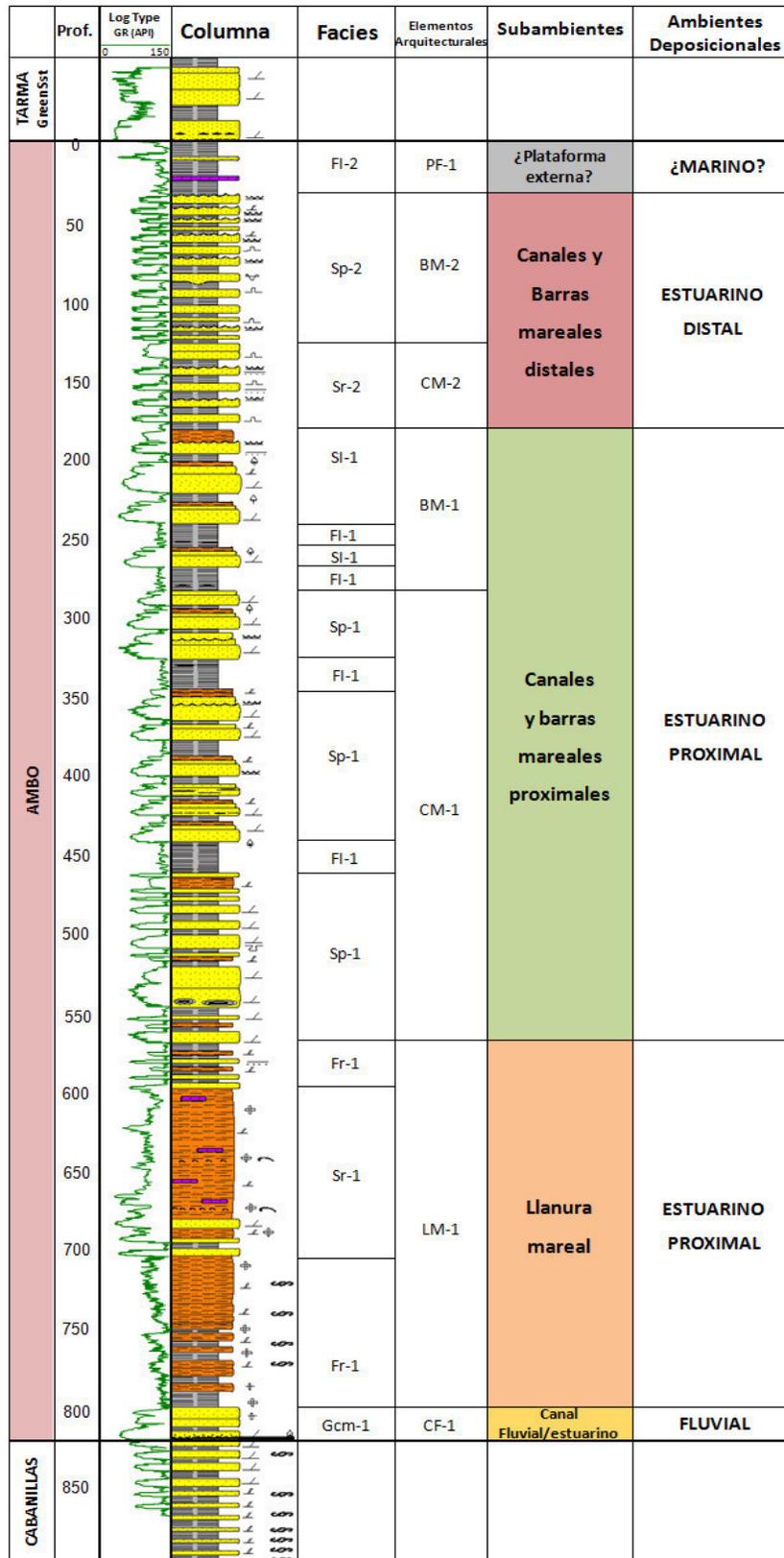


Figura 6.28 Columna del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. Se muestran las facies, elementos arquitecturales y subambientes interpretados para este afloramiento. Adicionalmente se muestra la curva GR sintética construida a partir de litologías descritas (Fuente: Elaboración propia).

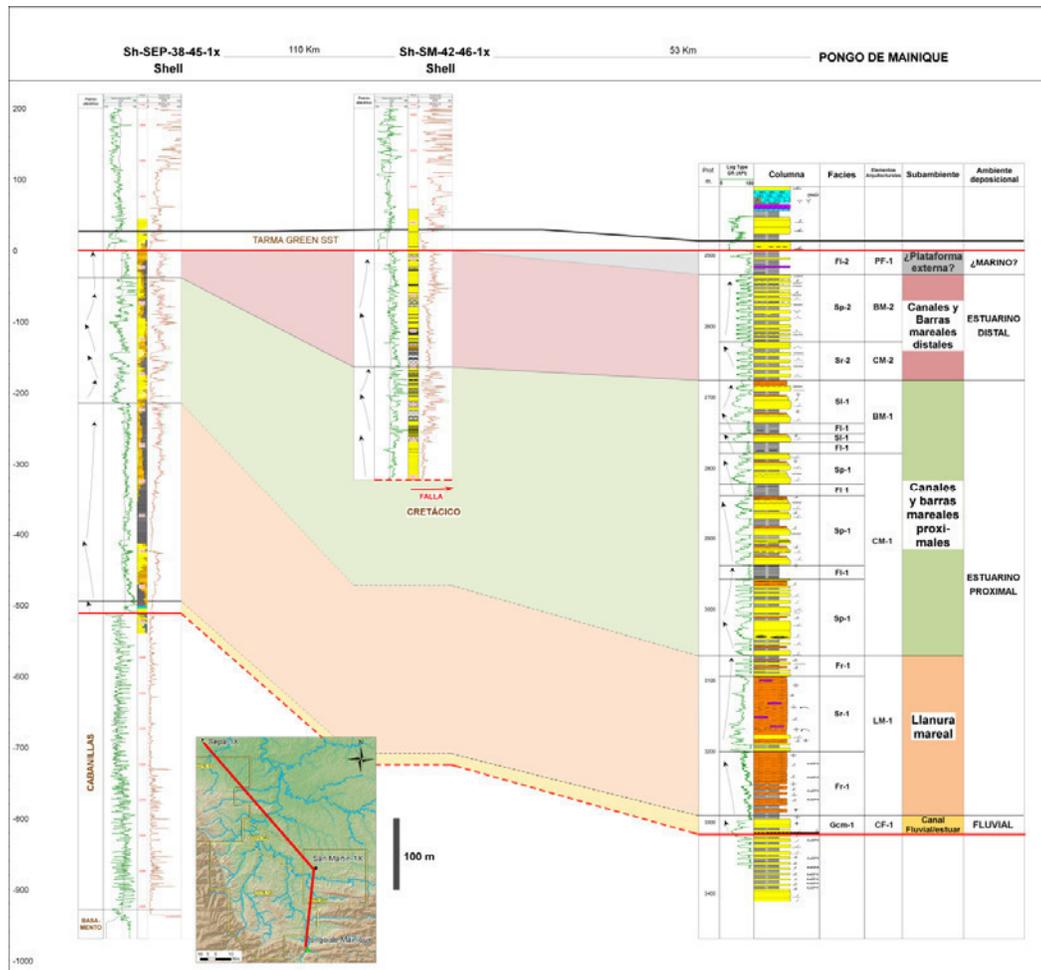


Figura 6.29 Correlación regional del Grupo Ambo entre el afloramiento del Pongo de Mainique y los pozos San Martin-IX y Sepa-IX. En base a patrones de electrofacies y descripción litológica se ha establecido la correlación y distribución de los subambientes identificados en afloramiento. (Fuente: Elaboración propia).

4. Modelo sedimentario propuesto

En base al análisis sedimentológico - estratigráfico realizado, se propone para el Grupo Ambo en la cuenca Ucayali sur (área de Camisea) un sistema de deposición conformado por los ambientes: fluvial, estuarino y ¿marino?. Siendo el ambiente estuarino propio de un sistema dominado por mareas, esto evidenciado por las facies, elementos arquitecturales y subambientes identificados propios de este tipo de ambiente: canales fluviales-mareales (remanente-erosionado), llanuras mareales, canales y barras mareales (Figura 6.30).

Los estuarios dominados por acción de mareas se originan en regímenes costeros mesomareales y macromareales donde la energía de la corriente de marea excede la energía

de las olas en la boca del estuario acumulando los sedimentos y edificando barras de marea alargadas. La forma en embudo del estuario ocasiona la aceleración de las corrientes de marea aguas arriba hasta el punto donde la fricción contra el fondo y los bordes compense dicha energía (límite de influencia de las mareas) (Nichols, 2009) (Figura 6.31).

Es importante recalcar en esta parte que la interpretación de ambientes y modelo de sedimentación propuesto obedece a un análisis preliminar, el cual tendrá que ser validado o modificado en cuanto se tenga mayor información disponible, además de un estudio sedimentológico-estratigráfico al detalle, el cual escapa del objetivo principal del proyecto.

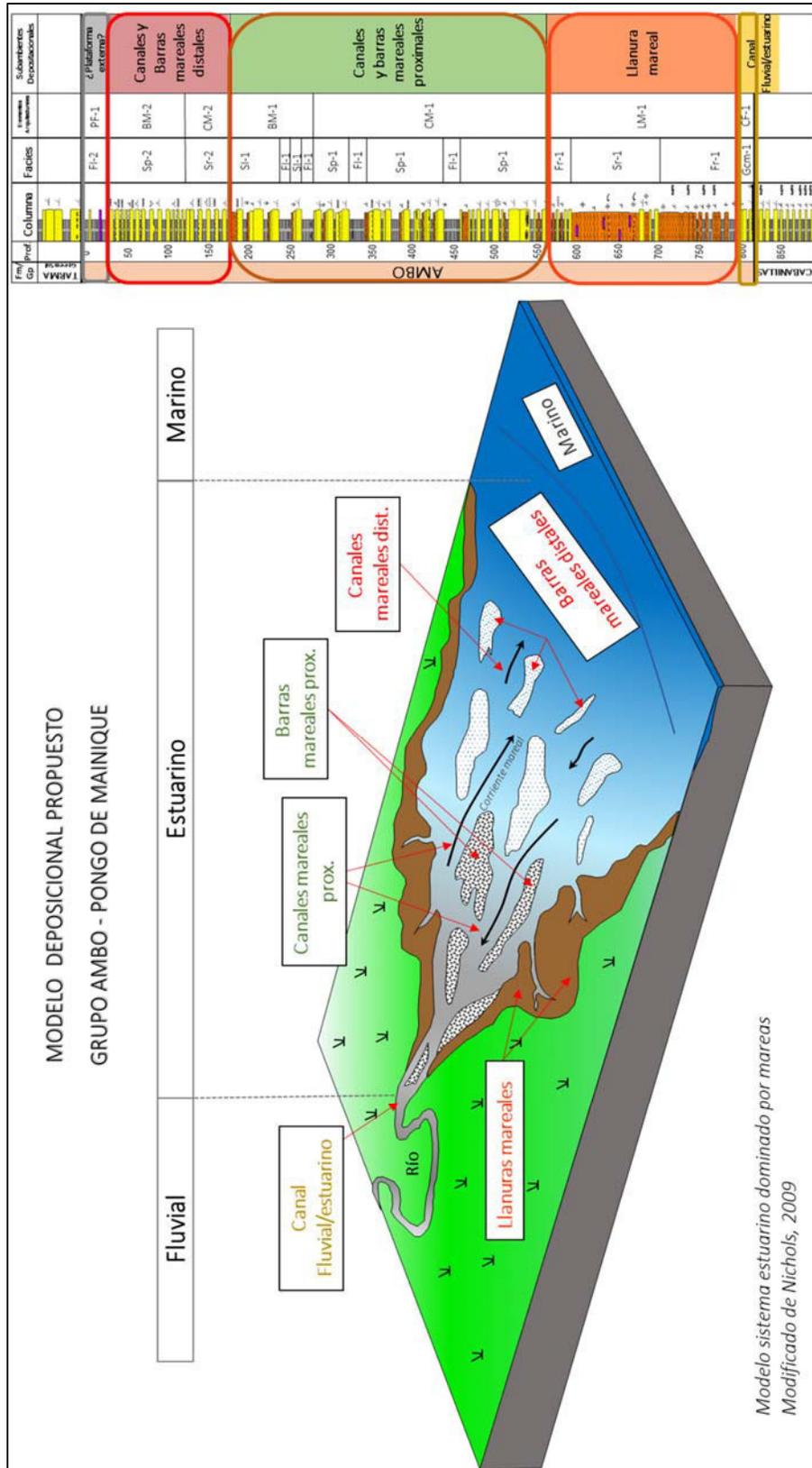


Figura 6.30 Modelo deposicional propuesto para el Grupo Ambo en el Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).

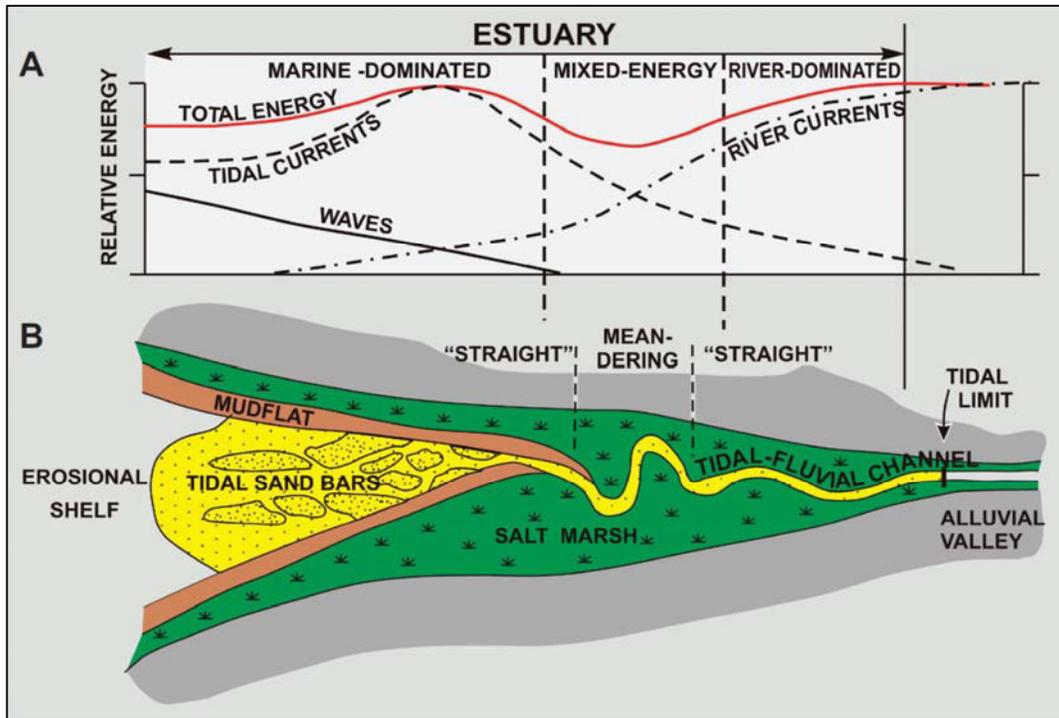


Figura 6.31 Distribución de tipo de energía y elementos morfológicos en un modelo de estuario dominado por mareas (Dalrymple et al., 1992).

5. Estratigrafía de secuencias de tercer orden

El análisis secuencial del Grupo Ambo se realizó en base al análisis sedimentológico-estratigráfico efectuado entre el afloramiento y los pozos. De esta manera se identifica y propone dos cortejos sedimentarios: Cortejo sedimentario de mar bajo (*Low system track*) y Cortejo sedimentario transgresivo (*Transgressive system track*), que conforman una única secuencia en un análisis de tercer orden (Figura 6.32). Esta definición proveerá una metodología de ocurrencia y predicción de estos ambientes identificados en zonas aún no estudiadas (afloramientos y/o pozos). Cabe resaltar que esta definición podrá variar en el tiempo conforme se tenga un mejor y más detallado ajuste del análisis sedimentológico – estratigráfico, por lo que resulta de gran importancia la obtención de más data que proporcione este tipo de información.

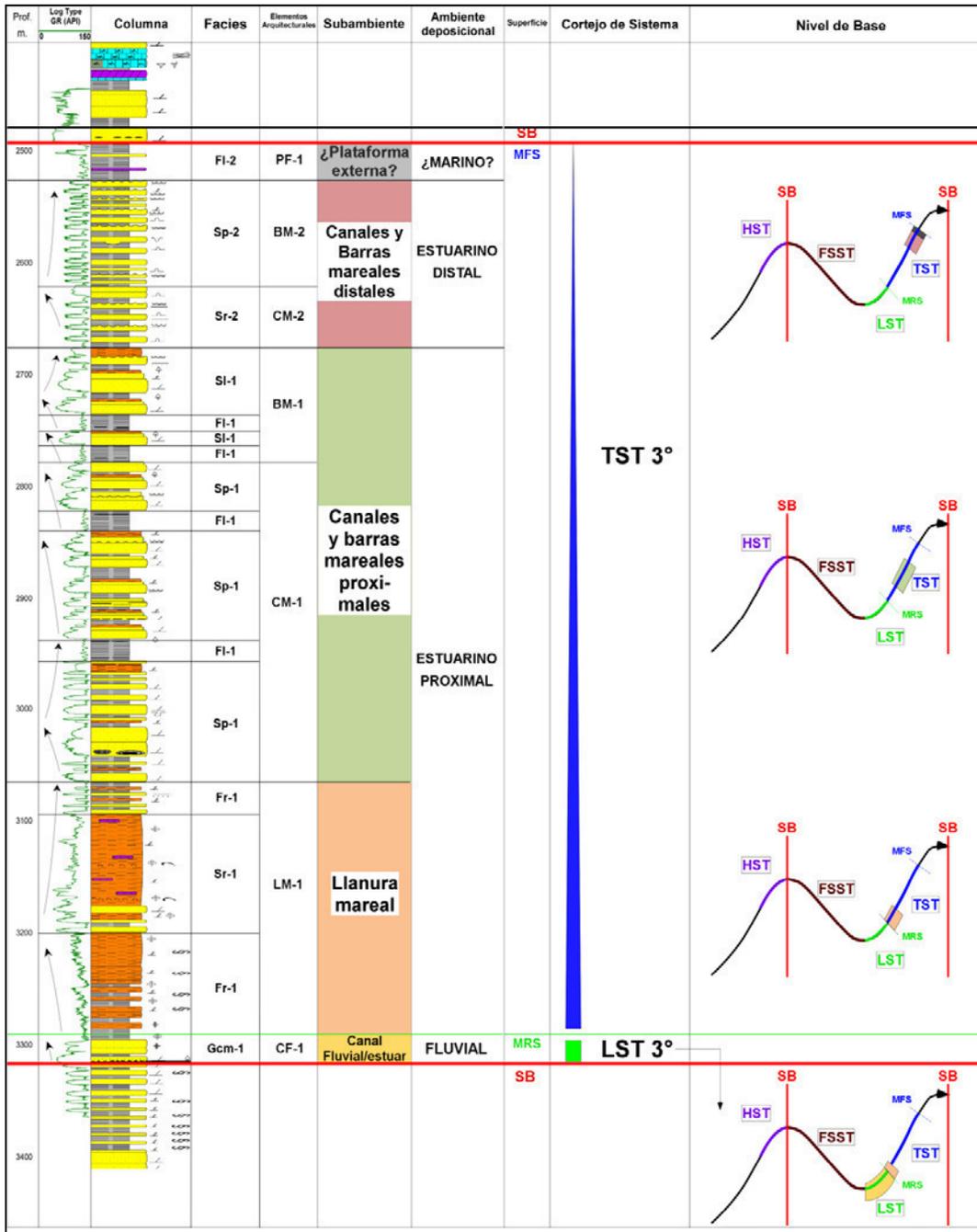


Figura 6.32 Modelo de definición de secuencia en tercer orden del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. (Fuente: Elaboración propia).

A continuación se describe cada cortejo sedimentario:

Cortejo sedimentario de mar bajo (*Low System Track*)

Este cortejo sedimentario ha sido identificado en el pozo Sepa-1X y en el afloramiento del Pongo de Mainique, encontrándose ausente en el pozo San Martín -1X debido a la falla de corrimiento (thrust) que corta la unidad Ambo. Esta secuencia está conformada por un ambiente fluvial caracterizado por facies de depósitos de sedimentos gruesos a conglomerádicos hacia la base, esto lo evidencia el nivel de conglomerados polimícticos bien redondeados de 0.15m de espesor de fábrica clasto soportado en el Pongo de Mainique, mientras que en el pozo Sepa se ha identificado un patrón de electrofacies cilíndrico, el cual ha sido descrito litológicamente como areniscas cuarzosas de grueso y conglomerádicas duras y silíceas. El espesor de esta secuencia varía de 10-20 m.

Cortejo sedimentario transgresivo (*Transgressive System Track*)

Esta secuencia transgresiva dominante del sistema Ambo, ha sido interpretada como un ambiente estuarino con influencia de mareas, que culmina con un evento de plataforma profunda (¿marino?) aún no definido. El espesor de esta secuencia es de 800 m aproximadamente. A continuación se describe cada ambiente identificado de base a tope:

Ambiente estuarino proximal

Subambiente de llanura mareal: Este subambiente ha sido identificado en el afloramiento del Pongo de Mainique y en el pozo Sepa-1X. Está caracterizado por un patrón de electrofacies retrogradantes en el pozo Sepa-1X, mientras que el Pongo de Mainique al tope de los conglomerados de la secuencia anterior se observa una depositación de lutitas de poco espesor seguido de cuerpos de limolitas grises de grano fino a medio de laminación oblicua de bajo ángulo, ocasionalmente bioturbadas intercaladas con niveles de lutitas, además contiene icnofacies y restos de fragmentos de conchas. Este intervalo presenta un espesor que varía entre 230- 280 m.

Subambiente de canales y barras mareales proximales: Identificado en el afloramiento del Pongo de Mainique y los pozos Sepa-1X y San Martín-1X, en este último se encuentra incompleto debido a la falla de corrimiento de la estructura San Martín que corta a la unidad Ambo. En el pozo Sepa-1X está caracterizado por un patrón general retrogradante la cual

internamente está representado por patrones eléctricos de canales y barras, mientras que en el pozo San Martín-1X esta secuencia retrogradante refleja menos cuerpos de canales. En el afloramiento del Pongo de Mainique esta secuencia está caracterizada por facies de areniscas de grano medio a grueso de laminación cruzada con intercalaciones de limolitas y lutitas grano-estrato decrecientes, además se evidencian restos de troncos tallos y hojas. Este subambiente identificado presenta espesores que varían entre 150 a 390 m.

Ambiente estuarino distal

Subambiente de canales y barras mareales distales: Este subambiente ha sido definido en los pozos San Martín-1X, Sepa-1X de manera incompleta (posible erosión), y en el afloramiento del Pongo de Mainique. En los pozos se observa un patrón eléctrico retrogradante conformado por alternancia de cuerpos de areniscas y lutitas. En el afloramiento está caracterizada hacia la base y parte media por intercalaciones de areniscas de grano fino y lutitas, además se observan estructuras sedimentarias como rizaduras de corrientes, estructuras de erosión como *flute caste* y *scour mark*, y estructuras de deformación como convolutas sedimentarias. El espesor de esta secuencia varía entre 40-160 m.

¿Ambiente marino?

Subambiente de plataforma externa: Este subambiente ha sido identificado únicamente en el afloramiento del Pongo de Mainique. Hacia el tope de esta última secuencia se observa un cuerpo de lutitas grises con algunos niveles delgados de areniscas y dolomitas lo cual evidenciaría el punto más distal de la secuencia de la unidad Ambo, al tope de este paquete se define el límite de secuencia representado por una discordancia donde posteriormente se depositan las secuencias continentales de areniscas pertenecientes a la unidad Tarma Green Sandstone. Este intervalo presenta un espesor aproximado de 30 m.

CAPÍTULO 7

CARACTERIZACION GEOQUIMICA ORGÁNICA DEL GRUPO AMBO

Para la caracterización geoquímica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, se utilizaron todos los datos disponibles de análisis de laboratorio de numerosos estudios efectuados en el área y alrededores. Esta información corresponde en su mayoría a análisis de muestras de roca de afloramientos y sólo se cuenta con datos de dos pozos exploratorios perforados en el área (Figura 7.1).

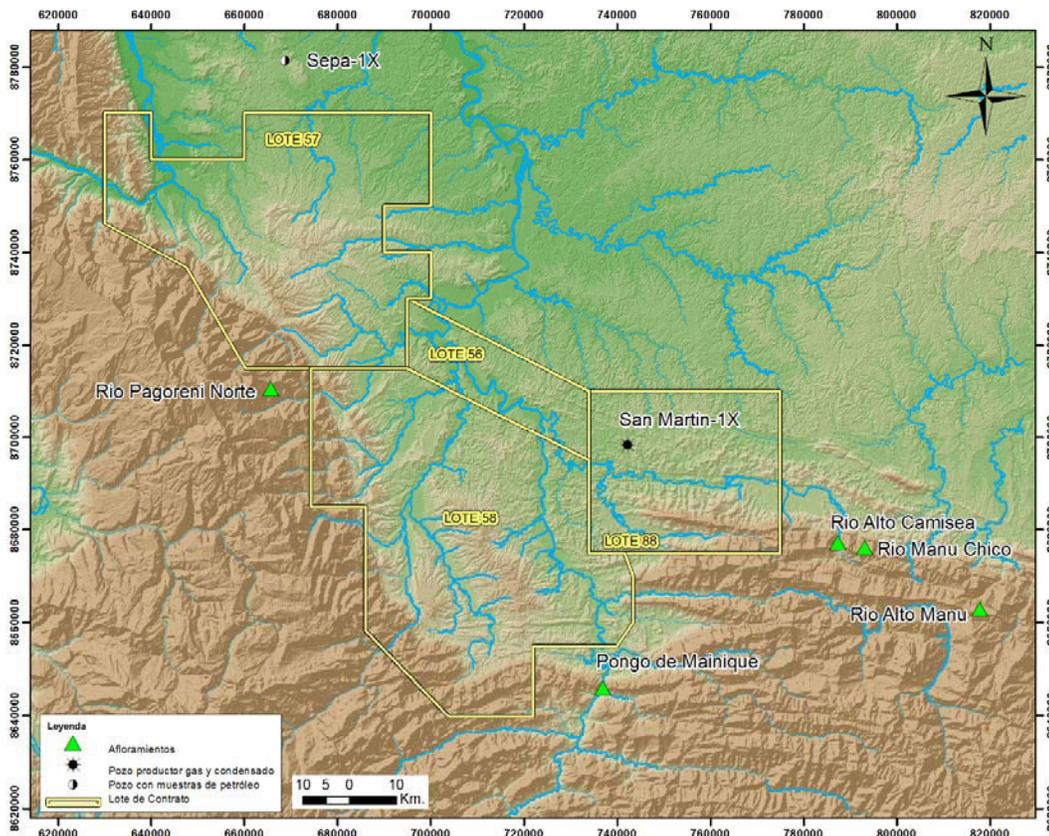


Figura 7.1 Mapa de afloramientos y pozos utilizados para el estudio

La caracterización geoquímica del Grupo Ambo se realizó en base a parámetros de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica. Esta primera parte incluye evaluaciones estadísticas de todas las muestras analizadas.

7.1 CANTIDAD DE MATERIA ORGÁNICA

La cantidad de materia orgánica fue determinada mediante el análisis del carbono orgánico total (TOC), un total de 189 muestras entre rocas y recortes de perforación fueron utilizadas para la evaluación. En principio se elaboró un diagrama de frecuencia cualitativo de TOC del total de muestras disponibles, el cual muestra una predominancia de TOC entre 1.0 y 2.0 % peso, lo cual corresponde a una roca madre “buena” (Figura 7.2).

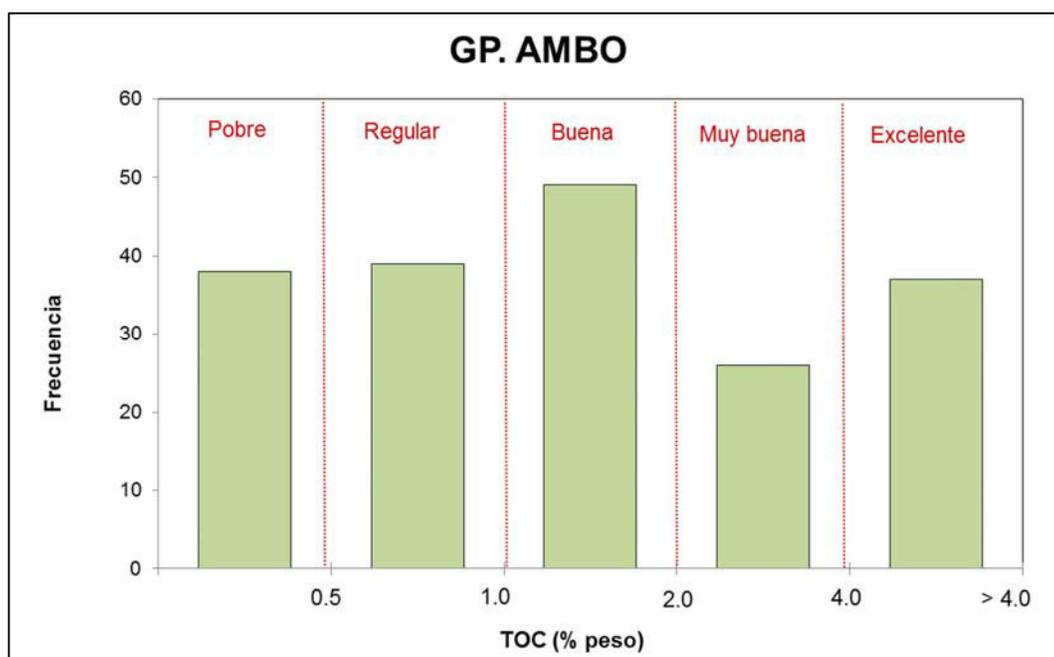


Figura 7.2 Diagrama de frecuencias de contenido de materia orgánica del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, y su clasificación según Peters (1994). (Fuente: Elaboración propia).

Para determinar un valor representativo de TOC del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, se realizó un histograma de frecuencias de TOC de todas las muestras, se observó que este histograma se ajusta a una distribución probabilística tipo Lognormal, el cual después de un análisis estadístico, arrojó el valor representativo de TOC (media) de 3.69 %, con TOC (P90) de 0.40 % y TOC (P10) de 8.66%, y con una desviación estándar de 5.47 (indicador de alta dispersión en los datos) (Figura 7.3).

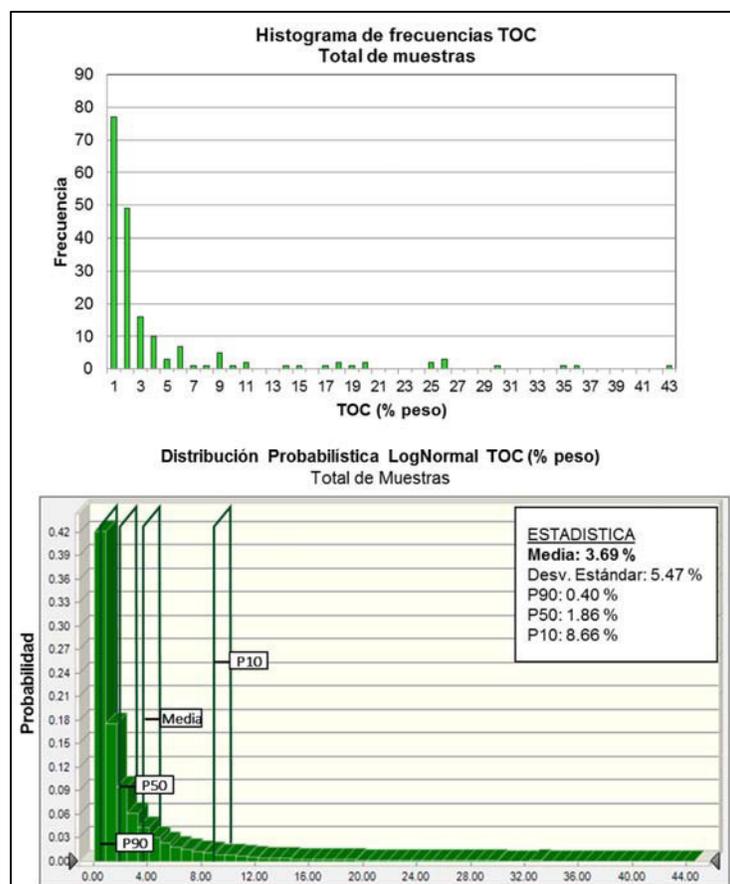


Figura 7.3 Histograma de frecuencias y Distribución probabilística Lognormal de TOC del total de muestras del Grupo Ambo. Se muestra la probabilidad y las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).

Para observar la variación de los valores de TOC del Grupo Ambo en el área, se realizaron diagramas de frecuencia cualitativos para cada afloramiento y pozo en estudio (Figura 7.4). Además como en el caso anterior, se elaboraron distribuciones probabilísticas a partir de los histogramas de frecuencias en cada punto para poder tomar un valor representativo de TOC de cada uno de ellos (Figura 7.5). En el caso de los afloramientos Río Alto Manu y Río Manu Chico no se pudo determinar el valor de TOC mediante distribuciones estadísticas, ya que el número de muestras (<17) es insuficiente para poder realizar este tipo de distribuciones, para estos casos el valor de TOC representativo de cada punto fue determinado mediante el cálculo de la media ponderada por espesor.

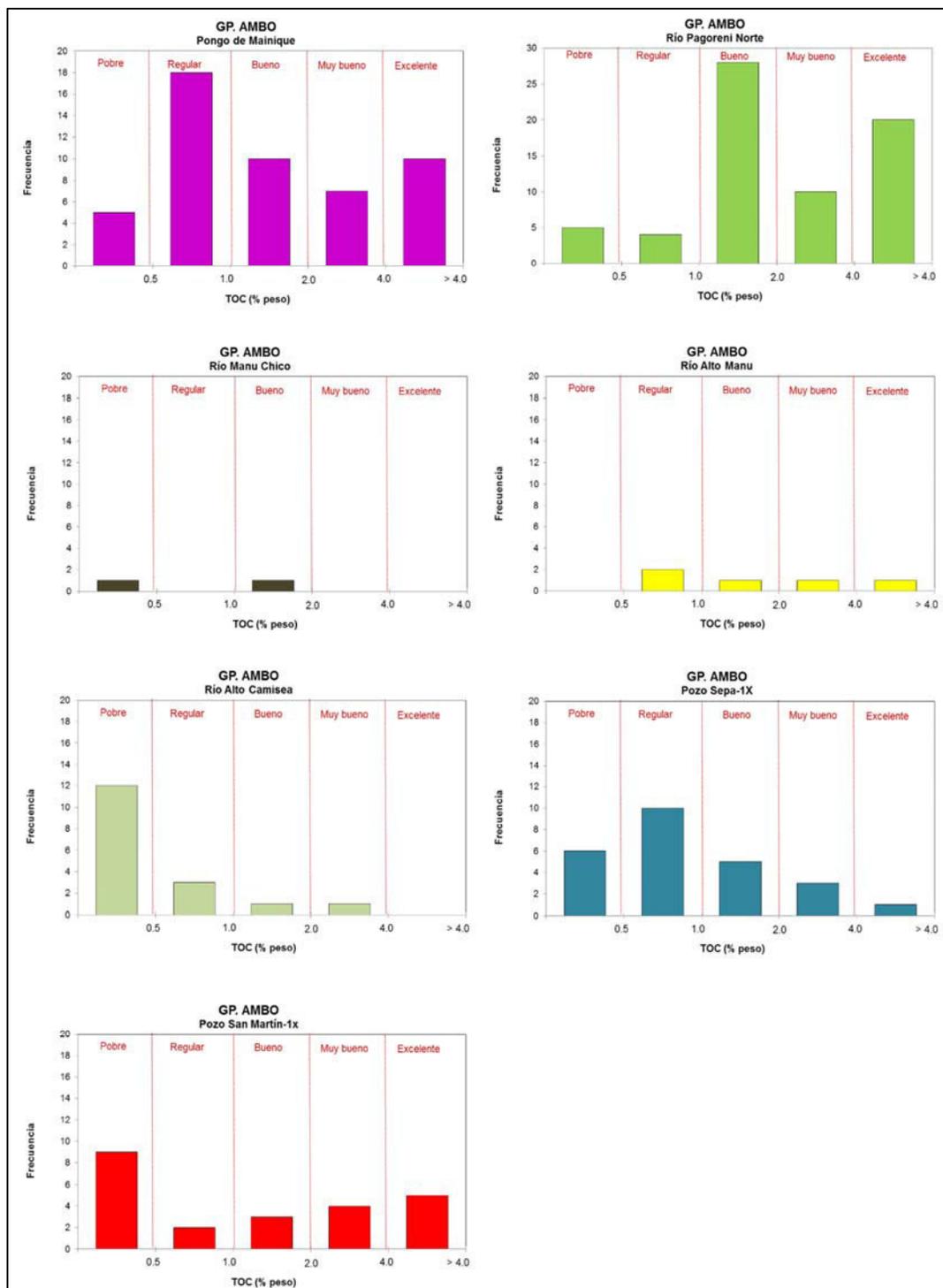


Figura 7.4 Diagramas de frecuencias de contenido de materia orgánica de afloramientos y pozos y su clasificación según Peters et al. (1994). (Fuente: Elaboración propia).

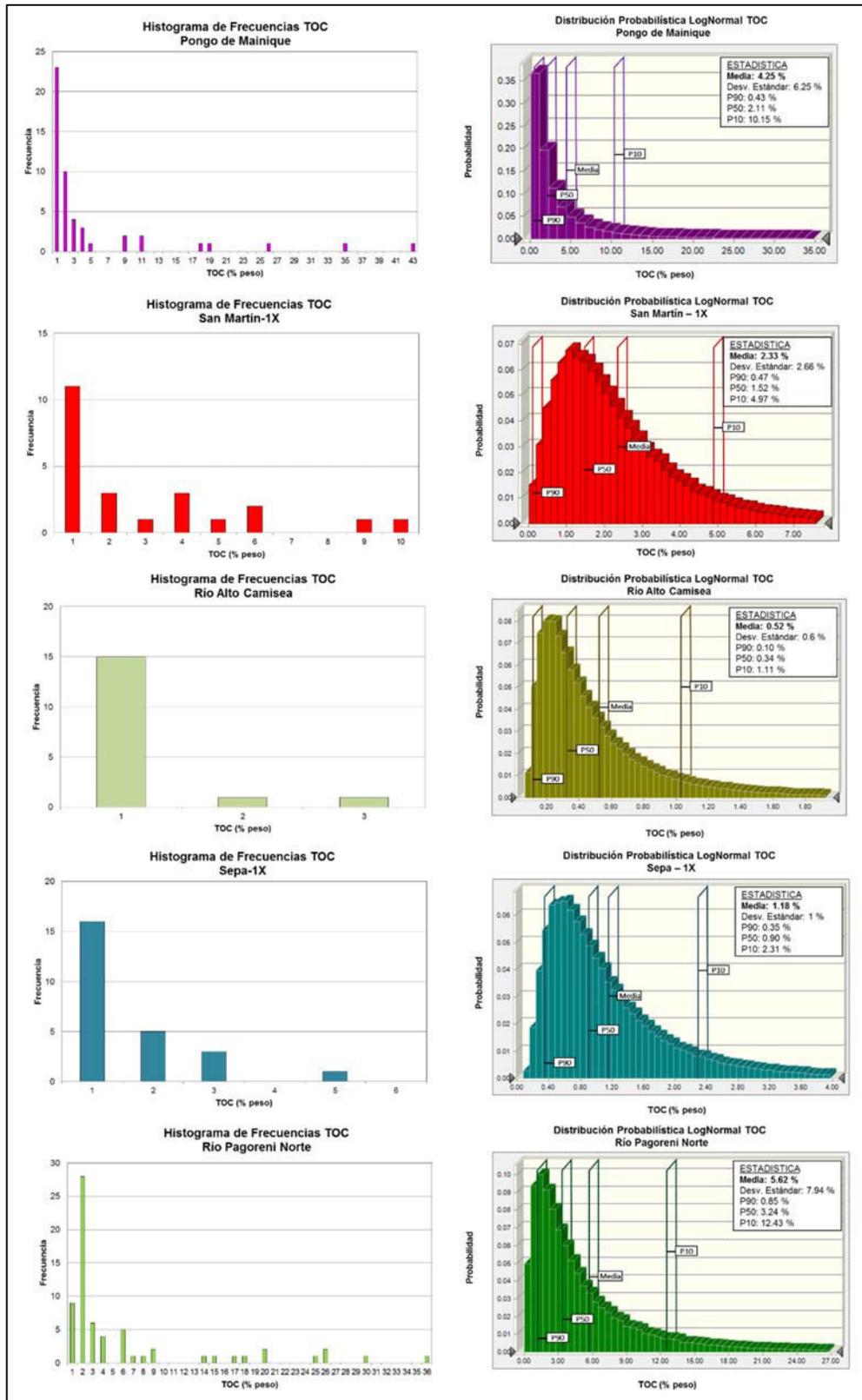


Figura 7.5 Histogramas de frecuencias y Distribución probabilística Lognormal de TOC en cada afloramiento y pozo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).

El análisis puntual de TOC de cada afloramiento y pozo se resume en lo siguiente:

El diagrama de frecuencias de cantidad de materia orgánica de las muestras del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique, indican valores de TOC en su mayoría regulares (18% muestras) a buenos (10% muestras). El valor representativo de TOC de estas muestras mediante el análisis estadístico es de 4.25 % peso (media) con una desviación estándar de 6.25.

Los valores de TOC del afloramiento Río Pagoreni Norte muestran características de contenido orgánico principalmente buena (28% muestras) seguido de valores de TOC excelentes (20% muestras). El valor representativo de TOC de estas muestras mediante el análisis estadístico es de 5.62 % peso (media) con una desviación estándar de 7.94.

Los datos de Río Alto Camisea muestran principalmente valores pobres de TOC (< 0.5 % peso) que representan el 70 % del total, seguido de valores regulares de TOC (18% muestras). El valor representativo de TOC de estas muestras mediante el análisis estadístico es de 0.52 % peso (media) con una desviación estándar de 0.6.

Los valores de TOC del pozo San Martín-1X, muestran predominantemente valores por debajo de 0.5 % de TOC (40% muestras), siguiendo valores de TOC excelentes (22% muestras) y muy buenos (17% muestras). Sin embargo, el valor representativo de TOC de estas muestras mediante el análisis estadístico es de 2.33 % peso (media) con una desviación estándar de 2.66.

El Grupo Ambo en el pozo Sepa-1X muestra valores de TOC principalmente regulares (0.5 - 1 % peso) que representan el 40% de las muestras, y menor proporción (20% muestras) valores buenos de TOC (1-2 % peso). El valor representativo de TOC de estas muestras mediante el análisis estadístico es de 1.18 % peso (media) con una desviación estándar de 1.

En el caso de Río Manu Chico y Río Alto Manu es poca la cantidad de muestras analizadas del Grupo Ambo. Son dos la cantidad de muestras de Río Manu Chico, una de ellas con un TOC de característica pobre (0.5 % peso) y la otra de TOC bueno (2 % peso), el promedio ponderado de TOC para este afloramiento es de 1.11 % peso.

Las muestras de Río Alto Manu indican valores de TOC de un rango de bueno a excelente (60% muestras) y TOC moderado (40% muestras), el valor promedio de TOC es de 5.1 % peso.

La siguiente tabla (Tabla 7.1) resume los valores estadísticos representativos de TOC de cada punto analizado:

Tabla 7.1 Resumen de valores estadísticos representativos de TOC para cada afloramiento/pozo analizado. (Fuente: Elaboración propia).

Afloramiento/Pozo	TOC (% peso)
Pongo de Mainique	4.25
Río Alto Camisea	0.52
Río Alto Manu	5.1
Río Manu Chico	1.11
Río Pagoreni Norte	5.62
San Martín-1X	2.33
Sepa-1X	1.18

Con los valores obtenidos se elaboró un mapa propuesto de tendencia de cantidad de materia orgánica (TOC) del área de estudio (Figura 7.6). El mapa muestra una tendencia general de incremento de cantidad de materia orgánica de NE a SW, que van en el rango de bueno a excelente (TOC > 2).

Se observa además una zona con potencial pobre en cuanto a TOC, hacia el Este del Lote 88, esto en consecuencia al valor promedio de TOC definido para el afloramiento de Río Alto Camisea. La cantidad de materia orgánica vuelve a aumentar esta vez hacia el SE en la zona de Río Alto Manu llegando a tener valores de TOC en el orden de bueno a excelente.

La tendencia general de aumento de cantidad de materia orgánica en el área de estudio (NE-SW) podría dar una idea preliminar de la distribución de las facies del Grupo Ambo, ya que como se mencionó en el capítulo 3, el TOC de las rocas está relacionado a las facies y al medio sedimentario, sin embargo al haberse realizado el mapa con valores obtenidos mediante análisis estadísticos, es necesario realizar una correlación preliminar que refleje la relación entre medio ambiente sedimentario (facies) y cantidad de materia orgánica, lo que

permitirá básicamente identificar el o los potenciales intervalos generadores del Grupo Ambo, este tema se desarrollará en el punto 7.6.

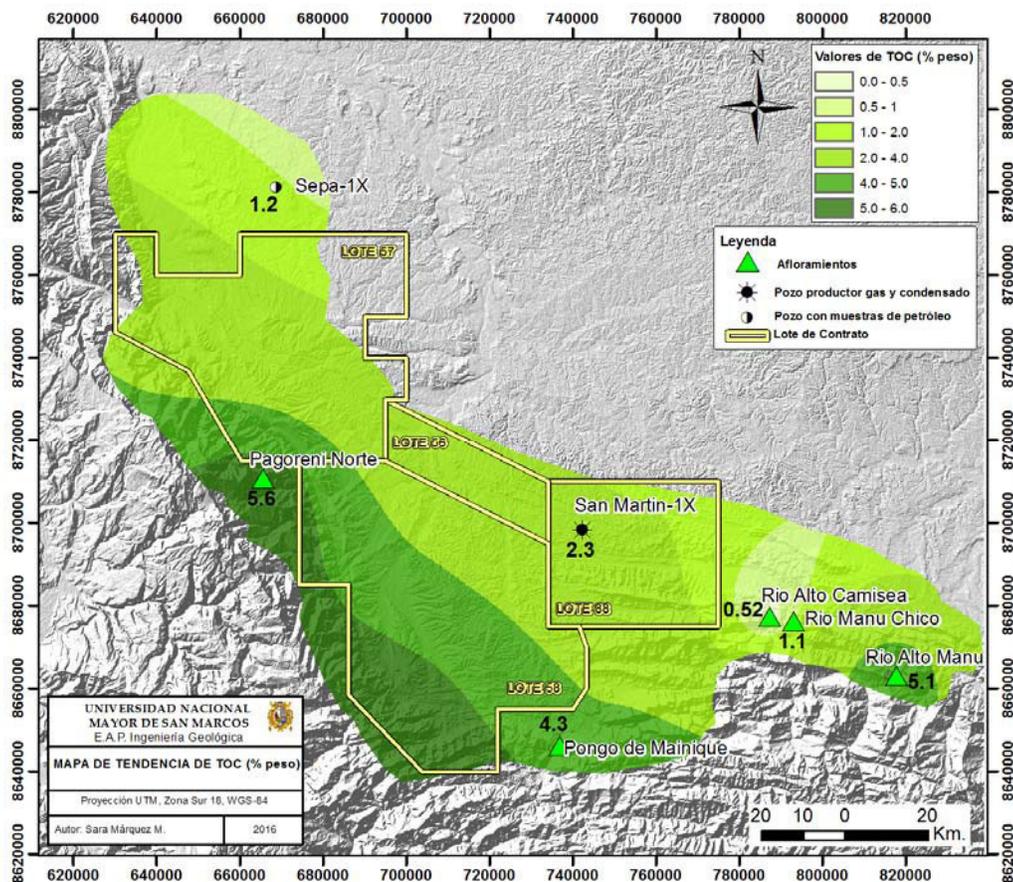


Figura 7.6 Mapa propuesto de tendencia de cantidad de materia orgánica (TOC) del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. (Fuente: Elaboración propia).

7.2 CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA

La calidad de la materia orgánica fue evaluada mediante relaciones de datos de pirólisis (método directo), y caracterización visual del kerógeno (método indirecto).

Información de pirólisis

Diagrama de Van Krevelen

Basados en el diagrama modificado de Van Krevelen, el tipo de kerógeno presente en las rocas del Grupo Ambo es principalmente II/III (Figura 7.7). No obstante, se observa que

parte de las muestras analizadas, principalmente algunas muestras del afloramiento Río Pagoreni Norte y Río Alto Camisea, indican valores bajos de HI y OI. Esto se debe a que el HI y OI cambian de acuerdo al grado de madurez de la roca madre, la cantidad de hidrógeno y oxígeno relacionado al carbono decrece, convergiendo estos valores hacia el origen del diagrama.

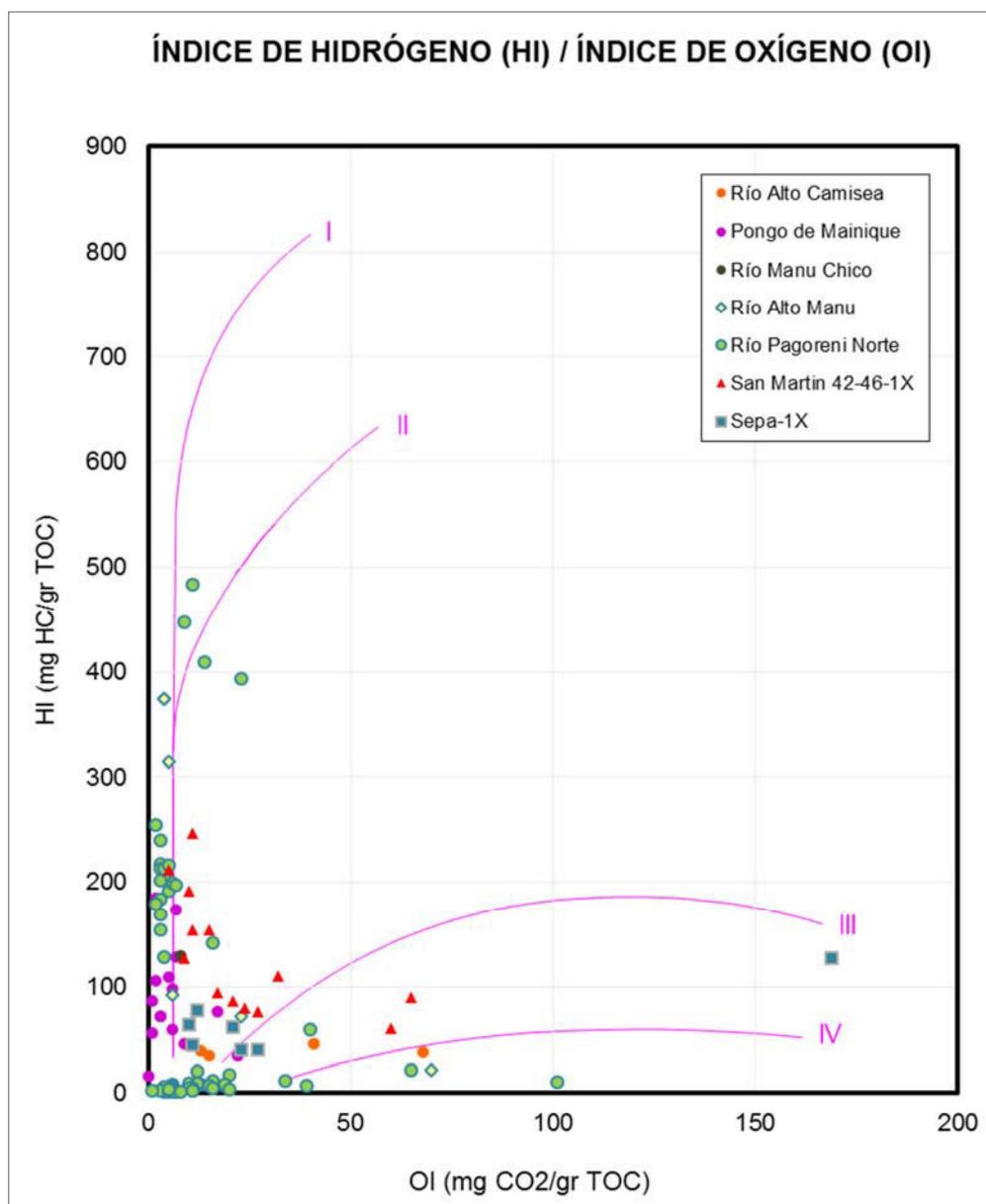


Figura 7.7 Diagrama de Van Krevelen modificado. Se observa que parte de las muestras del Grupo Ambo indican una predominancia de tipo de kerógeno II/III, sin embargo algunas muestras de Pagoreni Norte poseen valores bajos HI y OI lo que indican un alto grado de madurez de estas muestras. (Fuente: Elaboración propia).

Índice de hidrógeno

El histograma de frecuencias de HI del total de muestras del Grupo Ambo, indica que la mayor cantidad de muestras posee bajos valores de HI (0-50 mg HC/g TOC), seguidamente de valores de HI entre 50-200 mg HC/g TOC (Figura 7.8).

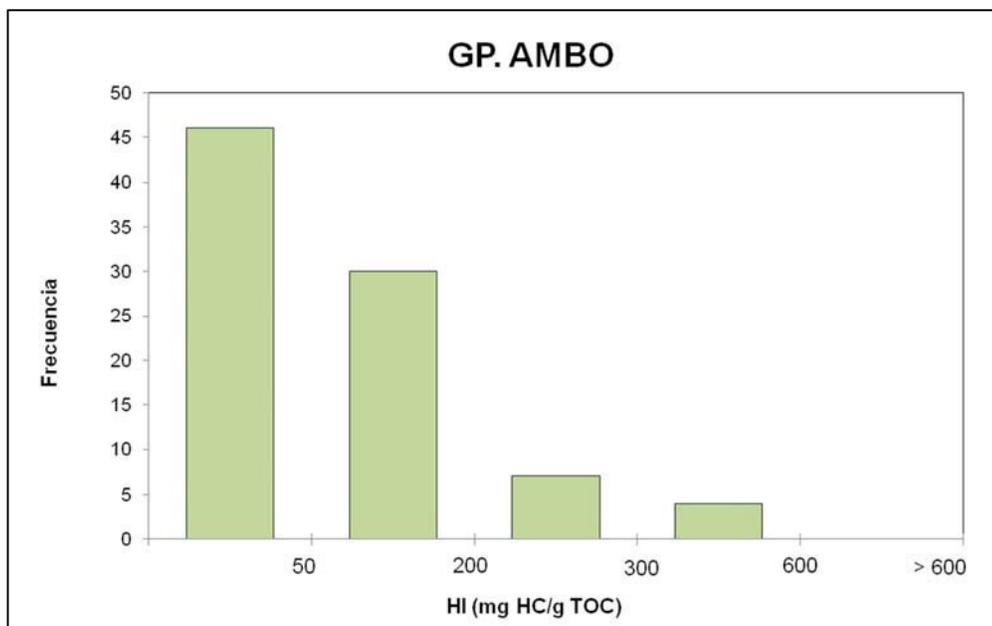


Figura 7.8 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, el cual indica mayor cantidad de muestras con bajos valores de HI (0-50 mg HC/g TOC). (Fuente: Elaboración propia).

Si se toma el total de muestras y se representa en un histograma de frecuencias para determinar un valor representativo de HI de toda la unidad Ambo, se observa que la distribución se ajusta mejor a una distribución probabilística Lognormal, donde el valor de HI representativo (media) de la distribución es 83.91 mg HC/ g TOC, además con HI (P90) de 15.41 mg HC/ g TOC y HI (P10) de 184 mgHC/ g TOC (Figura 7.9).

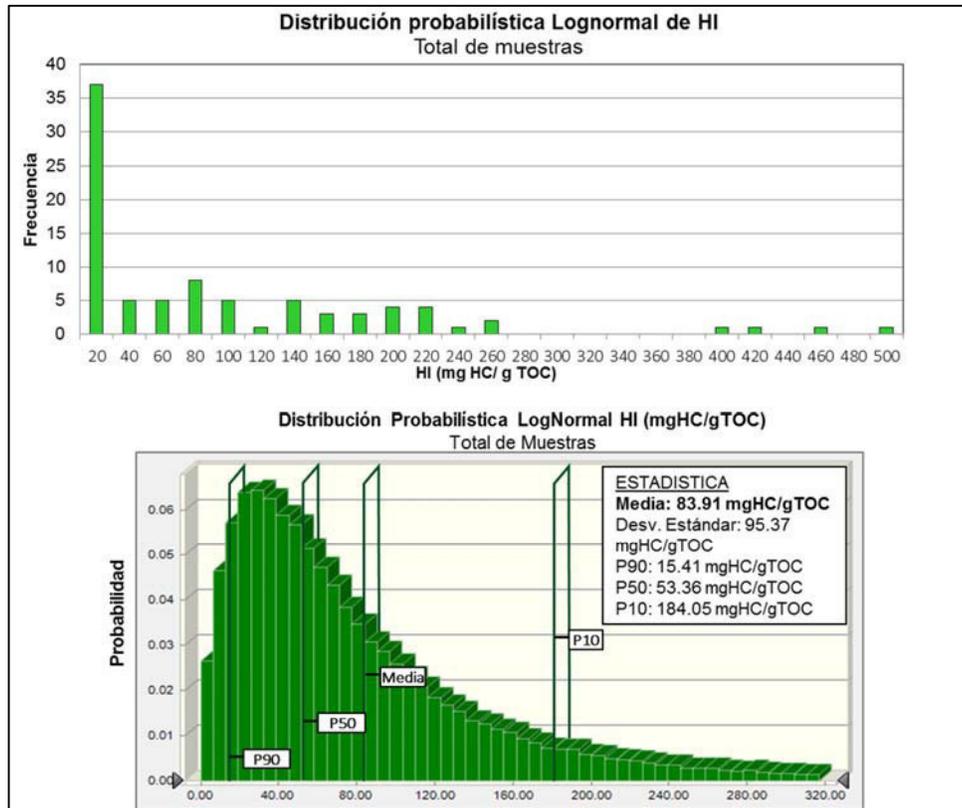


Figura 7.9 Histograma de frecuencias y Distribución Lognormal de HI del total de muestras del Grupo Ambo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad del total de muestras, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).

Para analizar las variaciones de los valores de HI en el área, se elaboraron diagramas de frecuencia de cada punto de estudio (Figura 7.10).

Los diagramas de frecuencias individuales de HI indican, en la mayoría de casos, valores entre 50-200 mg HC/g TOC, esto se da para las rocas de los afloramientos del Pongo de Mainique, Río Manu Chico, Río Alto Manu y de los pozos San Martin-1X y Sepa-1X.

En los casos de los afloramientos Río Alto Camisea y Río Pagoreni Norte las muestras analizadas poseen bajos valores de HI (0-50 mg HC/g TOC). Estos valores bajos de HI pueden deberse al alto grado de madurez termal de las muestras en estos puntos, lo cual es también corroborado en el diagrama de Van Krevelen (Figura 7.7).

Debido a la poca cantidad de muestras con datos de índice de hidrógeno por cada afloramiento/pozo, no se consideró realizar un mapa de tendencias de HI. La poca información disponible puede estar sujeta a diversos errores (medición, muestreo, otros) por lo que un análisis estadístico no resultaría representativo y conllevaría a interpretaciones no del todo ciertas. Por ello se recomienda realizar más análisis de laboratorio de este parámetro y/o nuevos muestreos sistemáticos.

Diagrama HI vs. Tmax

El diagrama señala que la mayor parte de las muestras presenta una predominancia de kerógeno tipo III y tipo II. Se observa además que con el incremento de la madurez, los valores de HI y Tmax se plotean en la parte inferior derecha del diagrama. En este caso también se observa que parte de las muestras de Río Pagoreni Norte presentan bajo contenido de HI esto debido a que se encuentran en un estado de sobremadurez (Figura 7.11).

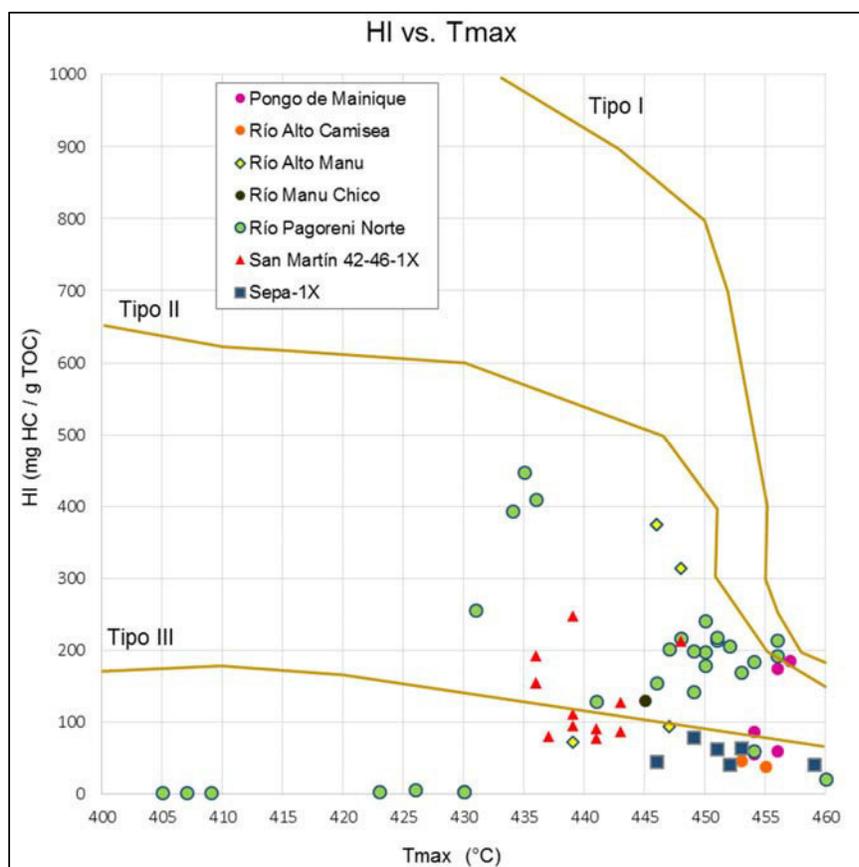


Figura 7.11 Diagrama HI vs. Tmax. Se observa una predominancia de tipo de kerógeno III seguido de kerógeno tipo II. (Fuente: Elaboración propia).

Diagrama S2 vs. TOC

Este diagrama muestra, del mismo modo, que las rocas analizadas son principalmente de tipo de kerógeno III seguido de algunas muestras de kerógeno tipo II (Figura 7.12).

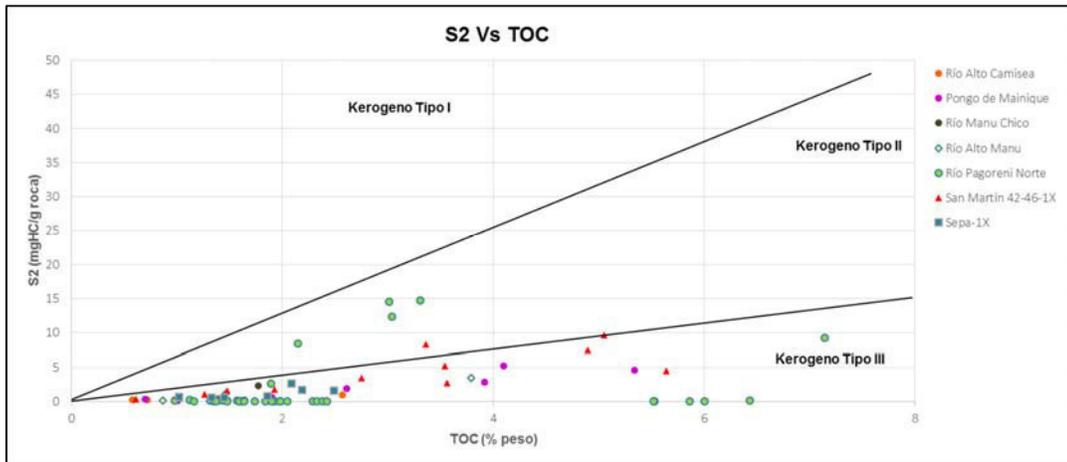


Figura 7.12 Diagrama S2 vs. TOC, señala que las rocas analizadas son principalmente del tipo de kerógeno III. (Fuente: Elaboración propia).

Potencial de generación

De acuerdo al diagrama de potencial de generación, la cual representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría generar una roca generadora suficientemente madura, el potencial de generación de las rocas del Grupo Ambo es variable, encontrándose distribuidas entre rocas madres buenas, regulares y pobres (Figura 7.13). Esta distribución muestra una tendencia lineal, la cual puede estar ligada a altos valores de materia orgánica o mayor grado de madurez de las muestras. Se observa además que gran parte de las muestras de Río Pagoreni Norte no se incluyen en esta tendencia debido a que su potencial de generación es bajo.

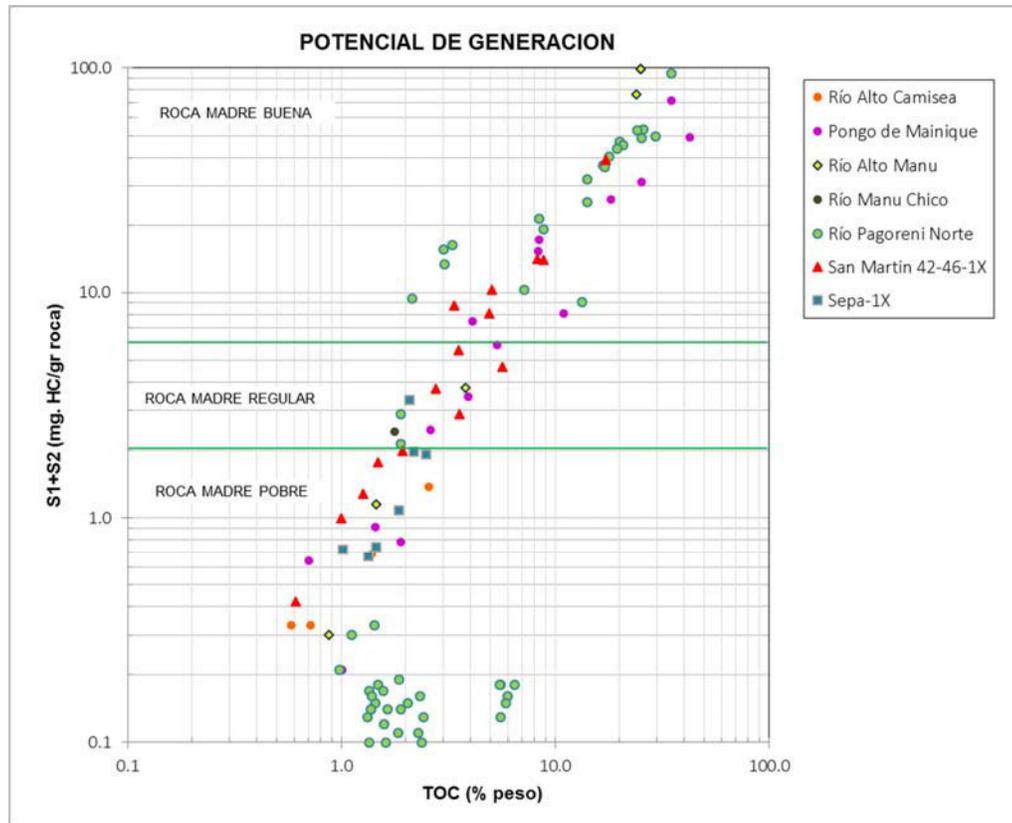


Figura 7.13 Diagrama de potencial de generación, se observa una variabilidad de potencial de generación en rocas del Grupo Ambo, ya que se encuentran distribuidas entre rocas madres buenas, regulares y pobres. (Fuente: Elaboración propia).

Es importante señalar que en base a la evaluación de la calidad de la materia orgánica del Grupo Ambo, se observa en casi la mayoría de los gráficos analizados que parte de las muestras del afloramiento Río Pagoreni Norte poseen bajos valores de HI y también bajos valores de potencial de generación, lo cual daría a postular dos ideas prematuras: la primera que estas muestras se encontrarían en un grado de madurez muy alto (sobremadurez), y la segunda que posiblemente debido al tipo de muestreo que se utilizó, estas conformen una roca generadora distinta a la del Grupo Ambo, con una historia de mayor enterramiento. Esto se podrá confirmar o rechazar con el análisis de grado de madurez de estas muestras.

Caracterización visual del kerógeno

Algunas muestras del Grupo Ambo analizadas incluyeron análisis microscópico del kerógeno (Figura 7.14).

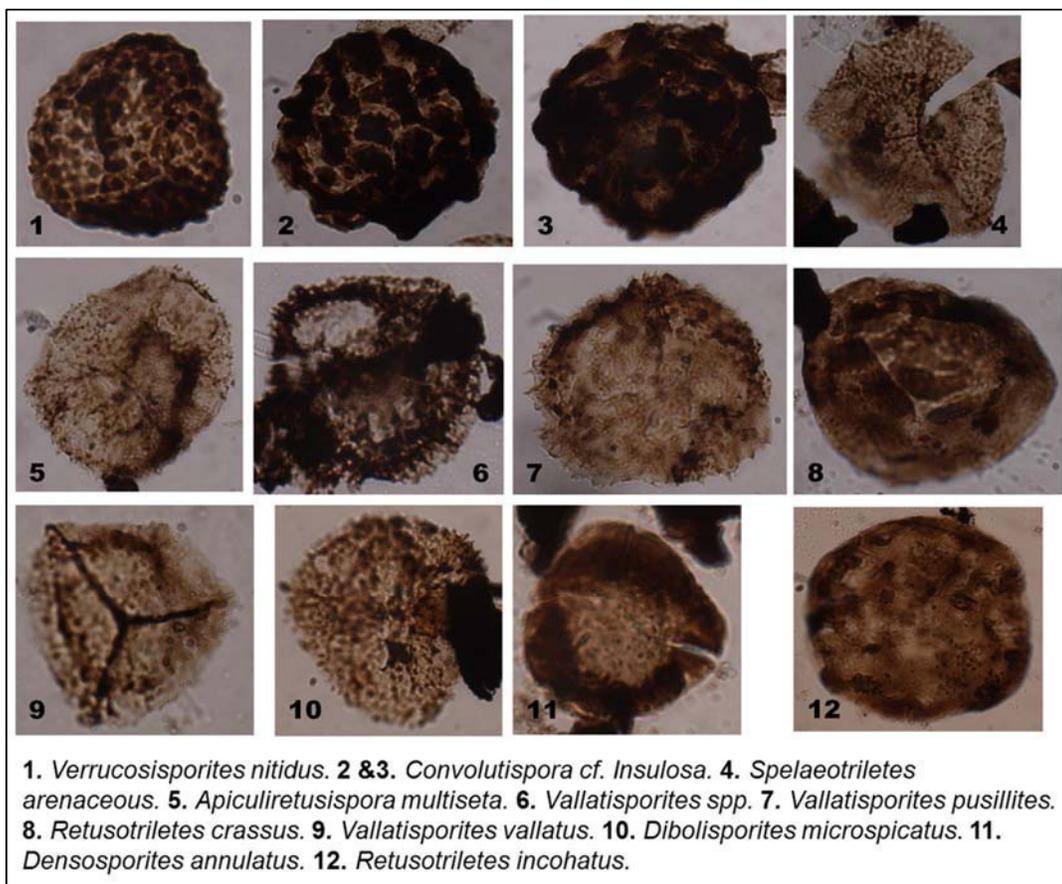


Figura 7.14 Análisis visual del kerógeno a muestras Grupo Ambo (Río Alto Camisea). Materia orgánica húmica moderada (fitoclastos marrones y opacos), además de moderadas mioesporas. (Reporte interno Pluspetrol)

Con la data disponible se elaboró un diagrama de porcentaje visual de los macerales presentes en cada muestra, los macerales que se evaluaron fueron: amorfinita, liptinita, vitrinita e inertinita (Figura 7.15).

El análisis realizado muestra una predominancia de macerales tipo vitrinita para las muestras de recortes (Pozos Sepa-1X y San Martin-1X), mientras que en las muestras de afloramiento predomina los macerales tipo liptinita y en algunos casos amorfinita. Esto lleva a deducir que según el tipo de macerales presentes el Grupo Ambo tendría un kerógeno tipo II-III a III.

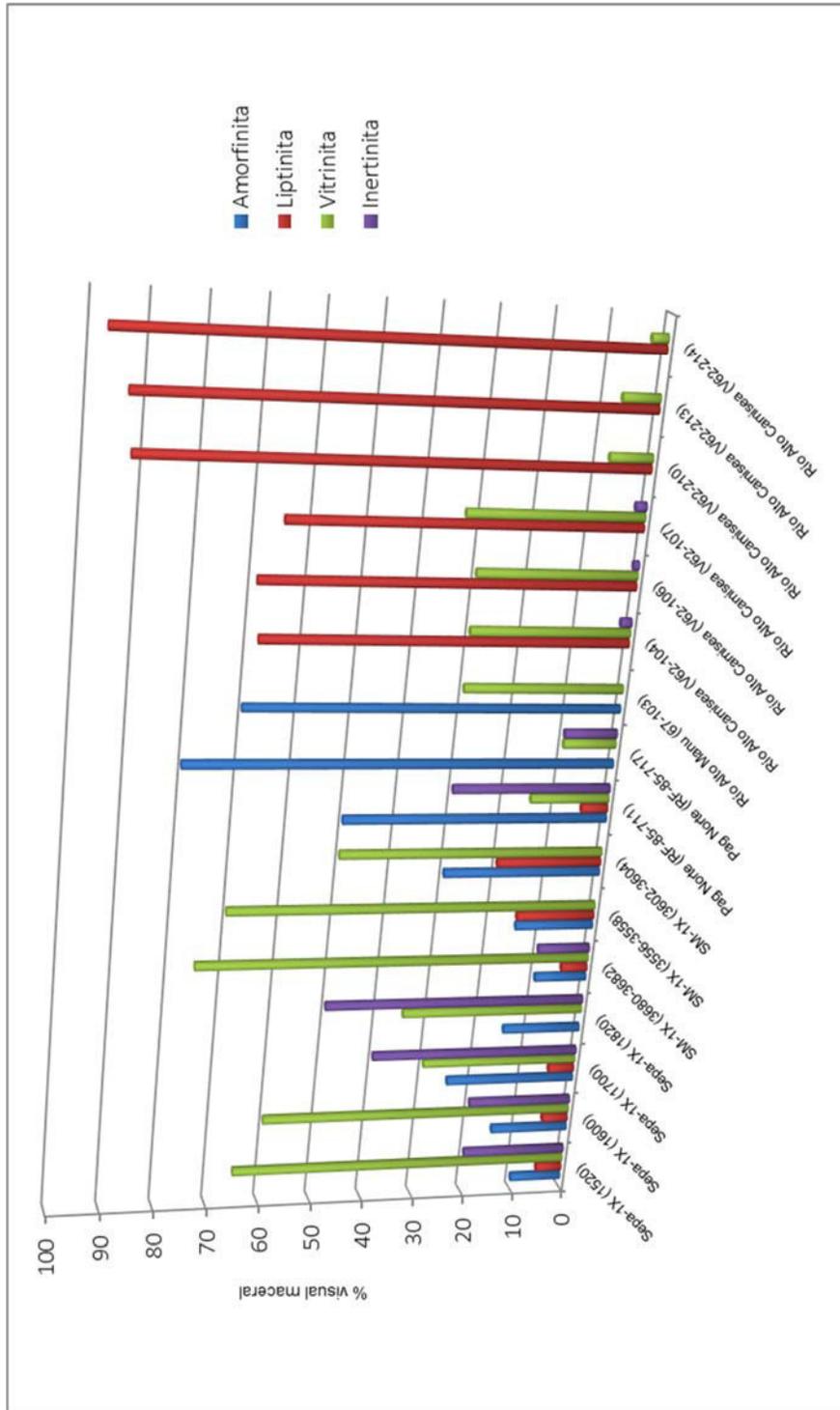


Figura 7.15 Diagrama de abundancia de los macerales presentes en afloramientos y pozos estudiados. Se observa una predominancia de macerales tipo vitrinita seguido de liptinita y amorfinita. (Fuente: Elaboración propia).

Clasificación de Organofacies para el Grupo Ambo

Pepper y Corvit (1995) en un estudio publicado para la *Marine and Petroleum Geology*, determinaron 5 organofacies caracterizados cada uno por el tipo de materia orgánica y una marca de diagénesis temprana, la cual en general puede estar relacionada a asociaciones de facies/edad (Tabla 7.2). Una organofacie se define como un conjunto de kerógenos derivados de precursores orgánicos comunes depositados bajo condiciones ambientales similares y expuestos a historias diagenéticas tempranas similares.

Tabla 7.2 Clasificación de organofacies (Pepper and Corvit, 1995)

Organofacie	Descripción	Biomasa principal	Incorporación de sulfuros	Ambiente/edad	Posible clasificación IFP
A	Acuático, marino, silíceo o carbonático/evaporítico	Algas marinas, bacterias	Alta	Marino, zonas de surgencia, cuencas de poca deposición clástica (cualquier edad)	Tipo II'S'
B	Acuático, marino, silicoclástico	Algas marinas, bacterias	Moderada	Marino, cuencas clásticas (cualquier edad)	Tipo III
C	Acuático, no marino, lacustre	Algas agua dulce, bacterias	Bajo	Cuencas "Tectónicas" no marinas, menor en llanuras costeras (Fanerozoico)	Tipo II
D	Terrestre, no marino, material ceroso	Cutículas de plantas mayores, resinas, lignina, bacterias	Bajo	Algunas "siempre húmedas" llanuras costeras (Mesozoico y más joven)	Tipo III'H'
E		Cutículas de plantas mayores, lignina, bacterias			
F	Terrestre, no marino, pobre en material ceroso	Lignina	Bajo	Llanuras costeras (Paleozoico tardío y más joven)	Tipo III/IV

De acuerdo a la descripción de cada organofacie, la cual se encuentra explicada y desarrollada en la publicación, y conociendo las características de depositación y edad del Grupo Ambo, esta se podría clasificar como una organofacie tipo F, la cual está compuesta por material terrestre conformada principalmente por lignina, la cual fue depositada en ambientes transicionales de sistemas transgresivos y de edades paleozoicas.

Según esta clasificación para la organofacie F las temperaturas promedio de ventanas de generación se encuentran entre 145°-175°C para la ventana de petróleo y entre 175°-220°C para la ventana de gas (Tabla 7.3). Sin embargo para tener un conocimiento más al detalle de las temperaturas de generación es necesario la realización de estudios especiales de

cinética de la roca generadora lo cual ayudará a conocer además los productos generados (tipos de fluidos-fases) y las proporciones de los componentes (C₁, C₂, C₃, C₄, C₅⁺).

Tabla 7.3 Temperaturas de ventanas de generación de petróleo y gas para cada organofacies (Pepper and Corvit, 1995)

	Organofacies				
	A	B	C	D/E	F
Ventana petróleo (°C)					
Tope (rango)	95 (40)	105 (40)	120 (20)	120 (40)	145 (30)
Base	135	145	140	160	175
Ventana gas (°C)					
Tope (rango)	105 (50)	140 (70)	135 (35)	175 (45)	175 (45)
Base	155	210	170	220	220

7.3 MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA

La madurez de la roca generadora del Grupo Ambo fue evaluada de dos maneras: mediante valores de pirolisis Rock-Eval (T_{max}) y mediante petrografía orgánica (reflectancia de vitrinita e Índice de alteración termal (TAI)).

Pirólisis

Diagrama T_{max} vs. Índice de producción

El diagrama de T_{max} vs. Índice de producción, sugiere en general que las muestras del Grupo Ambo se encuentran termalmente maduras (Figura 7.16). Encontrándose las muestras de San Martín-1X en un estadio de madurez temprana principalmente y las del Pongo de Mainique en una etapa de madurez alta.

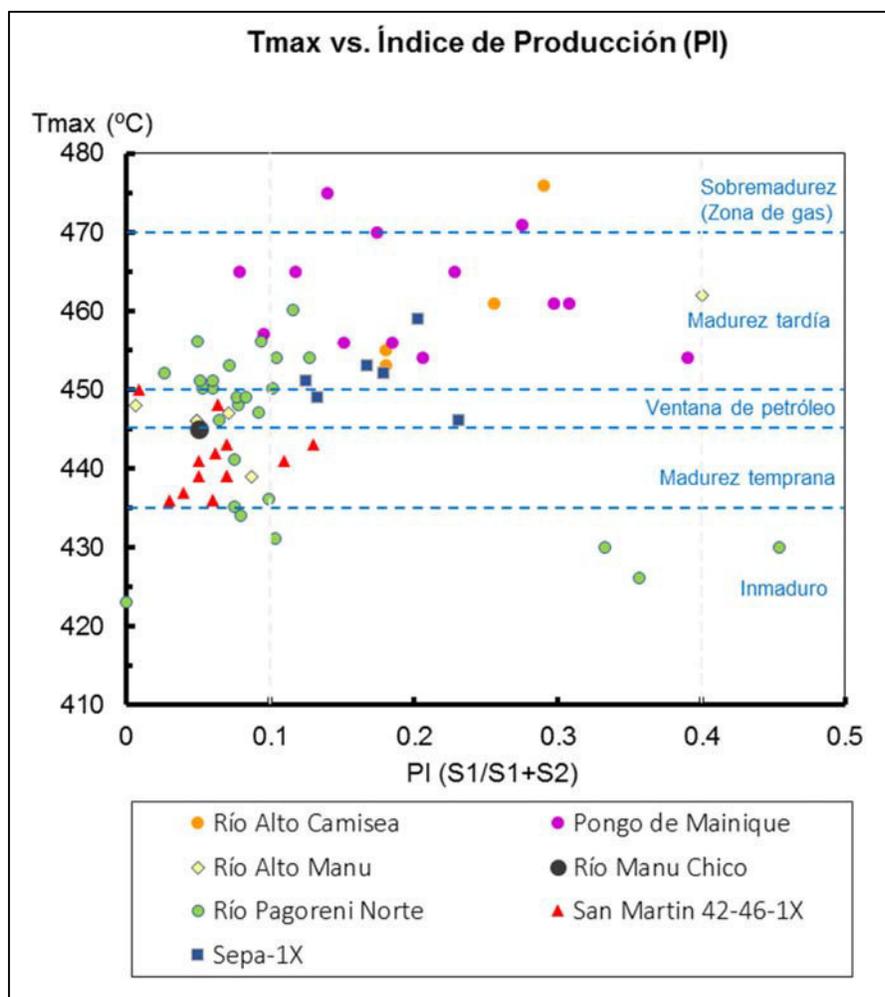


Figura 7.16 Diagrama Tmax vs. Índice de producción (PI). Se observa que las muestras del Grupo Ambo generalmente se encuentran entre un estadio de madurez temprana-ventana de petróleo y madurez tardía. (Fuente: Elaboración propia).

Diagrama HI vs. Tmax

Este diagrama de evaluación de madurez, indica nuevamente que la mayor parte de las muestras se encuentran en ventana de madurez (Figura 7.17).

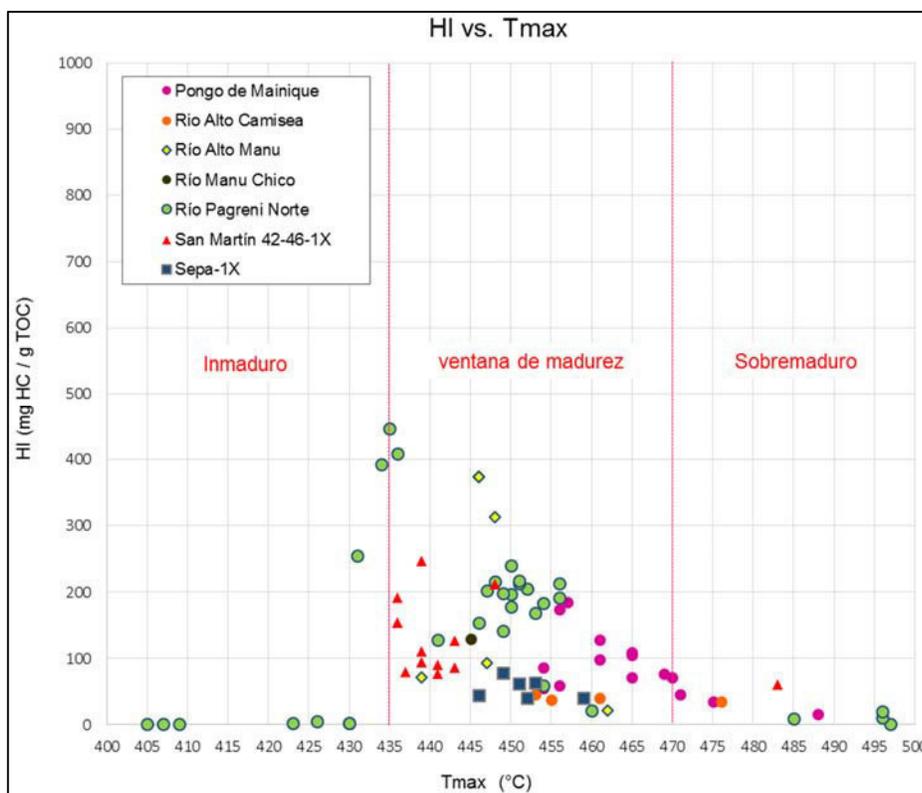


Figura 7.17 Diagrama HI vs. Tmax. El diagrama muestra que las rocas analizadas del Grupo Ambo se encuentran principalmente en la ventana de madurez. (Fuente: Elaboración propia).

Petrografía Orgánica

Reflectancia de Vitrinita (Ro)

El análisis de reflectancia de vitrinita, señala que las muestras del Grupo Ambo, en los diversos puntos de control, varían en un rango de 0.65-1.35 %, lo que indicaría que las muestras se encuentran entre el pico de generación y una madurez tardía (Figura 7.18).

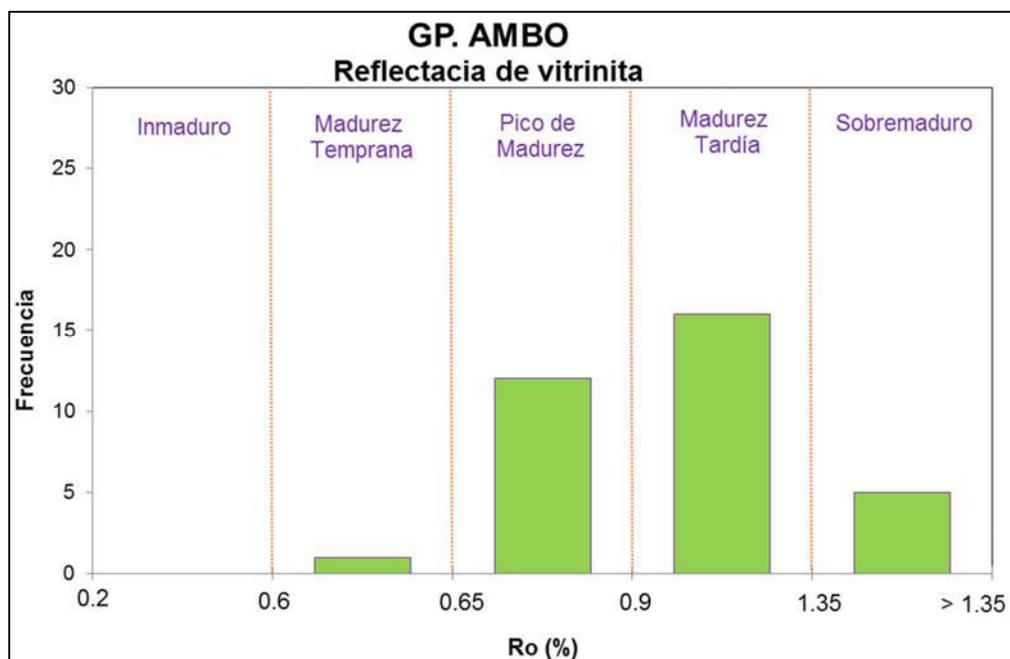


Figura 7.18 Diagrama de frecuencias de valores de reflectancia de vitrinita. Se observa que las muestras se encuentran dentro del estadio de madurez térmica entre pico de madurez y madurez tardía. (Fuente: Elaboración propia).

Del mismo modo que para el TOC y HI, se elaboró un histograma de frecuencias de valores de reflectancia de vitrinita totales del Grupo Ambo para poder determinar un valor representativo (Figura 7.19). Este histograma se ajusta a una distribución probabilística tipo Lognormal, que llevado a un análisis estadístico dio como valor representativo de Ro (media) 1.04 % Ro con Ro (P90) de 0.09 % y Ro (P10) de 2.36% con una desviación estándar de 1.98%.

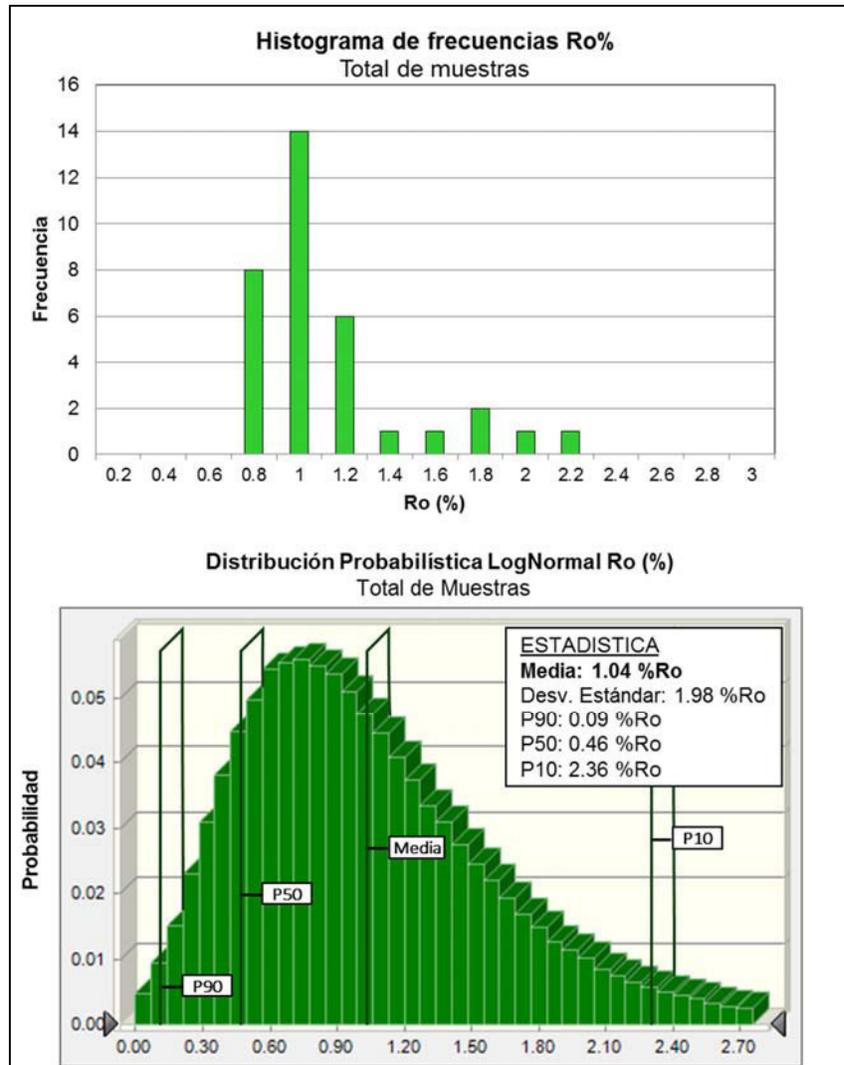


Figura 7.19 Distribución Lognormal de valores de reflectancia de vitrinita de las muestras del Grupo Ambo. Se muestra la frecuencia y la probabilidad del total de muestras, además de las estadísticas de la distribución. (Fuente: Elaboración propia).

Para analizar la distribución de los valores de % Ro en los distintos puntos de estudios se realizaron diagramas de frecuencia de cada uno de ellos (Figura 7.20).

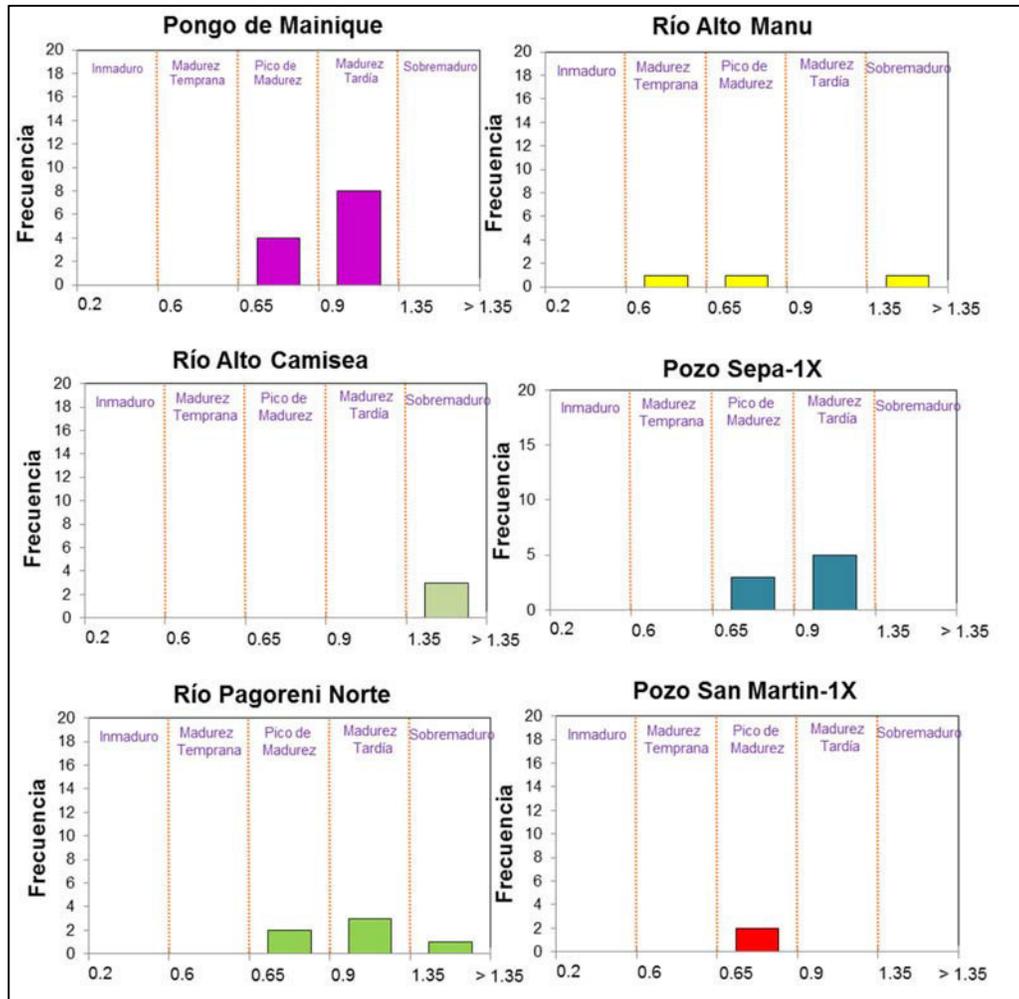


Figura 7.20 Histogramas de frecuencias de valores de reflectancia de vitrinita en cada afloramiento y pozo estudiado. (Fuente: Elaboración propia).

Al igual que el índice de hidrógeno, se tiene pocas muestras con valores de reflectancia de vitrinita por cada afloramiento/pozo, por lo que un análisis estadístico de cada punto resultaría poco representativo. Adicional a ello como se conoce el Ro es una respuesta de la madurez termal que alcanzó la roca durante su tiempo geológico, es decir está relacionado a la evolución tectono-sedimentaria de la cuenca y debe ser considerado para la elaboración del mapa de Ro en la cuenca.

Diagrama Ro vs. Tmax

El diagrama de madurez a partir de la reflectancia de vitrinita y el Tmax reafirman que las muestras se encontrarían dentro de la ventana de madurez (Figura 7.21). Cabe recalcar que la evaluación de madurez mediante este diagrama fue elaborada con información disponible de Ro y Tmax de una misma muestra.

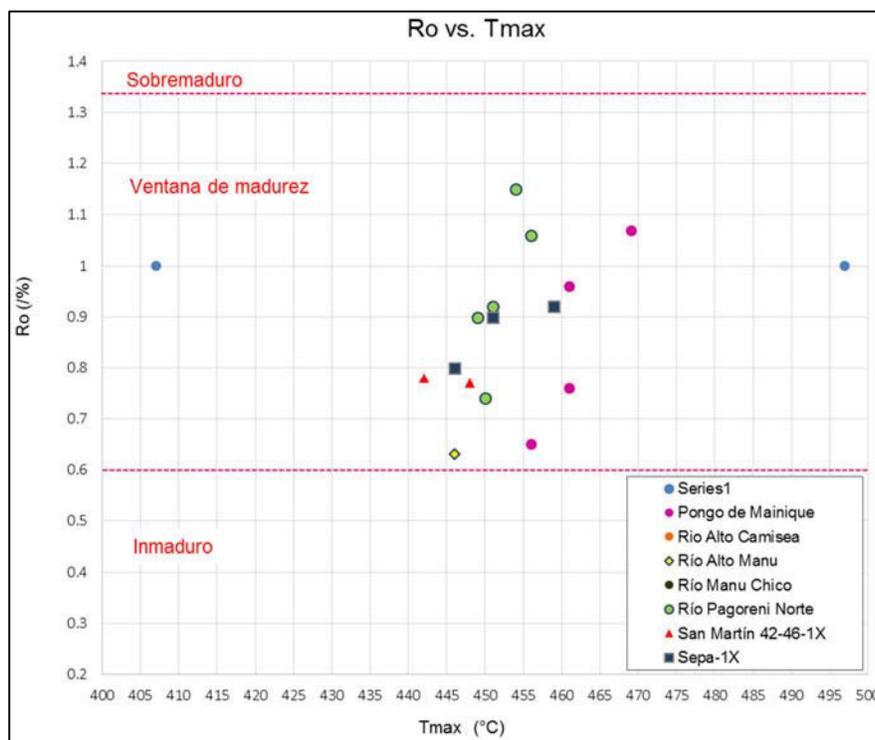


Figura 7.21 Diagrama Ro vs. Tmax. Este diagrama indica que las muestras del Grupo Ambo se encuentran dentro de la ventana de madurez termal. (Fuente: Elaboración propia).

Índice de alteración Termal (TAI)

El análisis de índice de alteración termal determinado en algunas muestras de afloramientos, describe una coloración de mioesporas marrón oscuro, bajo el microscopio de luz transmitida (Figura 7.22), mientras que la materia orgánica muestra poca a nada de fluorescencia. Los valores de índice de alteración termal (TAI) registrados muestran una variación de valores entre 3 - 3.6, lo que indicaría un moderado índice de alteración termal con hidrocarburos líquidos a gas seco asociado.

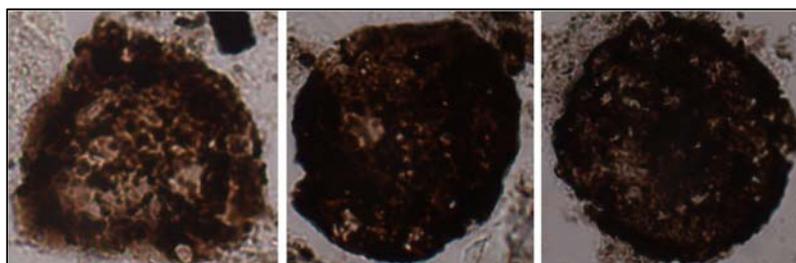


Figura 7.22 Análisis visual del kerógeno a muestras Grupo Ambo (Río Alto Camisea). Se muestra el color de las mioesporas (marrón oscuro) bajo microscopio de luz transmitida (Reporte interno Pluspetrol).

Los valores de Ro y TAI muestran consistencia en sus relaciones, esta información sugiere que la materia orgánica habría alcanzado la etapa de generación de madurez termal para la ventana de gas (Figura 7.23). Por lo que se deduce que las muestras del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur se encontrarían en un estado termal maduras a sobremaduras.

Estadio de madurez termal	Ro (%)	Índice de alteración Termal (TAI)
Inmaduro	0.2 – 0.6	1.5 – 2.6
Madurez temprana	0.6 – 0.65	2.6 – 2.7
Pico de madurez	0.65 – 0.9	2.7 – 2.9
Madurez tardía	0.9 – 1.35	2.9 – 3.3
Sobremaduro	> 1.35	> 3.3

Figura 7.23 Relaciones entre estadio de madurez termal, Ro y TAI (adaptado de Peters & Cassa, 1994). Según el rango de valores de vitrinita y de valores de TAI, se infiere que las muestras del Grupo Ambo se encontrarían en un estadio de madurez tardío a sobremaduro (rectángulo rojo punteado).

7.4 BIOMARCADORES

Los marcadores biológicos o biomarcadores son fósiles moleculares de productos naturales a los cuales se les puede asignar un origen bio-sintético particular (Brocks y Summons, 2003).

Estos compuestos son analizados usando cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas. Mediante estos análisis a los extractos de bitumen de la roca, se pueden establecer relaciones de los componentes orgánicos que pueden dar indicativos de tipo de materia orgánica, ambiente de depositación, madurez, litología, biodegradación y otros.

Para el caso del Grupo Ambo se utilizó la información de biomarcadores para determinar: ambiente de depositación, tipo de materia orgánica y madurez termal.

Ambiente sedimentario

La determinación del medio ambiente sedimentario del Grupo Ambo ha sido evaluada mediante la relación de isótopos estables de carbono de la fracción saturada y aromática, y a través de biomarcadores.

El diagrama de isótopos de carbonos de las fracciones saturadas y aromáticas (Sofer, 1984), se basa en el principio de que las fracciones saturadas y aromáticas de los extractos de bitumen de los kerógenos de origen meramente marino difieren en menor proporción, en términos de valores de $\delta^{13}\text{C}$, que los kerógenos terrestres, esta diferencia entre $\delta^{13}\text{C}_{\text{sat}}$ y $\delta^{13}\text{C}_{\text{arom}}$ es típicamente alrededor de 2‰ o más. La razón de esto es que la lignina y la celulosa de plantas terrestres contienen estadísticamente más ^{13}C que sus fracciones de lípidos.

Para el caso de los extractos de las rocas del Grupo Ambo, el diagrama de Sofer sugiere que la roca generadora del Grupo Ambo estaría influenciada principalmente por materia orgánica terrestre a transicional (Figura 7.24).

La relación entre los isoprenoides pristano y fitano y sus adyacentes n-alcanos (pristano/n-C17 vs. fitano/n-C18) es utilizada para predecir el medio ambiente de depositación de la roca madre (Shanmugam, 1985; Hunt, 1996). El pristano y fitano son isoprenoides que se forman principalmente durante la diagénesis del fitol de la clorofila. Se cree que las variaciones en las relaciones pristano/fitano reflejan condiciones redox durante estadios tempranos de degradación de la clorofila (Brooks et al., 1969). Valores mayores a 1 son indicativos de condiciones óxicas de sedimentación, mientras que valores menores a 1 reflejan condiciones anóxicas (Didyk, et al., 1978).

Para el caso de las muestras del Grupo Ambo, el diagrama (Pr/n-C17 vs. Ph/n-C18) (Figura 7.25) muestra que estos extractos estarían compuestos principalmente por materia orgánica mixta (marina y terrestre), depositado bajo condiciones disóxicas. En lo que refiere a la madurez, las muestras de Río Pagoreni Norte indican un grado de madurez mayor que las muestras de los otros afloramientos y pozos.

Otros biomarcadores indicadores de medio ambiente sedimentario son los esteranos C₂₇, C₂₈ y C₂₉. Huang & Meinchein (1979) propusieron que el fitoplacton es la fuente dominante de los esteroides C₂₇, mientras que el esteroide C₂₉ lo es de las plantas superiores.

El diagrama ternario de distribución de esteranos C₂₇, C₂₈ y C₂₉ de muestras del Grupo Ambo (Figura 7.26) muestra un enriquecimiento de esteroide C₂₉ lo cual sugiere materia orgánica derivada de plantas terrestres.

Del mismo modo los valores de la relación hopano/esteroide de los extractos (Figura 7.27) señalan una predominancia de materia orgánica de origen terrestre.

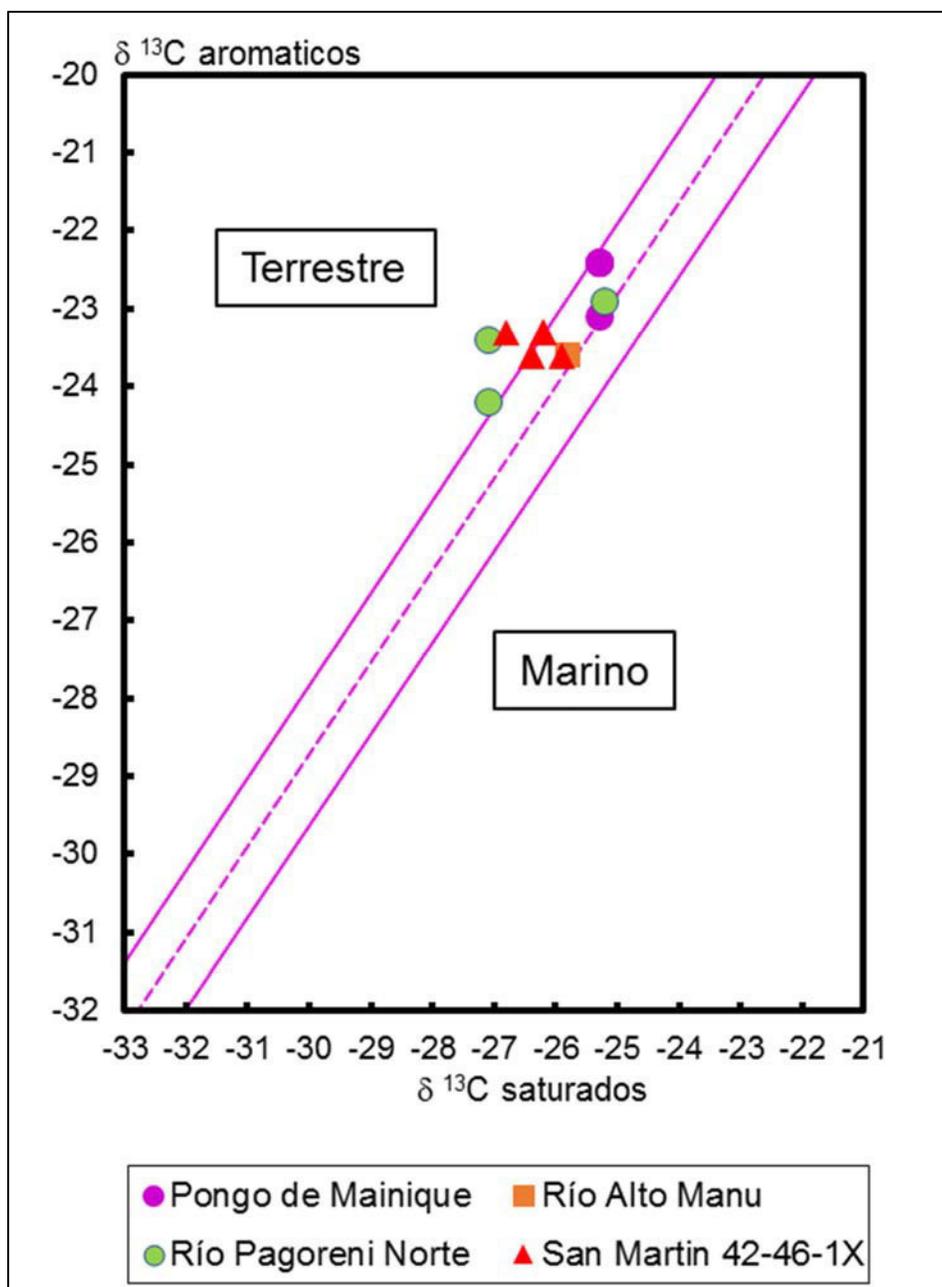


Figura 7.24 Diagrama de Sofer (relación de isotopos de carbono de la fracción aromática y saturada). Las muestras sugieren una predominancia de materia orgánica terrestre a transicional. (Fuente: Elaboración propia).

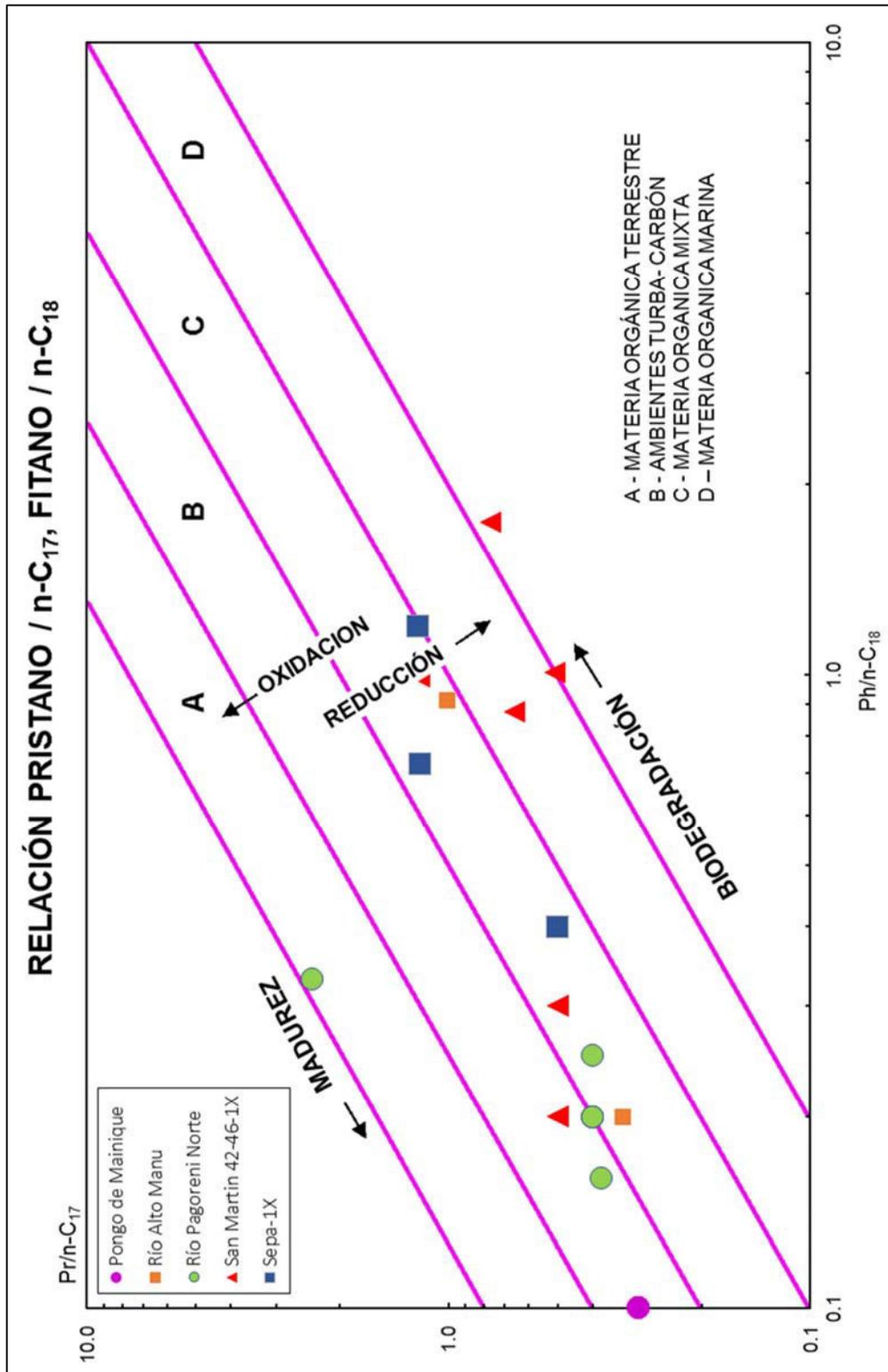


Figura 7.25 Diagrama de relación pristano/fitano mostrando tipo de material orgánica, medio ambiente de depositación y madurez termal. (Fuente: Elaboración propia).

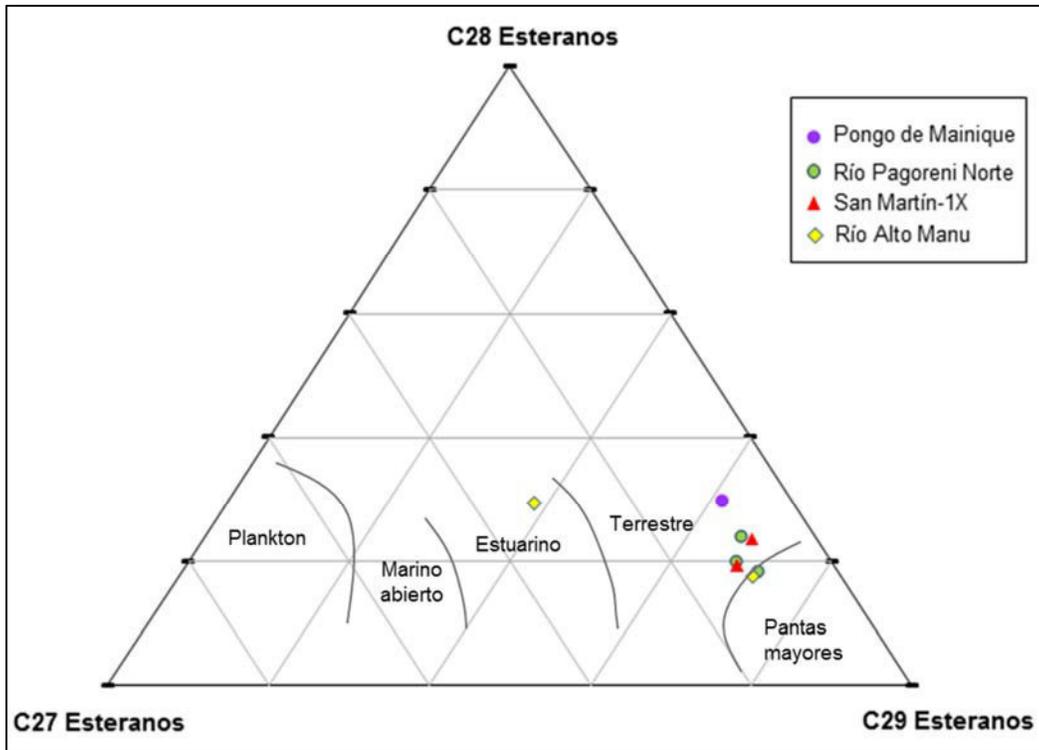


Figura 7.26 Diagrama ternario de distribución de esteranos C27, C28 y C29 ($\beta\beta$). (Fuente: Elaboración propia).

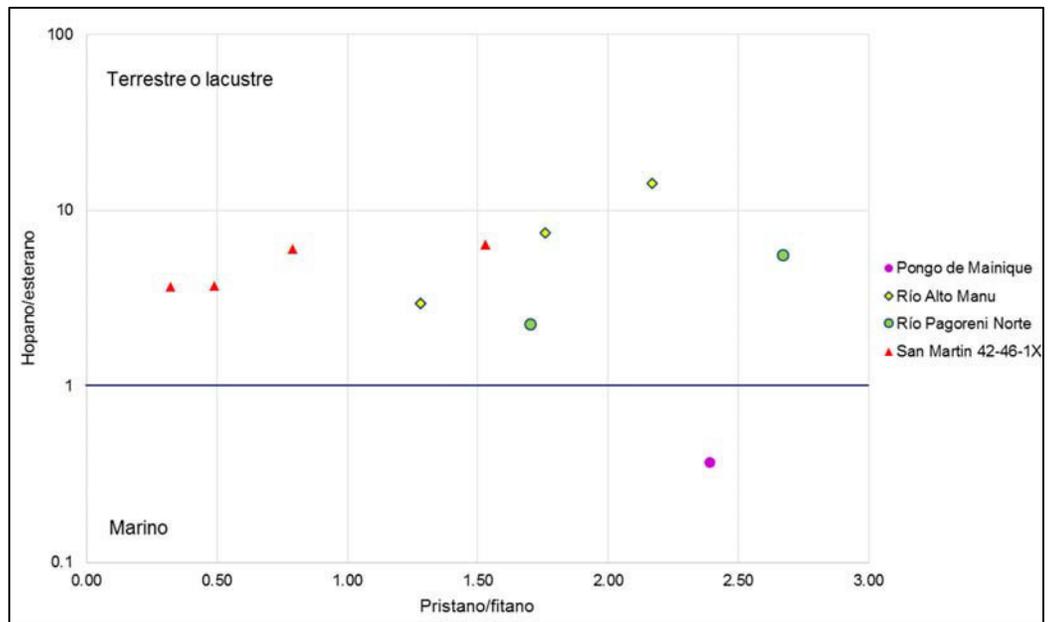


Figura 7.27 Diagrama de distribución de Hopano /esterano. Muestras del Grupo Ambo. (Fuente: Elaboración propia).

Grado de madurez

Para la evaluación de la madurez termal de los extractos de materia orgánica del Grupo Ambo se han utilizado dos relaciones de biomarcadores indicadores de madurez termal de la roca generadora al tiempo de expulsión: $Ts/(Ts+Tm)$ y $20S/(20S+20R)$.

El C27 17 α -trisorhopano (Tm) es termalmente menos estable que el C27 18 α -trisorhopano (Ts) (Seifert & Moldowan, 1978), por consiguiente la relación $Ts/(Ts+Tm)$ se incrementará cuando la madurez aumente. Por otro lado, los hopanos producidos biológicamente usualmente presentan una configuración 20R, a medida que se incrementa la madurez, esta configuración se convierte gradualmente en una combinación de diastereoisómeros 20R y 20S (Seifert & Moldowan, 1978). La siguiente tabla (Tabla 7.4) muestra las equivalencias de Ro de las relaciones $Ts/(Ts+Tm)$ y $20S/(20S+20R)$ según Peters et al. (1993).

Tabla 7.4 Tabla de equivalencias de Ro para las relaciones de biomarcadores $Ts/(Ts+Tm)$ y $20S/(20S+20R)$ (Peters et al., 1993)

$Ts/(Ts+Tm)$	Ro
0.1-1	0.5
1-2	1.0

$20S/(20S+20R)$	Ro
0	0.2
0.25	0.5
0.6	0.8

Los valores de estas dos relaciones de muestras del Grupo Ambo (Tabla 7.5), señalan en caso de la relación $Ts/(Ts+Tm)$ que la mayoría de muestras presentan valores equivalentes de reflectancia de vitrinita de hasta 0.5 % Ro, salvo la muestra de Río Pagoreni Norte muestra un valor $Ts/(Ts+Tm)$ relativamente mayor comparada con las otras, lo que indicaría un alto nivel de madurez al momento de la expulsión. En caso de la relación $20S/(20S+20R)$, las muestras presentan una equivalencia de Ro entre 0.5 y 0.8.

Tabla 7.5 Valores de índices de $Ts/(Ts+Tm)$ y $20S/(20S+20R)$. (Fuente: Elaboración propia).

Muestra	Locación	$Ts/(Ts+Tm)$	$20S/(20S + 20R)$
RF-85-711	Río Pagoreni Norte	0.39	0.45
705-173a	San Martin 42-46-1X	0.39	0.47
67-103	Río Alto Manu	0.29	0.49
RF-85-717	Río Pagoreni Norte	0.8	0.49

Edad

La determinación de la edad en base a biomarcadores fue realizado mediante la relación de esteranos C28/C29 ($\beta\beta$). Esta relación fue utilizada por Granham & Wakefield (1988) y Schwark & Empt (2006) estrictamente para determinar la edad de petróleos y rocas generadoras. El incremento en la relación C28/C29 se relaciona con la disminución en la edad de la roca fuente de los petróleos, la cual es causada principalmente por el incremento de esteranos C28. Valores mayores de 1.25 de C28/C29 indican una fuente de edad Terciaria, entre 0.85-1.25 edad Cretácica, entre 0.6-0.85 edad Triásica-Jurásica y menores a 0.6 edad Paleozoica (Granham & Wakefield, 1988).

Los valores de relación C28/C29 de las muestras del Grupo Ambo (Tabla 7.), dan a entender que las muestras son de edades paleozoicas (C28/C29: 0.28-0.48), salvo dos muestras (67-244 y PP-SM1 106), las cuales presentan un valor de C28/C29 que indicaría una edad Triásica-Jurásica?

Tabla 7.6 Valores de la relación de esteranos C28/C29. (Fuente: Elaboración propia).

Muestra	Locación	C28/C29 estero ($\beta\beta$)
UPM-81-130	Pongo de Mainique	0.48
67-103	Río Alto Manu	0.25
67-246	Río Alto Manu	0.31
67-244	Río Alto Manu	0.77
RF-85-711	Río Pagoreni Norte	0.26
RF-85-717	Río Pagoreni Norte	0.3
RF-85-708	Río Pagoreni Norte	0.36
705-173a	San Martin 42-46-1X	0.28
PP-SM1 105	San Martin 42-46-1X	0.36
PP-SM1 104	San Martin 42-46-1X	0.48
PP-SM1 106	San Martin 42-46-1X	0.77

7.5 CORRELACIÓN ROCA GENERADORA-HIDROCARBUROS

Las correlaciones realizadas fueron evaluadas a partir de información de cromatografía de gases (GC) y cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS) que es usada para la identificación y cuantificación de biomarcadores, siguiendo la hipótesis de que “la composición de la materia orgánica de la roca generadora es transmitida al petróleo” (Peters et al., 1993).

Para las correlaciones, se utilizó información de extractos de bitumen de muestras del Grupo Ambo de afloramientos y pozos, mientras que los fluidos analizados pertenecen a las obtenidas de pozos de los campos Cashiriari, San Martin, Mipaya y Sepa.

Isótopos de Carbono

El diagrama de isótopos de carbonos de las fracciones saturadas y aromáticas de los extractos de las muestras de roca del Grupo Ambo y los hidrocarburos de los campos analizados, indican que las muestras del Grupo Ambo presentan cierta correlación con los fluidos de los campos Cashiriari y San Martin, los fluidos de otros campos presentarían correlación con otras rocas fuentes (Figura 7.28).

Relación $\delta^{13}C$ aromáticos vs. Pristano/Fitano

En el diagrama de los isótopos de la fracción aromática versus la relación pristano/fitano (Figura 7.29), si bien no se muestran una clara evidencia de correlación con alguno tipo de fluido, se observa una mayor afinidad de relación con los valores de los fluidos del campo de Cashiriari principalmente.

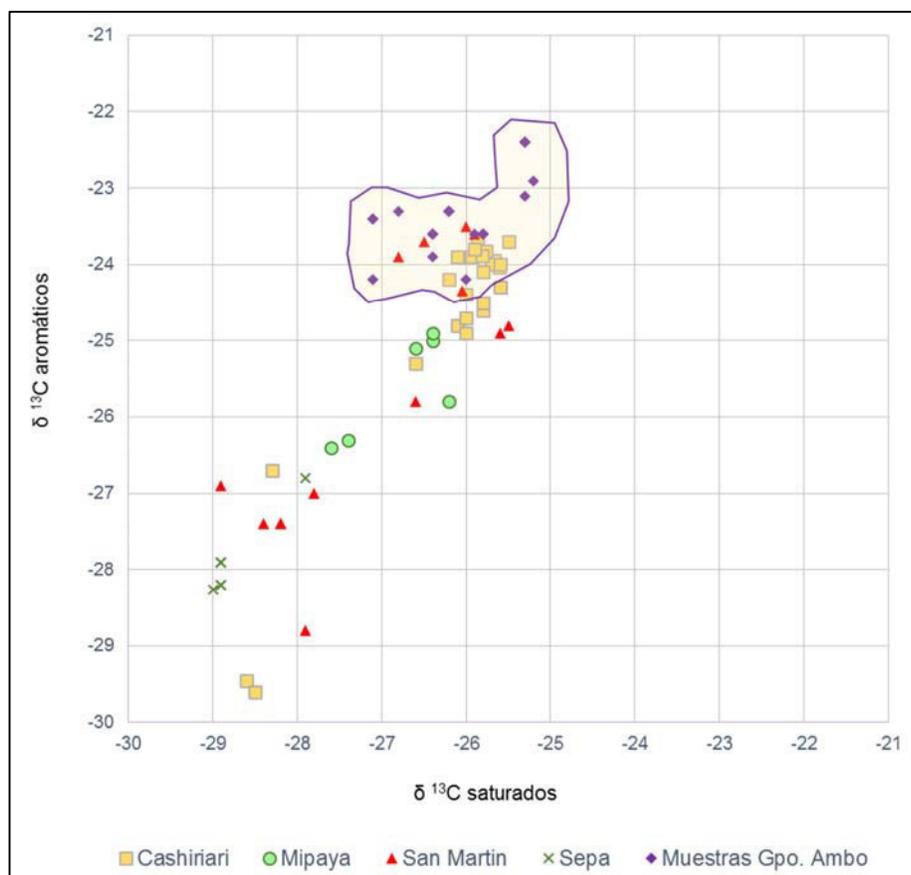


Figura 7.28 Relación de isotopos de carbono de extractos de roca y fluidos. Se observa cierta correlación entre las muestras del Grupo Ambo con los fluidos del campo Cashiriari y San Martín. (Fuente: Elaboración propia).

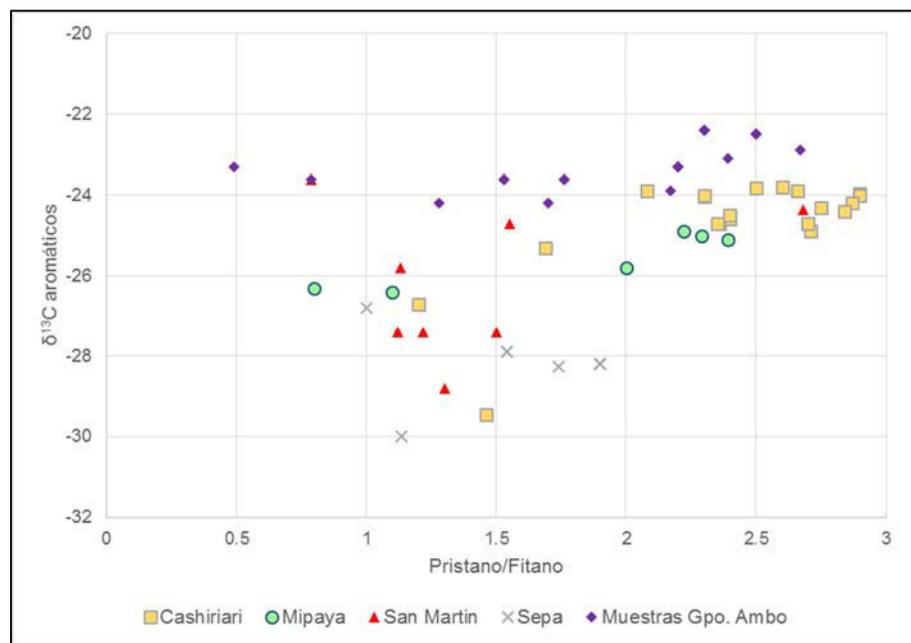


Figura 7.29 Diagrama de correlación de los $\delta^{13}\text{C}$ aromáticos vs. Pristano/Fitane de fluidos de los yacimientos de Camisea y muestras del Grupo Ambo. (Fuente: Elaboración propia).

7.6 RELACIÓN FACIES SEDIMENTARIAS Y CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA

Una vez realizado la caracterización geoquímica del Grupo Ambo como unidad total, para determinar su potencial como roca generadora en cuanto a cantidad, calidad y grado de madurez; se destacó la importancia de relacionar estas características geoquímicas con los subambientes sedimentarios del Grupo Ambo determinadas en el capítulo anterior, esto con el objetivo de determinar las mejores facies con potencial de generación y poder hacer un cálculo aproximado de espesor efectivo de generación del Grupo Ambo.

De la correlación estratigráfica establecida en el capítulo anterior se procedió a colocar, en cada pozo y/o columna, los valores geoquímicos de TOC, HI, S₁ y S₂ para determinar los intervalos con mejores características geoquímicas. En base a lo anterior se ha identificado dos zonas con características buenas en cuanto a cantidad y calidad de materia orgánica, tomando en cuenta el estadio de madurez (Figura 7.30).

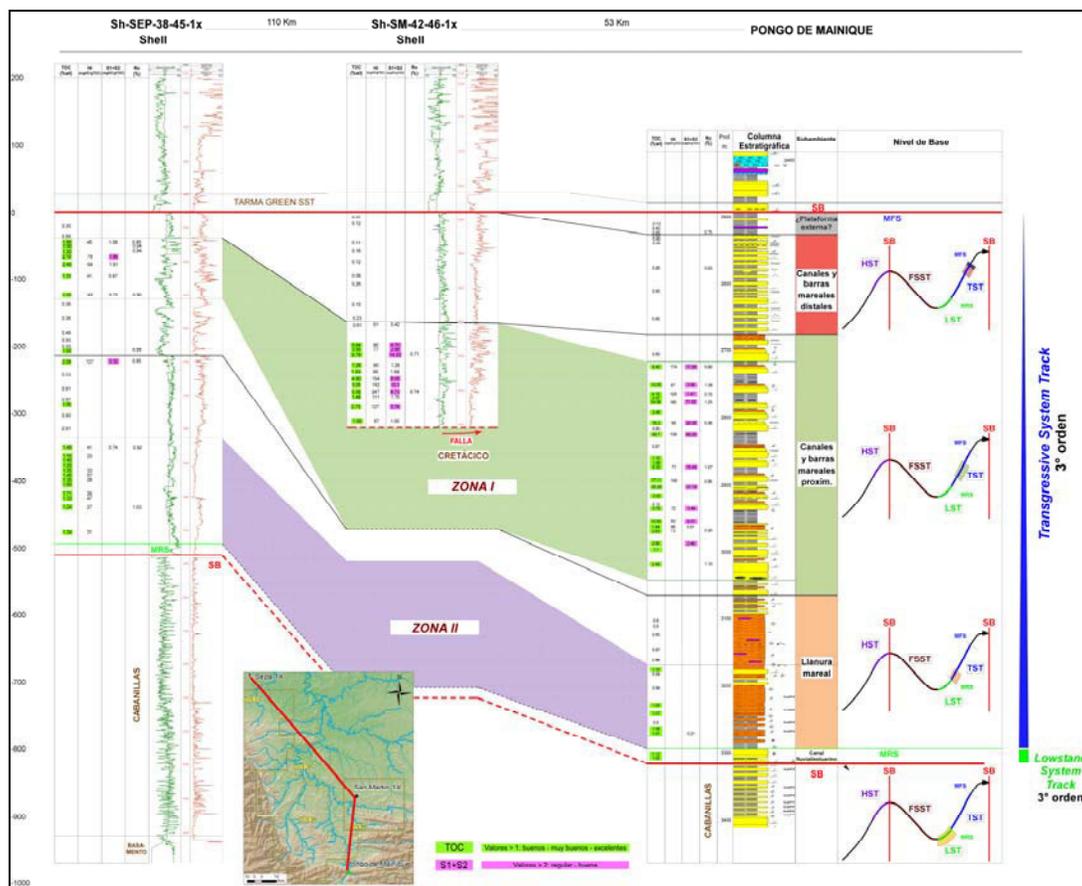


Figura 7.30 Correlación del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur. En base a datos geoquímicos se ha determinado dos zonas con buenas características de roca madre (TOC>1%, S₁+S₂>2, Ro>0.6). (Fuente: Elaboración propia).

Zona I

La primera de ellas comprende en su totalidad la zona de canales y barras mareales proximales del sistema estuarino dominado por mareas. El espesor total de esta zona es variable encontrándose mayores espesores en el afloramiento del Pongo de Mainique (350 m aprox.) y menor espesor en el pozo Sepa-1X (100 m aprox.). Esta zona presenta mejores valores de TOC en el afloramiento del Pongo de Mainique con valores de TOC que varían entre 2-10 % peso, con valores de hasta 40% peso, le sigue el pozo San Martín-1X con valores promedios entre 0.6-8.7 % peso, mientras que en el pozo Sepa-1X estos valores varían en el rango de 1-2.5 % peso. El total de muestras de esta zona indica una alta frecuencia en valores mayores a 2.0 % peso que la categoriza dentro de “Rocas buenas-excelentes” (Figura 7.31). Los valores de índice de hidrógeno son altos estos varían entre 41-247 mgHC/gTOC (Figura 7.32). El potencial de generación muestra valores buenos en el Pongo de Mainique (5-70), en el pozo San Martín-1X (1-14), mientras que en pozo Sepa-1X los valores son de regulares a pobres (0.6-1.9). El diagrama de Van Krevelen muestra un kerógeno tipo II-III principalmente (Figura 7.37).

Las muestras en esta zona presentan alta frecuencia de valores de Ro entre 0.6-1.35 % Ro, lo que significa que se encuentran en el estadio de madurez a sobremadurez (Figura 7.33).

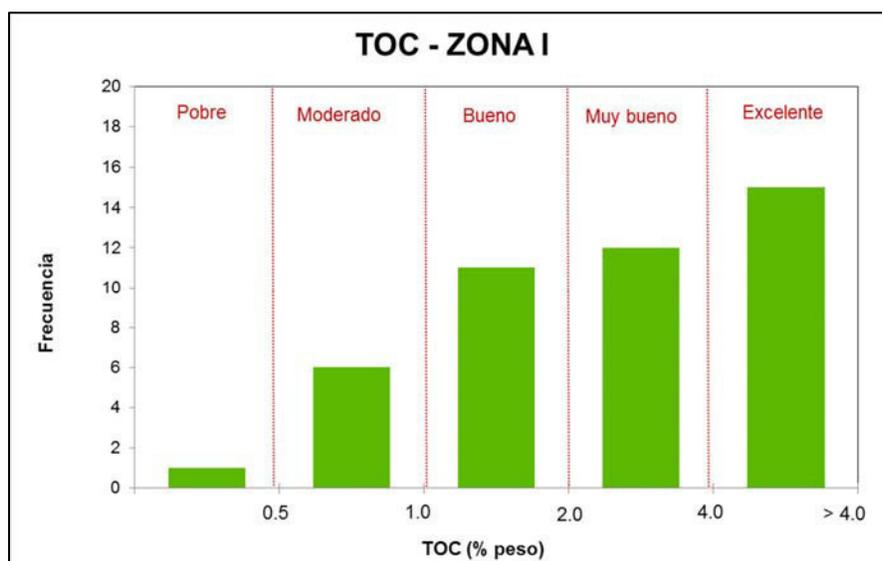


Figura 7.31 Diagrama de frecuencias de TOC de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).

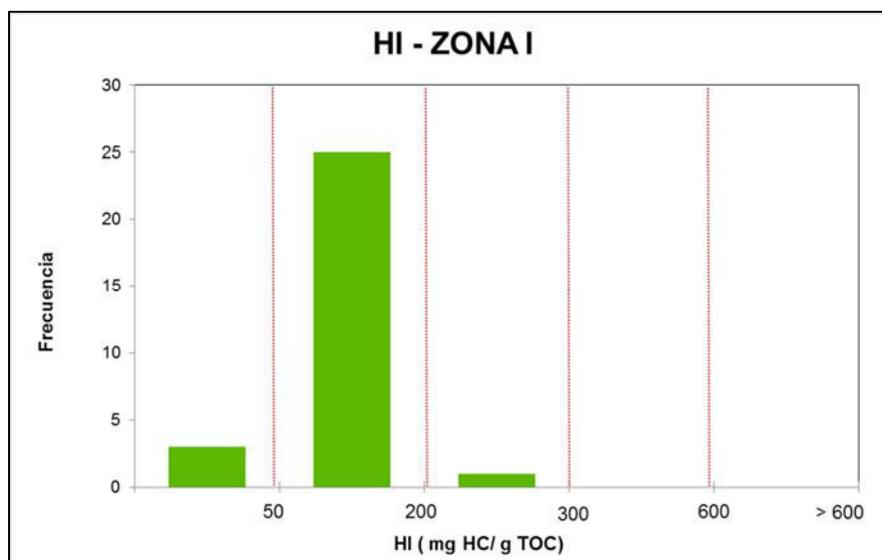


Figura 7.32 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).

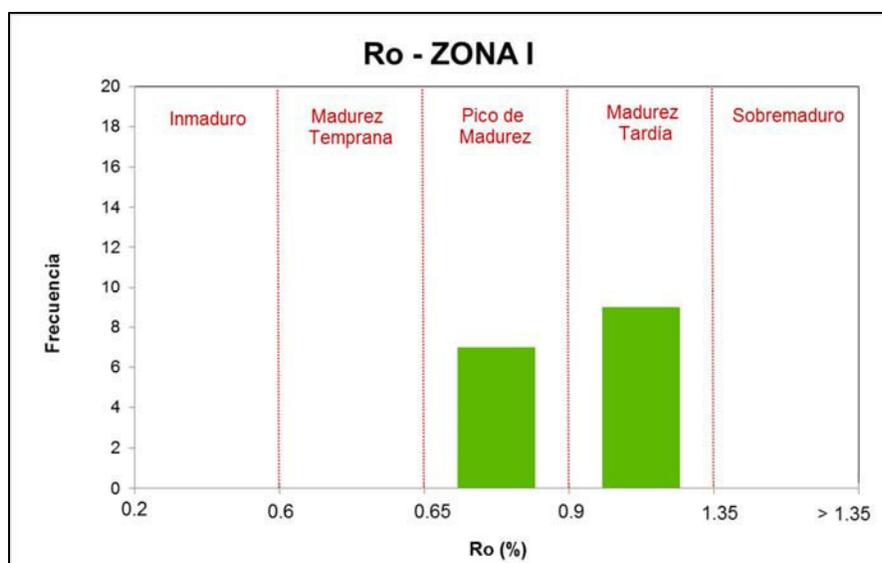


Figura 7.33 Diagrama de frecuencias de reflectancia de vitrinita de la Zona I. (Fuente: Elaboración propia).

Zona II

La segunda zona comprende la parte basal de lo que corresponde al subambiente de llanura mareal del sistema transgresivo, los espesores se encuentran entre 150-200 m. Los valores de TOC varían en el rango de 0.6-1.7% peso lo que la categoriza dentro de “Rocas buenas” (Figura 7.34). Los valores de índice de hidrógeno son menores en comparación a la zona anterior, estos varían entre 16-127 mgHC/gTOC, con una alta frecuencia de valores que van de 0-50 mgHC/gTOC (Figura 7.35). El potencial de generación es bajo (0.21-0.74). Los

diagramas de Van Krevelen muestran una tendencia a un kerógeno tipo III, aunque esta clasificación puede no estar relacionado al tipo de kerógeno necesariamente sino al alto grado de madurez de las muestras que reducen los valores de HI y S₂ (Figura 7.37). Los valores de reflectancia de vitrinita muestran un estadio de sobremadurez (0.9-1.35) (Figura 7.36).

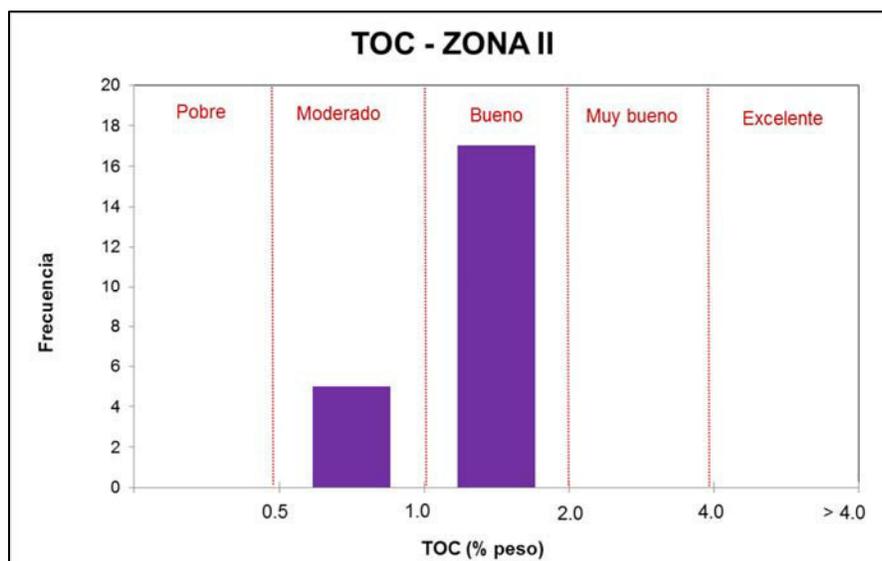


Figura 7.34 Diagrama de frecuencias de TOC de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).

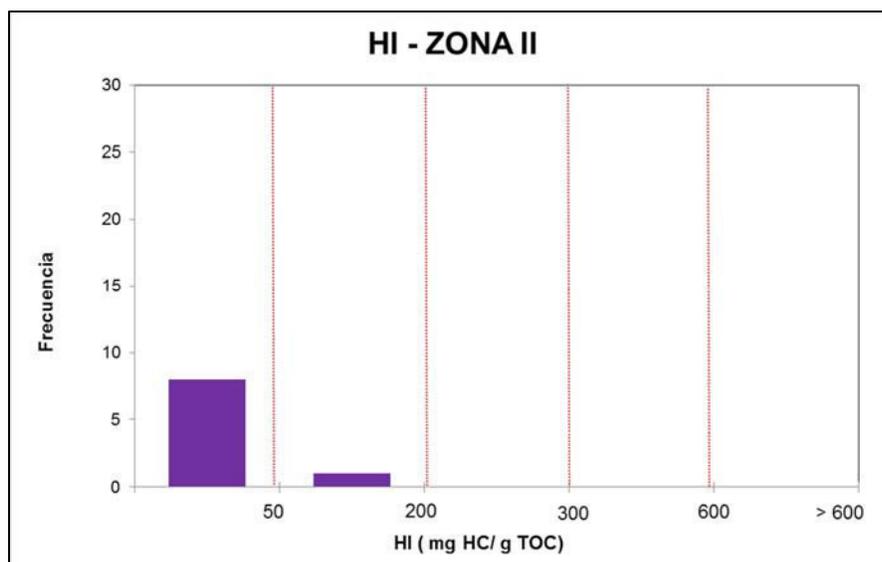


Figura 7.35 Diagrama de frecuencias de índice de hidrógeno de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).

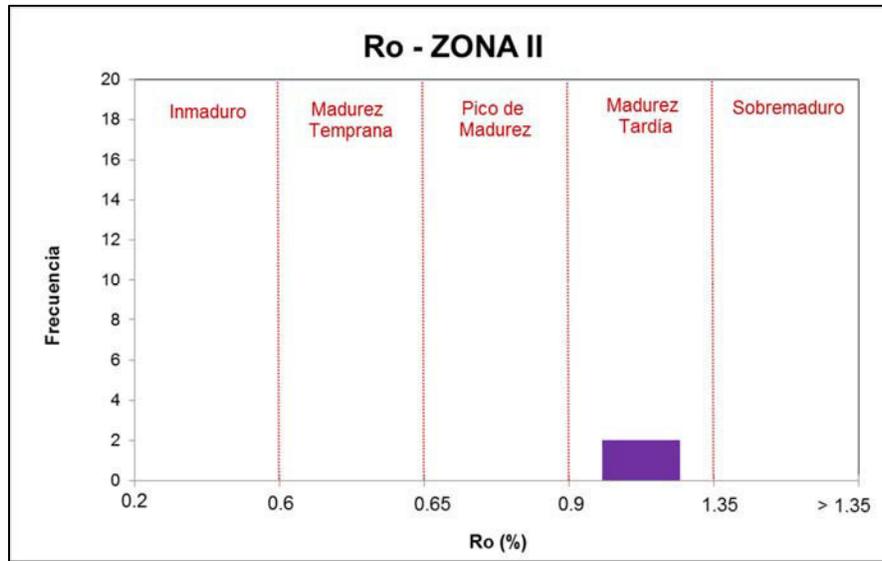


Figura 7.36 Diagrama de frecuencias de reflectancia de vitrinita de la Zona II. (Fuente: Elaboración propia).

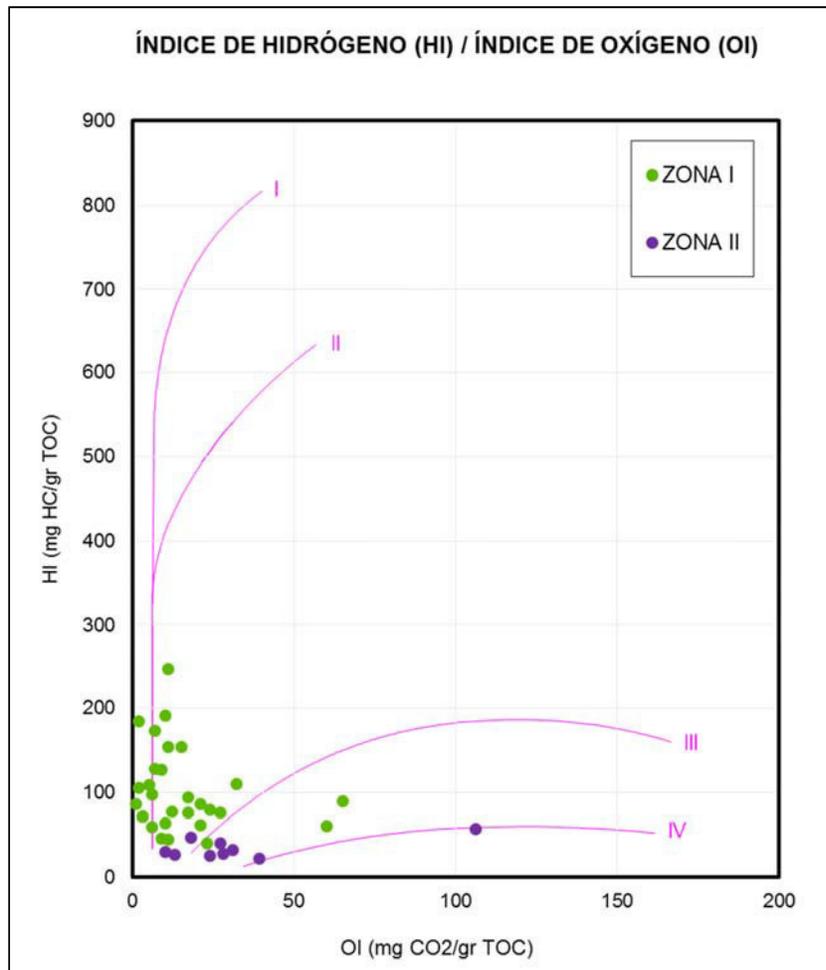


Figura 7.37 Diagrama de Van Krevelen modificado. Se observa predominancia de tipo de kerógeno II para la Zona I, mientras que en las muestras de la Zona II predomina el tipo de Kerógeno III, aunque ello puede estar influenciado por los bajos valores de HI a causa del alto grado de madurez de las muestras. (Fuente: Elaboración propia).

Cálculo contenido neto de arcillas generadoras

A partir de estas zonas identificadas con buenas características en cuanto a contenido y calidad de materia orgánica, se procedió a calcular el contenido neto de lutitas generadoras para cada pozo/columna. Este se calculó utilizando el método de *Vclay*, en donde a partir de una línea base de lutitas y línea base de arenas limpias se puede determinar la proporción de lutitas y areniscas en el perfil utilizando un valor de corte (*cutoff*) determinado. Se utilizó el registro de Gamma ray (GR) para hacer el cálculo de contenido lutitas, en el caso del afloramiento se utilizó la curva sintética de GR para hacer el cálculo, el *cutoff* que se utilizó fue de 80%. (Figuras 7.38, 7.39, 7.40).

El análisis dio como resultado lo siguiente:

- La Zona I presenta intervalos con contenido de lutita que varían entre 14 m (Sepa-1X), 28 m (San Martín-1X) y 72 m (Pongo de Mainique). Cabe señalar que el valor considerado en el Pongo de Mainique debe ser tomado con cautela ya que al ser una curva sintética a partir de un afloramiento, los valores pueden estar acondicionados a diversos cambios tanto en la litología como contenido mineralógico.
- La Zona II muestra variaciones en los intervalos de lutitas netas generadoras, en el caso de Sepa-1X el valor calculado es de 53 m, mientras que en el afloramiento es de 29 m, de igual manera como el caso anterior el intervalo calculado en el Pongo de Mainique debe tomarse con precaución.

De lo anterior se propone un intervalo de lutita neta efectiva para el Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur que varía entre 67-100 m.

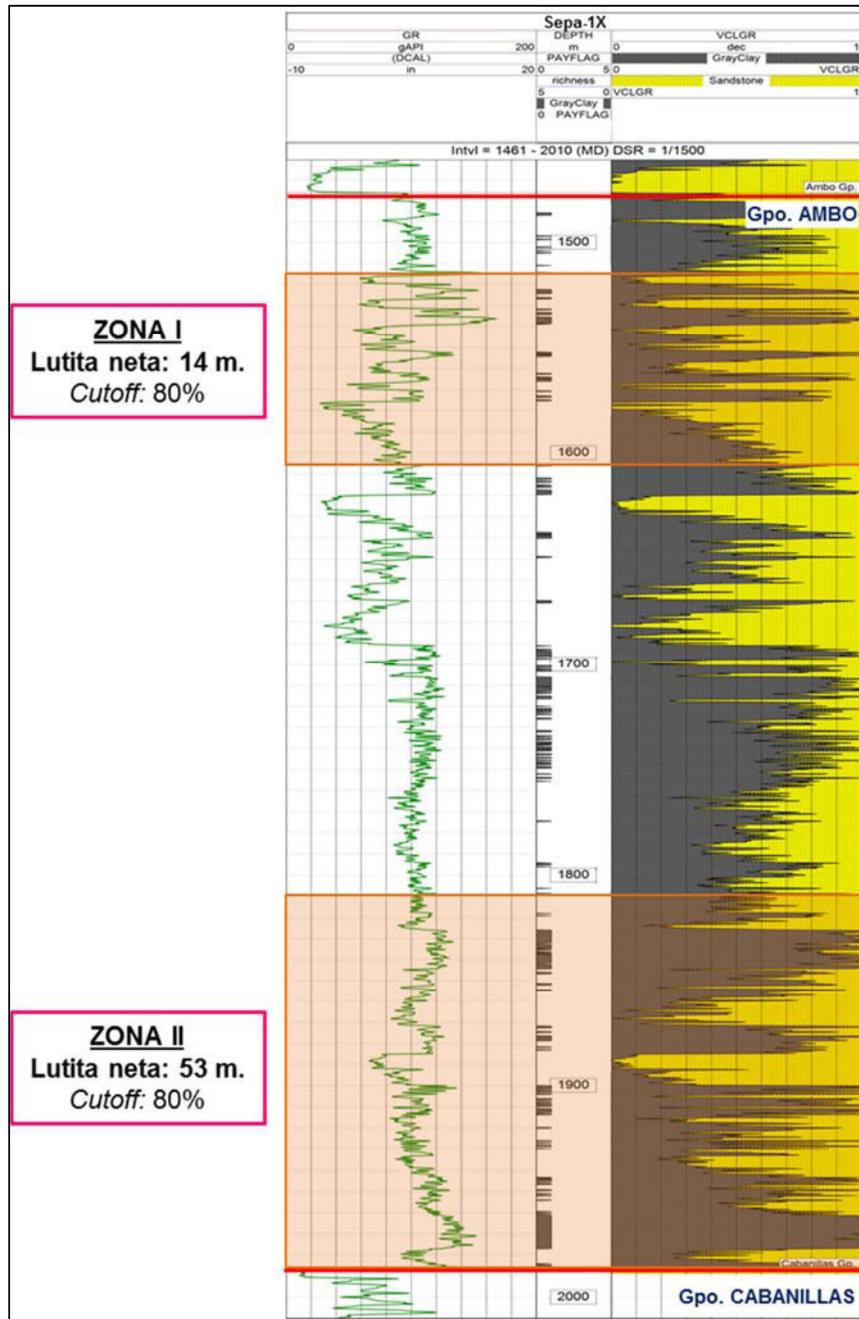


Figura 7.38 Cálculo de lutita neta de las Zonas I y II en el pozo Sepa-1X. (Fuente: Elaboración propia).

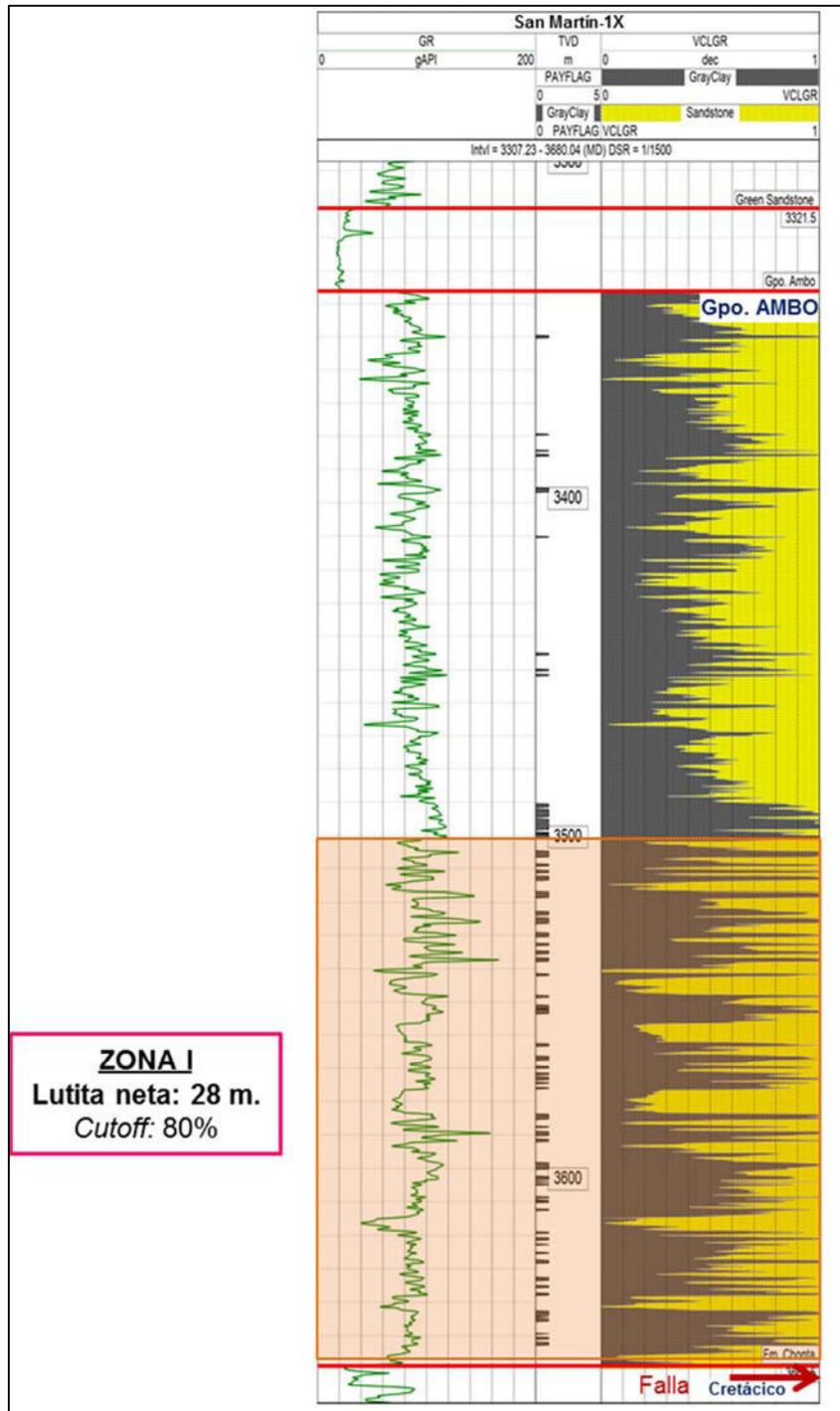


Figura 7.39 Cálculo de lutita neta de la Zona I en el pozo San Martín-1X. (Fuente: Elaboración propia).

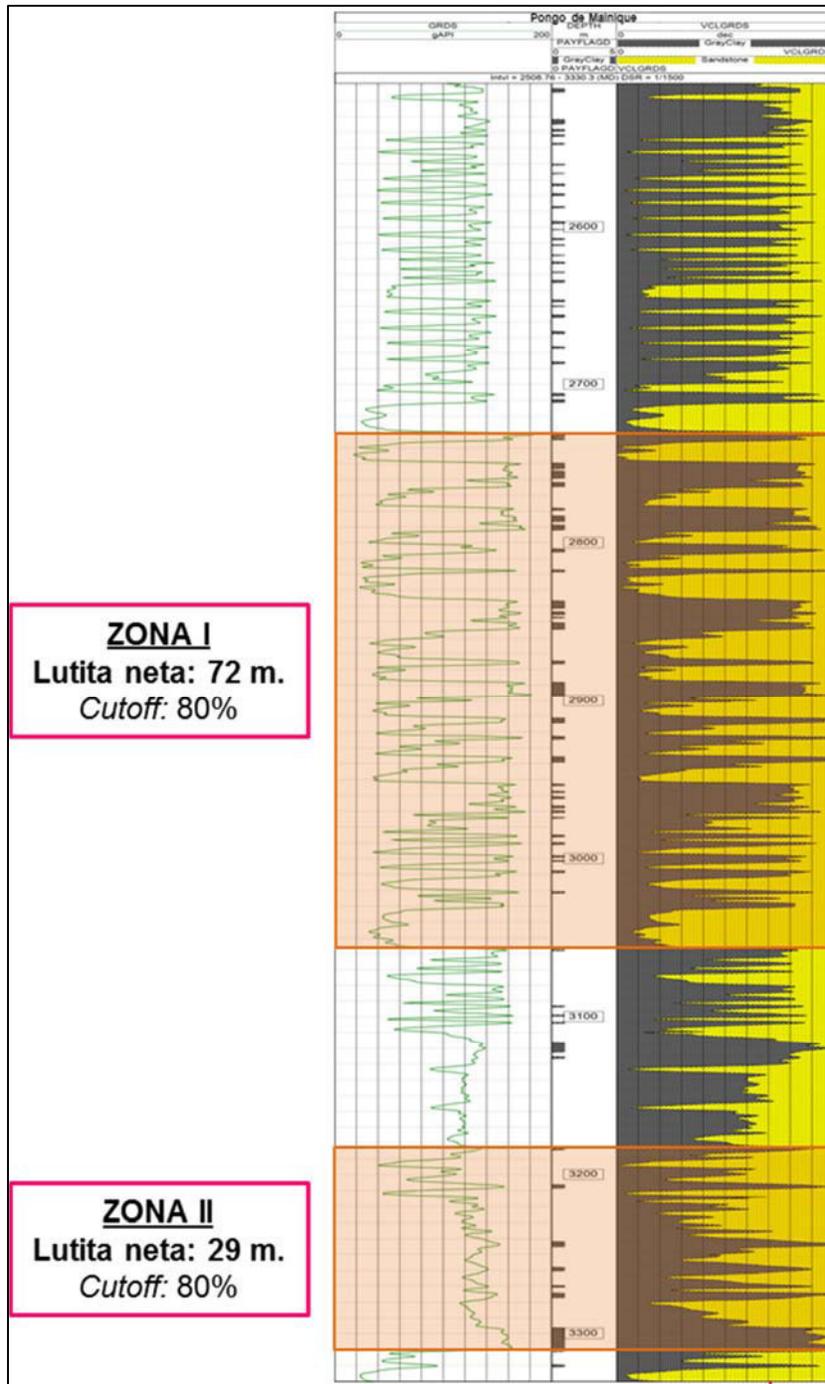


Figura 7.40 Cálculo de lutita neta de las Zonas I y II en el afloramiento del Pongo de Mainique. (Fuente: Elaboración propia).

Identificación de materia orgánica a partir de registros eléctricos

Existen técnicas de identificación y cálculo cualitativo y cuantitativo de cantidad de materia orgánica a través de registros eléctricos, entre las más conocidas se encuentran el método de Passey et al. (1990) y el cálculo de TOC a partir de registros de *gamma ray* espectral.

Método de Passey et al. (1990)

Este es un método práctico para identificar y calcular el contenido total de carbono orgánico utilizando perfiles eléctricos. Passey et al. (1990) desarrollaron una metodología denominada “ Δ LogR” sobre la base del análisis de la respuesta que los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad exhiben frente a la presencia de materia orgánica.

El método consiste en superponer el registro de porosidad (sónico) y la curva de resistividad (resistividad profunda). En rocas no generadoras las dos curvas se sobreponen una sobre la otra paralelamente, debido a que ambas curvas responden a las variaciones en la porosidad de la formación. La separación de las curvas en intervalos de rocas ricas en materia orgánica es resultado de dos efectos: la curva de porosidad responde a la presencia de la baja densidad, baja velocidad del kerógeno, y la curva de resistividad responde al fluido. En una roca inmadura donde no han sido generados hidrocarburos, la separación de la curva se da solamente en respuesta a la curva de porosidad. En rocas maduras, en adición a la respuesta de la curva de porosidad, la resistividad se incrementa debido a la presencia de hidrocarburos generados. La magnitud de la separación de la curva en no reservorios es calibrado para el carbono orgánico total y la madurez lo cual permite tener un perfil de contenido orgánico en ausencia de muestras. Este método permite tener una evaluación con más exactitud de la roca madre en una variedad de litologías presentes y a diversos grados de madurez utilizando registros de pozos comunes (Figura 7.41).

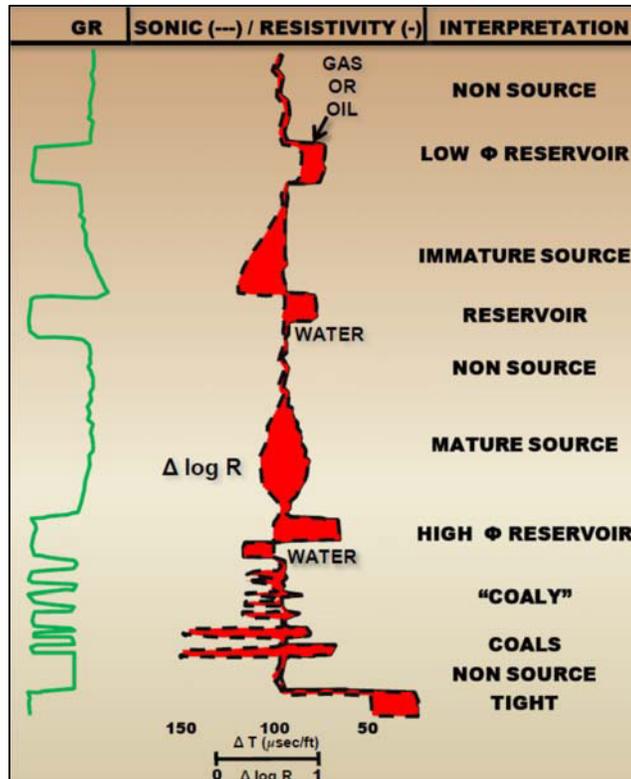


Figura 7.41 Guía esquemática para la interpretación obtenida de una amplia observación de características de la superposición de curvas con la técnica de ΔLog (Modificado de Passey et al., 1990).

La correlación entre los pozos Sepa-1X y San Martín-1X mediante esta metodología, muestra intervalos con presencia de materia orgánica correspondiente con los datos medidos de TOC, además se observa una correlación en cuanto a la separación $\Delta\text{Log R}$ (Figura 7.42).

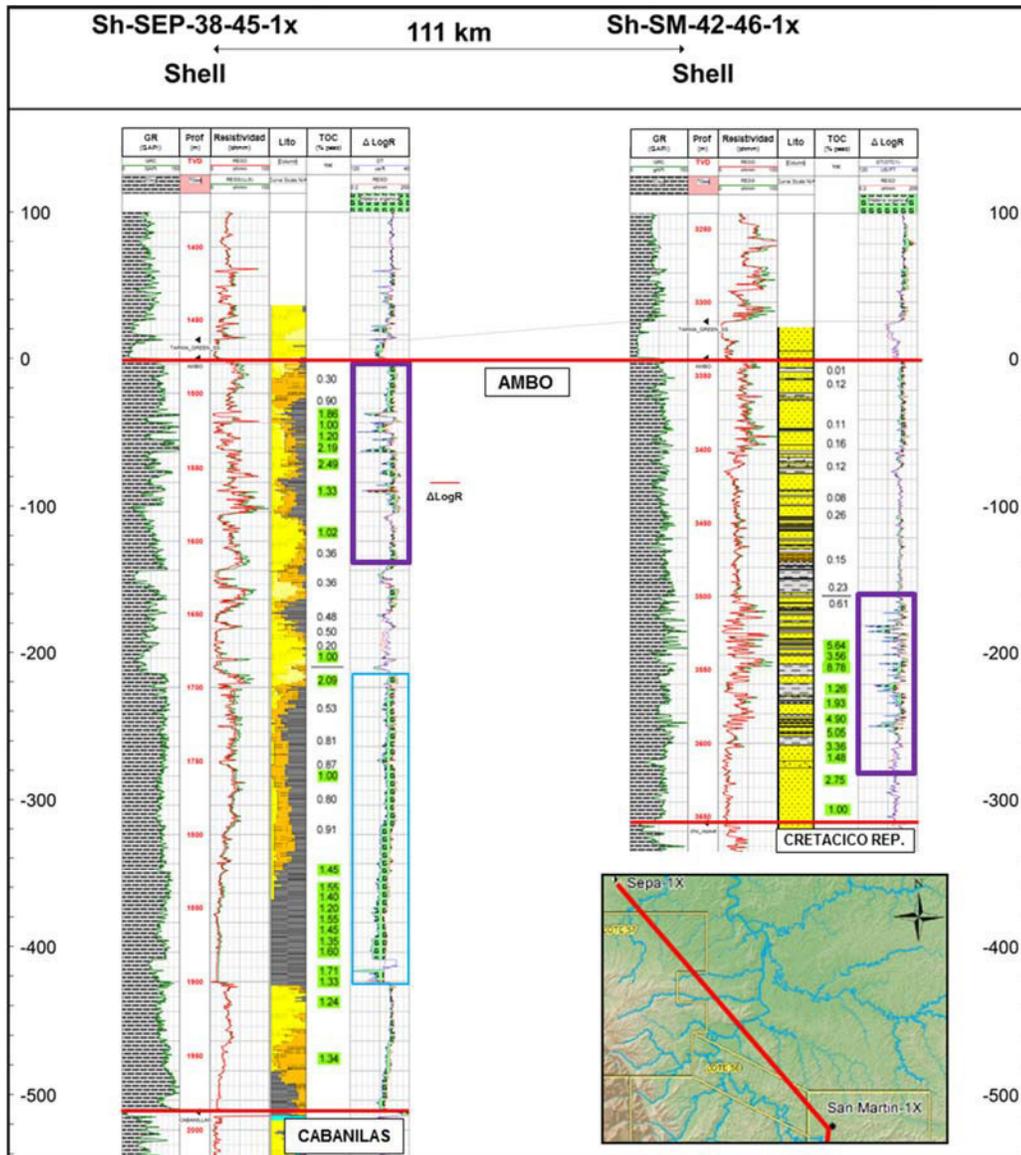


Figura 7.42 Correlación entre pozo Sepa-1X y San Martin-1X utilizando el ΔLogR calculado mediante el método de Passey para identificar zonas con contenido orgánico. Se observa una correlación entre el intervalo superior del Grupo Ambo en el pozo Sepa con el intervalo inferior en el pozo San Martin-1X. (Fuente: Elaboración propia).

7.7 CÁLCULO DE VOLUMEN GENERADO

Existen diversos métodos para el cálculo de la cantidad de hidrocarburos generados dentro de un sistema petrolero. El método directo de cálculo de masa y volumen de hidrocarburos generados, se realiza mediante softwares de modelamiento de cuencas (modelos 3D), las cuales consideran las variaciones de cada parámetro involucrado a lo largo del tiempo, por lo que hoy en día representan una herramienta directa y confiable al momento de calcular un volumen generado de hidrocarburos.

En este proyecto, para fines metodológicos y a manera de conocer y entender los parámetros que intervienen para el cálculo, se ha considerado utilizar el método modificado de Schmoker (1994), el cual considera la siguiente secuencia (Figura 7.43):

1. La roca generadora está identificada y sus límites definidos.
2. Se calcula la masa orgánica en la roca fuente.
3. Se estima la masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico.
4. Se determina la masa total de hidrocarburos generados por la multiplicación de los datos anteriores.

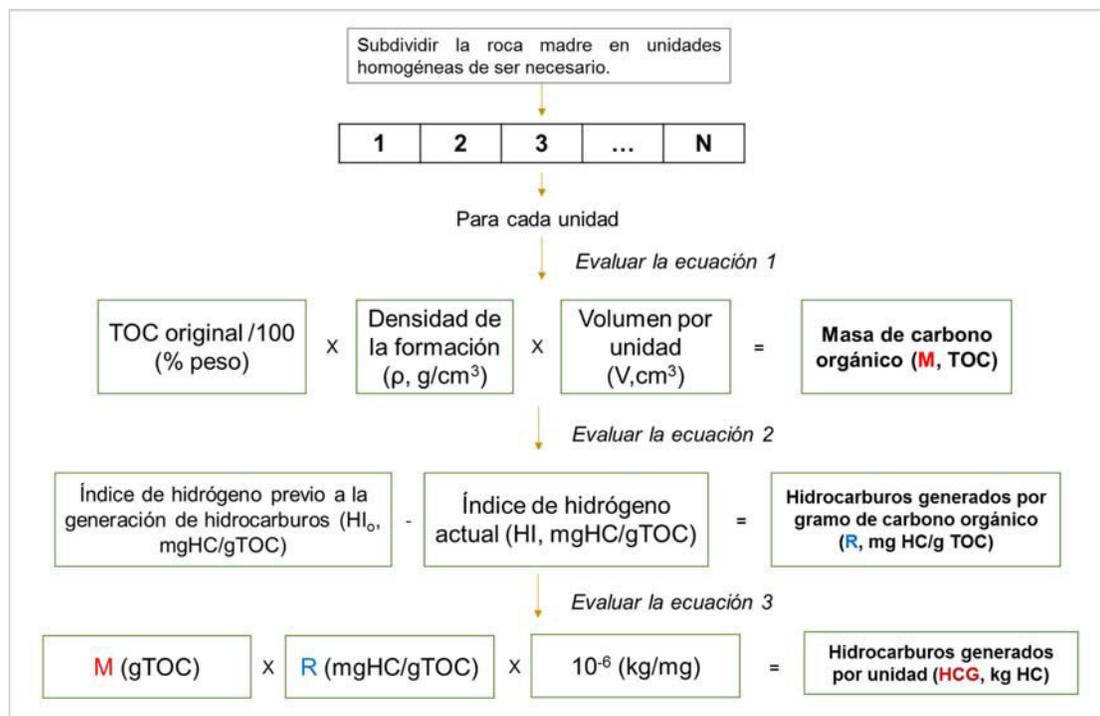


Figura 7.43 Diagrama de flujo de método utilizado para el cálculo aproximado de la masa de hidrocarburos generados (modificado de Schmoker, 1994).

Se ha considerado utilizar métodos probabilísticos para los cálculos, en las cuales se consideran valores extremos (P90, P10) para determinar un valor representativo (P_{media}) de cada parámetro y de la cantidad de hidrocarburos totales, esto debido a que cada variable/parámetro utilizado posee gran incertidumbre tal como se demostró en el análisis estadístico en los puntos 7.1 del presente capítulo.

Variables

- **TOC original y HI original**

Los valores de TOC original y HI original fueron estimados utilizando los cálculos de la página de Zetaware (<http://www.zetaware.com/utilities/srp/index.html>) donde se consideran los valores actuales de TOC y HI, un valor promedio de S_1 y la tasa de transformación (TR) actual de la roca generadora evaluada (Figura 7.44), para este último se utilizaron un rango de valores actuales de TR de la unidad Ambo en base al modelado de cuenca realizado por Pluspetrol (2015), mientras que los valores de TOC y HI actuales fueron determinados en base al análisis de datos esta vez de forma zonificada, es decir incluyendo solamente datos de HI y TOC de las Zonas I y II (Figura 7.45).

Original Source Rock Potential:

Here is a quick calculator for estimating original immature source rock parameters from present day mature samples given present day transformation ratio (TR).

Present day TOC: %wt HI: mg/gTOC TR: % S_1 : mg/gRock

Original TOC₀: %wt HI₀: mg/gTOC

Figura 7.44 Cálculo de parámetros iniciales de TOC y HI para la roca generadora Ambo utilizando una metodología propuesta por Zetaware (<http://www.zetaware.com/utilities/srp/index.html>).

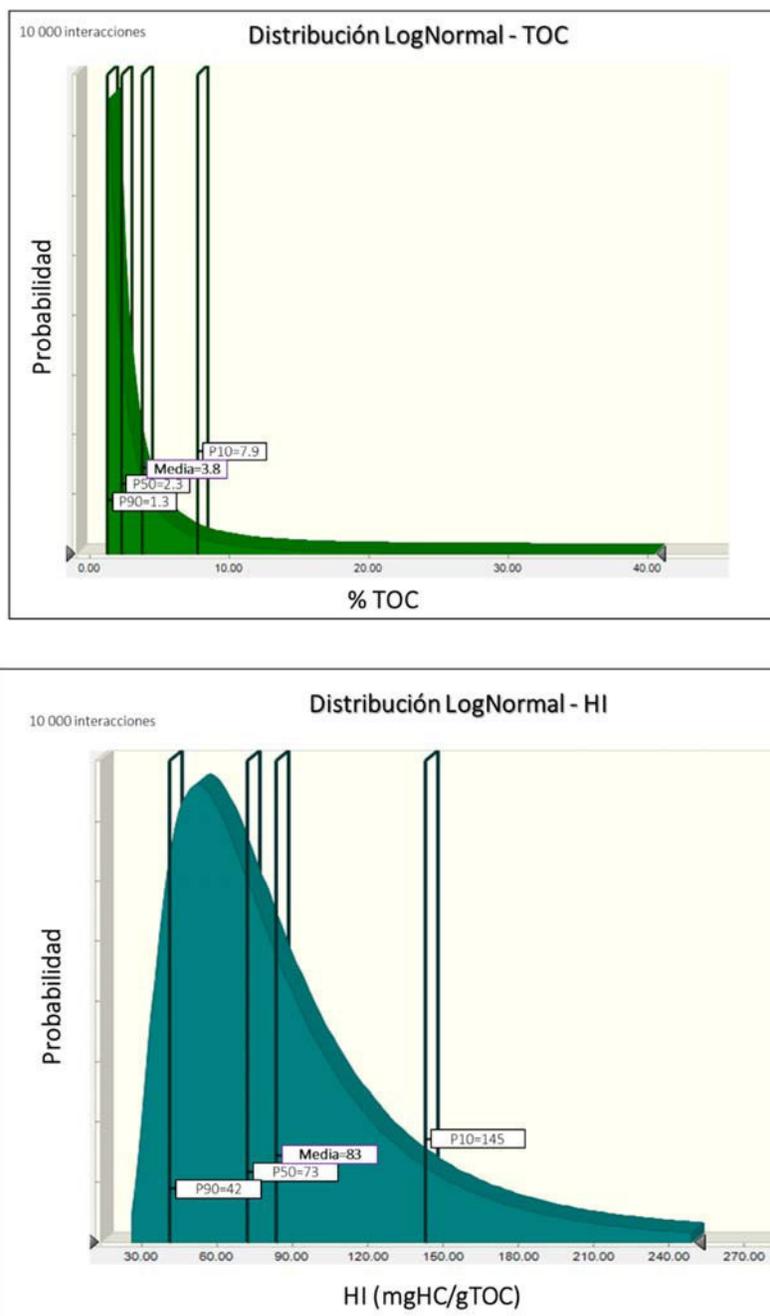


Figura 7.45 Gráficos de distribución probabilística de TOC y HI de datos pertenecientes a las zonas I y II (Sepa-1X, San Martín-1X y Pongo de Mainique). Se muestran valores P90, Media y P10. (Fuente: Elaboración propia).

Debido a que para el cálculo del volumen generado se utilizó la metodología probabilística, se consideraron los valores P10 y P90 de TOC, HI, S₁ y TR actuales, para el cálculo de TOC y HI original (Tabla 7.7).

Tabla 7.7 Valores asumidos P10 y P90 para las variables TOC, HI, S₁ y tasa de transformación de la unidad Ambo en el tiempo actual.

	P10	P90
TOC actual (% peso)	7.9	1.3
HI actual (mgHC/gTOC)	145	42
S₁ actual (mgHC/gTOC)	2.43	0.15
Tasa de transformación (TR %)	65	50

De la evaluación anterior los valores de TOC y HI original se muestran en la tabla 7.8.

Tabla 7.8 Valores P10 y 90 de TOC y HI original obtenidos a partir de la metodología propuesta por Zetaware.

	P10	P90
TOC original (% peso)	9.98	1.33
HI original (mgHC/gTOC)	414	84

- **Áreas**

Para el cálculo de las áreas P10 y P90, se hizo un análisis previo en relación al área que representa la cocina actual de la zona de estudio. Para ello el análisis se basó en las temperaturas de generación en base al tipo de organofacie de la roca generadora (Pepper & Corvit, 1995). Como fue definido en el punto 7.2, el Grupo Ambo posee características de una organofacie tipo F, en este caso la ventana de generación de petróleo actual estaría entre 145°C y 175°C. Utilizando la gradiente de temperatura corregida (método Horner) del pozo San Martín-1X, el rango de temperaturas de generación propuestas corresponde a las profundidades de 5000-6500 mTVDSS (Figura 7.46). Con estas profundidades se estimó el área correspondiente en un mapa estructural aproximado al tope del Grupo Ambo (Figura 7.47), esta área se consideró como P90 mientras que el área P10 contemplo el área total de estudio el cual abarca todos los pozos y afloramientos incluidos.

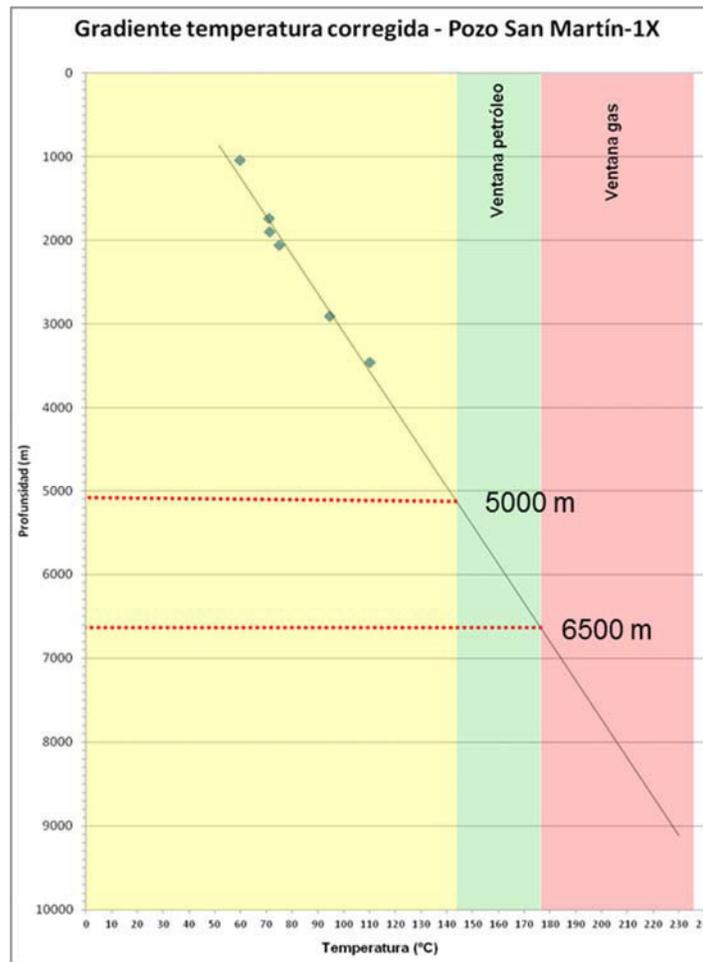


Figura 7.46 Gradiente de temperatura corregida del pozo San Martín-1X. Se observa las ventanas de generación de gas y petróleo para la Organofacies F (Pepper & Corvit, 1995) – Grupo Ambo, según ello la ventana de generación de petróleo estaría aproximadamente entre los 5000 y 6500 mTVDSS. (Fuente: Elaboración propia).

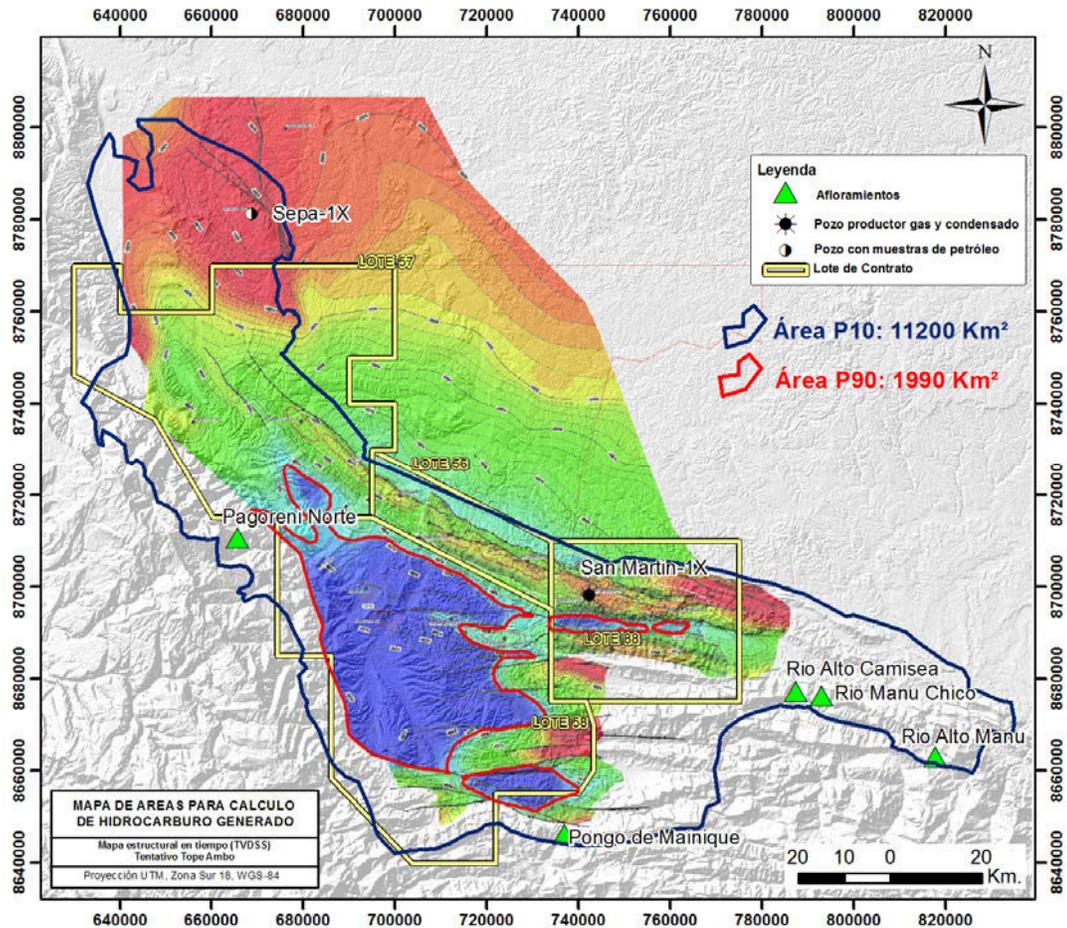


Figura 7.47 Mapa con áreas seleccionadas para cálculo de hidrocarburos generados. El polígono azul representa el área total de estudio, la cual para fines de cálculo representará el área P10, mientras que el polígono en rojo representa la zona de cocina actual de la subcuenca, esto basado en el tipo de organofacies y temperaturas de generación. (Fuente: Elaboración propia).

- **Espesor efectivo de roca madre**

Este parámetro fue evaluado tomando los valores determinados previamente de lutitas netas con potencial. Así se tomó como P10 el valor de 100 m. (Pongo de Mainique), y como P90 la cantidad de 70 m. (pozo Sepa -1X).

- **Densidad de la roca fuente**

Se tomaron los siguientes valores referenciales de densidad de lutita: P10: 2.5 g/cm³, P90: 2.4 g/cm³.

- **Densidad del gas húmedo a condiciones de superficie**

Una vez obtenido la masa total de hidrocarburos, para convertirlo a volumen se utilizó densidades representativas del gas húmedo a presión del reservorio. Estas densidades

fueron obtenidas a partir de las mediciones de gravedad específica (relativa al aire=1) del compuesto de ensayos de PVT (Presión, volumen, temperatura) de los fluidos del reservorio (Reporte interno, Pluspetrol).

Tabla 7.9 Valores P10 y P90 de gravedad específica del gas húmedo (a presión de reservorio) de los fluidos de los campos de Camisea, y su densidad correspondiente (Reporte interno, Pluspetrol).

	Gravedad específica gas húmedo (aire=1)	Densidad gas húmedo (condiciones superficie)
P10	0.71	0.873
P90	0.76	0.935

Resultados

A partir de todas las variables involucradas y los respectivos cálculos, con la ayuda de un software que permite realizar una simulación de Montecarlo de 20000 interacciones se obtuvieron las distintas distribuciones probabilísticas de los parámetros involucrados y del resultado final (Figura 7.48). Estos resultados se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 7.10 Resultados de la simulación de Montecarlo (20000 interacciones) de volumen de hidrocarburos expulsados. (Fuente: Elaboración propia).

	MEDIA	P90	P50	P10
TOC original (% peso)	4.4%	1.3%	2.7%	9.5%
Densidad (g/cm ³)	2.44	2.40	2.44	2.49
Area (km ²)	5472	1988	4146	10740
Lutita neta (m)	83	70	80	100
HI original (mgHC/gTOC)	214	84	173	400
HI actual (mgHC/gTOC)	84	42	73	140
HC generados (Kg)	6.42E+12	6.17E+11	2.65E+12	1.42E+13
1/Densidad gas húmedo-PVT (m ³ /Kg)	1.10	1.07	1.09	1.13
VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EXPULSADOS (TPC)	250	24	103	555

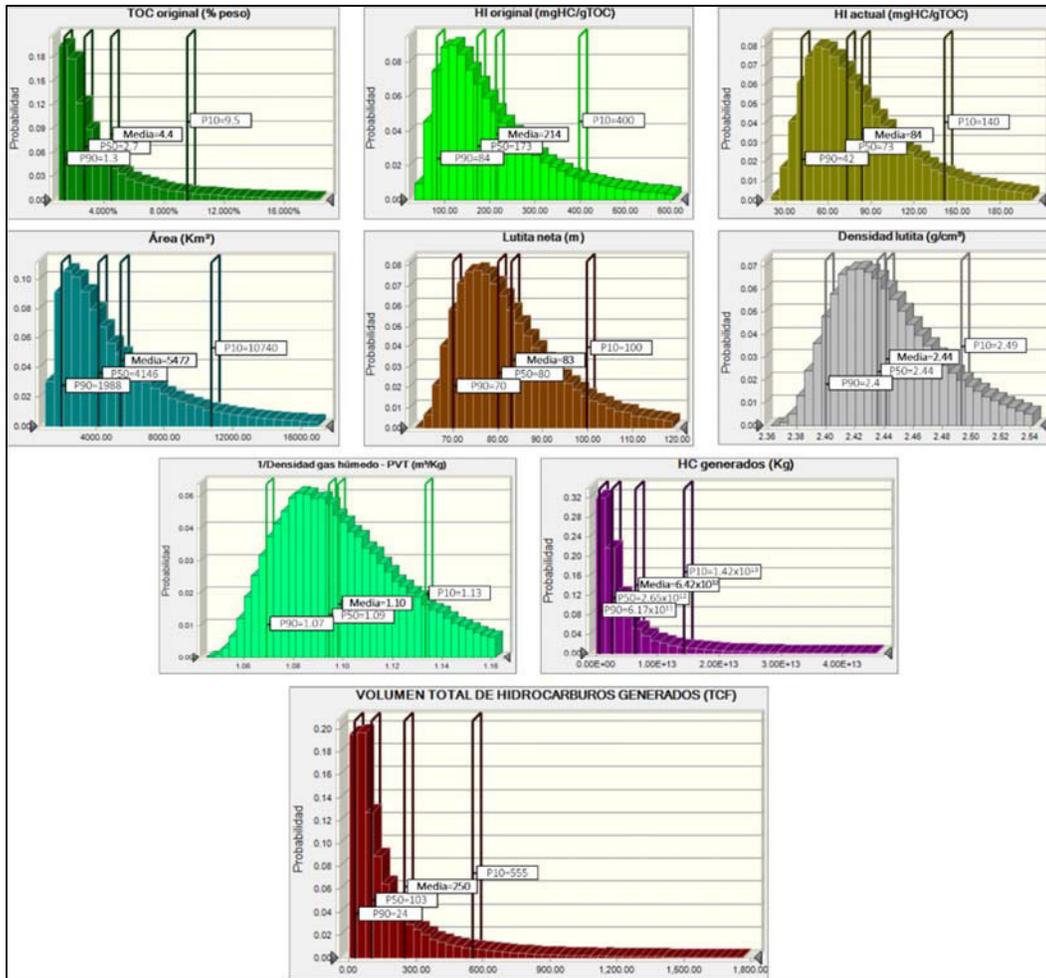


Figura 7.48 Gráficos de distribuciones probabilísticas de los parámetros involucrados y del resultado de volumen total de hidrocarburos generados (TCF). (Fuente: Elaboración propia).

Se observa en la tabla 7.10 los valores de volumen de hidrocarburos generados en TCF (Trillion cubic feet), teniendo en la media 250 TCF, en el P10: 555 TCF y en el P90: 24 TCF. Estos resultados están sujetos a distintos parámetros evaluados, los cuales impactan cada una en distinto grado sobre el resultado final, este impacto puede verse analizarse en un gráfico de sensibilidad el cual se muestra en la figura 7.48.

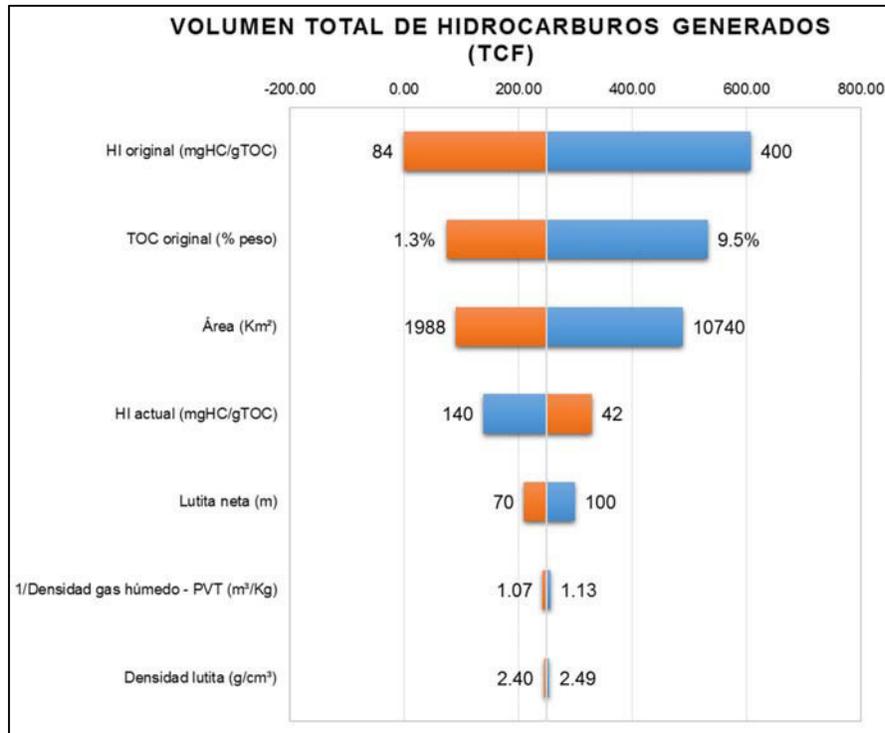


Figura 7.49 Gráfico tornado de sensibilidad de los distintos parámetros involucrados con respecto al volumen de hidrocarburos generados. Se observa que el parámetro de HI original es el que mayor impacto tiene sobre el resultado final. (Fuente: Elaboración propia).

Se puede observar que el parámetro que más impacta es el HI original el cual con un incremento de hasta 400 mgHC/gTOC se obtiene un resultado de alrededor de 600 TCF. En segundo lugar se encuentra el TOC y seguido el parámetro área. En caso del HI actual este impacta de manera inversa, es decir con un incremento de HI de hasta 140, el valor de volumen generado decrece a 140 TCF. Esto recae principalmente en un análisis de facies detalladas así como el ajuste del modelo sedimentario y su distribución areal.

Como se mostró, debido alto grado de incertidumbre los parámetros involucrados deben continuar siendo analizados para obtener un mejor ajuste en los resultados del volumen generado, ya que el cálculo se hizo tomando en cuenta valores promedios para toda la cuenca, no considerando variaciones que puedan presentarse. Debido a ello se recomienda la continuación del estudio del potencial de generación, expulsión y además entrapamiento de los hidrocarburos producidos del Grupo Ambo.

CONCLUSIONES

A continuación se describen las principales conclusiones agrupadas según objetivo de estudio:

Determinación de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica del Grupo Ambo

- ✓ El análisis estadístico-probabilístico de las muestras con TOC del Grupo Ambo, indican en la media un valor de 3.7 % peso (roca excelente), mientras que el mapa de tendencia de TOC en toda el área señala mejores valores hacia el Oeste de la cuenca (hasta 6 % TOC). En cuanto al índice de hidrógeno el valor medio de HI según el análisis estadístico-probabilístico es de 84 mgHC/gTOC.
- ✓ El Tipo de kerógeno es principalmente III-II (análisis Van Krevelen, S₂ vs TOC, HI vs Tmax). El análisis de descripción de macerales muestran predominancia de vitrinita-liptinita, representativo de kerógeno tipo III-II.
- ✓ Sobre la madurez termal de la roca, el análisis estadístico-probabilístico de las muestras con valores de reflectancia de vitrinita arrojan un valor en la media de 1.04% (madurez tardía).
- ✓ El análisis de biomarcadores brindó información de la roca generadora en cuanto a:
 - Medio ambiente sedimentario: el cual indica materia orgánica de origen terrestre (diagrama esterano C27, C28 y C29, pristano/fitano vs hopano/esterano) a materia orgánica mixta (pristano/n-C17 / fitano/n-C18).
 - Grado de madurez: las muestras señalan un equivalente de madurez principal a madurez tardía (0.5-0.8 % Ro) (hopanos-esteranos).
 - Edad: la relación de esteranos C28/C29 indican una edad paleozoica para la mayoría de las muestras (C28/C29 < 0.6).

Relación de facies sedimentarias y calidad de roca madre del Grupo Ambo

- ✓ El análisis estratigráfico secuencial en tercer orden para el Grupo Ambo en la cuenca Ucayali Sur, determinó una secuencia en tercer orden conformado por dos cortejos sedimentarios: cortejo sedimentario de mar bajo (*Low System Track*), constituido por un ambiente fluvial-estuarino, y un cortejo sedimentario transgresivo (*Transgressive system track*) conformado por un ambiente estuarino dominado por mareas

(subambientes de llanura mareal, canales y barras mareales proximales, canales y barras mareales distales) y un ambiente aparentemente más distal (¿marino?).

- ✓ Se elaboró una curva sintética Gamma ray del afloramiento del Grupo Ambo en el afloramiento del Pongo de Mainique en base a la litología descrita, la cual permitió realizar la integración roca-perfil.
- ✓ En base a patrones de registros de pozo característicos de los pozos San Martín-1X y Sepa-1X, se identificaron las facies asociadas a los subambientes definidos en el Pongo de Mainique, ello permitió una correlación y evaluación de la distribución de estos subambientes en el área de estudio.
- ✓ La correlación entre características geoquímicas favorables de roca madre y facies sedimentarias, permitió la identificación de dos zonas con buen potencial. Se utilizó un valor de corte de arcillas de 80% para la cuantificación de las lutitas netas, obteniéndose los siguientes resultados:

Zona I: Zona de canales y barras mareales con valores de TOC mayormente en el rango de excelente (> 4% peso), potencial de generación entre 5-70, predominio de kerógeno tipo II y grado termal de madurez entre el pico de generación y ventana de sobremadurez. **Zona II:** Constituido por el subambiente de llanura mareal, presenta un TOC en el rango de buena (0.6-1.7% peso), con potencial de generación bajo en comparación a lo anterior (0.21-0.74), predominio de kerógeno tipo III y madurez termal en el grado de sobremaduro.
- ✓ De las dos zonas se estima un espesor efectivo de lutita neta generadora entre 70-100 m.
- ✓ La metodología de Passey et al. permitió la identificación y correlación de las zonas con contenido de materia orgánica entre los pozos Sepa-1X y San Martín-1X.

Correlación fluidos de yacimientos con roca generadora del Grupo Ambo

- ✓ El análisis de isótopos de carbono de la fracción saturada y aromática muestra una marcada correlación de las rocas del Grupo Ambo con los fluidos del campo Cashiriari principalmente y de San Martín, dicha correspondencia se evidencia además en el gráfico de relación de los isótopos de la fracción aromática y la relación pristano/fitano.

Cálculo de volumen de hidrocarburo generado

- ✓ Con la información obtenida del análisis geoquímico se realizó el cálculo probabilístico del volumen de hidrocarburos generados, el cual dio como resultado en la media un volumen de hidrocarburos expulsados de 250 TCF, a su vez en el análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados para el cálculo se observó que el parámetro que más impacta en el resultado es el HI original, seguido del TOC original y en tercer lugar el área. Este resultado debe tomarse de manera referencial ya que se asumieron valores promedios para toda la cuenca, no considerando variaciones que puedan presentarse por lo que se debe seguir con estudios para reducir la incertidumbre en cada parámetro involucrado.

RECOMENDACIONES

- Realizar un levantamiento al detalle del Grupo Ambo en el Pongo de Mainique que incluya la obtención de datos de rayos gamma espectral.
- Elaborar un mapa regional isópaco del Grupo Ambo en la cuenca Ucayali sur a partir de interpretación sísmica.
- Continuar con los estudios de las facies sedimentarias del Grupo Ambo para mejor ajuste del modelo deposicional a escala regional con la finalidad de obtener mapas de distribución de TOC y HI.
- Seguir analizando y evaluando cada parámetro involucrado en la estimación del volumen generado para lograr mejor ajuste en los resultados. Posteriormente, continuar con los estudios para estimar los hidrocarburos expulsados y acumulados.
- Evaluar al Grupo Ambo como un posible potencial *play* hidrocarburífero, tanto como reservorio convencional y no convencional.

REFERENCIAS

- Alemán A., León W. (2002). Un arco volcánico Mississipiano adyacente a la cordillera de la costa?. XI Congreso Peruano de Geología.
- Alleman, V. & Pfefferkorn, H.W. (1991). Bosques en posición de vida en el Carbonífero de Paracas. VII Congreso Peruano de Geología. Resúmenes extendidos, pp. 395-398.
- Alleman, V. (2010). Registro de la colección “Un hito de oportunidad: Paracas primavera 2008”. Centro de investigación Universidad Ricardo Palma, Scientia, vol. XII, N°12.
- Amos, A. J. (1972). Las cuencas carbónicas y pérmicas de Argentina. Simposio Internacional, Sistema Carbónico-Pérmico América do Sul. Anales de la Academia Brasileira de Ciencias, 44 (Supl.), pp 21-36.
- Anadarko Petroleum Corporation. (1995). Geochemistry of the subandean basins of Perú- Oil characterization and oil-rock correlation. DGSJ Project 95/3193.
- Azcuy & Di Pasquo (2005). Early Carboniferous palynoflora from the Ambo Formation, Pongo de Mainique, Peru. Review of Palaeobotany and Palynology, pp. 153-184.
- Barker, C. (1979). Organic geochemistry in petroleum exploration: AAPG Continuing Education Course Note Series 10, 159 p.
- Barker, C. (2000). Petroleum geochemistry for exploration and development geologists. CAREC, Lima, pp. 1-4.
- Berry, E.W. (1922). Carboniferous plants from Perú, Am. Jour. Sci., 5th Ser., vol 3, pp. 189-194.
- Brocks, J.J., & Summons, R.E. (2003). Sedimentary hydrocarbons, biomarkers for early life. Treatise in Geochemistry, vol. 8, Elsevier, pp. 64-103.
- Brooks, J. D., Gould K. & Smith, J. W. (1969). Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum. Nature, pp 222-257.
- Chalco, A. (1954). Informe Geológico de la Región Máncora-Fernandez. Boletín Técnico de la empresa Petrolera, Fiscal N° 1.
- Chevron Overseas Petroleum (Perú) Ltd., Sucursal del Perú. (1997). Geological field work Block 52, Ucayali Basin. Stratigraphic Sections, T-PE-96-012/ 012A Pongo de Mainique, T-PE-96-021A/ 021B Upper Urubamba River.
- Core Laboratories. (1996a). Hydrocarbon source rocks of the sub-andean basins, Perú. Data Vol. 1, Oils of the Sub-Andean basins, Perú.
- Core Laboratories. (1996b). Hydrocarbon source rocks of the sub-andean basins, Perú. Data Vol. 2, Book I, II y III- Source rocks of the Sub-Andean basins, Perú.

- Curiale, J. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. En Magoon, L. & Dow, W. The petroleum system-from source to trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma, pp. 251-258.
- Dalmayrac, B., Laubacher G. & Marocco, R. (1988). Caracteres generales de la evolución geológica de los andes peruanos, INGEMMET, Bol. N°12, pp. 116-117.
- Dalrympe, R.W. (1992). Tidal depositional systems. En: Facies Models: Response so Sea Level Change (Eds Walker, R. G. & James, N.P.). Geological Association of Canada, St Johns, Newfoundland, pp 195-218.
- De la Cruz, N. (1995). Geología de los Cuadrángulos de Velille, Yauri, Ayaviri y Azángaro 30-s, 30-t, 30-u, 30-v. Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico.
- Didyk B.M., Simoneit B.R.T, Brassell S.C., & Eglinton G. (1978). Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. Nature Publishing group, Vol. 272, pp. 216-222.
- Disalvo, A., Arteaga, & M., Chung, J. (2002). Geometría de las trampas y análisis estructural en el área de Camisea y sus alrededores, Cuenca Ucayali, INGEPET 2002.
- Disalvo A., Chung, J., Seminario, F., Lúquez, J., Arteaga, M., Gabulle, J., Davis, S., Valencia, K. & De Santa Anna, MB. (2008). Sistemas Petroleros del Gran Camisea, Sur de la Cuenca Ucayali Perú – VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos – Mar del Plata.
- Dow, W.G. (1977). Petroleum source beds on continental slopes and rises: AAPG Continuing Education Course Note Series 5, pp. D1-D37.
- Epstein, A.G., Epstein, J.B. & Harris, L.D. (1977). Conodont color alteration-an index to organic metamorphism: United States Geological Survey Professional Paper 995, 27 p.
- Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet & J., Boutefeu, A. (1977). Rapid method of characterizing source rocks and their petroleum potential and degree of maturity: Revue de L' Institut Francais du Pétrole, v. 32, pp. 23-42.
- Exxon Company, International. (1989). Geochemical evaluation of peruvian hydrocarbons.
- Fuchs, F.C. (1900). Nota sobre el terreno Carbonífero de la península de Paracas, Bol. De Min, Ind., y Constr., tomo 16, p. 50.
- Geomark Research, Inc. (1996). Regional Petroleum Geochemistry of crude oils from Perú.
- Ghiglione M. (2014). Structural Interpretation and Tectonic Analysis of Gran Camisea Basin. Reporte Interno Pluspetrol, 37 p.
- Gil, W. (2001). Evolución lateral de la deformación de un frente orogénico: Ejemplo de las cuencas subandinas entre 0° y 16°S. IRD, Publicación especial N° 4.
- Gonçalves, F. (2007). Geoquímica Orgánica aplicada al estudio de sistemas petrolíferos y la solución de problemas de exploración. CAREC, Lima.

- Gothan, W. (1927). Bemerkungen zur Alt-Carbonflora von Perú, besonders von Paracas, Neues Jahrb. Min. Geol. Un Paleont., Bd. 59, Abt. B., pp. 292-299.
- Grantham P. J. & Wakefield I. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*, 12, 61-73.
- Grosso S., & Chung, J. (2010a). Caracterización estratigráfica de los depósitos eólicos pérmicos en los yacimientos de los bloques 56 y 88, Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú. XV Congreso peruano de Geología.
- Grosso S., & Marky, T. (2010b). Caracterización sedimentológica y petrofísica de la Formación Vivian en el campo Cashiriari, área Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú. XV Congreso peruano de Geología.
- Grosso S., Salas, G., Navarro, W., Gabulle, J. & Seminario, F. (2012). Estratigrafía y petrofísica de los reservorios carbonáticos del Grupo Copacabana en el area Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú. XVI Congreso peruano de Geología.
- Gubbels, T.L., Isacks, B.L. & Farrar, E. (1993). High-level surfaces, plateau uplift, and foreland development, Bolivian central Andes. *Geology* v.21, pp. 695-698.
- Guizado, J. (1963). Geología del cuadrángulo de Aplao 33-r. Lima, Perú. Servicio de geología y Minería, Boletín A20.
- Gutiérrez, M. C. & Droguet, M. (2002). La cromatografía de gases y la espectrometría de masas: Identificación de compuestos causantes de mal olor. *Boletín Intexter (Universidad Politécnica de Catalunya)*, N° 122, pp. 35-41.
- Hermoza, W., Brusset, S., Baby, P., Gil, W., Roddaz, M., Guerrero, N., & Bolaños, R. (2005). The Huallaga foreland basin evolution: Thrust propagation in a deltaic environment, northern Peruvian Andes: *Journal of South American Earth Sciences*, v. 19, pp. 21-34.
- Huang, J.M. & Menschein, W.G. (1979). Sterols as Ecological Indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, pp. 293-304.
- Hunt, J.M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York, EEUU. Second edition. W. H. Freeman & Company, 743 p.
- Hunt, J.M., Philp, R.P., & Kvenvolden, K.A. (2002). Early development in petroleum geochemistry. *Organic geochemistry*, 33, pp. 1025-1052.
- International Committee for Coal Petrology (ICPP). (1998). The new vitrinite classification. *Fuel*, 77 (5), pp. 349-358.
- International Committee for Coal Petrology (ICPP). (2001). The new inertinite classification. *Fuel*, 80, pp. 459-471.

- Jacay, J., Alamo, E., Baez, Castillo, E., Gutierrez K. & Tuesta, J. (2008). Paleozoico inferior en los andes del Perú central. XIII Congreso Latinoamericano de Geología – XIV Congreso peruano de Geología.
- Jones, R.W. (1987). Organic facies, in *Advances in Petroleum Geochemistry*, v.2: London, Academic Press, pp. 1-90.
- Kents, P. (1956). Reconocimiento geológico de la región del alto Marañón. *Bol. Soc. Geol. Perú*, tomo 30, pp. 211-216.
- Klink, B. & Palacios O. (1991). Geología de la Cordillera Occidental y Altiplano al Oeste del Lago Titicaca, Sur del Perú. *INGEMMET, Bol. N° 42, Serie A.*
- Lanzoni & Magloire. (1969). Associations palynologiques et leurs applications stratigraphiques dans le Dévonien supérieur et le Carbonifère inférieur du Grand Erg Occidental (Sahara algérien). *Rev. Inst. Fr. Pétrole Ann. Combustibles liquides* 24.
- León, W., Aleman, A., Rosell, W., Torres, V. & De la Cruz, O. (2008). Estratigrafía, sedimentología y evolución tectónica de la cuenca Pisco Oriental. *INGEMMET, Bol. N° 27, Serie D.*
- Leonard, J. & Hardinge, B. (1991). *Coal Preparation*. Society for Mining, Metallurgy and Exploration, inc.
- López-Murillo, H. (1967). Acerca de la geología de las sierras subandinas del norte. *Boletín del Instituto Boliviano del Petróleo (IBP)*, 7 (2), pp 14-27.
- Mackenzi, A.S. (1984). Applications of biological markers in petroleum geochemistry, Brooks and D. Welte, eds., *Advances in Petroleum Geochemistry*, v.1: London, Academic Press, pp. 115-214.
- Martínez, M. (1970). Geología del basamento Paleozoico en las Montañas de Amotape y posible origen de Petróleo en rocas Paleozoicas del Noroeste del Perú. I Congreso Latinoamericano de Geología.
- Martínez, C., Suarez, R. & Subieta, T. (1971). La cadena hercínica en la parte septentrional de la Cordillera Oriental de los Andes Bolivianos. *Boletín del Servicio Geológico de Bolivia*, 15, pp 26-35.
- Martínez, W. & Monges, R. (2000). Estratigrafía del Paleozoico en la cordillera oriental al sureste del Perú, frontera Perú-Bolivia. IX Congreso Geológico chileno. Vol 2, Simposio Nacional N° 3, pp 311-318.
- McCarthy K., Rojas, K., Niemann M., Palmowski D., Peters, K. & Stankiewicz A. (2011). Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock. *Oilfield Review Schlumberger*, Vol 23, N° 2, pp 36-47.
- Megard, F. (1973). Etude geologique d'une transversale des Andes au niveau du Pérou central. *Thèse Doct. Sci. Nat., Montpellier*.

- Merrill, R.K. (1991). Source and migration processes and evaluation techniques: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, 213 p.
- Ministerio de Energía y Minas (2015). Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos. Lima.
- Misković, A., Spikings, R. A., Chew, D. M., Kosler, J., Ulianov, A. & Schaltegger, U. (2009). Tectonomagmatic evolution of Western Amazonia: Geochemical characterization and zircon U-Pb geochronologic constraints from the Peruvian Eastern Cordilleran granitoids. Geological Society of America Bulletin 121 (9-10): 1298-1324.
- Newell, N., Chronic, J. & Roberts, T. (1953). Upper Paleozoic of Peru. Geological Society of America Memoir 58, 272p.
- Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Chichester, UK. Wiley-BlackWell, Second Edition, pp 210-214.
- ORSTOM (1973). La cadena Hercínica en el Perú y Bolivia. Ministerio de Energía y Minas-Servicio de Geología y Minería. Estudios especiales N°003, pp. 5-53.
- 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. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v 74, N°12, pp 1777-1794.
- Pepper A. & Corvit P. (1995). Simple Kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas generation from kerogen. Marine and Petroleum Geology, Vol 12 N° 3. Elsevier Science Ltd. Great Britain, pp. 291-319.
- Permanyer A. (2014). La Geoquímica orgánica en exploración y producción de petróleo: Perspectivas y ejemplos de aplicación. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/228956040_LA_GEOQUIMICA_ORGANICA_EN_EXPLORACION_Y_PRODUCCION_DE_PETROLEO_PERSPECTIVAS_Y_EJEMPLOS_DE_APLICACION
- Perupetro (2017a). Reporte de producción fiscalizada de gas natural a nivel nacional (Mcf). Gerencia de Supervisión de Contratos.
- Perupetro (2017b). Reporte de producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos a nivel nacional (Barriles). Gerencia de Supervisión de Contratos.
- Perupetro S.A. and Idemitsu Oil & Gas CO., Ltd. (1999). Geochemical evaluation of oils and source rocks and oil-source rock correlations, sub-andean basins, Perú.
- Perupetro S.A. and Idemitsu Oil & Gas CO., Ltd. (2000). Study of hydrocarbon potential of the basins of the peruvian oriente-Correlation study on oils and source rocks in sub-andean sedimentary basins in Perú.
- Peters, K. & Cassa M. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. En Magoon, L. & Dow, W. The petroleum system-from source to trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma, pp. 93-120.

- Peters, K., Walters C., & Moldowan, J. M. (1993). The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments, Englewood Cliffs, NJ, Prentice Hall, 363 p.
- Petrobras (2003). Informe final del primer periodo exploratorio Lote 99, cuenca Ucayali, Perú.
- Petrobras (2014). Informe de evaluación del potencial hidrocarburífero lote 58.
- Petroperú - BGR (1982a). Evaluación potencial petrolífero cuencas Huallaga, Ucayali y Madre de Dios. Anexo C: Información e interpretación Geoquímica y Geotérmica.
- Petroperú – BGR (1982b). Evaluación potencial petrolífero cuencas Huallaga, Ucayali y Madre de Dios. Estudio palinológico del mesozoico y paleozoico.
- Petroperú S.A. & InfoLogic, Inc. (2006). Geochemical database development and petroleum systems definition project, Perú.
- Pluspetrol Perú Corporation. (2006). Analysis of Plus-1, Plus-2 and Plus-3 oils from Perú.
- Pluspetrol Perú Corporation. (2008). High-resolution geochemical analysis of Plus 4, Plus 5 and Cashiriari condensates from Perú.
- Pluspetrol Perú Corporation. (2010). Petrographic, diagenetic, petrophysical and geochemical study. Lote 88 (outcrop samples).
- Pluspetrol Perú Corporation. (2011). Geochemical evaluation of three condensates from the well Mipaya 1001-XD southern Ucayali basin.
- Pozo (2012). Facies sedimentarias y estratigrafía de secuencias de rocas pérmicas: integración de afloramientos del Pongo de Mainique con el subsuelo, subcuenca de Camisea, Cusco – Perú. XVI Congreso peruano de Geología.
- Quiñones, L (1990). Estudio Palinoestratigráfico del Paleozoico del Pongo de Mainique, Provincia de la Convención – Cusco. Tesis Pregrado Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Perú, 101 p.
- Read, C.B. (1941). Plantas fósiles do neo-Paleozoico do Paraná e Santa Catarina, Brazil, Div. Geol. e Miner.Mon. 12, 102 p.
- Rice, D.D. & Claypool, G.E. (1981). Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas: AAPG Bul., v.65, pp. 5-25.
- Schlumberger. (2011). Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger Educational Services, 198p.
- Schmocker, J. W. (1994). Volumetric calculation of hydrocarbon generated. En: Magoon, L. & Dow, W. The petroleum system-from source to trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma, pp. 323-326.

- Shanmugam, G. (1985). Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia: AAPG Bulletin, v. 69, pp. 1241-1254.
- Seifert, W.K. & Moldowan, J.M. (1978). Applications of steranes, terpanes and monoromatics to the maturation, migration and source of crude oils: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 42, pp. 77-95.
- Seminario F., Lúquez, J. & Blanco, S. (2005). Las Rocas Reservorio productivas del Gran Camisea, Cuenca Ucayali – Perú, INGEPET 2005.
- Seward, A.C. (1922). Carboniferous plants from Peru, *Quart. Jour. Geol. Soc. London*, vol. 78, pp. 278-283.
- Shell Exploradora y Productora del Perú B.V. (1987). Palynostratigraphy of blocks 38/42, Ucayali basin, Perú, pp. 12-14.
- Shell International Exploration and Production B.V- Research and Technical Services. (1997a). Geochemical investigation of impregnations from well Cashiriari-02 S3, Perú. J.C. Kleingeld, F. Gelin, C.J. Kommeren & J.M.A. Buiskool Toxopeus.
- Shell International Exploration and Production B.V- Research and Technical Services. (1997b). Geochemical investigation of mud gas samples from well Cashiriari-02-S2, Perú. J.C. Kleingeld, N.L. Frewin, F. Gelin, & J.M.A. Buiskool Toxopeus.
- Shell International Exploration and Production B.V- Research and Technical Services. (1997c). Geochemical investigation of mud gas samples from well Cashiriari-02-S2, S3 and S4, Perú. J.C. Klein, J.C. & F. Gelin.
- Shell International Exploration and Production B.V- Research and Technical Services. (1997d). Reservoir geochemical investigation of two condensates from well San Martin 42-46-1X, Perú. F.M. van der Veen & N.L. Frewin.
- Shell Prospecting and Development (Perú) B.V. (1996). Geological Fieldwork Report. Report N° SPDP 96-004, 118 p.
- Shell Prospecting and Development (Perú) B.V. (1998). Camisea Geophysical, Geochemical, Petrophysical and Reservoir Assays Evaluation Report. Report N° SPDP 98-051.
- Shell Research B.V. (1982). Evaluation of source rock properties of surface samples from section Pongo de Mainique, Perú. G. Konert & J.M.A. Buiskool Toxopeus.
- Shell Research B.V. (1984). Geochemical investigation of two condensate samples from well San Martin-1, Perú. F.M. van der Veen & J. Posthuma.
- Shell Research B.V. (1984). Source rock analysis of cutting and core samples from various intervals of well Sepa 38-45-1X, Perú. L.J.P.C.M. Hermans.

- Shell Research B.V. (1984). Source rock analysis of surface samples from Pongo de Mainique, Rio Cashiriari, Rio Alto Camisea, Rio Manu Chico, Quince Mil, Rio Tabar and Rio Tambopata, Perú. L.J.P.C.M. Hermans.
- Shell Research B.V. (1985). Geochemical investigation of four cutting samples from the Ambo and the Ene Formations in wells San Martin 42-46-1X and Sepa 38-45-1X, Perú. J.M.A. Buiskool Toxopeus & F.M. van der Veen.
- Shell Research B.V. (1985). Geochemical investigation of gases from well San Martin 42-46-1X, Perú. M.D. Higgs & P.J.R. Nederlof.
- Shell Research B.V. (1986). Evaluation of source rock properties of cuttings and sidewall samples (Int. 2266-2546 m.) from well Segakiato 42-46-2X, Perú. T. Rodenburg.
- Shell Research B.V. (1986). Evaluation of source rock properties of samples from the surface sections of Pongo de Mainique and Rio Pagoreni Norte, Perú. T. Rodenburg.
- Shell Research B.V. (1987). Geochemical investigation of a gas sample from well San Martin, Perú. R.G.H. van Geneijgen & P.J.R. Nederlof.
- Shell Research B.V. (1987). Geochemical investigation of six source rocks from wells Cashiriari 42-50-3X, Los Amigos 46-8-2X, Sepa 38-45-1X and outcrops Pongo de Mainique and Rio Pagoreni Norte, Perú. J.M.A. Buiskool Toxopeus & P.J.R. Nederlof.
- Shell Research B.V. (1988). Geochemical investigation of a crude oil sample from well Mipaya 42-35-55X (2515.2 m.), Perú. G.W. van Graas & J.M.A. Buiskool Toxopeus.
- Simon Petroleum Technology Limited. (1993a). Geology, hydrocarbon potential and prospect analysis, Ucayali basin, Perú. Vol. 1, 246 p.
- Simon Petroleum Technology Limited. (1993b). Geology, hydrocarbon potential and prospect analysis, Ucayali basin, Perú. Vol. 2, 531 p.
- Sociedad Geológica del Perú. (2010). Reconocimiento geológico del Pongo de Mainique-Río Urubamba, Cuzco, Perú – Guía excursión. XV Congreso peruano de Geología.
- Sofer, Z. (1984). Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. AAPG Bulletin, vol. 68, pp 31–49.
- Stach, E., M-Th Mackowsky, M. Teichmuller, G.H. Taylor, D. Chandra & R. Teichmuller. (1982). Coal Petrology, Gebruder Borntraeger, Berlin, 535 p.
- Staplin, F.L. (1969). Sedimentary organic matter, organic metamorphism and oil and gas occurrence: Canadian Petroleum Geologists Bulletin, v. 17, pp. 47-66.
- Steinmann, G. (1929). Geologie von Peru. Heidelberg, Carl Winters, 448 p.
- Suarez, I. & Crelling, J. (2008). Applied coal petrology: the role of petrology in coal utilization, Elsevier, 381 p.

- Tissot, B. & Welte D. (1984). Petroleum formation and occurrence. Second edition, pp. 495-496.
- Universidad Central de Venezuela (UCV) (2008). Guía de Cromatografía. Venezuela, pp 3-11.
- Uyén, D. (1993). Caracterización y correlación de petróleos y condensados de las cuencas Ucayali-Madre de Dios. Petroperú.
- Viera A., Disalvo A., Arteaga M., Luquez J., Blanco S. & Gutiérrez A. (2002). Estratigrafía Secuencial y Sistemas Depositacionales de los Principales Reservorios del área de Camisea y sus alrededores, Cuenca Ucayali Oriente de Perú, INGEPET 2002.
- Viera A., Chung J. & Blanco S. (2003). Evolución Tectosedimentaria y Arquitectura Estratigráfica de los principales reservorios del Área de Camisea, Cuenca Ucayali. AAPG Bolivariano, Bogotá.
- Villar, H. (2002). Characterization of source rocks in the SM-42-46-1X well & Evaluation of San Martín and Cashiriari condensates, Camisea-Ucayali Basin, Perú. Reporte Interno Pluspetrol.
- Villar, H. (2003). Review on geochemical data of the southern Ucayali and Madre de Dios basins, Perú. Reporte Interno Pluspetrol.
- Waples, D. (1985). Geochemistry in petroleum exploration. Boston, EEUU: International Human Resources Development Corporation, first edition, 232 p.
- Weatherford Laboratories. (2011). <http://labs.weatherford.com/oiltracers/geochemistry-for-exploration/oil-biomarkers-in-exploration>.
- Weeks, L.G. (1947). Paleogeography of South America, Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull., vol. 31, pp. 1194-1241.
- Zapata, A., Rosell W., Sánchez, A. & Aldana, M. (2004). División del Grupo Ambo en su localidad tipo (Tournaisiano-viseano). XII Congreso peruano de Geología.
- Zeiller, R. (1910). Sur quelques plantes Wealdiennes du Pérou, Acad. Sci., Paris, C.R., vol. 150, pp. 1488-1490.