

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA MINERA
Y METALURGICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA GEOLOGICA**



**ESTUDIO GEOQUIMICO
DE LA FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON
MEDIANTE CROMATOGRAFIA DE GASES**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO GEOLOGO**

MARCELO RICARDO BARZOLA ESTEBAN

LIMA - PERU

1993

***Con
mucho cariño***

***A mi padre,
Ricardo Barzola.
Y a la grata memoria
de mi madre Graciela Esteban.***

M. B. E.

AGRADECIMIENTO

Estas líneas oscuras son para testimoniar mi agradecimiento, reconocimiento y gratitud a todos y cada uno de los que hicieron posible a que tuviera éxito en la culminación de la presente Tesis:

A la empresa **PETROPERU S.A.** por haberme concedido la Beca de Tesis y brindado las facilidades para la realización de la misma. Al Ing. Percy Alvarez Pinto, por la permanente asesoría y las observaciones realizadas al presente trabajo. A los Ingenieros Joaquín Garrido y Gregorio Ibarra, por las sugerencias y el apoyo brindado. A mi Alma Mater, la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**, por admitirme en sus aulas y formarme académicamente. A mis asesores: la Dra. María Jesús Ojeda y el Ing. Atilio Mendoza, por la constante preocupación en la culminación y el mejoramiento del trabajo; y al que en vida fue el Ing. Fernando Soto D. Por supuesto, a Carlos León y al Ing. Guillermo Castro Dulanto.

Así mismo, para agradecer y reconocer la abnegada labor de mis padres y familiares para que alcanzara este noble objetivo.

Finalmente, para manifestarles mi sincero deseo de nominarlas a todas las personas, pero, espero me entiendan no poder hacerlo por lo extenso que sería, pero estoy seguro que ninguno se sentirá omitido, por que a todos, sin excepción, los guardo en la mente y el corazón.

Atte:

Marcelo Barzola Esteban

CONTENIDO

Resumen	07
Introducción	08

Capítulo 1

ASPECTOS GENERALES

1.1 Ubicación y Extensión del Area de Estudio	09
1.2 Objetivos y Alcances del Estudio	11
1.3 Estudios Anteriores.....	11
1.4 Metodología de Trabajo	12

Capítulo 2

CONTEXTO GEOLOGICO DEL AREA DE ESTUDIO

2.1 Estratigrafía	14
2.2 Geología Histórica	24

Capítulo 3

GEOQUIMICA ORGANICA

3.0 Antecedentes.....	27
3.1 Ciclo Geoquímico del Carbono	29
3.2 Origen del Petróleo	32
3.2.1 Teoría orgánica moderna	33
3.2.2 Materia orgánica originaria	33
3.2.3 Tipos de Kerógeno	36
3.2.4 Etapas de transformación de la materia orgánica	37
3.3 Metodología del Análisis de Rocas y Petróleos	40
3.4 Tipos de Muestras de Roca Analizadas	39
3.5 Muestreo y Ubicación de Muestras y de Pozos	41
3.6 Preparación de Muestras para Análisis.....	44
3.7 Determinación del Contenido de Carbono Orgánico Total	45
3.7.1 Instrumento de análisis	46
3.7.2 Método de análisis	46
3.7.3 Significado y composición de la M.O.	48
3.7.4 Potencial de roca generadora (Source Rock).....	49
3.7.5 Relación cuantitativa entre Roca, TOM, TOC y Bitumen	49
3.8 Análisis de roca por Pirólisis (Rock Eval)	50
3.8.1 Instrumento de análisis	51
3.8.2 Metodo de análisis	51
3.8.3 Parámetros que se obtienen con el rock eval	53
3.8.4 Criterios de interpretación de valores obtenidos por pirólisis	54
3.9 Extracción Soxhlet	55
3.9.1 Instrumento de análisis	55
3.9.2 Método de análisis	56
3.9.3 Calidad de la roca generadora a partir de la cantidad de extracto	56
3.10 Fraccionamiento de petróleo crudo y bitumen	58
3.10.1 Instrumento de análisis	58
3.10.2 Método de análisis	58

3.11	Cromatografía Líquida	60
	3.11.0 Antecedentes de la Cromatografía	60
	3.11.1 Cromatografía Líquida Columnar	61
	3.11.2 Instrumento de análisis	62
	3.11.3 Método de análisis	62
	3.11.4 Grupos Funcionales del petróleo	63
3.12	Cromatografía en Fase Gaseosa	65
	3.12.1 Instrumento de análisis	65
	3.12.2 Elementos esenciales de un cromatógrafo	66
	3.12.3 Método de análisis y condiciones de operación	6
	3.12.4 Fundamento de la Cromatografía de Gases	68
	3.12.5 Columnas Empacadas y Capilares	68
	3.12.6 Fases Estacionarias	69
	3.12.7 El cromatograma, y sus parámetros.....	70
	3.12.8 Clasificación de la CG, según el estado físico de la fase estacionaria	71
	3.12.9 La CG en la geoquímica orgánica	72
3.13	Técnicas Combinadas de Cromatografía de Gases	78
	3.13.1 Pirólisis - CG	78
	3.13.2 CG - Espectrometría de Masas	79

Capítulo 4

INTERPRETACION Y CORRELACION

4.1	Consideraciones Generales	81
4.2	Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC)	81
	4.2.1 Resultados analíticos de TOC	82
	4.2.2 Distribución de Carbono Orgánico en la Formación Chonta	82
4.3	Extracción de Materia Orgánica Soluble (MOS)	87
	4.3.1 Resultados analíticos de Extracción Soxhlet	87
	4.3.2 Potencial generador de la roca a partir del contenido de TOC y MOS	87
	4.3.3 Distribución del MOS en la Formación Chonta	91
4.4	Porcentaje extractable de carbono orgánico (EPOC)	91
4.5	Evaluación del potencial y madurez por Pirólisis	94
	4.5.1 Resultados analíticos obtenidos por pirólisis	94
	4.5.2 Madurez térmica de la Formación Chonta	97
4.6	Estudio de petróleos crudos	100
	4.6.1 Procedencia de las muestras	100
	4.6.2 Contenido de volátiles y de asfaltos en muestras de petróleos	100
4.7	Cromatografía Líquida Columnar	101
	4.7.1 Resultados analíticos obtenidos por CLC	113
	4.7.2 Composición de los petróleos analizados	101
	4.7.3 Evaluación del potencial generador de hidrocarburos	103
4.8	Cromatografía de Gases	106
	4.8.1 Resultados analíticos:	106
	4.8.2 Caracterización y agrupación de petróleos y extractos	110
	4.8.3 Correlación entre extractos de roca y petróleos	112
4.9	Síntesis de los análisis	113
	Resultados y Conclusiones	114
	Recomendaciones	116
	Apendice	117
	Referencias Bibliográficas	118
	Anexos	121

INDICE DE ILUSTRACIONES

Fig. 1.1	Mapa de Ubicación	10
Fig. 1.2	Metodología de Trabajo	13
Fig. 2.1	Columna Estratigráfica	23
Fig. 3.1	Ciclo Geoquímico del Carbono	31
Fig. 3.2	Procesos Químico-Bacteriales de la Materia Orgánica	34
Fig. 3.3	Calidad de la Materia orgánica	35
Fig. 3.4	Diagrama de Van Krevelen de la Progresión Termal del Kerógeno	36
Fig. 3.5	Metodología de Análisis de Rocas y Petróleos	40
Fig. 3.6	Mapa de Ubicación de Pozos y de Muestras	43
Fig. 3.7	Preparación de Muestras para Análisis	44
Fig. 3.8	Determinador de Carbono LECO EC-12	46
Fig. 3.9	Determinación del Contenido de TOC	47
Fig. 3.10	Relación Cuantitativa entre Roca, TOM, TOC y Bitumen	50
Fig. 3.11	Pirolizador (Rock Eval).....	51
Fig. 3.12	Análisis de Roca por Pirólisis	52
Fig. 3.13	Picos Característicos del Pirograma	53
Fig. 3.14	Extractor Soxhlet	55
Fig. 3.15	Análisis de Extracción Soxhlet	57
Fig. 3.16	Desasfaltado de Extractos y Petróleos	59
Fig. 3.17	Diagrama Triangular	61
Fig. 3.18	Columna Cromatográfica	62
Fig. 3.19	Análisis por Cromatografía Líquida Columnar	64
Fig. 3.20	Cromatógrafo de Gas	65
Fig. 3.21	Esquema de un Cromatógrafo de Gas	66
Fig. 3.22	Tipos de Columnas Cromatográficas	70
Fig. 3.23	Cromatograma Típico y Parámetros	71
Fig. 3.24	Cromatograma de Petróleo maduro de origen marino	73
Fig. 3.25	Cromatograma de Extracto de origen terrestre	74
Fig. 3.26	Extracto proveniente de dos fuentes de origen	74
Fig. 3.27	Cromatograma de Petróleo inmaduro	76
Fig. 3.28	Petróleo inmaduro con predominio impar	76
Fig. 3.29	Extracto inmaduro totalmente biodegradado	77
Fig. 3.30	Cromatograma obtenido por Pirólisis - GC	78
Fig. 3.31	Espectrogramas obtenidos por GC - MS	80
Fig. 4.1	Potencial Generador a partir del contenido de TOC	84
Fig. 4.2	Mapa Isovalórico del contenido de TOC	85
Fig. 4.3	Mapa Isométrico del contenido de TOC	86
Fig. 4.4	Calidad Generadora a partir del contenido de MOS	89
Fig. 4.5	C₁₅⁺ Potencial de Roca Generadora	90
Fig. 4.6	Mapa Isovalórico de Extractos Solubles	92
Fig. 4.7	Mapa Isométrico de Extractos Solubles	93
Fig. 4.8	Determinación del Tipo de Kerógeno por Pirólisis	96
Fig. 4.9	Mapa Isovalórico de Madurez Térmica	98
Fig. 4.10	Mapa Isométrico de Madurez Térmica	99
Fig. 4.11	Cromatografía Líquida (Diagrama Triangular)	104
Fig. 4.12	Potencial Generador a partir del Contenido de TOC e Hidrocarburos C₁₅⁺	105
Fig. 4.13	Mapa de Madurez en base a la relación P / n-C₁₇	109
Fig. 4.14	Gráfico de CPI en función de la profundidad	110

**ESTUDIO GEOQUIMICO
DE LA FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON
MEDIANTE CROMATOGRAFIA DE GASES**

RESUMEN

El presente trabajo trata del Estudio Geoquímico de muestras de roca y petróleos de la Formación Chonta de la Cuenca Marañón, realizado en el Laboratorio de Geoquímica del Centro de Investigación y Desarrollo (IDES) de PETROPERU S.A., utilizando técnicas geoquímicas conocidas como: Determinación de Carbono Orgánico Total, Evaluación por Pirólisis, Extracción Soxhlet, Cromatografía Líquida y Cromatografía de Gases, principalmente.

Se incluye además la descripción detallada de cada una de las técnicas utilizadas en el análisis de muestras de roca y de petróleo.

Los resultados de los análisis permitieron hacer un estimado del Potencial Oleogénico de la Formación Chonta y confirmar el área más favorable para la prospección. Se ha determinado también, mediante Cromatografía de Gases: el Origen, Grados de Madurez, Estados de Biodegradación, Ambiente Depositional y la Distribución Molecular de los Extractos y Crudos que permitieron establecer cinco Grupos; así como, una probable correlación entre la Roca Generadora y los Petróleos analizados.

ABSTRACT

The present paper shows geochemical studies carried out rock samples and oils from Chonta Formation, Marañon Basin. It has been made in base of geochemical data about Total Organic Carbon, Pyrolysis, Soxhlet Extraction, Liquid Chromatography and Gas Chromatography, geochemical analysis cores made at Geochemical Laboratory of the Centro de Investigación y Desarrollo (IDES) of PETROPERU S.A.

This paper include an extensive description of the analytical method used for analysis of rock samples and oils.

On base of analysis results it has been possible analyze oleogenetical potential of Chonta Formation, and estimations about the origin, maturity, depositional environments, effects of biodegradation and molecular distribution of alkanes fraction, it has been possible to determinate five groups related between oils and rock extracts analyzed.

INTRODUCCION

La Geoquímica puede ser definida, de manera sencilla, como la ciencia que aplica las ciencias químicas al estudio de los fenómenos geológicos, y en particular, la **Geoquímica Orgánica**, como el resultado de la aplicación de la Química Orgánica al estudio de la materia orgánica dispersa en los sedimentos para la prospección por hidrocarburos.

Se desconocen cuando y donde nacen las primeras ideas geoquímicas que trataban inicialmente de explicar la naturaleza y el comportamiento de los elementos en nuestro planeta, la composición química de los minerales, y la diferencia de los mismos para su reconocimiento. Pero, se sabe que se desarrolló durante los tres o cuatro últimos siglos, pasando por diversas etapas, hasta llegar a la Geoquímica contemporánea de nuestro siglo. Al parecer, fue el sabio Mijail Lomonosov (1711 - 1765) quien proporcionara las primeras ideas geoquímicas claras. No obstante, fue el químico suizo Cristian Frederic Schoenbein (1799 - 1868) el primero en introducir el término "geoquímica" a la literatura científica en 1838.

En cuanto a la Geoquímica Orgánica, ésta aparece hace no más de medio siglo adquiriendo un rol cada vez más preponderante en la exploración del petróleo, debido a la rapidez y la confiabilidad de sus resultados; así como, al bajo costo de operación en comparación a otras técnicas de exploración. Algunos indican, que fue Hunt, el primero en introducir, de manera sistemática, los conceptos químicos en la Geología del Petróleo.

La Geoquímica Orgánica proporciona una evaluación anticipada de las posibilidades de encontrar hidrocarburos en el subsuelo, a partir de la Determinación de la **Cantidad, Calidad y Madurez Térmica** de materia orgánica presente en la roca, considerados como parámetros imprescindibles en la evaluación del Potencial Generador de una unidad estratigráfica. También, proporciona invalorable aportes para el conocimiento del origen, tiempo de expulsión y migración del petróleo y del gas de la roca generadora y su posterior acumulación en las rocas reservorio, utilizando para ello, diversas técnicas o grupos de técnicas, cada vez más precisas y depuradas que van desde la Extracción del bitumen de la roca, hasta la delicada Espectrometría de Masas, para el estudio de biomarcadores.

Las técnicas geoquímicas que se utilizaron secuencialmente en el estudio de muestras de roca y de petróleo son la Determinación de Carbono Orgánico (TOC), Evaluación de Roca por Pirólisis (Rock Eval), Extracción Soxhlet, Desasfaltado, Cromatografía Líquida Columnar y finalmente la Cromatografía de Gases, las mismas que son técnicas mutuamente complementarias en la evaluación del potencial generador de las rocas.

El estudio de las características geoquímicas y los resultados de los distintos análisis permitieron confirmar el área más favorable para la prospección y considerar como potencialmente generadora de hidrocarburos a la Formación Chonta de la Cuenca Marañón, ubicada en una de las regiones petrolíferas más productivas y más prospectables a la vez, del Llano Amazónico del nororiente peruano.

**ESTUDIO GEOQUIMICO
DE LA FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON
MEDIANTE CROMATOGRAFIA DE GASES**

CAPITULO 1

ASPECTOS GENERALES

1.1 UBICACION Y EXTENSION DEL AREA DE ESTUDIO

El área motivo de estudio es la denominada Cuenca Marañón, la cual es una gran depresión estructural ubicada en el nororiente peruano. Sus límites lo conforman el Arco de Iquitos al Este, el borde de la Cordillera Oriental al Oeste. Por el Norte se extiende hacia el Ecuador, posiblemente, hasta el Arco de Cononaco, y por el Sur hasta el Arco de Contaya, abarcando una superficie aproximada de un cuarto de millón de kilómetros cuadrados que se extiende sobre la gran Llanura Amazónica.

Geográficamente, la Cuenca Marañón se encuentra ubicada en la Región del Amazonas (Departamento de Loreto), entre los:

73°00' y 78°00' Longitud Oeste

01°00' y 07°00' Latitud Sur.

La Cuenca Marañón está constituida por una secuencia de rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el Paleozoico Inferior hasta el Cuaternario reciente, alcanzando un promedio de hasta 12000 metros de potencia. A continuación, se muestra el mapa de ubicación del área de estudio. (Figura N° 1.1).

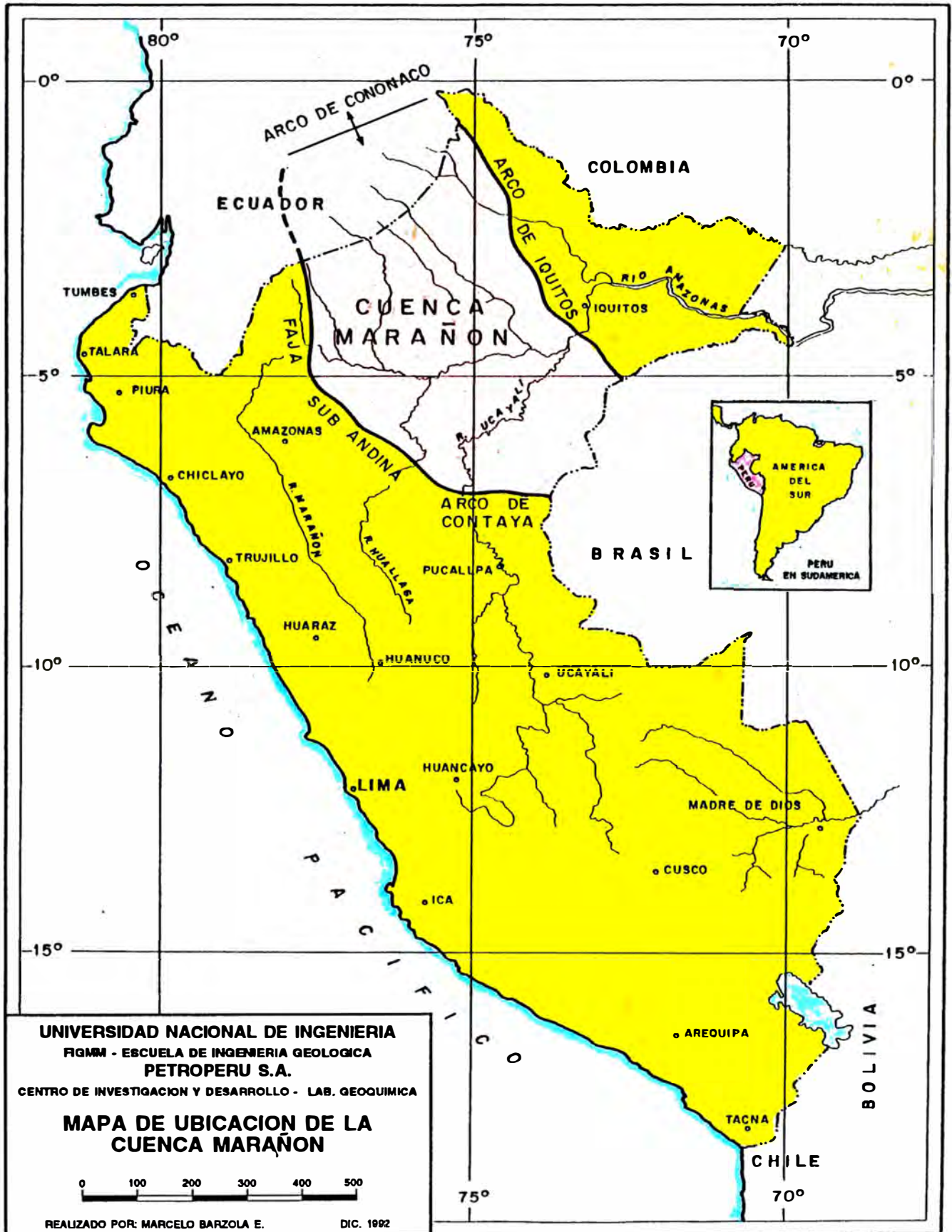


Figura N° 1.1

1.2 OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

- Encontrar los posibles elementos de correlación entre los extractos de rocas generadoras (bitumen) y los petróleos encontrados en los reservorios, utilizando la Cromatografía de Gases como técnica de análisis geoquímico.
- Contribuir al conocimiento de las características geoquímicas de la Formación Chonta de la Cuenca Marañón.
- El resultado del estudio sirva como elementos de juicio para orientar futuros trabajos de exploración por hidrocarburos.
- Tratar que la presente sea un aporte al desarrollo del naciente campo de la Geoquímica del Petróleo en nuestro medio, y al mismo tiempo, una contribución académica a los graduandos de Ingeniería Geológica y especialidades afines.
- Finalmente, por los objetivos antes mencionados, el presente estudio sea motivo de Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo en la Universidad Nacional de Ingeniería.

1.3 ESTUDIOS ANTERIORES

La paciente revisión de información bibliográfica ha permitido encontrar estudios geológicos muy importantes; pero, no ha sido posible encontrar estudios geoquímicos específicos de la Formación Chonta de la Cuenca Marañón, mediante Cromatografía de Gases. Sólo existen diversos trabajos e Informes Técnicos que incluyen resultados de distintos análisis geoquímicos, algunos de los cuales incluyendo resultados analíticos de Cromatografía de Gases. Algunos de los trabajos importantes que incluyen dichos resultados son los siguientes:

“Evaluación del Potencial Petrolífero - Cuenca Marañón”, por Cooperación Técnica Peruano - Alemana, (1980). Este trabajo hace un estimado de las reservas potenciales de petróleo aplicando un modelo geológico-geoquímico, basado en el potencial generador de la roca de las diferentes secuencias sedimentarias. En cuanto a geoquímica, propiamente dicho, incluye estudios químico - isotópicas, mayormente de petróleos; aunque el resultado de su aplicación se limitó a una clasificación y distribución de las familias isotópicas del petróleo en la Cuenca Marañón.

El **“Oriente en el Perú”,** por RRI (U.S), INC. (1981). Este trabajo contiene resultados geoquímicos, entre ellos incluyen cromatogramas de hidrocarburos saturados, de las distintas Formaciones de los pozos exploratorios. Presenta además mapas generalizados de madurez térmica mediante valores de reflectancia de vitrinita.

Existen también diversos trabajos e Informes Técnicos realizados por el Laboratorio de Geoquímica y el Dpto. de Geología que contienen datos dispersos e importantes resultados analíticos, de muestras de las distintas unidades estratigráficas de la Cuenca Marañón, obtenidas por diferentes técnicas geoquímicas.

1.4 METODOLOGIA DE TRABAJO

Elegida el área de estudio se procedió a la elección de los pozos cuidando en tener una distribución regular de éstos en toda la Cuenca y tratando además que dichos pozos cuenten con muestras de roca, y de ser posible, con muestras de petróleo para poder realizar los análisis geoquímicos.

La primera fase del trabajo consistió en consultar los archivos de los pozos, que se encuentran en el Archivo Central del Departamento de Geología, con el objeto de informarse de la litología. Así mismo, se solicitó al banco de datos información adicional y complementaria, como coordenada de los pozos, estratigrafía, pruebas de formación, etc.

La fase inmediata fue la obtención de muestras de rocas, para los análisis. La cantidad de muestra requerida para los análisis se consideró en 100 gramos, preferentemente, lutitas oscuras. Para los análisis, se han obtenido un total de 40 muestras, de los cuales 31 corresponden a núcleos convencionales y las nueve restantes a muestras de canaleta.

La fase siguiente consistió en una delicada y cuidadosa preparación de muestras para garantizar la fidelidad de los resultados de análisis que se obtengan. Luego, se realizó el primer análisis geoquímico –La Determinación del Contenido de Carbono Orgánico Total– que permitió seleccionar las muestras aptas para los análisis de: Evaluación por Pirólisis y de Extracción Soxhlet. Así mismo, éste último permitió seleccionar las muestras aptas para los análisis por Cromatografía Líquida Columnar y por Cromatografía de Gases.

La última fase del trabajo consistió en el procesamiento de los resultados analíticos y la interpretación de la información compilada, para proceder a la redacción del trabajo.

Con fines ilustrativos, se presenta un Diagrama de Flujo que indica la metodología seguida hasta la culminación del presente trabajo.

METODOLOGIA DE TRABAJO

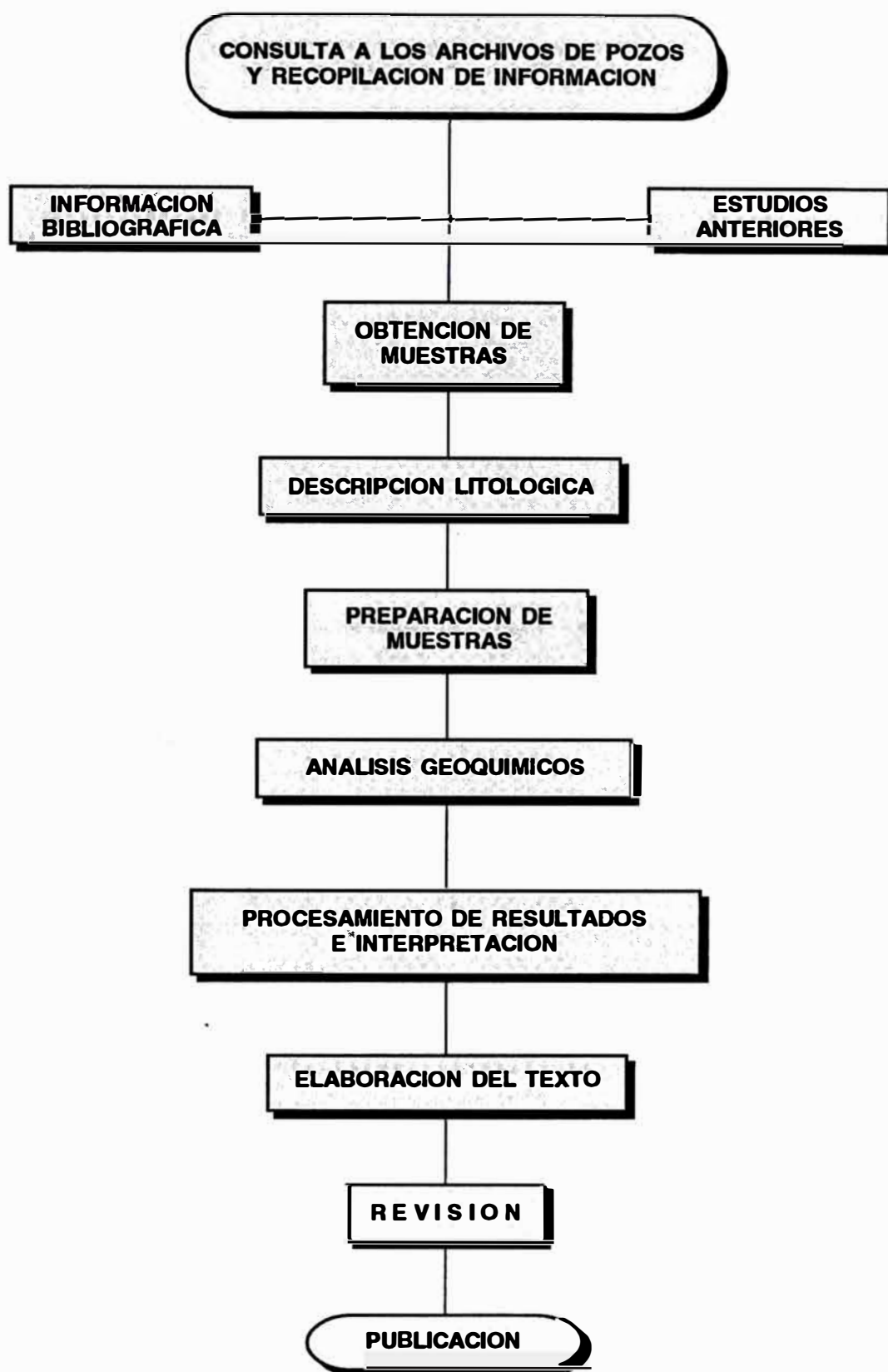


Figura N° 1.2

CAPITULO 2

CONTEXTO GEOLOGICO DEL AREA DE ESTUDIO

Con la finalidad de obtener mayores elementos de juicio para una adecuada y correcta interpretación de los resultados a los que se pueda llegar, se hace necesario enmarcar el presente estudio geoquímico dentro de su contexto geológico, desarrollando para ello un marco geológico de la Estratigrafía y la Geología Histórica del área de estudio.

Esta parte del trabajo fue elaborada en base a los informes de pozos y los estudios actualizados de la estratigrafía de la zona.

2.1 ESTRATIGRAFIA

La Cuenca Marañón contiene una potente secuencia de rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el Paleozoico Inferior hasta el Cuaternario reciente. Toda la secuencia reposa sobre el basamento Precámbrico compuesta de rocas ígneas y metamórficas. La columna estratigráfica generalizada de toda la secuencia se muestra en la Figura N° 2.1.

En el subsuelo, de acuerdo a su posición estratigráfica, se han identificado a diferentes Grupos y Formaciones, las cuales se describirán de acuerdo a sus edades, empezando por la secuencia más antigua.

2.1.1 PRE CAMBRICO

Conformado por rocas ígneas y metamórficas del basamento cristalino. Afloran en el escudo Guyano - Brasílero y en la Cordillera Oriental que forman el núcleo del denominado Geanticlinal del Marañón.

Fue identificado en los pozos Bartra 3X, Tangarana 4X, Zapote 3X, y algunos otros. Son más someras en el lado oriental y se profundizan gradualmente hacia el Oeste, alcanzando alrededor de 12000 metros de profundidad.

2.1.2 PALEOZOICO

Las rocas paleozoicas se encuentran plegadas y falladas, relleno de antiguas depresiones. Se han determinado mediante secciones sísmicas que existen considerables espesores de estas rocas con horizontes definidos, pero difíciles de correlacionar regionalmente. Así mismo, se notaron secciones truncadas que evidencian la existencia de discordancias [31]*.

Las unidades litológicas que corresponden al Paleozoico son: El Grupo Contaya, Formación San Gabán, y los Grupos Cabanillas, Ambo, Copacabana y Mitu.

GRUPO CONTAYA:

Es la unidad litológica más profunda del Paleozoico, de edad ordovícica y fue identificada en el pozo Marañón 110X. Inicialmente, esta unidad fue descrita por Newell (1943) en los cerros del mismo nombre, donde alcanza una potencia de hasta 300 metros.

Litológicamente, está constituido por argillitas negras fosilíferas (Graptolites), pizarras e intercalaciones de cuarcitas grises, depositadas en ambiente marino.

FORMACION SAN GABAN:

Esta secuencia sedimentaria, de edad siluriana, descansa discordantemente sobre el Grupo Contaya e infrayace discordantemente al Grupo Cabanillas. Su espesor varía entre 50 y 100 metros, aunque podría no estar distribuida regionalmente.

Litológicamente, está constituida por tillitas grises de origen glacial [37].

GRUPO CABANILLAS:

Este Grupo correspondiente al Devónico, fue inicialmente descrito por Newell (1945) y ha sido reconocido en los pozos exploratorios: Nahuapa 24X, Marañón 110X, y otros. El contacto superior con el Grupo Ambo es al parecer discordante.

Litológicamente, está constituido por lutitas grises, marrones y negras; fisibles, micáceas y carbonosas, intercaladas con areniscas de color gris verdoso a gris claro, de grano fino a grueso, y en menor cantidad se tienen limolitas gris oscura.

La presencia de trilobites, conularios y braquiópodos sugieren que este Grupo es de un ambiente marino.

* Los números que se encuentran entre corchetes indican el número de la relación bibliográfica en la que se hace alusión..

GRUPO AMBO:

Esta unidad litológica es considerada de edad Carbonífero Inferior, reposa discordantemente sobre el Grupo Cabanillas; mientras que el contacto superior con el Grupo Tarma es gradacional, probablemente discordante en algunas áreas.

Su composición litológica, es predominantemente lutitas grises, intercaladas con areniscas gris verdoso, de ambiente marino. Algunos autores estiman que la parte superior de este Grupo es continental.

GRUPO TARMA - COPACABANA:

Fue descrito por Cabrera La Rosa (1936) y Newell (1945) corresponde al Permo-Carbonífero, probablemente al Pensilvaniano [31]. Fue identificado en los pozos Yarina 3X, Marañón 110X y Palmera 4X.

Su litología consiste predominantemente de calizas con intercalaciones de limolitas y areniscas, mayormente, de tonalidades grises, y con espesores que varían entre los 400 y 1000 metros.

Cabe mencionar que por los estudios palinológicos del pozo Nahuapa, realizados por Aliaga y Muller (1980) consideran que las unidades descritas como Permo-carboníferas, pertenecerían al Devónico Inferior [24].

GRUPO MITU:

Descrito inicialmente por Mc Laughlin (1924), corresponde al Pérmico Superior. Fue identificado en los pozos Belen 4X, Bolognesi 62X y Yanayacu 27X. El contacto inferior con el Grupo Copacabana y el superior con el Grupo Pucará son discordantes.

Litológicamente, está constituido por areniscas, conglomerados y limolitas rojas; además contiene rocas volcánicas tipo riolitas y riodacitas.

Las características litológicas de esta secuencia indican ambientes de deposición típicamente continentales.

2.1.3 MESOZOICO

En la secuencia mesozoica se han reconocido unidades litológicas del Triásico, Jurásico y Cretáceo. Tienen amplia distribución, alcanzando una potencia aproximada de 4500 metros.

En el Mesozoico se consideran dos sistemas: Triásico - Jurásico y Cretáceo. En el primero, se consideran al Grupo Pucará y la Formación Sarayaquillo. En el segundo, el Grupo Oriente, constituido por las Formaciones Cushabatay, Raya y Agua Caliente; y las Formaciones Chonta, Vivian, Cachiyacu y Huchpayacu.

2.1.3.1 SISTEMA TRIASICO JURASICO

Las secuencias sedimentarias depositadas en el Triásico - Jurásico afloran en la Faja Subandina y en el borde meridional de la Cuenca. En el subsuelo del llano amazónico se han identificado rocas que por su semejanza litológica y su posición estratigráfica se correlacionan con dichos afloramientos.

GRUPO PUCARA:

Se denomina con este nombre al conjunto de rocas carbonatadas del Triásico-Jurásico. La litología de este Grupo consiste fundamentalmente de calizas grises fosilíferas, con intercalaciones de areniscas y limolitas, depositadas en ambiente marino.

La parte superior del Grupo puede cambiar de facies pasando lateralmente a los depósitos salobres continentales de la parte inferior de la Formación Sarayaquillo (Megard, 1973).

Se desconoce la potencia de esta unidad, pero de acuerdo a interpretaciones sísmicas (Laurent, 1978) se estima que podría alcanzar hasta 2000 metros en la parte occidental.

Este Grupo, descansa discordantemente sobre rocas paleozoicas; mientras que el contacto superior con la Formación Sarayaquillo es gradacional.

FORMACION SARAYAQUILLO:

A esta unidad, por correlación y posición estratigráfica se asigna al Jurásico Superior; aunque la edad no ha sido bien determinada debido a la ausencia de fósiles [24]. Aflora en los núcleos y flancos de numerosos anticlinales de los cerros Campanquiz, Cahuapanas, Cushabatay, en los montes del Shira y en el Alto Urubamba (Pardo A., 1973).

Litológicamente, está constituida por areniscas rojas y marrones, de grano fino a grueso, angular a subredondeadas, conglomerádicas. Con intercalaciones de limolitas y lodolitas rojas; así como, horizontes de conglomerados rojizos, depositados en ambiente continental.

2.1.3.2 SISTEMA CRETACEO

GRUPO ORIENTE (Fm. Cushabatay - Fm. Raya - Fm. Agua Caliente)

FORMACION CUSHABATAY:

Es la unidad más inferior reconocida en el sistema Cretáceo de la Faja Subandina y Llano Amazónico. La localidad tipo se presenta en el río del mismo nombre, formando potentes paquetes de areniscas con estratificación cruzada.

Consiste de areniscas cuarzosas blanca y gris, de grano fino a grueso, angular a subredondeado, conglomerádica, intercalada con arena cuarzosa de grano grueso a muy grueso y en menor cantidad limolitas grises carbonosas.

La ausencia de fósiles marinos y la presencia de detritus gruesos y carbonosos indican que el ambiente deposicional de esta formación es mayormente continental a transicional.

FORMACION RAYA:

Inicialmente definida por Kummel (1948) como Miembro Raya, en los Cerros de Contamana. Posteriormente a esta unidad se le elevó a la categoría de Formación.

Cabe mencionar que en muchos trabajos se denominó Formación Raya sólo a la facies areno - lutácea del lado oriental de la cuenca y Formación Esperanza a la facies lutácea que se presenta en el lado occidental.

El contacto inferior de la Formación Raya y Cushabatay es normal y gradacional; y el contacto superior con la Formación Agua Caliente es probablemente discordante.

Está constituida por lutitas de color negro a gris oscuro, glauconíticas, intercaladas con capas delgadas de areniscas cuarzosas de grano fino y de calizas grises; limolitas grises carbonosas y micáceas, depositadas en un ambiente marino.

FORMACION AGUA CALIENTE:

De acuerdo a estudios palinológicos y a su posición estratigráfica se le atribuye edad Cenomaniana. En el área comprendida entre los pozos Cuinico y Zapote alcanza alrededor de 300 metros, y se adelgaza hacia el Norte encontrándose en el pozo Tangarana sólo 50 metros de esta formación.

Litológicamente, está constituida por areniscas grises de grano fino a grueso, en menor proporción limolita gris y marrón; arcillita blanca y lutitas gris oscura, micáceas y carbonosas. A la Formación Agua Caliente se le considera de ambiente Fluvio - deltaico o transicional.

FORMACION CHONTA:

Esta secuencia sedimentaria, motivo del presente trabajo, debe su nombre a la isla Chonta del río Pachitea, donde Morán y Fyfe (1933), describieron una secuencia de calizas, margas y lutitas de aproximadamente 400 metros de potencia. Está constituida por tres miembros conocidos como Cetico, Lupuna y Pona.

El **Miembro Cetico**, es la unidad inferior de litología predominantemente arenosa, con intercalaciones de lutitas y calizas. Esta unidad ha probado producción de petróleo en los pozos Corrientes, Capirona, Pavayacu, Chambira Este, y otros.

El **Miembro Lupuna**, es la unidad intermedia constituida fundamentalmente por lutitas oscuras, con intercalaciones de areniscas y presencia de calizas en su base.

El **Miembro Pona**, es la unidad superior constituida fundamentalmente por una secuencia de areniscas con matriz arcillosa e intercalaciones de lutitas; y en la parte central de la Cuenca, por areniscas interestratificadas con lutitas y limolitas.

El contacto con la Formación Agua Caliente es gradacional, relativamente bien definido en gran parte de la Cuenca; a excepción del lado sur oriental, donde el contacto no es muy claro debido a la similitud litológica con la Formación Agua Caliente. En cambio, el contacto superior con la Formación Vivian es abrupto y probablemente discordante en algunas áreas. Su espesor aumenta regionalmente de Este a Oeste, variando entre 200 y 1000 metros.

Tiene abundante contenido fosilífero de facies marinas: radialarios, foraminíferos, ostrácodos, gasterópodos, lamelibranquios y amonites, indicativos del Cretáceo en sus diferentes pisos, (Pardo, 1973). Por estudios de Facies, se le considera de ambiente marino en la parte occidental y deltaico en la parte oriental de la Cuenca.

FORMACION VIVIAN :

Esta unidad litológica tiene su área tipo en la quebrada del mismo nombre, en los cerros Contamana. En base a la ocurrencia de una especie polen denominada *Proteacidites tienabaensis*, a esta Formación se le considera de edad Campaniano, (Aliaga, E., 1980).

Litológicamente, está constituida por areniscas cuarzosas blanquecinas a gris clara, de grano grueso, conglomerádicas, de estratificación cruzada y delgados lechos de lutitas negras carbonosas con restos de plantas (Pardo, A., 1973). En las secciones de los ríos Cushabatay y Huallaga consiste de arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, subangular a redondeado, regularmente clasificado, con delgadas intercalaciones de lutitas gris oscuras a pardas y de limolitas grises, (Aliaga, E., 1980).

De acuerdo a sus características litológicas se estima que esta Formación es de ambiente Fluvial.

FORMACION CACHIYACU :

Esta secuencia, no tiene la distribución geográfica de las demás Formaciones Cretáceas. Debido a la presencia de Gabonsporites en la parte superior de la Formación Cachiyacu se considera de edad Maestrichtiano (Muller, 1980), coincidiendo con A. Pardo, 1973.

Está constituida por lutitas grises, ocasionalmente negras, intercaladas con areniscas cuarzosas de color blanco a crema; arcillitas, margas y limolitas raramente piríticas o glauconíticas.

El contacto inferior con la Formación Vivian es normal y gradacional, y el superior es transicional a las unidades basales de las capas rojas de la Formación Huchpayacu.

Según E. Aliaga (1980), la parte inferior de la Formación Cachiyacu se depositó en un ambiente de agua salobre a profundidades menores de 10 pies, mientras que la parte superior, cerca del contacto con la Formación Huchpayacu, presenta horizontes con abundantes carofitas, indicadores de agua dulce.

FORMACION HUHPAYACU:

En la Cuenca Marañón, al igual que en las demás cuencas subandinas, la sedimentación de los materiales procedentes de la erosión de los primeros relieves andinos se inicia con los depósitos de la Formación Huchpayacu. Según Aliaga y Muller (1980), en base a la ocurrencia de esporas del tipo Gabonsporites vigouroxii en la sección del Pongo de Tiraco, y por su posición estratigráfica se le asigna edad Maestrichtiano Inferior.

Litológicamente está constituida de lodolitas y arcillitas de color rojo púrpura, con limolitas calcáreas y partes lutáceas de color gris. Según Aliaga, en la sección del Pongo de Manseriche, la Formación Huchpayacu está constituida por lodolitas de color rojo ladrillo.

Las capas basales de esta Formación contienen abundantes restos de algas carofitas indicativas del Cretáceo tardío, indicándonos además que esta unidad se depositó en un ambiente de agua dulce.

2.1.4 CENOZOICO

En la Cuenca, sobreyaciendo a rocas cretácicas se tienen las del Terciario y el Cuaternario. Están distribuidas regionalmente, variando entre 1800 y 5000 metros, y aumentando su potencia de Este a Oeste.

Corresponden al Terciario las Formaciones: Yahuarango, Pozo, Chambira y Pebas. En cambio corresponden al Cuaternario las Formaciones Marañón y Corrientes..

2.1.4.1 SISTEMA TERCIARIO

FORMACION YAHUARANGO

Constituida por una secuencia de capas rojas cuyos contactos, superior e inferior, están bien definidos en toda la Cuenca. Su contacto superior con la Formación Pozo es discordante y erosional.

Litológicamente, está constituida por lodolitas abigarradas con predominancia de color rojo y púrpura; intercaladas con limolitas y areniscas, conteniendo abundantes anhidritas nodulares.

La presencia de anhidritas y carofitas; así como a la ausencia de fauna marina, y los colores púrpuras de sus sedimentos indican que esta secuencia se depositó en un medio continental de tipo lacustrino a fluvial con alto grado de oxidación.

FORMACION POZO

Definida por Williams (1949) como una secuencia de lutitas intercaladas con calizas que se presentan en el área del río Santiago. Aflora a lo largo de la Faja Subandina y está ampliamente distribuida a través de toda la Cuenca.

Esta unidad está constituida por areniscas blancas de grano fino a grueso en parte conglomerádica y ocasionalmente tufácea en la base, y por lutitas gris verdosas, marrones, carbonosas, limolíticas; hacia el tope.

Al igual que las otras formaciones su espesor tiene una tendencia a engrosar de Este a Oeste variando de 70 hasta 200 metros.

Debido a la presencia de foraminíferos, moluscos, ostracodos; así como por su contenido de glauconita se considera esta Formación de origen marino somero.

FORMACION CHAMBIRA

Esta formación estudiada inicialmente por Kummel (1948) tiene su localidad tipo en el río Cushabatay. Debido a su posición estratigráfica, que sobreyace a la Formación Pozo, se le considera de edad miocénica.

Litológicamente, está constituida por lodolitas abigarradas, mayormente rojas, con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino con presencia de anhidritas. Asimismo, en la parte media e inferior se observa carbón, carofitas y ostracodos.

El espesor de esta Formación aumenta gradualmente hacia el lado occidental de la Cuenca, variando de 800 a 1600 metros, descansando concordantemente sobre la Formación

Pozo con un contacto bien definido, aunque el contacto superior, con la base de la Formación Pebas no está bien definido. La presencia de carofitas indican que la Formación Chambira se ha depositado en un ambiente continental.

FORMACION PEBAS

Esta unidad litológica, es una secuencia lutácea con abundantes restos fosilíferos (microgasterópodos); no obstante, su edad no ha sido determinado paleontológicamente; pero se estima de edad Mioceno - Plioceno.

Litológicamente, está constituida por lutitas grises y gris verdosas, arcillitas grises y marrones; areniscas blancas, limolitas, calizas y margas. Contiene también carbón, pirita, abundantes gasterópodos y fragmentos de fósiles.

Las características paleontológicas, indican que la Formación Pebas sedimentó en un ambiente lacustrino.

2.1.4.2 SISTEMA CUATERNARIO:

FORMACION MARAÑON

Esta unidad litológica, comprendida entre el tope de la Formación Pebas y la base de la Formación Corrientes, se encuentra ampliamente distribuida en toda la Cuenca. La edad atribuida a esta Formación es Pleistoceno - Plioceno.

Litológicamente, está constituida por limolitas y lodolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas cuarzosas, de granos finos, friable, con pequeños lentes de yeso. Según Guizado, J. (1986) está constituida por lodolitas y margas, con tonalidades grises, rojizas y amarillentas.

Se estima que los sedimentos arcillosos de esta unidad fueron depositados al Este de los Andes actuales por corrientes fluvio aluviales [17].

FORMACION CORRIENTES

Esta secuencia sedimentaria, está ampliamente distribuida en toda la Cuenca, aflorando en muchos lugares del Llano Amazónico. Se considera que esta Formación es de edad Pleistoceno, hasta el Cuaternario reciente.

Litológicamente, está constituida por areniscas blancas de grano fino hasta muy gruesas, a veces conglomerádicas, friables a delesnables, con intercalaciones de margas, lodolitas y limolitas pardas rojizas moteadas con verde grisáceo. Las características de sus sedimentos parecen indicar transportes de alta energía, en ambientes fundamentalmente fluvio aluviales.

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA
DE LA CUENCA MARAÑÓN
(NOR ORIENTE PERUANO)**

Realizado por: MARCELO BARZOLA E.

ERA	SISTEMA	FORMACION	COLUMNA	POTENCIA (m)	DESCRIPCION LITOLOGICA	AMBIENTE
CENOZOICO	CUATERNARIO	CORRIENTES		200 - 800	ARENISCAS BLANCAS, CONGLOMERADOS, LIMOLITAS Y LODOLITAS PARDAS	ALUVIAL CONTINENTAL
	TERCIARIO	MARAÑÓN		300 - 700	LODOLITAS Y LIMOLITAS ABIGARRADAS E INTERCALACIONES DE ARENISCAS GRISES	CONTINENTAL
		PEBAS		160 - 800	LUTITAS FOSILIFERAS GRIS VERDOSAS, LIMOLITAS, MARGAS Y CARBON	CONTINENTAL
		CHAMBIRA		800 - 1600	LODOLITAS Y LIMOLITAS ROJAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS	CONTINENTAL
		POZO		100 - 400	LUTITAS CARBONOSAS Y ARENISCAS	MARINO BOMERO
		YAHUARANGO		30 - 1200	LODOLITAS Y LIMOLITAS ROJO PURPURAS Y ARENISCAS CONTENIENDO ANHIDRITAS	CONTINENTAL
MESOZOICO	CRETACEO	HUCHPAYACU		450 - 700	LODOLITAS Y LIMOLITAS CALCAREAS, ROJO PURPURAS Y PARTES LUTACEAS	CONTINENTAL
		CACHIYACU		50 - 150	LUTITAS GRISES Y ARENISCAS BLANCAS	TRANSICIONAL
		VIVIAN		50 - 200	ARENISCAS BLANCAS CUARZOSAS	FLUVIAL
		CHONTA		200 - 1000	LUTITAS GRISES, ARENISCAS CUARZOSAS, LIMOLITAS Y CALIZAS OSCURAS	MARINO
		AGUA CALIENTE		50 - 300	ARENISCAS, LIMOLITAS Y LUTITAS	TRANSICIONAL
		RAYA		50 - 300	LUTITAS OSCURAS, ARENISCAS Y LIMOLITAS	MARINO SALOBRE
		CUSHABATAY		500 - 700	ARENISCAS BLANCAS CUARZOSAS Y LIMOLITAS	TRANSICIONAL
	JURASICO	SARAYAQUILLO		200 - 2000	ARENISCAS ROJO LADRILLO, CONGLOMERADICA E INTERCALACIONES DE LIMOLITAS	CONTINENTAL
	TRIASICO	GP. PUCARA		500 - 2000	CALIZAS GRISES OSCURAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS	MARINO
	PALEOZOICO	PERMIANO	GP. MITU		50 - 150	ARENISCAS, CONGL. MARRONES Y VOLC.
GP. COPACABANA - TARMA				400 - 1000	CALIZAS GRISES FOSILIFERAS CON LIMOLITAS Y ARENISCAS	MARINO
CARBONIFERO		GP. AMBO		150 - 400	ARENISCAS Y LUTITAS GRIS VERDOSAS	MARINO
DEVONIANO		GP. CABANILLAS		200 - 1000	LUTITAS OSCURAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS GRIS VERDOSAS	MARINO
SILURIANO		SAN GABAN		50 - 100	TILLITAS Y ARENISCAS GRISES	GLACIAL ?
ORDOVICIANO		GP. CONTAYA		150 - 200	ARGILLITAS Y PIZARRAS NEGRAS CON INTERCALACION DE CUARCITAS GRISES	MARINO
PRE CAMBRICO		BASAMENTO CRISTALINO			ROCA CRISTALINAS Y METAMORFICAS	

Figura N° 2.1

2.3 GEOLOGIA HISTORICA

Los eventos geológicos suscitados en la evolución de la Cuenca Marañón, hasta llegar a tomar su actual configuración, ubicaremos en el tiempo y el espacio mediante Eras, Sistemas, o Edades, dependiendo de la duración de la misma.

La denominada Cuenca Marañón, es el resultado de una serie de eventos geológicos suscitados en el borde occidental del escudo Guyano - Brasileiro. Se desarrolló sobre una cuenca pericratónica en la que se depositó toda la secuencia de rocas sedimentarias desde el Paleozoico hasta el Cuaternario reciente, que ya fueron descritas.

Debido a que la Cuenca yace en una zona de actividad tectónica, durante el Mioceno - Plioceno, al acentuarse el levantamiento de la Faja Subandina, se produce una fuerte subsidencia entre ésta y el escudo Guyano - Brasileiro, dando lugar a la actual configuración asimétrica de la Cuenca Marañón.

2.3.1 PALEOZOICO

Debido a la escasa información existente y al poco conocimiento de sus rasgos fisiográficos, poco se sabe de la Geología Histórica y de la Evolución Tectónica a la que estuvo sometida la Cuenca durante los inicios de su formación que se remonta posiblemente al período Cambriano-Ordoviciano.

La historia de deposición en el Ordoviciano se inicia sobre una cuenca pericratónica y sobre depresiones del macizo precámbrico. Los sedimentos depositados en ella bajo un ambiente transgresivo se conoce en la actualidad como Grupo Contaya, sobre las que yacen las tillitas glaciales (?) de la Formación San Gabán, resultado de la intensa erosión glacial a la que estuvo sometido el escudo Guyano - Brasileiro durante el Silúrico.

La ocurrencia de movimientos tectónicos de amplitud regional durante el Devónico Superior (Eohercínico) y el Pérmico Inferior a medio (Tardihercínico) produjeron el basculamiento de la Cuenca favoreciendo transgresiones marinas, que generaron condiciones para la depositación de los Grupos Cabanillas, Ambo, Tarma y Copacabana, durante el Devónico, Missisipiano, Pensilvaniano y Permiano respectivamente. La secuencia Paleozoica concluye, con la deposición del Grupo Mítu de ambiente mayormente continental.

Las secuencias sedimentarias paleozoicas están diferenciadas de las mesozoicas por una discordancia erosional, indicando claramente que la secuencia paleozoica estuvo sometida a una intensa erosión que originó una superficie de penillanura.

2.3.2 MESOZOICO

2.3.2.1 Triásico - Jurásico

Luego de los movimientos Tardihercínicos del Paleozoico superior que culmina con un largo período de erosión y peniplanización de los relieves paleozoicos que se

prolonga hasta el Triásico, se da inicio a un proceso de subsidencia regional. En el Triásico Superior, probablemente en el Noriano, paralelamente con el inicio de la formación del geanticlinal andino, se produce una gran transgresión marina en la dirección de Norte a Sur (Pardo, 1973), dando lugar a la depositación de una potente secuencia sedimentaria de calizas de varios cientos de metros, conocido como Grupo Pucará.

Terminado el proceso de subsidencia se da inicio a un proceso de arqueamiento y erosión en la zona de mayor depositación del Grupo Pucará (Cordillera Oriental), marcando el inicio del movimiento tectónico que dió lugar al Geanticlinal del Marañón.

A inicios del Jurásico medio, en la zona próxima al borde oriental del Geanticlinal del Marañón, hoy Faja Subandina y Cuenca Marañón, se inicia una brusca subsidencia dando lugar a la acumulación de sedimentos continentales, de hasta algunos miles de metros, resultado de la erosión del escudo Guyano - Brasileiro y de algunos relieves positivos del lado occidental. Dichos sedimentos terrígenos son lo que se conoce en la actualidad como Formación Sarayaquillo.

A fines del Jurásico e inicios del Cretáceo empezaron eventos orogénicos que afectaron en mayor grado a las rocas sedimentarias que hoy se encuentran en la cordillera oriental y en menor grado a las que se encuentran en la Faja Subandina y la Cuenca Marañón. Estos movimientos dieron lugar a que en la Cuenca Marañón se iniciara un intenso proceso de erosión y peniplanización, que afectó principalmente el borde oriental.

2.3.2.2 Cretáceo

A fines del Jurásico e inicios del Cretáceo, probablemente en el Neocomiano, se forma una cuenca de caracter miogeosinclinal, al quedar dividida esta región, por un elemento positivo denominado Geanticlinal del Marañón, en dos amplias depresiones (oriental y occidental) sobre la que se depositarán los sedimentos cretácicos.

A fines del Aptiano, comienza un lento proceso de subsidencia de la Cuenca Marañón originando en la Formación Cushabatay un cambio de facies de continentales a transicionales; mientras que los sedimentos de la Formación Raya serían de ambientes que varían desde el deltaico hasta el marino somero, debido al proceso de subsidencia que continuaba. A ello se debe la presencia de interdigitaciones de características marinas al lado occidental y predominantemente continental hacia el lado oriental.

A fines del Albiano, se da inicio a un ciclo regresivo en la región meridional y suroriental de la Cuenca, dando lugar a la acumulación de una secuencia clástica conocida como Formación Agua Caliente.

A fines del Cenomaniano Superior, se da origen a un nuevo ciclo transgresivo, alcanzando su máxima expansión durante el Coniaciano - Santoniano, tiempo durante el cual el mar cubría gran parte de la cuenca, dando lugar a la acumulación de una secuencia sedimentaria conocida actualmente como Formación Chonta. Durante este período se producía una mayor subsidencia en el lado occidental.

En el **Senoniano Inferior**, probablemente a fines del Coniaciano, se inicia un lento proceso orogénico y de levantamiento que duró hasta principios del Maestrichtiano, originando un cambio en el tipo de sedimentación debido a un ciclo regresivo de carácter regional. Este proceso generó la acumulación de una secuencia sedimentaria arenosa y otra lutácea conocidas como Formación Vivian y Cachiyacu, respectivamente. Aunque, en el límite superior de la Formación Cachiyacu se nota un carácter transicional de la sedimentación a las unidades basales de las capas rojas de la Formación Huchpayacu.

En el **Senoniano Superior**, continúa la depositación de sedimentos de ambientes continentales, debido al ciclo regresivo iniciado en el Senoniano Inferior. La sedimentación de fines del Cretáceo Superior son predominantemente de ambiente continental depositados por procesos aluviales y fluviales bajo un ambiente fuertemente oxidante. Durante este período se acumuló las secuencias sedimentarias conocidas como Formación Huchpayacu.

Así mismo, se produjeron movimientos tectónicos de basculamiento, produciendo la máxima subsidencia en el lado occidental, propiciando la acumulación de potentes paquetes de sedimentos; mientras que en el lado oriental y meridional se producía un levantamiento, dando lugar a una superficie de erosión.

2.3.3 CENOZOICO

2.3.3.1 Terciario

Durante este período, al igual que en el Cretáceo Tardío, continúa vigorosamente la actividad erosiva de los primeros relieves andinos. Paralelamente, durante el **Paleoceno Tardío - Eoceno Superior**, se acentúa regionalmente un proceso subsidente de la cuenca; al tiempo que en la cordillera oriental se produce un rápido levantamiento; generando la acumulación de sedimentos tipo molásicos, de hasta 5000 m de potencia, formado por clastos finos a gruesos de escasa selección textural indicando transportes torrenciales (abanicos aluviales) de alta energía. Estos sedimentos que se caracterizan por sus colores rojizos, púrpuras, marrones y abigarrados que indican ambientes de oxidación, son los que se conocen como la secuencia de capas rojas del Terciario.

En el **Oligoceno Medio**, en toda la región que hoy comprende la Cuenca Marañón, ocurrió una transgresión marina que originó la acumulación de una delgada secuencia sedimentaria (Formación Pozo). Luego de la relativa estabilidad, en relación a los movimientos ocurridos antes de la deposición de esta secuencia, se inicia un proceso de levantamiento de la Faja Subandina, generando una regresión progresiva del mar que favoreció la acumulación de sedimentos que varían de ambientes marinos someros a continentales como los de la Formación Chambira y Pevas, pasando posteriormente a depósitos netamente continentales como los de las Formaciones Marañón y Corrientes.

Entre el **Mioceno - Plioceno**, del Terciario Superior; y el **Pleistoceno** del Cuaternario, se desarrollaron los movimientos orogénicos más importantes que dieron origen a la actual configuración de la cordillera andina; así como, a la actual ubicación de la Faja Subandina y las depresiones asimétricas que se producen en el lado oriental de ésta, una de las cuales es la actual **Cuenca Marañón**.

CAPITULO 3

GEOQUIMICA ORGANICA

La Geoquímica, en general, trata del estudio de las leyes que gobiernan la distribución de los elementos y sus isótopos en la Tierra y en el Universo, determinando a partir de ello, los lugares de mayor o menor acumulación de éstos. En particular, la Geoquímica Orgánica trata del estudio de la materia orgánica como fuente de generación de hidrocarburos, determinando a partir de ello, la posibilidad de generación y el lugar de acumulación del petróleo. Este estudio conlleva, entre muchos otros, al estudio del carbono; por tal motivo trataré de proporcionar un marco general acerca del ciclo geoquímico del carbono, con el propósito de conocer la distribución y su comportamiento en la naturaleza, por ser éste un componente fundamental del petróleo, el cual, es a su vez el objetivo fundamental de la **Geoquímica Orgánica**. Pero previamente, a manera de introducción, trataré acerca de los antecedentes de la Geoquímica Orgánica.

3.0 ANTECEDENTES

La historia del petróleo es tan antigua, casi como la historia misma del hombre. Posiblemente, hace muchos milenios de años antes de nuestra era, en algún lugar del planeta el petróleo fue avistado bajo la forma de exudaciones o afloramientos, lo cual atrajo la atención de los hombres de entonces. Debido a sus características peculiares, el petróleo ha sido siempre mencionado en antiguos manuscritos de muchas regiones de la Tierra.

Las manifestaciones de petróleo y de gas en la superficie bajo las formas mencionadas, han sido siempre motivo de curiosidad de propios y extraños, que llegaban inclusive desde tierras lejanas, muchos de ellos impulsados por la creencia de sus prodigiosas propiedades curativas.

Los antiguos babilonios y bisantinos utilizaban el petróleo como combustible; algunas civilizaciones para untarse antes de tomar la senda de la guerra; otras como materiales de construcción e iluminación, etc. Pero, lo cierto es que, desde tiempos pretéritos el petróleo formó parte de la vida religiosa y económica de algunas regiones; pero, recién a partir de la segunda mitad del siglo pasado que el petróleo adquiere su verdadero potencial económico, cuando se descubren grandes yacimientos subterráneos.

Ya en el siglo XVIII el petróleo se utilizaba para iluminar calles y viviendas. En el siglo XIX, cuando se inventaron los motores de combustión interna, el petróleo se convirtió en fuente de combustible para los diferentes tipos de transportes y posteriormente como fuente de energía.

En la actualidad nuestra civilización depende del petróleo más que de cualquier otro producto, tomado aisladamente, razón por la cual el petróleo es muchas veces objeto hasta de conflictos internacionales. En el presente siglo, el petróleo desplaza al carbón de la primacía que tenía en la generación de energía y pasa a ser la principal fuente de energía en la mayoría de los países del mundo. Los combustibles y los subproductos obtenidos del petróleo se utilizan en los distintos motores de transporte e incluso en el campo de la medicina y la agricultura.

El transcurso del tiempo y la intensa explotación del petróleo hizo entender que es necesario una utilización más económica y racional por que las reservas del petróleo son no renovables, y más aún, cada vez más difícil de hallar yacimientos productivos. Por tal motivo, para encontrar dichos yacimientos se requiere también de estudios cada vez más minuciosos y por supuesto de técnicas más sofisticadas.

La exploración del petróleo requiere de la conjunción sistemática de la información que puede proporcionar la Geología Estructural, Estratigrafía, Paleontología, Sedimentología, Petrografía, Geofísica, etc. Pero, en la medida que cada vez se hace más difícil encontrar yacimientos de petróleo y de gas, se hizo también necesario contar con la participación de ciencias afines como la Física, Química, Matemáticas, Computación, Mecánica de Fluidos, etc.. Como resultado de ello y de la necesidad de contar con métodos analíticos aparece la **Geoquímica Orgánica** aplicada a la exploración de hidrocarburos.

La Geoquímica Orgánica aparece como ciencia hace no más de medio siglo; pero es recién en los dos o tres últimos lustros que adquiere una verdadera importancia debido a que se han producido grandes avances en la comprensión del origen, generación, maduración y migración del petróleo a partir de su roca generadora. Como resultado de estos nuevos conocimientos y gracias al avance de las técnicas analíticas al igual que del uso de la tecnología cada vez más sofisticada, y por supuesto de la incesante imaginación del hombre, la Geoquímica Orgánica ha alcanzado un importante desarrollo, desempeñando un rol cada vez más preponderante en la exploración por petróleo y gas. Espero no equivocarme, al decir que en la actualidad la Geoquímica es la herramienta más poderosa con que cuenta la Geología en la exploración estratégica de hidrocarburos; es decir, en la búsqueda de uno de los combustibles fósiles que celosamente almacena la Tierra en sus entrañas.

3.1 CICLO GEOQUIMICO DEL CARBONO

En el presente trabajo se denomina **materia orgánica** a toda sustancia derivada de la parte orgánica de los organismos; y al carbono que proviene solamente de dichas moléculas orgánicas se denomina **carbono orgánico**.

El **Carbono**, cuyo símbolo químico es **C**, se encuentra ubicado en el Grupo IV de la Tabla Periódica de los elementos químicos, sus valencias más estables son 2 y 4. Su número atómico es $Z = 6$, su peso atómico es 12,01115. Posee 6 electrones y por consiguiente su configuración electrónica en estado de mínima energía es $1s^2 2s^2 2p^2$. Sus principales propiedades físicas son: Punto de fusión $3727\text{ }^\circ\text{C}$, Punto de ebullición $4830\text{ }^\circ\text{C}$ y Densidad específica 2,26 g/cc. Posee dos isótopos, siendo ^{13}C el isótopo estable y ^{14}C el isótopo radiactivo de un periodo de vida media de 5570 años.

El carbono, mineralógicamente, se presenta en la naturaleza bajo dos formas alotrópicas conocidas, grafito y diamante. La tercera forma alotrópica del carbono, creada artificialmente, recibe el nombre de carbino. La otra gran parte del carbono que se encuentra en la Tierra está formando parte de dióxidos de carbono (CO_2), metano (CH_4) y carbonatos (CO_3).

El carbono, no sólo se encuentra presente en la Tierra, sino también en el cosmos, tal como lo evidencia los resultados de los análisis químico-mineralógicos de un número considerable de meteoros; así como, los estudios espectroscópicos de estrellas y galaxias lejanas. Desde el punto de vista cuantitativo, se estima que el carbono ocupa el sexto lugar en orden de abundancia en el cosmos, encontrándose presente con 130 átomos por cada millón de átomos o un equivalente en peso de 1030 partes por millón.

El carbono, forma parte de la estructura básica de los seres vivos desde el inicio de la vida en la Tierra. Los conocimientos actuales indican que el carbono, primigeniamente, se encontraba formando parte del metano (CH_4) y del dióxido de carbono (CO_2), que conjuntamente con el hidrógeno, amoníaco y vapor de agua formaban parte de la densa atmósfera que recubría la Tierra.

El proceso que condujo a la presencia de vida en la Tierra se inició en medios acuosos, tan pronto las condiciones lo permitieron, originándose así, en condiciones físico-químicas apropiadas, las primeras cadenas de aminoácidos y proto-proteínas que representan las piezas fundamentales de la célula viva.

Después de prolongados procesos naturales se llegó a la organización espontánea de las primeras células dotadas de capacidad autoreproductoras, siguiendo un ciclo evolutivo ininterrumpido.

Una gran parte del carbono de la naturaleza es ciclado a través de la biósfera por fijación fotosintética del carbono. Como se sabe, la **fotosíntesis** es el proceso de conversión de la energía luminosa en energía química realizada por las clorofilas de las plantas.

Básicamente, es la generación de la materia orgánica, en la forma de glucosa ($C_6H_{12}O_6$), y oxígeno libre a partir del dióxido de carbono y el agua; esto es:



Diversos estudiosos han realizado cálculos acerca de la cantidad de carbono existente en los diferentes tipos de roca y ambientes de la naturaleza, que se encuentran bajo la forma de CO_2 ; así como, acerca de la cantidad de carbono orgánico.

Por ejemplo, Goldschmidt, 1954; estima que la fotosíntesis de las plantas consumen alrededor de 6×10^{10} toneladas de CO_2 por año. Esta cantidad retorna casi completamente a la atmósfera debido a la respiración de los organismos y a la descomposición después de muertos.

La mayor producción de materia orgánica por unidad de tiempo la realiza el plancton. Diversos autores estiman en 10^{10} toneladas la producción de materia orgánica por año, Por ejemplo Steeman, 1957; hace un estimado total de $1,7 \times 10^{16}$ toneladas de carbono en todas las rocas sedimentarias, estando el 65% confinado en carbonatos (carbono inorgánico) y el 35% restante como compuestos reducidos de carbono (carbono orgánico), acumulados a través del tiempo geológico.

Wedepohl, 1963, sostiene que el contenido promedio de carbono orgánico de los sedimentos es 0,5%. Asimismo, Welte, 1970, estima que la cantidad de carbono orgánico de origen sedimentario es aproximadamente $6,4 \times 10^{15}$ toneladas.

Schidlowski, 1974, tiene una opinión distinta a las anteriores, afirmando que el 82% del carbono de la tierra está concentrado en las rocas sedimentarias, de los cuales el 18% es de origen orgánico.

Tissot, 1978, afirma que en los sedimentos se encuentran aproximadamente $5,0 \times 10^{15}$ toneladas de carbono de origen orgánico y que en las rocas metamórficas de origen sedimentario se encuentran aproximadamente $1,4 \times 10^{15}$ toneladas, principalmente grafito o meta antracitas libres.

Es bastante difícil estimar la cantidad promedio de carbono y CO_2 en las rocas magmáticas. Según Hoefs, 1965; el contenido promedio de CO_2 en las rocas ígneas varía entre 0,06 y 0,07%. [18]

El carbono en las rocas sedimentarias se presenta principalmente, como carbono inorgánico (en forma de carbonatos) y como carbono orgánico (en forma de kerógeno y combustibles fósiles). Se estima que el 1% de la materia orgánica muerta se deposita en los sedimentos, la cual por diagénesis térmica, en tiempos geológicos, se transforma en petróleo si las condiciones geológicas son las adecuadas.

Completamos este bosquejo del ciclo geoquímico del carbono haciendo notar la distribución y abundancia, del carbono y sus isótopos en la biósfera. Según Hunt, et al (1979), el orden de abundancia de los carbonos es ^{12}C , ^{13}C y ^{14}C , respectivamente. Al carbono ^{12}C le corresponde un porcentaje en peso de 98,89% , seguido del ^{13}C con 1,11% y finalmente el carbono ^{14}C con sólo $1,0 \times 10^{-11}\%$.

El carbono es el único elemento que en combinación con aproximadamente media docena de otros elementos, formaría al rededor de 4 millones de compuestos orgánicos; mientras que, todos los demás elementos se combinarían entre sí para formar no más de 100 mil compuestos inorgánicos.

A continuación se muestra el Ciclo Geoquímico del Carbono, (Figura N° 3.1) modificado a partir del Ciclo Geoquímico propuesto por Dowglas Waples, 1978, el mismo que servirá para ilustrar la distribución de este elemento en la naturaleza.

CICLO GEOQUIMICO DEL CARBONO

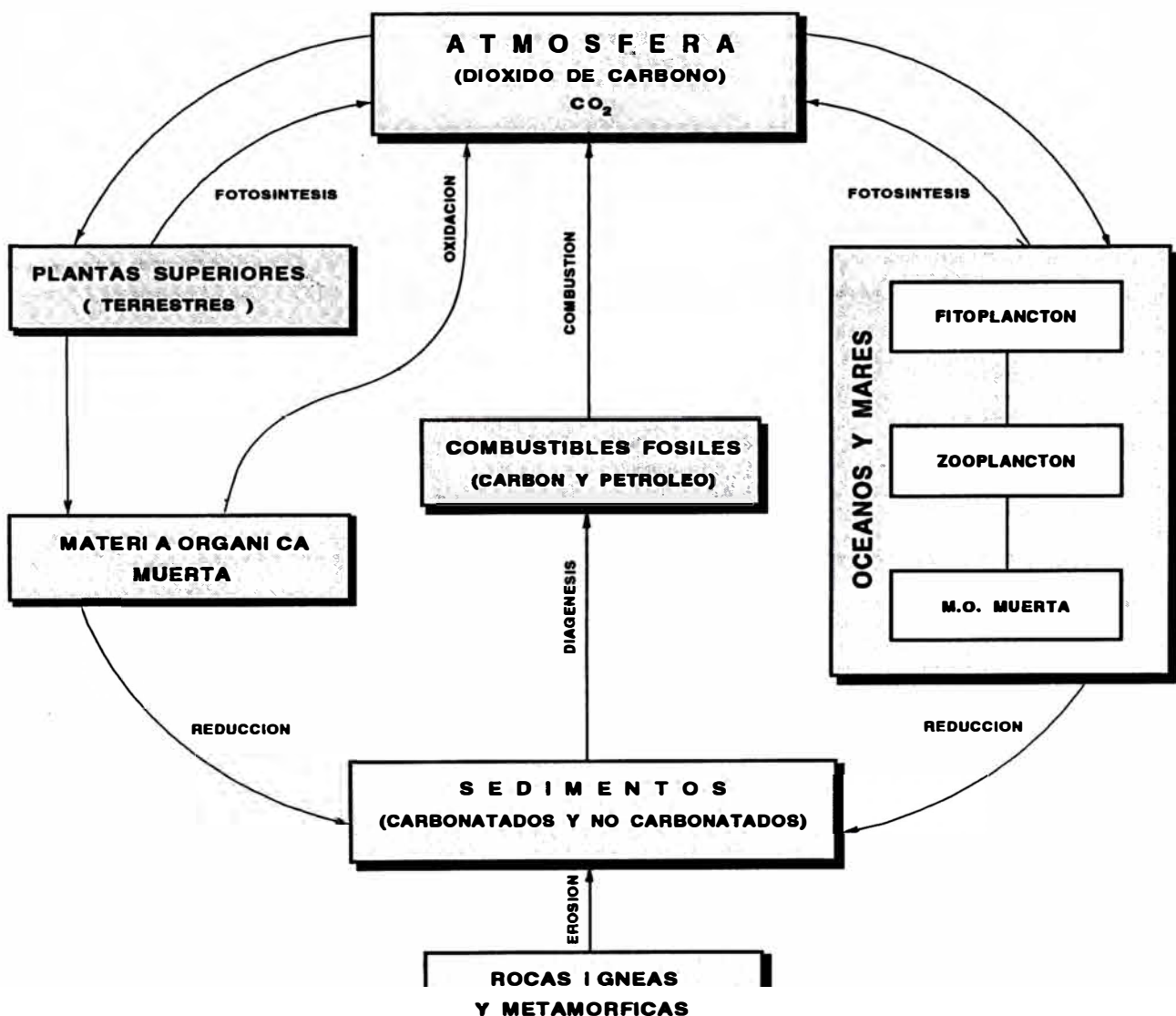


Figura N° 3.1

3.2 ORIGEN DEL PETROLEO

La finalidad de tratar acerca del origen del petróleo no es entrar a la discusión, que si el petróleo es de origen orgánico o inorgánico; ni mucho menos desarrollar alguna de ellas, ya que no es el objetivo del presente trabajo. El espíritu que anima al que escribe estas líneas es proporcionar un breve bosquejo acerca de la teoría orgánica moderna, que ha sido desarrollada por diversos estudiosos contemporáneos. Por cierto, el autor se circunscribe dentro de esta moderna concepción acerca de la génesis del petróleo.

El origen del petróleo es, indudablemente, uno de los más controvertidos temas que ha llamado la atención a estudiosos de diversas especialidades. Pero recién a partir de la primera mitad del siglo pasado, la discusión del tema se ha realizado con bases científicas.

Las diversas teorías formuladas hasta el momento, para explicar el origen del petróleo se dividen en dos grandes grupos, conocidas como teoría orgánica y teoría inorgánica. A través del tiempo, cada una de ellas han tenido grandes representantes; pero también muchas hipótesis formuladas por ambos lados fueron descartadas por carecer de argumentos científicos convincentes o por ser muy fantasiosas. Pero la información cada vez más abundante y el incesante conocimiento humano llevó a la consolidación de la moderna teoría orgánica del petróleo.

3.2.1 TEORIA ORGANICA MODERNA DEL ORIGEN DEL PETROLEO

El origen del petróleo no es un problema puramente cognositivo y académico, posee también un valor práctico; por que permite abordar con mayor objetividad la exploración geoquímica.

La variada literatura sobre el tema, indica que el petróleo es el resultado de prolongados y complicados procesos físico-químicos y biológicos; de transformación de la materia orgánica depositada con los sedimentos finos en condiciones geológicas adecuadas.

Los eventos posteriores son la migración y acumulación del petróleo en las rocas reservorio. En tal virtud, a la moderna teoría orgánica, algunos la han denominado orgánico migratorio- sedimentaria.

La teoría orgánica moderna se desarrolla en base al concepto de roca generadora, propuesta inicialmente por Welte (1965) y posteriormente muy bien desarrollada por Vassoevich, así como por G.W.M. Lijmbach y muchos otros, argumentando fundamentos tanto geológicos como geoquímicos.

Las principales evidencias que son consideradas como pruebas convincentes de esta teoría son las siguientes:

Fundamentación Geológica:

- La gran mayoría de los yacimientos petrolíferos se encuentran en rocas sedimentarias; salvo algunas excepciones de yacimientos que se han encontrado en rocas magmáticas cristalinas; pero asociadas a rocas sedimentarias.
- Existe una relación explícita y directa entre los procesos de generación de bitumen y la materia orgánica dispersa en los sedimentos; así como, la formación de petróleo y carbón
- Usualmente, en las rocas conocidas como generadoras (source rock) se encuentra petróleo diseminado; así como, materia orgánica dispersa.
- Se han encontrado petróleo en rocas de distintas edades, lo que indica que los procesos de formación de petróleo ocurrieron en diferentes épocas geológicas.

Fundamentación Geoquímica:

En los petróleos, se pueden encontrar compuestos de procedencia indiscutiblemente biogénicas, conocidos como biomarcadores. Por ejemplo, porfirinas e isoprenoides.

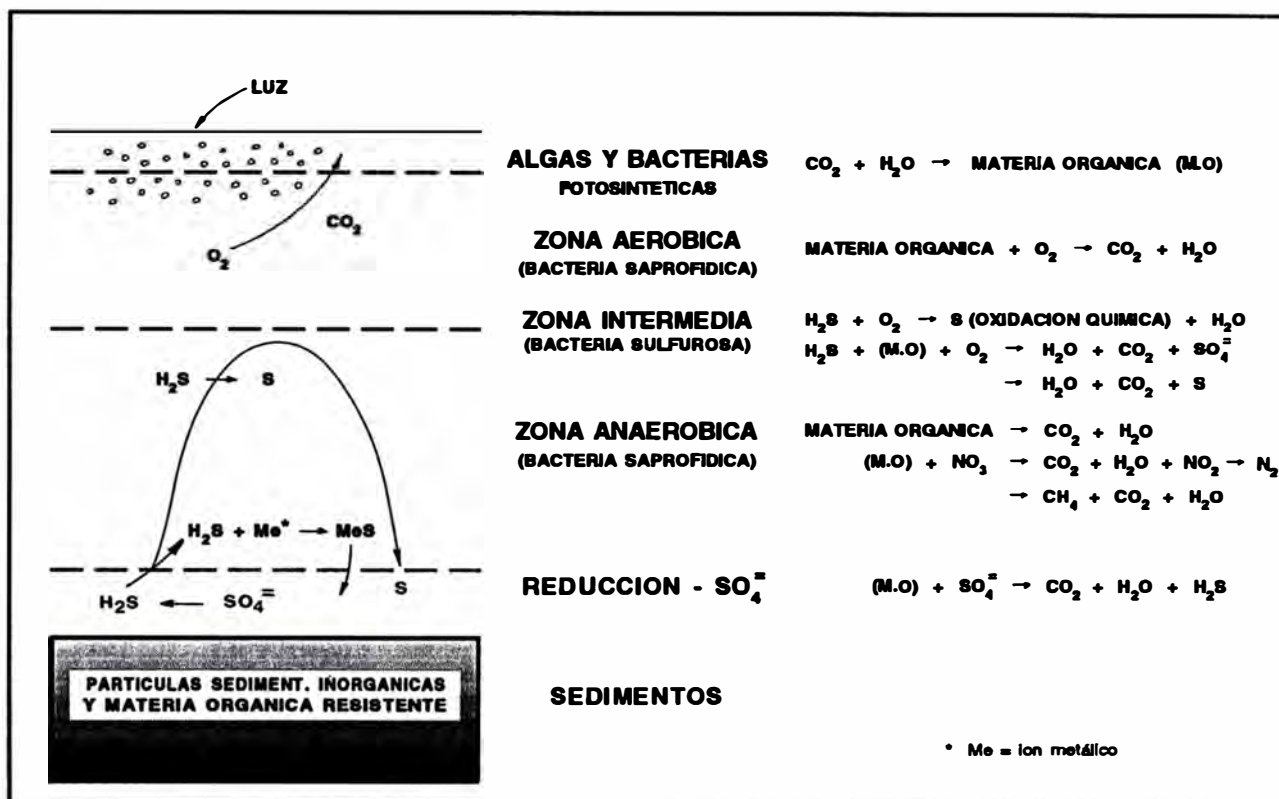
- Se han encontrado en los petróleos y en los bitúmenes compuestos ópticamente activos, que son generados sólo por la materia orgánica viva.
- Mediante análisis de Cromatografía de Gases y de Espectrometría de Masas, se han demostrado que algunos de los compuestos presentes en los petróleos y los extractos de roca poseen estructuras moleculares idénticas a las encontradas en la clorofila; por ejemplo esteranos, terpanos, triterpanos e isoprenoides.
- La razón isotópica de ^{12}C y ^{13}C en los petróleos es más próxima a los encontrados en la materia orgánica viva, que a los encontrados en la atmósfera o en carbonatos, evidenciando también un origen orgánico.

3.2.2 MATERIA ORGANICA ORIGINARIA

La fuente de generación de la materia orgánica, es la fotosíntesis; y la acumulación - reducción de dicha materia orgánica en los sedimentos depende del proceso bacterial a la que están sometidas. (Fig. N° 3.2)

La teoría orgánica moderna, acerca de la génesis del petróleo, indica que cualquier tipo de materia orgánica podría generar petróleo; pero, la fuente primigenia y mayoritaria de los hidrocarburos, la constituyen los restos de los microorganismos, ya sea planctónicos, bentónicos y posiblemente también los restos de las bacterias degradantes. Por supuesto, la descomposición de los organismos muertos es una etapa inevitable de su transformación en petróleo; pero, el grado de participación de los diferentes organismos, es también diferente.

PROCESOS QUIMICO BACTERIALES DE LA MATERIA ORGANICA DURANTE LA SEDIMENTACION



(FUENTE : ON THE ORIGIN OF PETROLEUM, POR G.W. LUMBACH)

Figura N° 3.2

Las algas rojas y pardas, por ejemplo, así como algunos microorganismos tienen prácticamente nula participación como fuente para el petróleo, en tanto éstos se descomponen fácilmente produciendo CO_2 y H_2O a la sola presencia del oxígeno.

El fitoplancton y en general las plantas acuáticas inferiores son prácticamente carentes de lignina, contrariamente a lo que sucede en las plantas superiores en la cual sí es característica. En condiciones anaeróbicas, la lignina se descompone sólo parcialmente dando lugar a la formación de ácidos húmicos, los cuales forman mezclas complejas con alcanos macromoleculares de estructura normal y con isoprenoides. Se considera que las plantas superiores originan hidrocarburos en el rango $C_{25} - C_{32}$.

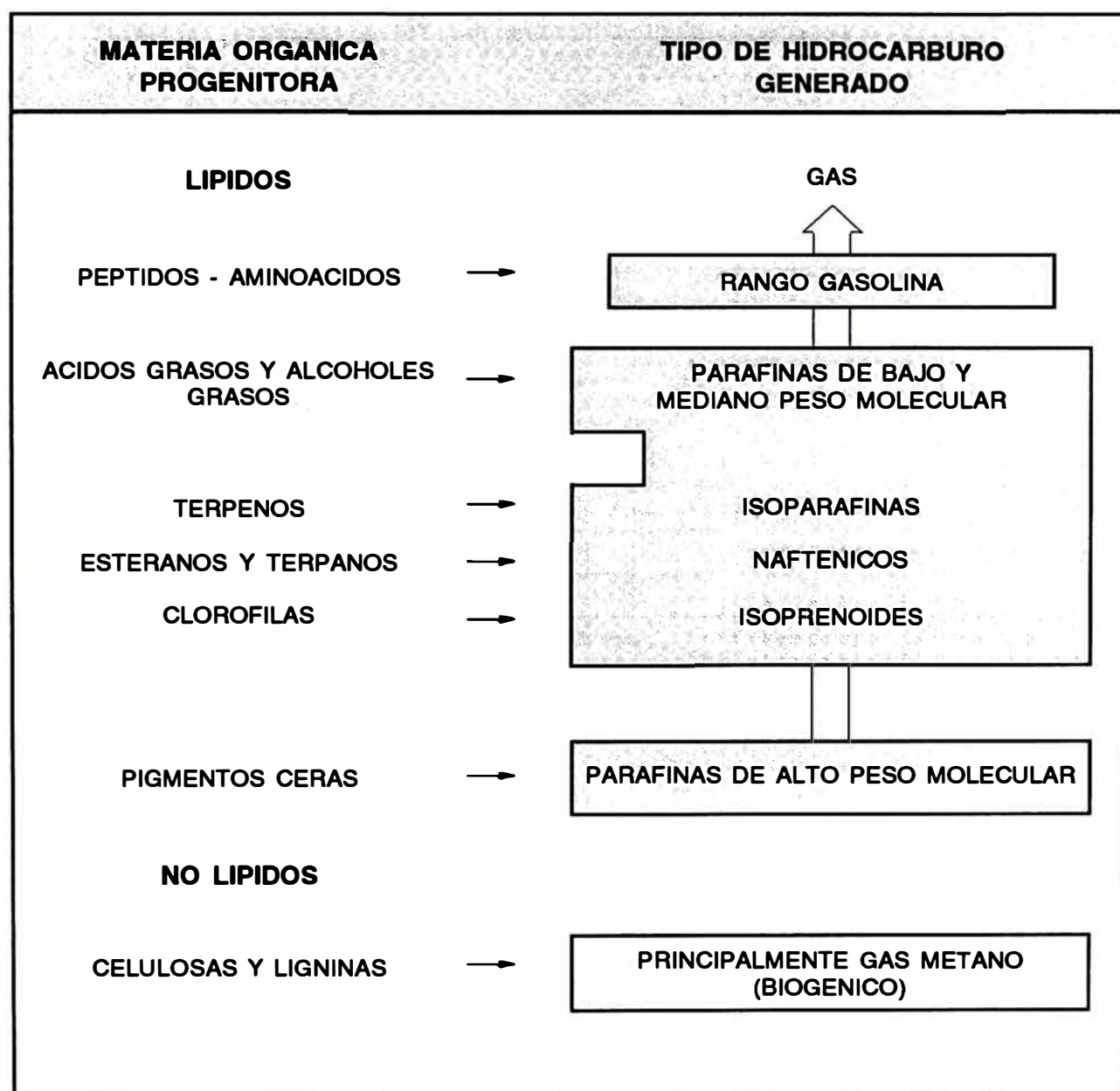
Los carbohidratos que forman parte de la materia orgánica, comienzan su transformación en el medio acuoso. En la capa superior del sedimento, en condiciones aeróbicas puede mineralizarse por completo, incluso la celulosa siendo la más estable de los polisacáridos; mientras que en condiciones anaeróbicas, cuando se desarrollan diferentes tipos de fermentación se producen CH_4 , H_2 , CO_2 y H_2O .

Las proteínas están consideradas también entre las fuentes del petróleo, de las cuales se derivan compuestos aromáticos que incluyen en sus moléculas átomos de N y S. Asimismo, la descarboxilación de los ácidos grasos ligeros genera hidrocarburos gaseosos.

Los lípidos son los componentes de la materia viva que por su composición y su estructura molecular resultan más próximos a algunos hidrocarburos del petróleo. Al parecer, los microorganismos que utilizan hidratos de carbono como alimento sintetizan otros componentes, entre ellos los lípidos (biolípidos), las cuales serían la fuente principal de los hidrocarburos del petróleo. (Fig. N° 3.3)

Las ceras, las resinas, y los complejos macromoleculares de las esporopoleninas a pesar de su amplia difusión en la naturaleza son sólo microcomponentes en relación a la masa de la materia viva; pero son bastantes resistentes a la degradación, por lo que se les considera fósiles orgánicos.

CALIDAD DE LA MATERIA ORGANICA



3.2.3 TIPOS DE KEROGENO

El kerógeno* se ha subdividido en cuatro grandes grupos: Tipo I (alginitas), Tipo II (exinitas), Tipo III (vitrinitas), Tipo IV (Inertinitas), los cuales han sido reconocidos por examen óptico y análisis físico-químicos. Se pueden caracterizar mediante el diagrama de Van Krevelen, el cual está en función de las razones atómicas H/C y O/C (Ver Fig. N° 3.4) . También se puede determinar, adaptando al diagrama los índices de hidrógeno (HI) y de oxígeno (OI), en reemplazo de las razones atómicas mencionadas.

DIAGRAMA DE VAN KREVELEN DE LA PROGRESION TERMAL DEL KEROGENO

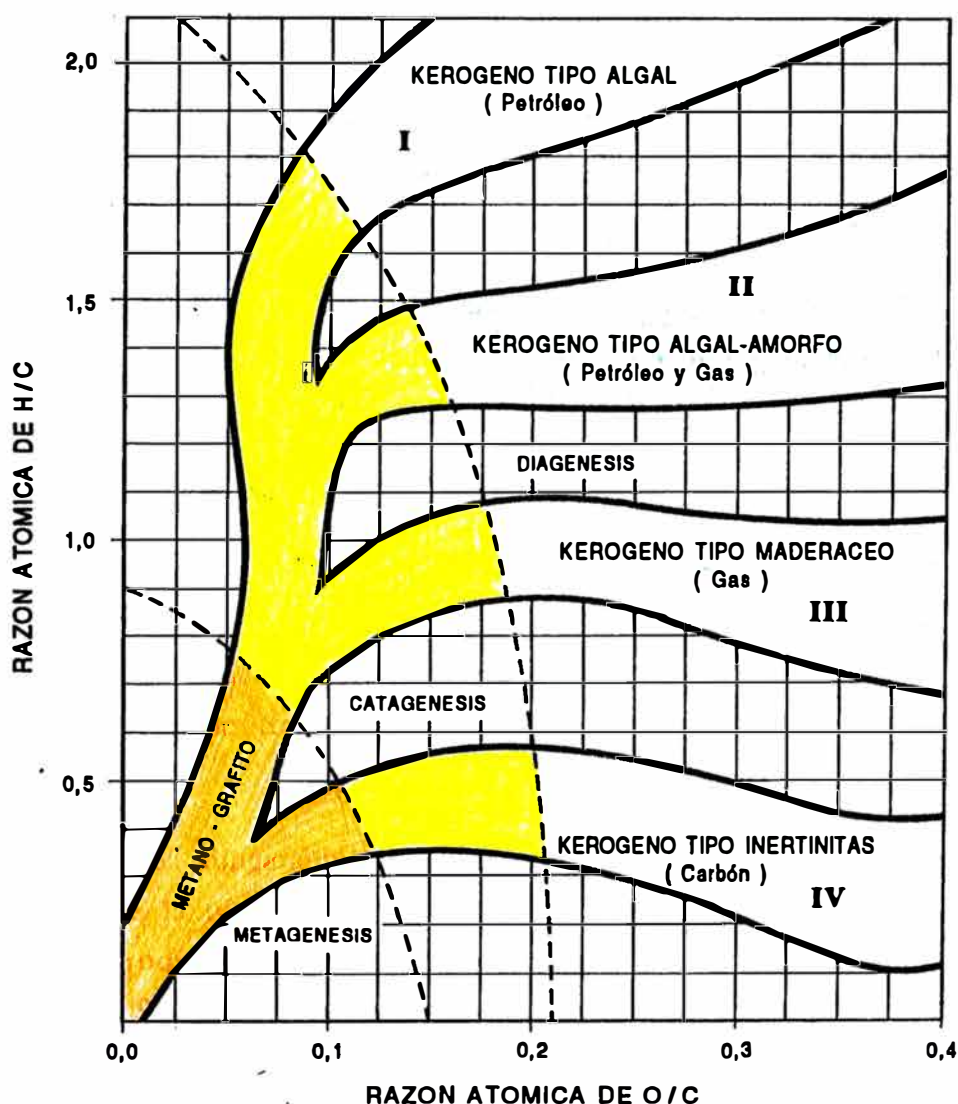


Figura N° 3.4

* El término kerógeno se utiliza para designar a la materia orgánica insoluble en solventes orgánicos, llámese diclorometano, cloroformo, metanol, etc.

Kerógeno Tipo I. Proviene principalmente de materia orgánica algal. Tienen un alto contenido de lípidos. La razón H/C es alta, por consiguiente tiene alto potencial generador de petróleo y gas. Contienen muchas cadenas alifáticas y muy pocas aromáticas.

Kerógeno Tipo II. Se derivan de materia orgánica tanto de origen marino o continental. Están constituidos por exinitas e incluyen polen, esporas y cutículas de vegetales superiores. La razón H/C es menor que la del tipo I, y la razón O/C es moderada, por lo que su potencial generador de petróleo y gas es también moderado. Contienen un mayor número de anillos aromáticos y nafténicos.

Kerógeno Tipo III. Son derivados de la materia orgánica de origen continental y de plantas superiores, compuesta básicamente por celulosa y lignina, siendo deficientes en hidrógeno. La razón H/C es baja, mientras que la razón O/C es alta; en consecuencia, su potencial generador de petróleo es muy bajo y favorable para la generación de gas. Contiene principalmente grupos funcionales poliaromáticos y oxigenados, y pocas cadenas alifáticas.

Kerógeno Tipo IV. Están constituidos fundamentalmente por inertinitas, que son restos de materia orgánica al estado de carbón, con muy poco contenido de hidrógeno.

3.2.4 ETAPAS DE TRANSFORMACION DE LA MATERIA ORGANICA

La materia orgánica después de depositada junto con los sedimentos finos en los fondos acuáticos, sufren marcadas transformaciones debido a efectos combinados de tiempo y temperatura, producido por el gradiente geotérmico debido al enterramiento. Las principales etapas de transformación reciben el nombre de diagénesis, catagénesis y metagénesis.

La etapa **diagénica** se caracteriza por una intensa actividad microbológica, acompañado de la descomposición del sustrato primario y la formación de la biomasa bacteriana, produciéndose en las partes menos estables CO_2 , H_2O y compuestos nitrogenados. Simultáneamente se producen procesos de policondensación y polimerización dando como resultado el kerógeno. (Ver Tabla N° 3.1)

La etapa diagénica de la materia orgánica y del sedimento en su conjunto concluye con el cese paulatino de los procesos bacteriales anaeróbicos, debido al soterramiento gradual de la materia orgánica en los sedimentos, a temperaturas no mayores de 50 °C.

La etapa **catagenética** se caracteriza por intensas transformaciones físico-químicas que sufre el kerógeno. Inicialmente, la estructura polímera del kerógeno experimenta cambios relativamente pequeños, produciéndose descarboxilación y deshidratación; así como, separación de grupos funcionales a costa de desprender CH_4 , NH_3 , H_2S , CO_2 y H_2O . Posteriormente, con el incremento de la temperatura comienza la enérgica transformación (craqueo) de los complejos orgánicos macromoleculares; generando por consiguiente las sustancias bituminosas móviles (primero petróleo líquido y en una fase final gas seco).

La temperatura a la que se realizan estos cambios oscila entre $50\text{ }^\circ\text{C}$ y $150\text{ }^\circ\text{C}$ (algunos autores estiman hasta $200\text{ }^\circ\text{C}$). Esta etapa de generación de petróleo, a costa de la transformación del kerógeno se conoce como “**Ventana de generación de petróleo**”. Probablemente, en forma simultánea a la generación de hidrocarburos comienza la desorción y migración del petróleo desde la roca generadora hacia las rocas reservorio.

La etapa **metagenética** de la materia orgánica se inicia tan pronto el kerógeno pierde la capacidad de generación de sustancias bituminosas, debido a la disminución de su contenido de hidrógeno; dando origen a la fase de formación de gas seco, mayormente metano (CH_4). Concluida dicha fase, los complejos orgánicos contienen alrededor de 90% de carbono, quedando de esta manera la materia orgánica dispersa bajo la forma de carbón,

TABLA N° III.1

**ETAPAS DE TRANSFORMACION DE LA MATERIA ORGANICA
Y GENERACION DE HIDROCARBUROS**

ETAPAS DE EVOLUCION	T (°C)	PRINCIPALES PROCESOS DE TRANSFORMACION DE LA MATERIA ORGANICA	R_o (%)	FASE DIAGENETICA	TIPOS DE HIDROCARBUROS GENERADOS
DIAGENESIS	50	Degradación bioquímica de biopolímeros	0,5	Inmadura	Metano biogénico
		Condensación-Polimerización			
CATAGENESIS	200	Kerógeno	2,0	Madura	Petróleo
		Degradación térmica y Liberación de hidrocarburos			
METAGENESIS	200	Aromatización creciente del residuo	2,0	Transición	Gas húmedo y Condensado
		Generación de metano como único hidrocarburo			
		Carbonización creciente del residuo		Senil	Metano y Pirobitumen (Carbón)

3.3 METODOLOGIA DE ANALISIS DE ROCAS Y PETROLEOS

El presente trabajo ha sido realizado en base al análisis de 40 muestras de roca y 6 muestras de petróleo de la **Formación Chonta**, correspondientes a 20 pozos de la Cuenca Marañón, y tomando adicionalmente alrededor de 300 resultados analíticos.

Como fase previa a los análisis se ha realizado la descripción litológica de las muestras de roca; y la cuidadosa preparación (ver sección 3.6) de todas ellas con el propósito de garantizar la confiabilidad de los resultados de análisis.

Se inició la Determinación del contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) de las muestras de roca. En base a estos resultados se seleccionaron 34 muestras con valores de TOC mayores de 0,70%, para ser sometidas a Extracción Soxhlet. Adicionalmente, como control de calidad, se realizó el análisis por Pirólisis de 15 residuos de extractos y 6 muestras de roca, cuyos valores de TOC, de la mayoría de ellas, fueron mayores de 1,0%.

De los 34 extractos de roca, se eligieron 31 muestras cuyos pesos netos eran mayores o iguales a 15 miligramos. Dichos extractos fueron analizados por Cromatografía Líquida, con la finalidad de obtener las fracciones de parafinas, aromáticos y heterocompuestos (NSO's); y tomar de ellas la fracción parafinas, para luego analizarlas por Cromatografía de Gases, y así obtener la distribución molecular de los alcanos

En cuanto a las muestras de petróleo, se realizó el "topping" con el propósito de liberar los hidrocarburos volátiles, luego se procedió al desesfaltado de las mismas, y concluido el proceso, se fraccionó por Cromatografía Líquida para finalmente analizar la fracción parafinas, por Cromatografía de Gases. (Ver ilustración en la figura N° 3.5)

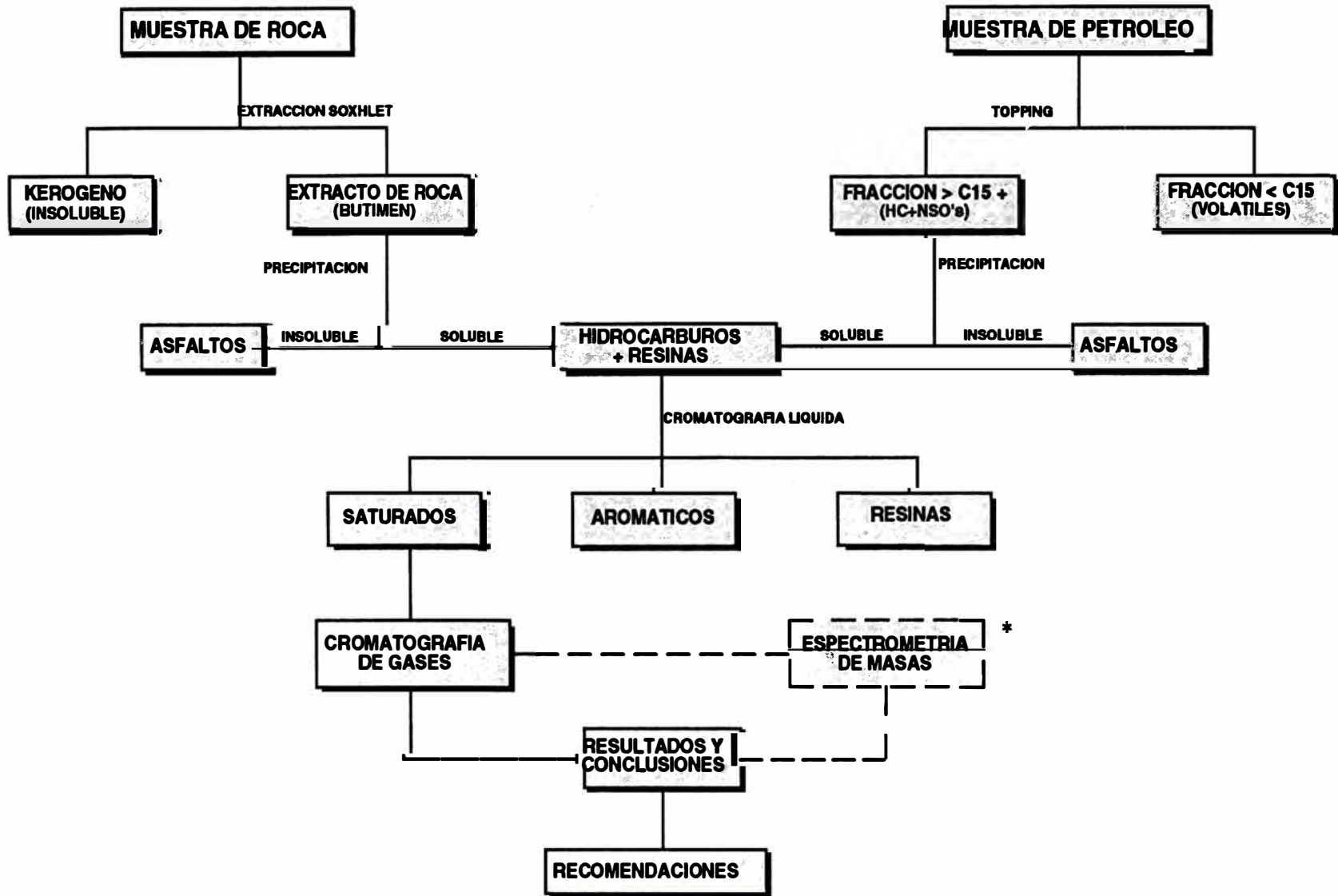
3.4 TIPOS DE MUESTRAS DE ROCA ANALIZADAS

Los análisis geoquímicos se pueden realizar con diferentes tipos de muestras, pudiendo ser muestras de campo, núcleos convencionales (cores), de canaleta, etc; En este estudio se utilizó muestras de núcleos convencionales y detritus de pozo (canaleta).

Núcleos convencionales o cores son secciones cilíndricas de roca que han sido cortadas y extraídas del pozo. La secuencia de preparación de este tipo de muestras es como sigue: muestreo previo, lavado, secado y pulverizado.

Muestras de **canaleta** son fragmentos de roca, producto de la perforación; llevadas en suspensión por la circulación del lodo. Los procesos de preparación de este tipo de muestras es como sigue: lavado, secado, tamizado, escogido o "picking" y pulverizado.

METODOLOGIA DE ANALISIS DE ROCAS Y PETROLEOS



* Técnica muy importante para el estudio de biomarcadores.

Figura N° 3.5

3.5 MUESTREO Y UBICACION DE MUESTRAS Y POZOS

El muestreo consistió en la toma, tanto de muestras de petróleo como muestras de roca, para su utilización en los análisis subsiguientes. En ambos casos pertenecientes a la Formación Chonta.

Las muestras de petróleo crudo, corresponden a Pruebas de Producción, y las muestras de roca pertenecen a núcleos convencionales y de canaleta, éstas últimas, tomadas debido a la ausencia de núcleos y con el propósito de cubrir un área más extensa.

El muestreo de rocas consistió en la toma de lutitas oscuras de aproximadamente 100 gramos cada una, correspondientes a 20 pozos de la Cuenca, obteniéndose de cada pozo un promedio de dos muestras de roca. De las 40 muestras obtenidas, 31 corresponden a muestras de núcleos convencionales y las 9 restantes a muestras de canaleta.

La relación de pozos y la profundidad respectiva a la que pertenecen las muestras de petróleo, se indican en la Tabla N° III.2, que a continuación se presenta:

TABLA N° III.2

**MUESTRAS DE PETROLEO UTILIZADOS EN LOS ANALISIS
(Formación Chonta - Cuenca Marañón)**

N°	NOMBRE DEL POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	TIPO DE MUESTRA
01	CAPIRONA 2X	9531' - 9583'	Petróleo Crudo
02	CORRIENTES 10X	9855' - 9857'	Petróleo Crudo
03	CHAMBIRA E. 123X	11722' - 11739'	Petróleo Crudo
04	JIBARO 1X (v)	9670' - 9675'	Petróleo Crudo
05	SAN JUAN 77XD	10335' - 10341'	Petróleo Crudo
06	VALENCIA 25X	10108' - 10112'	Petróleo Crudo

(v) Muestra de petróleo correspondiente a la Fm. Vivian

La profundidad y el pozo a la que pertenece cada una de las muestras de roca se indican en la Tabla N° III.3, y la ubicación, tanto de las muestras de roca como las de petróleo, se presentan en la Figura N° 3.6.

TABLA N° III.3

MUESTRAS DE ROCAS UTILIZADAS EN LOS ANALISIS
(Formación Chonta - Cuenca Maraón)

N°	NOMBRE DEL POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	TIPO DE MUESTRA
01	BELEN 4X	7644'	Núcleo Convencional
02	BELEN 4X	7650'	Núcleo Convencional
03	CAPAHUARI SUR 42-1X	12283'	Núcleo Convencional
04	CAPAHUARI SUR 42-1X	12760'	Núcleo Convencional
05	CAPAHUARI SUR 42-1X	12785'	Núcleo Convencional
06	CAPIRONA 68XC	9970'	Núcleo Convencional
07	CAPIRONA 68XC	10003'	Núcleo Convencional
08	CORRIENTES 10X	9849'	Núcleo Convencional
09	CORRIENTES 10X	9869'	Núcleo Convencional
10	CHAMBIRA E. 123X	11319-11450'	De canaleta
11	CHAMBIRA E. 123X	11581-11712'	De canaleta
12	CHAMBIRA E. 123X	11844-11909'	De canaleta
13	FORESTAL 51-2X	9834'	Núcleo Convencional
14	FORESTAL 51-2X	9872'	Núcleo Convencional
15	FORESTAL 51-2X	10012'	Núcleo Convencional
16	HUANGANA 102X (v)	9705'	Núcleo Convencional
17	JIBARO 1X	9780'	Núcleo Convencional
18	OTORONGO 103X	9744'	Núcleo Convencional
19	OTORONGO 103X	9750'	Núcleo Convencional
20	OTORONGO 103X	9774'	Núcleo Convencional
21	PALMERA 4X	8180 - 8640'	De canaleta
22	PAVAYACU 3X (v)	8810 - 8890'	De canaleta
23	PAVAYACU 3X	8890 - 8950'	De canaleta
24	SAN JUAN 77XCD	10430'	Núcleo Convencional
25	SHIVIYACU 4X	10140'	Núcleo Convencional
26	SHIVIYACU 4X	10155'	Núcleo Convencional
27	SUNGACHI 2X	14090-14200'	De canaleta
28	SUNGACHI 2X	14300-14400'	De canaleta
29	TANGARANA 1X	6648'	Núcleo Convencional
30	TANGARANA 1X	6698'	Núcleo Convencional
31	TUNCHEPLAYA 95X	10483'	Núcleo Convencional
32	TUNCHEPLAYA 95X	10504'	Núcleo Convencional
33	UNGUMAYO 1X	15044'	Núcleo Convencional
34	UNGUMAYO 1X	16042'	Núcleo Convencional
35	UNGUMAYO 1X	16416'	Núcleo Convencional
36	YANAYACU 27X	11240-11300'	De canaleta
37	YANAYACU 27X	11411'	Núcleo Convencional
38	YANAYACU 27X	11578'	Núcleo Convencional
39	YAÑEZ 14X	15450'	Núcleo Convencional
40	YAÑEZ 14X	15818'	Núcleo Convencional

(v) Muestras correspondientes a la Formación Vivian

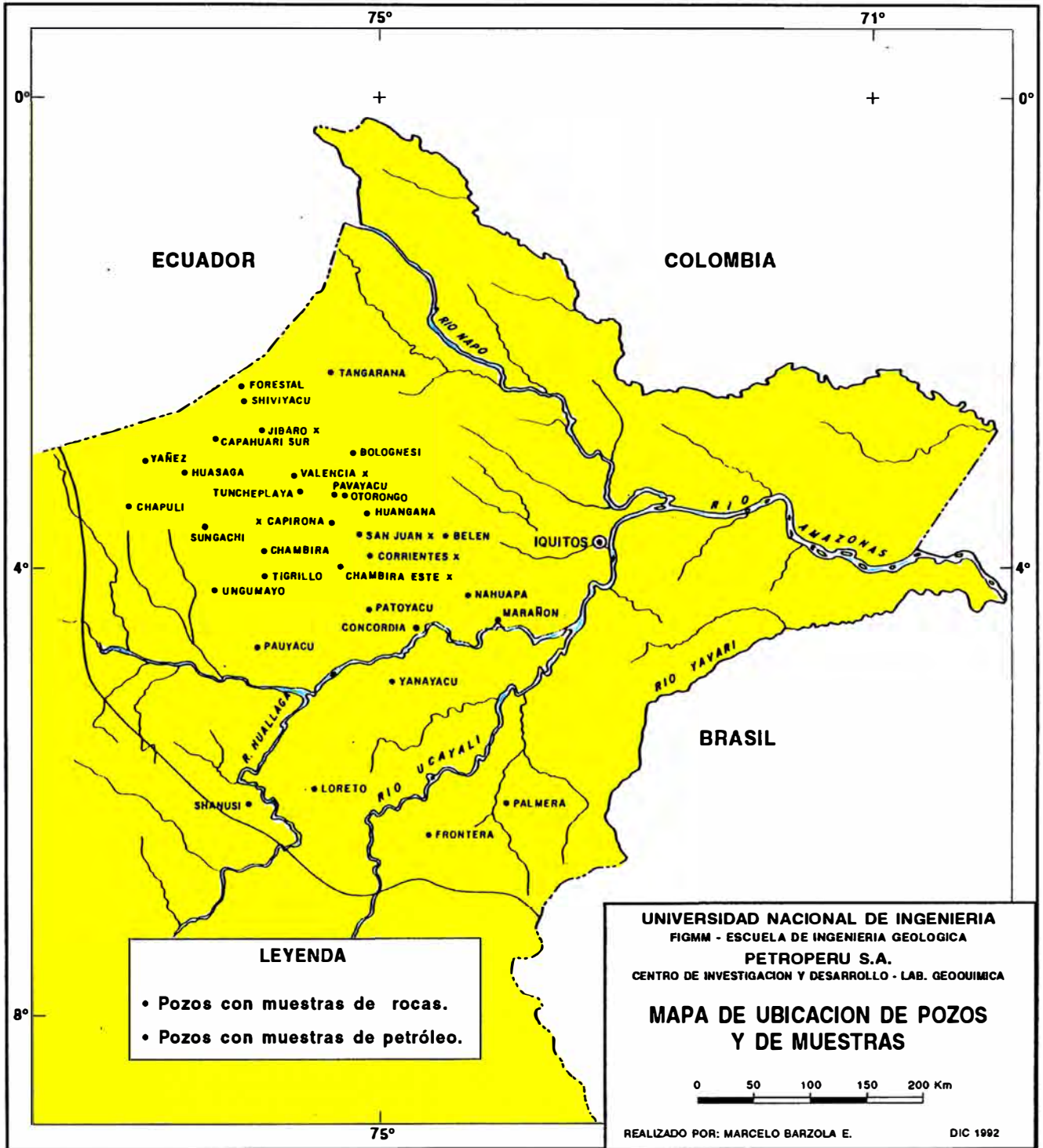
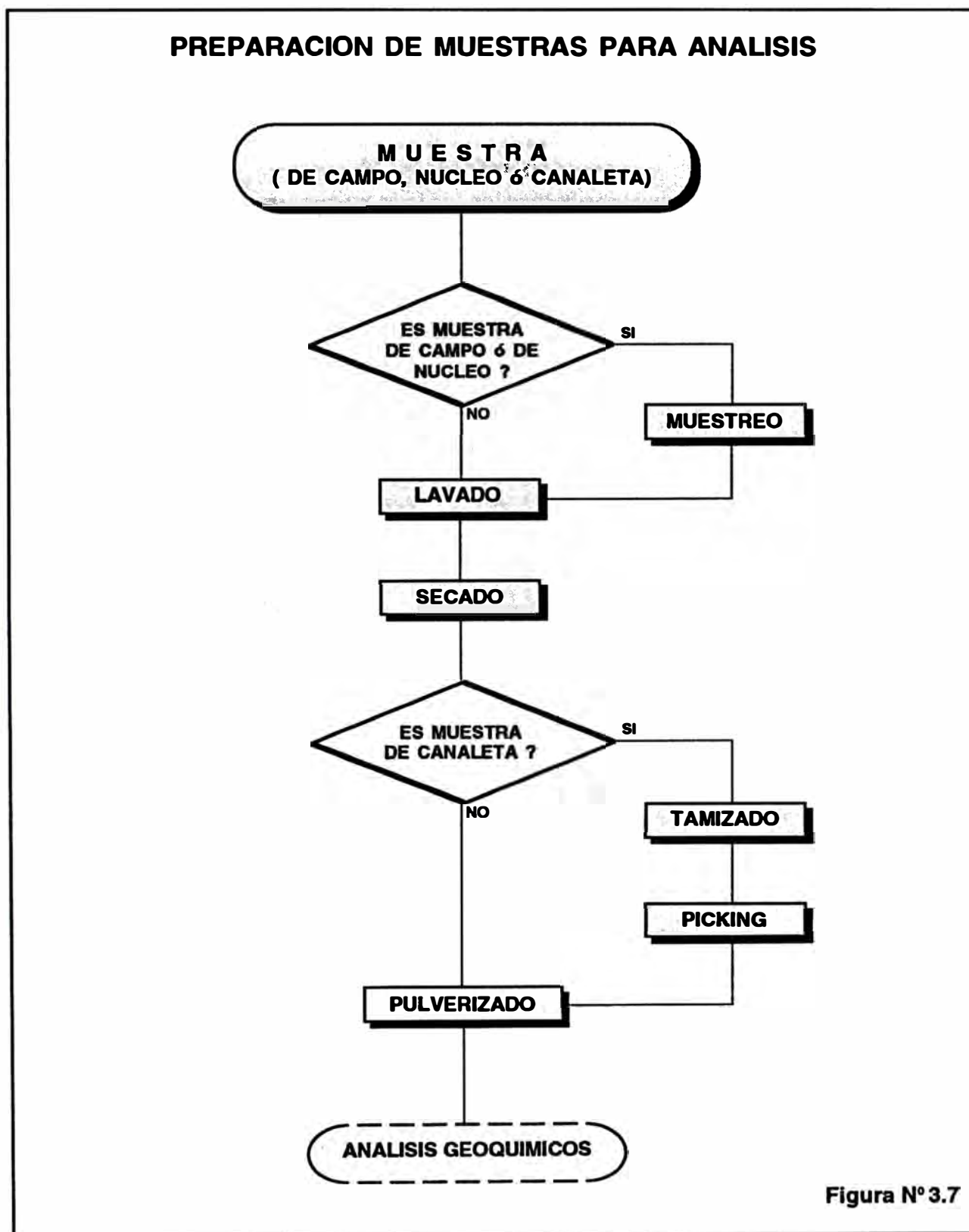


Figura N° 3.6

ABCD : Son los vértices del polígono considerado para la elaboración de los Mapas Isovalóricos e Isométricos

3.6 PREPARACION DE MUESTRAS PARA ANALISIS

Se realiza la descripción de la preparación de muestras de canaleta; puesto que, es la que más procesos tiene e incluye casi todos los procesos de preparación de las muestras de núcleos e inclusive las de campo. El diagrama que ilustra es el siguiente:



El **muestreo** es el proceso de selección y separación, de muestras representativas y de calidad adecuada: rocas frescas y no alteradas ni meteorizadas.

El **lavado** es el proceso al que se someten las muestras con la finalidad de liberarlas de residuos de lodos o cualquier elemento extraño que pueda alterar o distorsionar el resultado de los análisis.

El **secado** es el proceso que se realiza con la ayuda de una estufa para agilizar la evaporación del agua absorbida por la muestra durante el lavado; pero cuidando que la temperatura de la estufa no exceda los 60 °C para evitar que la muestra se quemé.

El **tamizado** consiste en seleccionar la muestra de acuerdo al tamaño de los fragmentos. Se realiza utilizando tamices de mallas números 14, 10 y 7 de 1,40, 2,00 y 2,80 mm de abertura respectivamente. Se separan para el “picking” sólo los fragmentos retenidos en las mallas números 14 y 10.

El **escogido** o “picking” consiste en separar sólo los fragmentos de roca representativas de un determinado nivel. Se realiza después de que se hizo una breve revisión de la litología, correlacionando con su registro eléctrico y litológico respectivo, con el propósito de elegir los horizontes adecuados.

El **pulverizado** es el proceso al que se someten las muestras obtenidas por el picking, con el fin de obtener partículas uniformes, susceptibles de ser impregnadas por el solvente. Se realiza con la ayuda de un pulverizador de discos excéntricos.

3.7 DETERMINACION DEL CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO TOTAL (TOC)

La determinación del contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) es el primer análisis que se realiza en los estudios geoquímicos, por que permite determinar el potencial generador de la roca (source rock) en función de la misma. Para que una roca tenga dicha posibilidad, es necesario que contenga una cantidad adecuada de carbono orgánico.

El porcentaje de carbono orgánico existente en una roca, está dado por la razón entre el peso de carbono orgánico y el peso de la muestra de roca antes de la combustión y acidificación, expresado en porcentaje. Su expresión matemática es:

$$\% \text{ C ORGANICO} = (\text{C} / \text{P}) \cdot 100$$

C = Peso del Carbono Orgánico presente en la roca.

P = Peso inicial de la roca antes de la combustión y acidificación.

3.7.1 INSTRUMENTO DE ANALISIS

La determinación del % de TOC se realizó con un **Determinador de Carbono** marca **LECO EC-12** (Figura N° 3.8). El equipo está constituido básicamente por un horno de inducción, un emisor y detector de rayos IR, un catalizador y un sistema de filtros para garantizar la pureza del gas que llegará al detector. En el horno de inducción la muestra se combustiona junto con Cu y Fe, en una atmósfera de oxígeno, a una temperatura aproximada de 1500 °C. Como resultado de dicha combustión se genera mayormente CO₂ y en menor proporción CO, el cual catalíticamente se convierte en CO₂. Debido a la propiedad del CO₂ de absorber rayos IR, el detector detectará sólo la cantidad de radiación IR que pasó a través del CO₂ y que no ha sido absorbido. A partir de ello, el instrumento procesará electrónicamente dicha señal y nos proporcionará en forma digital el % de carbono orgánico existente en la muestra.

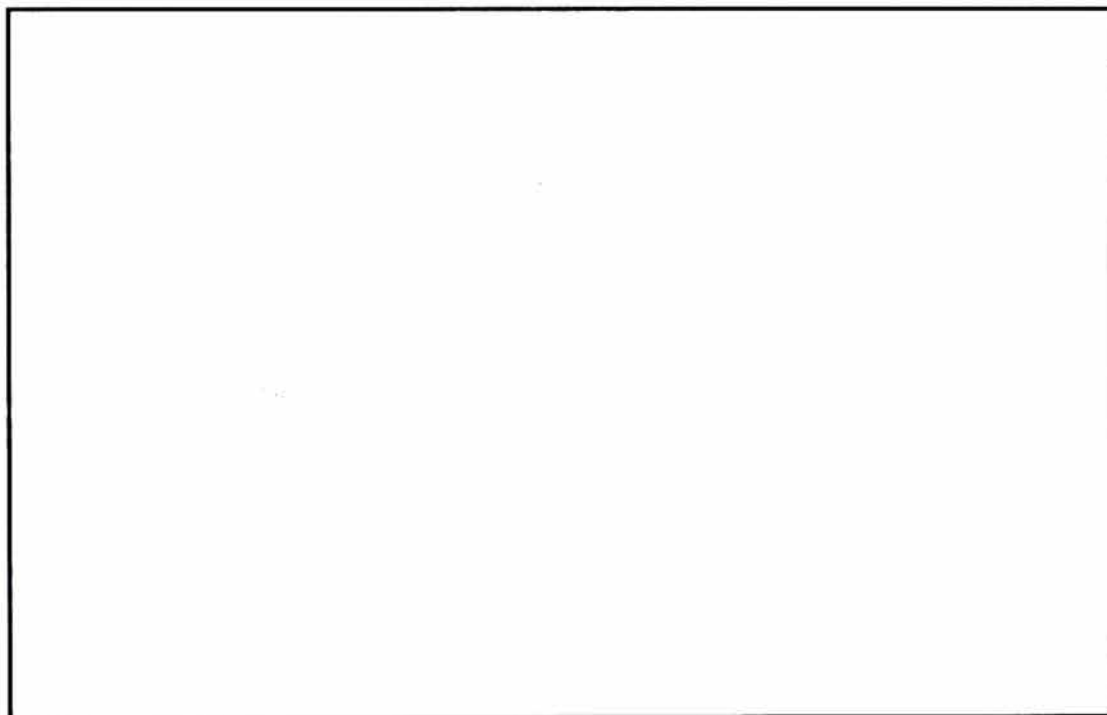


Figura N° 3.8: Determinador de Carbono Orgánico marca LECO EC-12

3.7.2 METODO DE ANALISIS

La determinación del contenido de Carbono Orgánico Total se realiza sobre muestra de roca pulverizada y previamente descarbonatada con HCl al 37%. Esta muestra que se encuentra en crisoles de porcelana se introduce al horno de inducción del instrumento añadiendo granallas de Cu y Fe como acelerador y fundente, respectivamente, las cuales serán fundidas en el horno bajo una atmósfera de oxígeno.

En este análisis, la secuencia de los diversos procesos se pueden dividir en dos partes: Una primera, que consiste en la preparación de muestras propiamente dicha; y la segunda, en el quemado de muestras con el determinador de carbono. El diagrama que ilustra el presente método de análisis es el siguiente:

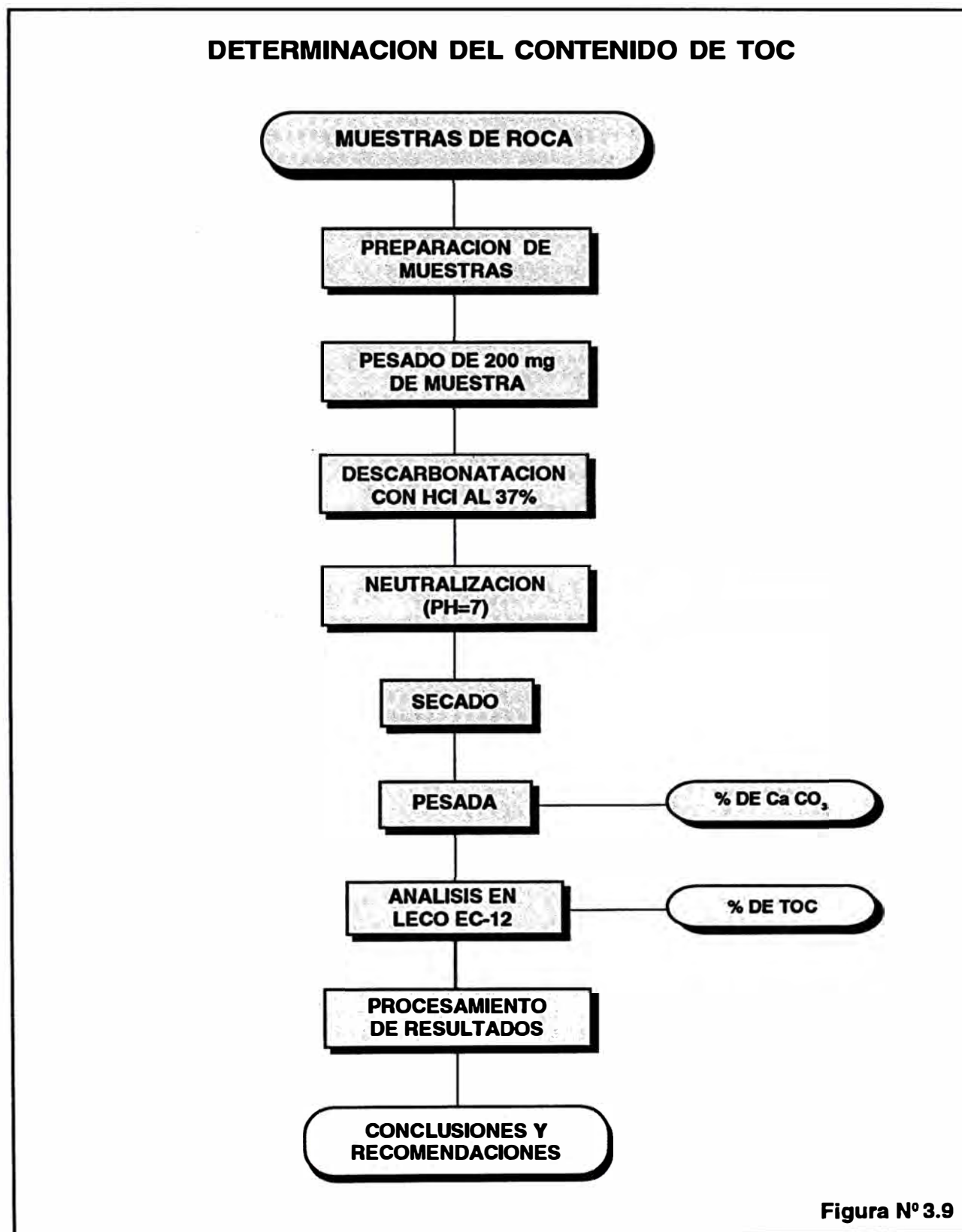


Figura N° 3.9

3.7.3 SIGNIFICADO Y COMPOSICION DE LA MATERIA ORGANICA

Es incorrecto hablar indistintamente de materia orgánica o de carbono orgánico, puesto que cada uno de ellos tienen significados disímiles.

Para evaluar el potencial generador de una roca, uno de los análisis que se realiza es la determinación del contenido de Carbono Orgánico Total, más conocido como TOC (Total Organic Carbon), el cual depende de la cantidad de Materia Orgánica Total, y esto es lo que se conoce como TOM (Total Organic Matter). Consecuentemente, sólo parte de la materia orgánica es carbono orgánico. La riqueza orgánica de una roca representa sólo entre 70 y 90 % de la materia orgánica total. La definición de cada una de ellas es:

Materia orgánica.- Es toda aquella sustancia compuesta de moléculas orgánicas derivadas de restos de macro o micro organismos, animales o vegetales, que fueron depositadas junto con sedimentos en una cuenca sedimentaria.

Carbono orgánico.- Es el carbono proveniente de las diferentes moléculas orgánicas, derivadas de restos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias.

TABLA N° III.4

COMPOSICION QUIMICA PROMEDIO DE LA MATERIA ORGANICA

SUSTANCIA	% EN PESO DE COMPOSICION ELEMENTAL				
	C	H	O	N	S
Carbohidratos	44	6	50	-	-
Proteinas	53	7	22	17	1,0
Ligninas	63	5	31	0,3	0,1
Lípidos *	80	10	10	-	-
Petróleo	85	13	0,5	0,5	1,0

(SEGUN: HUNT, 1979)

* Los lípidos y el petróleo tienen similar composición elemental.

3.7.4 POTENCIAL DE ROCA GENERADORA (SOURCE ROCK)

A la luz de los conocimientos actuales, se puede decir que para que una roca sea considerada potencialmente generadora de hidrocarburos es necesario que contenga como mínimo, cierta cantidad de Carbono Orgánico Total (TOC). Se estima que dicha cantidad mínima para las rocas detríticas tipo lutitas es 0,5 % en peso; mientras que, en las rocas carbonatadas tipo calizas es 0,12 % en peso. Para cantidades de carbono orgánico, menores que las estimadas, se consideran rocas de potencial pobre a muy pobre.

Según Bayliss, 1978, las rocas generadoras, tanto detríticas (lutitas) como carbonatadas (calizas) se clasifican de la siguiente manera:

TABLA N° III.5

POTENCIAL DE ROCA GENERADORA (SOURCE ROCK)
(Según Bayliss, 1978)

a) Lutitas

POTENCIAL GENERADOR	PESO DE TOC (%)
Pobre	0,00 - 0,50
Regular	0,50 - 1,00
Bueno	1,00 - 2,00
Muy bueno	2,00 - 4,00
Excelente	4,00 -

b) Calizas

POTENCIAL GENERADOR	PESO DE TOC (%)
Pobre	0,00 - 0,12
Regular	0,12 - 0,25
Bueno	0,25 - 0,50
Muy bueno	0,50 - 1,00
Excelente	1,00 -

3.7.5 RELACION CUANTITATIVA ENTRE ROCA, TOM, TOC Y BITUMEN

Con el propósito de proporcionar una idea acerca de las relaciones cuantitativas que guardan, el Carbono Orgánico Total (TOC), la Materia Orgánica Total (TOM), y el bitumen que podría generarse a partir de dicha materia orgánica, consideremos el caso de una roca generadora que contiene 1% de materia orgánica. Esto implicaría que el 99% sería la parte mineral inorgánica, y que del 1% restante (que contiene entre el 70% y 90% de carbono orgánico), podría transformarse en bitumen sólo el 1%, siendo el resto el kerógeno. Un diagrama que ilustra dicha composición es la siguiente:

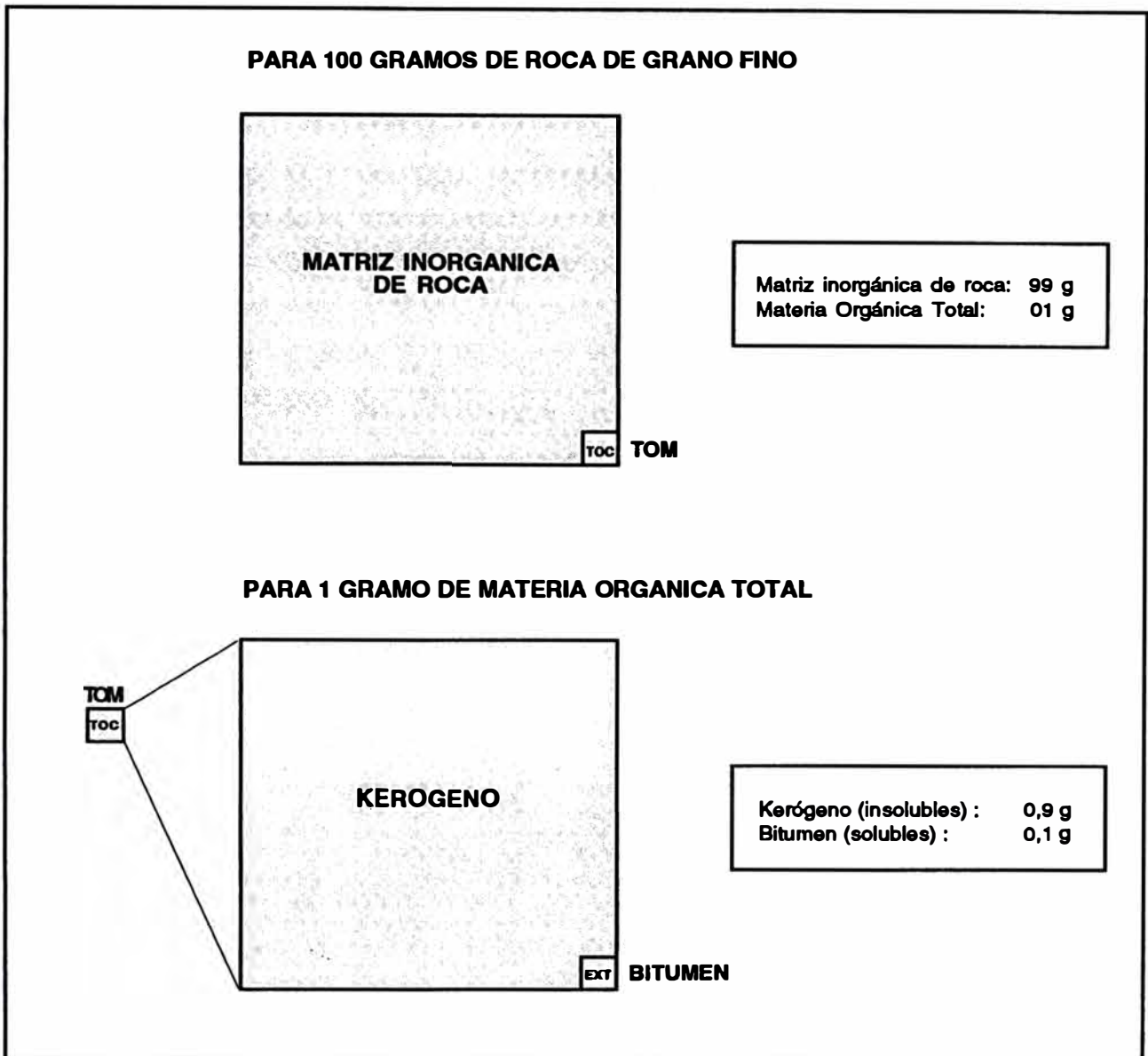


Figura N°.3.10

3.8 ANALISIS DE ROCA POR PIROLISIS (ROCK EVAL)

La pirólisis es una técnica de análisis rápido que consiste en efectuar la madurez artificial de una muestra de roca aplicando un incremento de temperatura programada; es decir, es la simulación en el laboratorio de un proceso natural de maduración de la materia orgánica. El proceso se realiza a temperaturas experimentales considerablemente mayores que las normalmente registradas en el subsuelo, pudiendo así las reacciones termoquímicas, producirse en un corto periodo de tiempo.

Este análisis permite inferir la evolución térmica de la materia orgánica y por consiguiente permite estimar el potencial oleogénico que posee la muestra. Generalmente, pasan a ser analizadas mediante pirólisis las muestras cuyos valores de TOC son mayores de 0,8%.

3.8.1 INSTRUMENTO DE ANALISIS

El análisis se lleva a cabo con un **pirolizador** marca **GIRDEL** (Figura N° 3.11), conocido como "Rock Eval". El equipo consiste de una unidad de calentamiento (horno de micropirólisis) donde la temperatura es controlada por un programador de temperatura. La muestra es calentada en una atmósfera inerte de Hélio desde una temperatura inicial de 300 °C hasta 550 °C. Los compuestos orgánicos volátiles liberados en función de la temperatura salen del horno y llegan, una parte al Detector de Ionización de Llama (FID), para la detección de los picos S_1 y S_2 , y otra al Detector de Conductividad Térmica (TCD) para la detección del pico S_3 .

Las respuestas del detector se registran como una gráfica (pirograma), y los valores de los picos del pirograma conocidos como S_1 , S_2 y S_3 , son automáticamente procesados por el instrumento y convertidas a mg/g de muestra.

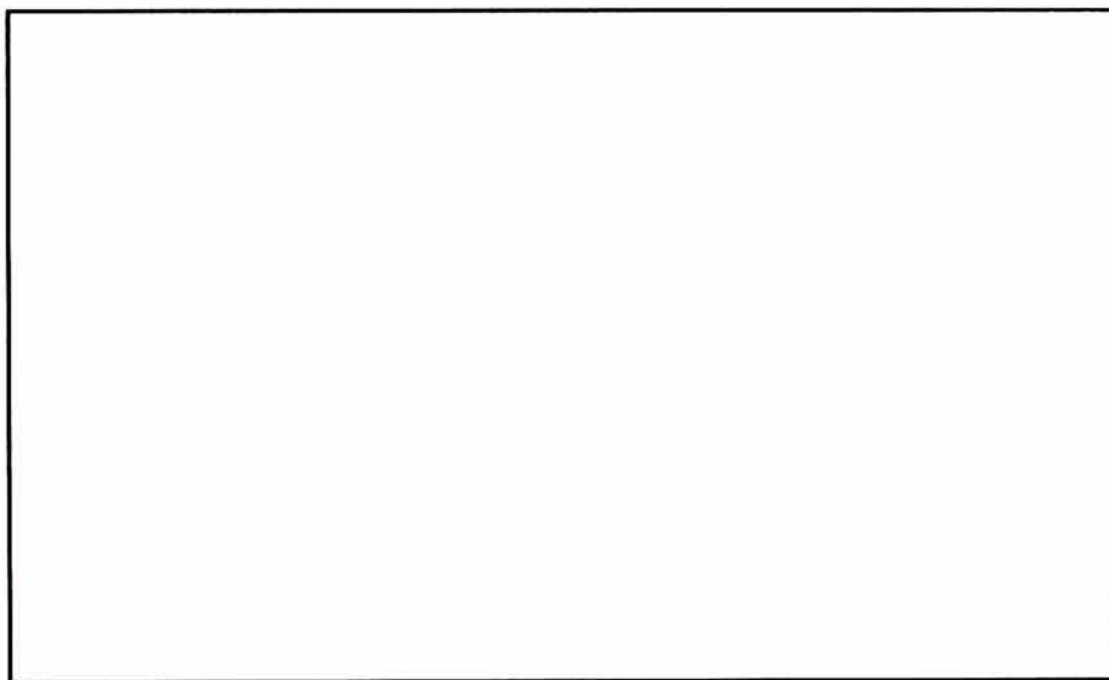


Figura N° 3.11: Pirolizador o "Rock Eval" marca GIRDEL

3.8.2 METODO DE ANALISIS

Para evaluar el potencial oleogénico de una roca, por pirólisis, se requiere de 100 mg de muestra de roca finamente pulverizada, la cual colocada en un pequeño crisol de acero con tapa porosa, se introduce mediante un mecanismo automático en un horno de micropirólisis para iniciar el proceso de análisis automático que es ejecutada siguiendo las órdenes de una unidad central de procesamiento.

El resultado de los análisis se obtiene automáticamente y se registra en un pirograma, acompañado de los valores de S_1 , S_2 , S_3 , T_{MAX} y otros parámetros que se obtienen relacionando éstos y el valor de TOC de la muestra. Los parámetros que se obtienen, permiten conocer el tipo de kerógeno, la madurez térmica de la roca y el potencial generador de la misma. El Diagrama de Flujo que sintetiza el método de análisis por Pirólisis es el siguiente:

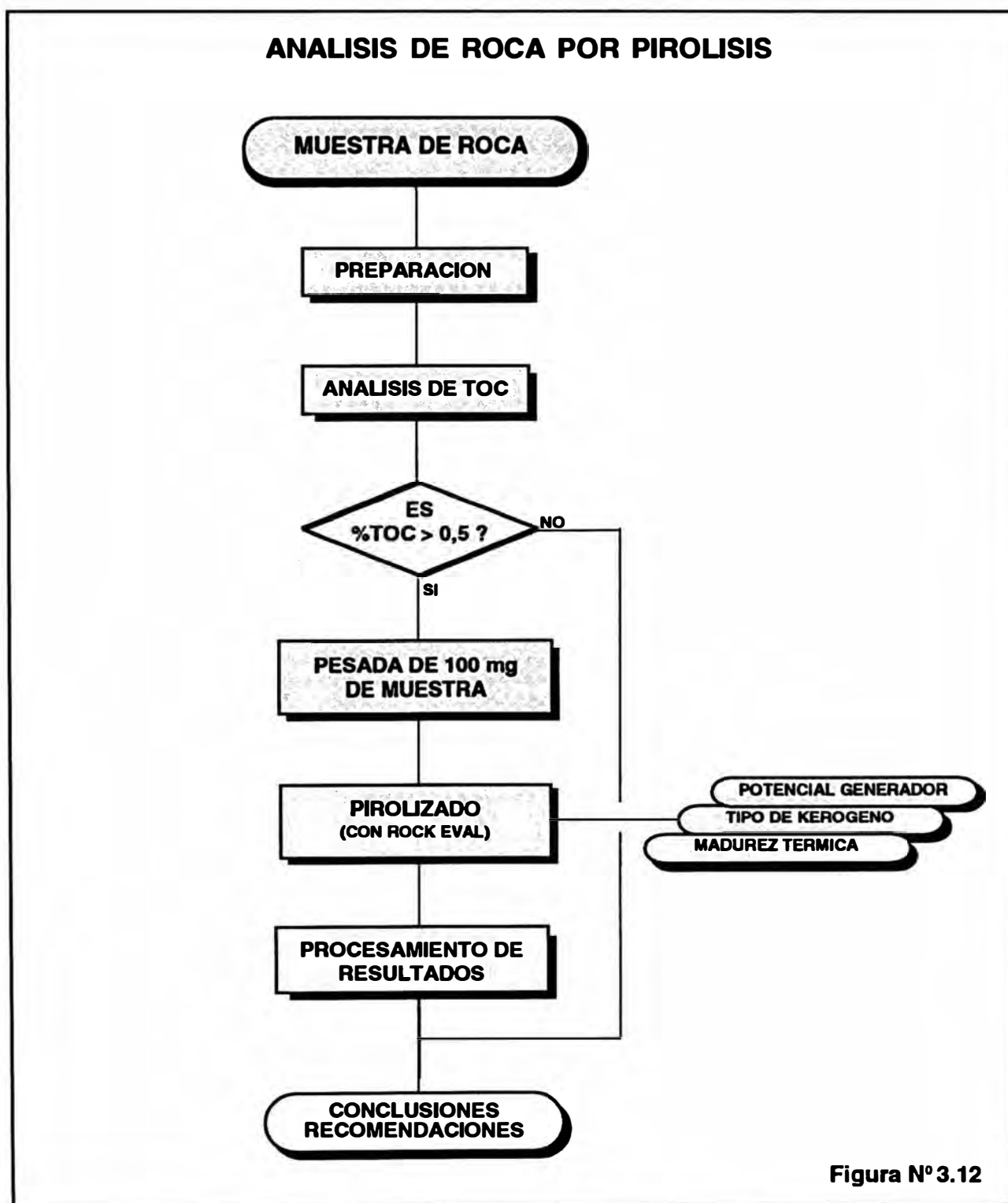


Figura N° 3.12

3.8.3 PARAMETROS QUE SE OBTIENEN CON EL ROCK EVAL

El Rock Eval proporciona un pirograma con tres picos, conocidos como S_1 , S_2 , y S_3 . La temperatura a la que se registra el ápice del pico S_2 se conoce como T_{MAX} .

El pico S_1 representa a los hidrocarburos libres (petróleo + gas) contenidos en la roca, es decir, aquellos que no sufrieron migración y que podrían ser extraídos utilizando solventes orgánicos.

El pico S_2 representa a los compuestos de hidrocarburos producidos por el craqueamiento del kerógeno entre 300 y 550 °C.

El pico S_3 representa al CO_2 formado por la pirolización de la materia orgánica presente en la roca.

El T_{MAX} representa la máxima temperatura que se registra en el ápice del pico S_2 , que corresponde a la máxima producción de hidrocarburos producidos por el craqueamiento del kerógeno durante la pirólisis de la muestra. (Figura N° 3.13)

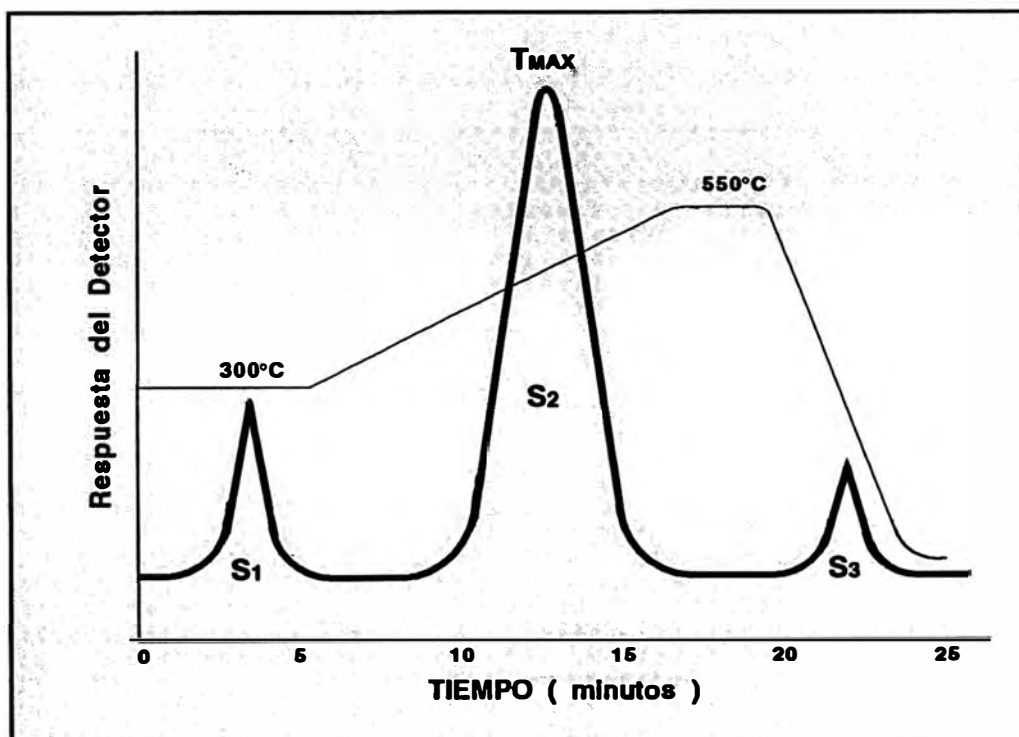


Figura N° 3.13: Picos característicos de un Pirograma

3.8.4 INTERPRETACION DE VALORES OBTENIDOS POR PIROLISIS

Relacionando los valores de S_1 , S_2 , S_3 y el % de TOC del análisis de una muestra se encuentran valores que proporcionan informaciones muy útiles para evaluar el potencial generador de la roca. Por ejemplo, la clasificación del kerógeno se puede realizar en base a la razón de la cantidad de Hidrógeno y de Oxígeno (H/O) presentes en la materia orgánica, si se contara con un analizador elemental; pero esta razón puede ser reemplazada por la razón entre el Índice de Hidrógeno (HI) y el Índice de Oxígeno (OI), donde:

El Índice de Hidrógeno ($HI = 100.S_2 / TOC$), representa la cantidad de miligramos de hidrocarburos por cada gramo de carbono orgánico, y el Índice de Oxígeno ($OI = 100.S_3 / TOC$) representa la cantidad de miligramos de CO_2 producido por cada gramo de carbono orgánico.

Otra forma de clasificar el tipo de kerógeno es realizando la evaluación de la razón S_2 / S_3 (Ver Tabla N° III.6)

TABLA N° III.6

INTERPRETACION DE VALORES OBTENIDOS POR PIROLISIS

INDICES	PARAMETRO	VALORES	CLASIFICACION
Potencial Generador (PPM)	S2	< 2,50 2,50 - 5,00 > 5,00	Pobre Regular Bueno
Tipo de HC Generado (Kerógeno)	S2 / S3	< 2,50 2,50 - 5,00 > 5,00	Gas Seco Gas Húmedo Petróleo
Madurez Térmica (°C)	T _{MAX}	< 435 435 - 470 > 470	Inmaduro Maduro Senil (Gas)
Indice de Productiv. (PI)	S1/(S1+S2)	> 0,50	Acumulación de Petróleo

3.9 EXTRACCION SOXHLET

Esta técnica de análisis, consiste en extraer mediante reciclaje de solventes orgánicos (diclorometano, cloroformo, benceno, etc.), el bitumen que se encuentra en la roca. La cantidad de bitumen extraído es una medida directa de la posibilidad que tendría ésta de ser generadora. Esta cantidad está en función del contenido de (TOC) de la muestra, por lo que no es correcto encontrar rocas con bajo contenido de TOC y alto contenido de bitumen a la vez. La cantidad de extracto de roca o bitumen obtenido puede ser expresado como concentración en ppm, mediante la siguiente relación:

$$\text{EXTRACTO (ppm)} = \frac{\text{Peso de extracto (mg)}}{\text{Peso de muestra (g)}} \times 10^3$$

3.9.1 INSTRUMENTO DE ANALISIS

El análisis se realiza en un Extractor Soxhlet, constituido por una línea de calentamiento, mediante una manta térmica, sobre la que reposa un balón de pirex interconectado al tubo de extracción, en los cuales se colocan el solvente y la muestra. Todo el conjunto está conectado a una línea de enfriamiento, mediante circulación de agua, ubicada en la parte superior del sistema.

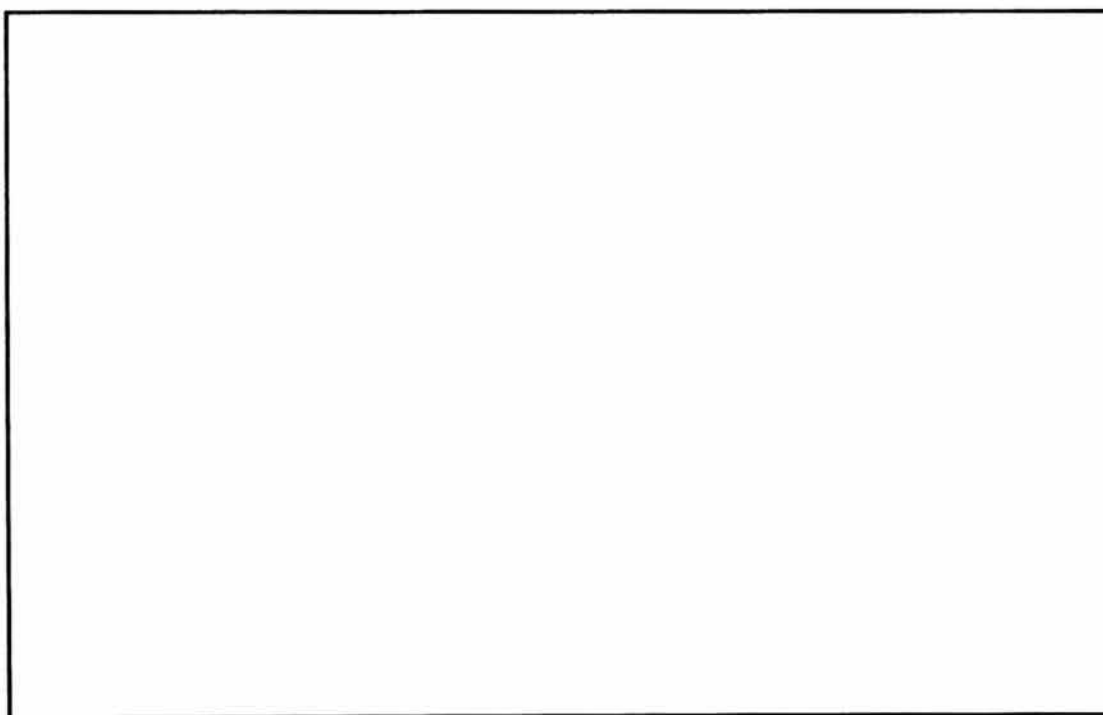


Figura N° 3.14 : Cabina de Extracción Soxhlet

3.9.2 METODO DE ANALISIS

Para extraer el bitumen de la roca, se coloca en un cartucho de celulosa la muestra finamente pulverizada a un tamaño de malla N° 80 (0,18 mm). Luego, se cubre el cartucho con papel de filtro y lana de vidrio, y se introduce dentro del tubo de extracción, en el cual, debido a la temperatura de la manta térmica en la que reposa el balón conteniendo el solvente se produce una evaporación de éste. El solvente al estado de vapor llega a la parte superior y se condensa debido a la línea de enfriamiento, cayendo luego el solvente bajo la forma de gotas sobre la muestra que se encuentra dentro del tubo, del cual debido a un "efecto sifón" regresa el solvente, conteniendo el bitumen, al balón original; de donde, se evaporará nuevamente solvente puro y regresará solvente conteniendo el bitumen extraído de la roca, concentrándose de esta manera cada vez mayor cantidad de extracto en el balón.

De esta manera se produce un reciclaje del solvente (evaporación - condensación), el cual a su paso por la muestra durante 24 horas, extraerá todas las sustancias solubles en dicho solvente, los mismos que quedarán depositados en el balón. Finalmente, se recupera el extracto en el balón del sistema, se evapora el solvente, y el residuo es el bitumen. Este método de análisis, se sintetiza en el Diagrama de Flujo de la Figura 3.15.

3.9.3 CALIDAD DE ROCA GENERADORA A PARTIR DE LA CANTIDAD DE EXTRACTO (BITUMEN) RECUPERADO

La calidad de la roca generadora, se puede estimar a partir de la cantidad de extracto soluble, recuperado de la muestra de roca durante la Extracción Soxhlet. Una escala normalmente aceptada que permite estimar dicha calidad es la siguiente:

TABLA N° III.7

POTENCIAL GENERADOR A PARTIR DE LA CANTIDAD DE EXTRACTO
(Según Peters, 1986)

CALIDAD GENERADORA	EXTRACTO EN PPM
Muy Pobre	00 - 250
Pobre	250 - 500
Marginal	500 - 1000
Buena	1000 - 2000
Muy Buena	2000 - 4000
Excelente	> 4000

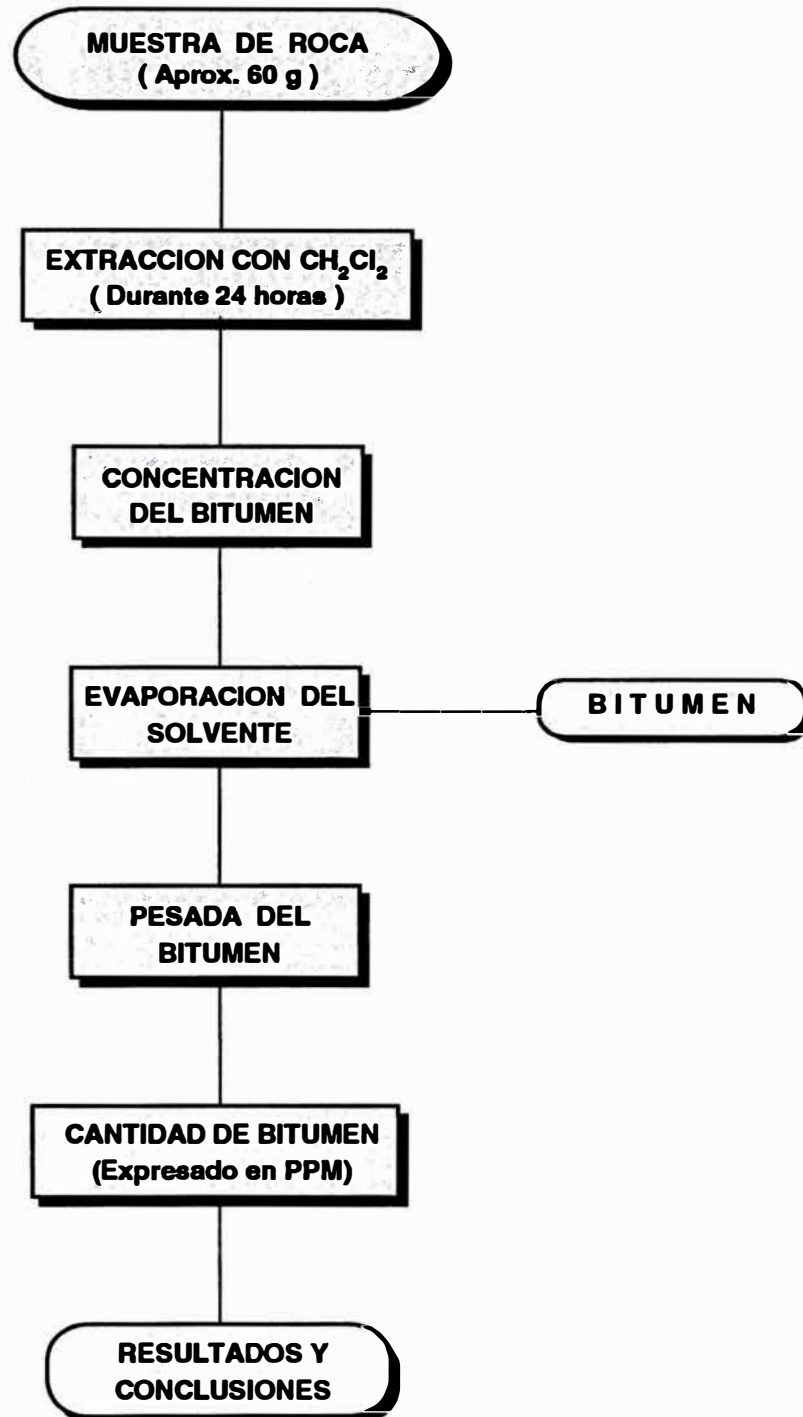
ANALISIS DE EXTRACCION SOXHLET

Figura N° 3.15

3.10 FRACCIONAMIENTO DE PETROLEO CRUDO Y BITUMEN

El primer fraccionamiento que se realiza en los petróleos y los extractos de roca es el desasfaltado. Esta técnica de análisis consiste en separar los asfaltos de una muestra de crudo o de un extracto de roca, mediante precipitación y filtración. Se realiza con la finalidad de conocer la cantidad de asfaltos que posee la muestra y al mismo tiempo para facilitar el análisis de fraccionamiento mediante cromatografía líquida columnar.

Los extractos de roca o las muestras de crudo con alto contenido de asfaltos no son fácilmente fraccionables por cromatografía líquida en sus componentes principales, debido a que los asfaltos precipitan cubriendo la parte superior de la columna cromatográfica y dificultando el flujo de la fase móvil.

3.10.1 INSTRUMENTO DE ANALISIS

Para realizar el desasfaltado de petróleos y de extractos, no se requiere, como en los casos anteriores, de instrumentación específica o sofisticada. Sólo se requiere contar con dispositivos y materiales indispensables como podrían ser: balones, buretas (columna), fibra de vidrio, pipetas, centrífuga (dependiendo del método a utilizar) y por supuesto de reactivos químicamente puros.

3.10.2 METODO DE ANALISIS

Existen muchos métodos de desasfaltado; pero, son dos los más usados en el Laboratorio de Geoquímica del Centro de Investigación y Desarrollo de PETROPERU S.A.

Estos métodos podrían usarse indistintamente para desasfaltar petróleos o extractos de roca. Pero, algunas veces, debido a la poca disponibilidad de muestras de extractos, a diferencia de las muestras de petróleos obligan a restringir el uso de cada método a muestras específicas.

Para el caso de las muestras de petróleos, es recomendable desasfaltar, precipitando el asfalto con hexano (C_6H_{14}) reciclando durante una hora en un tubo de extracción soxhlet, para luego, por centrifugado separar los hidrocarburos disueltos del precipitado (asfaltos). Mientras que los extractos de roca, es recomendable desasfaltar por filtración en una bureta empacada con 5 cm de lana de vidrio, previamente disolviendo la muestra con pentano (C_5H_{12}) o hexano.

La recuperación de los asfaltos se realiza diluyendo el precipitado con cloroformo o diclorometano y luego evaporando los solventes en baño maría. A continuación (Figura N° 3.16) se muestra el Diagrama de Flujo que sintetiza el presente análisis.

DESASFALTADO DE PETROLEOS Y EXTRACTOS

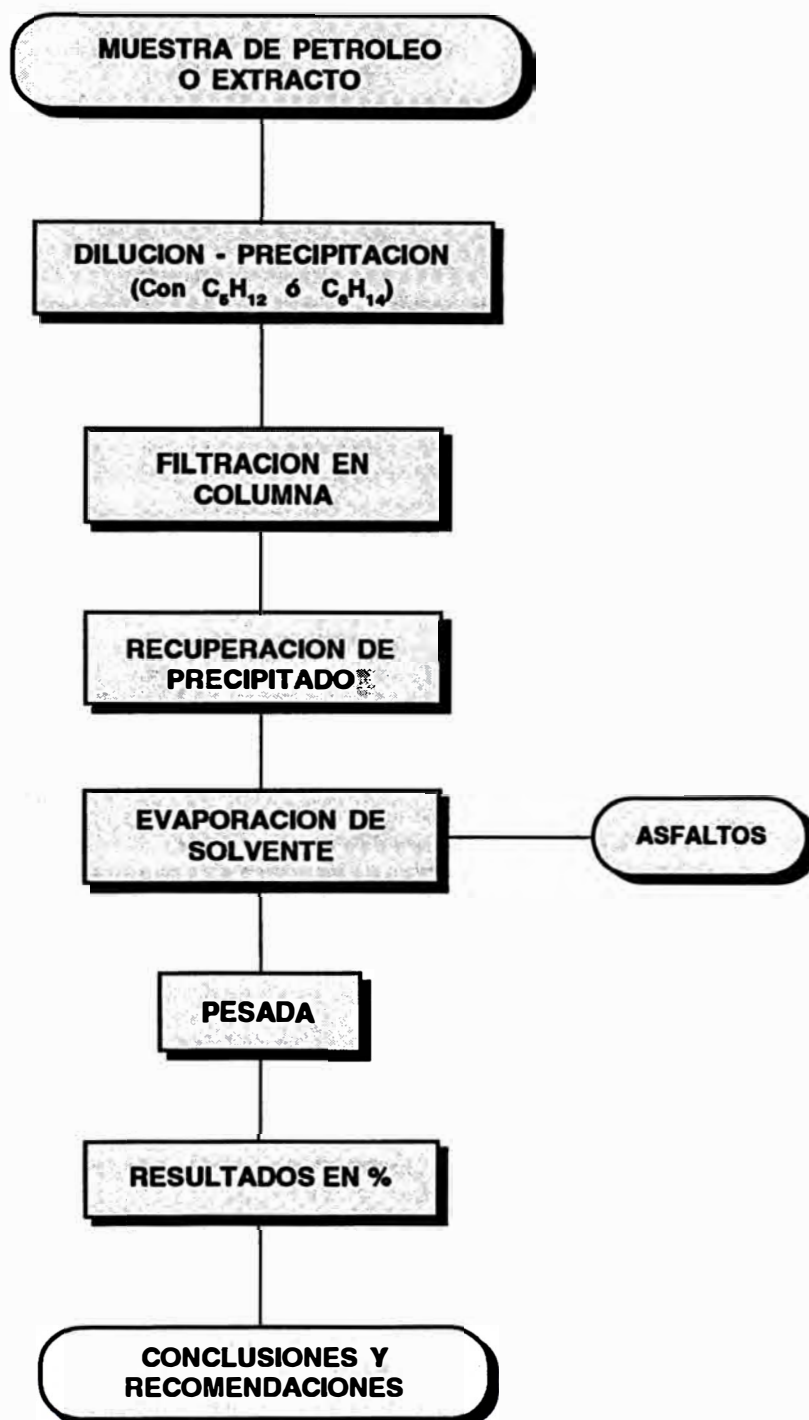


Figura N° 3.16

3.11 CROMATOGRAFIA LIQUIDA

La Cromatografía es una técnica que permite separar, aislar e identificar cada uno de los compuestos químicos de una mezcla, basada en la diferente distribución de ésta entre dos fases, una estacionaria y otra móvil, de tal manera que cada uno de los componentes de la mezcla es selectivamente retenido por la fase estacionaria. La fase móvil puede ser un líquido o un gas, y dependiendo de ello, se denomina **Cromatografía Líquida** o **Cromatografía de Gases**.

3.11.0 ANTECEDENTES DE LA CROMATOGRAFIA

La aplicación de la Cromatografía se inicia a mediados del siglo pasado con la separación de anilinas por F. F. Runge (1850). En este proceso Runge utilizó un filtro de papel y un solvente para lograr la separación de varios colorantes, tomando como base la afinidad color-papel y la diferencia de peso molecular. Esta técnica es la que se conoce en nuestros días como la **Cromatografía de Papel**.

En 1905 Ramsey utilizó la técnica para separar mezclas de gases y vapores. Al año siguiente, el botánico ruso Tswett empleó la **Cromatografía de elución** para separar pigmentos de clorofila de extractos vegetales. Para el análisis Tswett utilizó una columna de vidrio rellena con carbonato de calcio, y para eluir los compuestos adsorbidos en el material de empaque se utilizó éter de petróleo como fase móvil. En dicho proceso se observó que al añadir éter de petróleo luego de introducir el extracto vegetal, se separaban bandas de diferentes colores que correspondían a los carotenos, clorofilas y xantofilos. De aquí, el origen de la palabra **Cromatografía**, que literalmente significa "escritura de color".

En 1930, después de un olvido prolongado, el investigador sueco Tiselius y sus colaboradores introdujeron dos técnicas diferentes a la de elución, que es la separación frontal y separación por desplazamiento, técnicas que en la actualidad han quedado en desuso.

Años más tarde, en 1941, Martin & Synge, en busca de una solución al problema de determinar cantidades muy pequeñas de aminoácidos, introdujeron la llamada **Cromatografía de reparto**, por lo que les concedieron el premio **Nóbel de Química** en 1952. Esta técnica evolucionó con rapidez, llegando a ser lo que en la actualidad se conoce como **Cromatografía en papel** y una versión limitada de la **Cromatografía Líquida Columnar**.

En 1952, Martin & James introdujeron la **Cromatografía de Gases**, convirtiéndose en la actualidad en una de las técnicas analíticas más útiles para el análisis de gases y compuestos volátiles. Pero, fue recién en 1954 en que Ray obtiene el primer cromatograma, utilizando un **Detector de Conductividad Térmica**, y un año después salieron a la venta los primeros **cromatógrafos**.

En estos últimos años, la **Cromatografía Líquida**; así como, la de **Gases**, han tenido un importante desarrollo, tanto analítica como técnica, llegando a nuestros días a ser las más utilizadas en cuanto a separación y reconocimiento de compuestos se refiere.

3.11.1 CROMATOGRAFIA LIQUIDA COLUMNAR

La Cromatografía Líquida Columnar, básicamente, consiste en lo siguiente: En una columna de vidrio, rellena (empacada) de algún material, como sílica, alúmina, carbón, etc., cuyas partículas son por lo general de un tamaño cercano a las 200 micras, se introduce la muestra diluida en la fase móvil o disolvente, por medio de una pipeta; y luego se agrega el disolvente, con el cual se eluye la muestra a través de la columna. El disolvente o fase móvil, fluye a través de la columna por efecto de la gravedad, produciéndose apenas una débil presión ejercida por el volumen de la fase móvil agregada a la columna, recolectándose el disolvente en la base de la columna, en fracciones.

Para fraccionar una muestra mediante Cromatografía Líquida Columnar, es necesario que la muestra sea soluble en la fase móvil, permitiendo ello, el análisis de compuestos orgánicos o inorgánicos, cuyos pesos moleculares no sean mayores de 1000.

En Geoquímica, la Cromatografía Líquida Columnar o Cromatografía en columna se utiliza para analizar muestras de petróleos y de extractos de roca o bitumen. Consiste en separar o fraccionar dichos compuestos en tres grupos funcionales: **parafinas**, **aromáticos** y **heterocompuestos** (resinas y asfaltenos). La proporción de cada uno de estos grupos permiten conocer la calidad de la muestra.

La cantidad de cada uno de dichos componentes en la muestra, expresadas en porcentaje, son generalmente representadas en diagramas triangulares, tal como se ilustra en la figura siguiente:

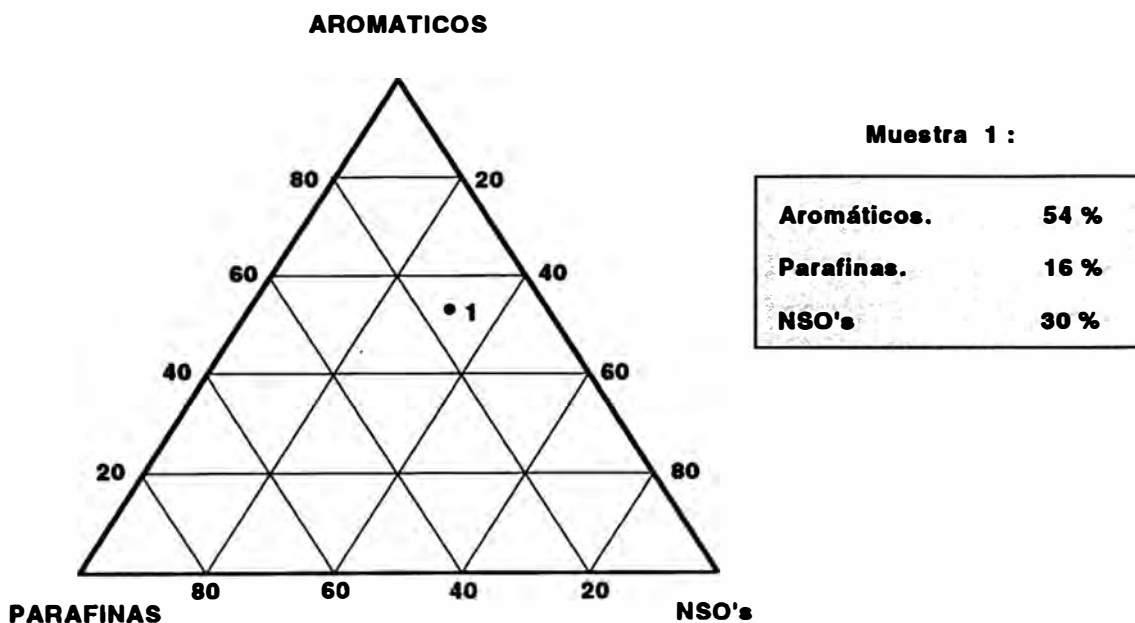


Figura N° 3.17: Diagrama Triangular

3.11.2 INSTRUMENTO DE ANALISIS

Para realizar este análisis es necesario e indispensable una “columna cromatográfica”, puesto que en ella se llevará a efecto el fraccionamiento o separación de los componentes de la muestra en estudio. Básicamente, una columna cromatográfica está constituida por un segmento tubular de diámetro uniforme, con un controlador de flujo en el extremo inferior (salida) y rellena parcialmente por un soporte sólido (sílica gel y alúmina). Se puede utilizar una bureta graduada (Fig. N° 3.18) rellena parcialmente con sílica gel y alúmina, las cuales reposarán sobre lana de vidrio, que a su vez sirve de filtro. Algunos dispositivos y materiales complementarios que se requieren para implementar el análisis son: soporte de fierro para sujetar la columna; lámpara UV para controlar, por fluorescencia, el paso de la fracción aromática; balones de 250 ml para recepcionar cada fracción componente; pipetas pasteur para trasvasar, viales, etc.

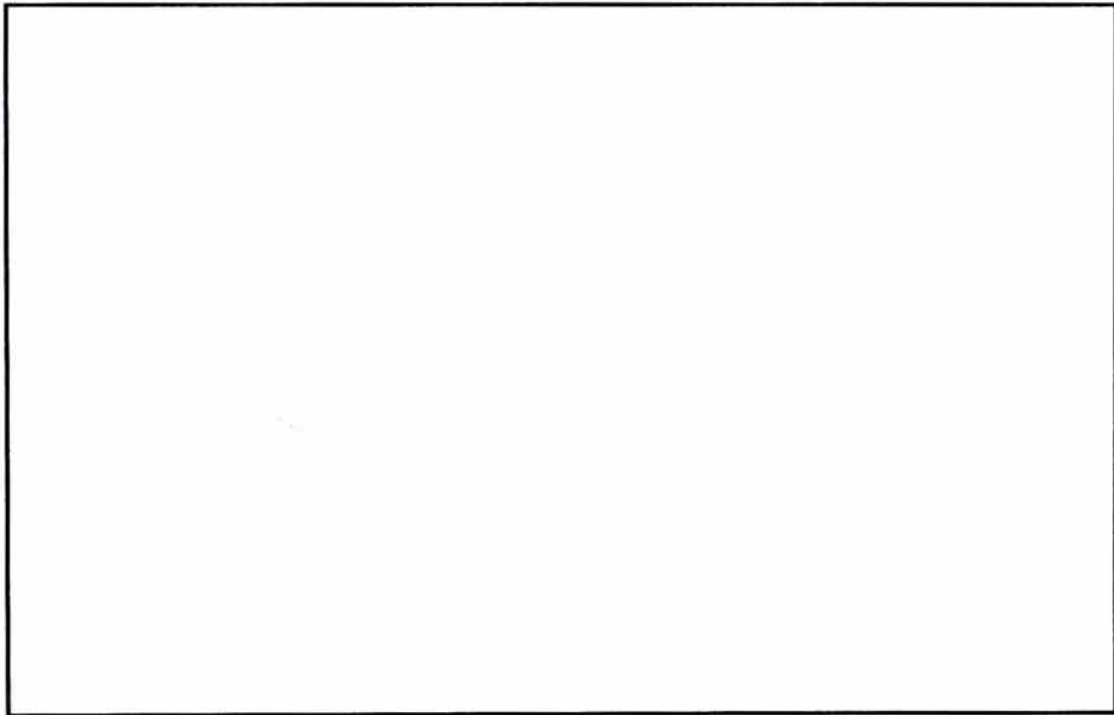


Figura N° 3.18: Columna Cromatográfica empacada con sílica gel y alumina.

3.11.3 METODO DE ANALISIS

El fraccionamiento de extractos y petróleos, mediante **Cromatografía Líquida Columnar**, se realiza generalmente con muestras desasfaltadas. Dicha muestra será fraccionada en una columna cromatográfica, empacada con lana de vidrio, sílica gel Grado 62 y alúmina activadas, en la cual, debido a la diferencia de solubilidad y de polaridad de sus componentes, serán éstos separados en saturados (parafinas), aromáticos y heterocompuestos, cuando después de la muestra se viertan solventes: Primero, pentano; luego, mezcla de pentano-tolueno; y finalmente, mezcla de tolueno-metanol-cloroformo.

Cada eluyente desplaza consigo un componente y son recepcionados en balones correctamente enumerados para su identificación. Finalmente, se evaporan parte de los solventes, y con la ayuda de pipetas se trasvasan a viales que han sido previamente numerados y pesadas, para luego colocarlas en baño maría, para evaporar los residuos de solventes, y finalmente poder determinar el peso y el % de cada una de las fracciones obtenidas. Con fines ilustrativos, este método de análisis se sintetiza en el Diagrama de Flujo que se presenta en la Figura N° 3.19.

3.11.4 GRUPOS FUNCIONALES DEL PETROLEO

Los petróleos y los extractos de roca tienen un amplio rango de composición; no obstante, de acuerdo a sus propiedades químicas se pueden distinguir tres grupos funcionales, los cuales se pueden obtener mediante fraccionamiento por cromatografía líquida columnar. Los principales son: hidrocarburos saturados (parafinas), hidrocarburos aromáticos, y heterocompuestos de N, S y O (resinas y asfaltenos).

Los **hidrocarburos saturados**, comprende a los alcanos normales y ramificados, y los ciclo alcanos o cicloparafinas (naftenos). Los alcanos normales son aquellos cuyos átomos de carbono se encuentran unidas por enlaces simples (cadena abierta), saturándose con átomos de Hidrógeno.

Los alcanos son relativamente estables debido a la estabilidad de sus enlaces, motivo por el cual se les conoce como parafinas. Los alcanos normales y ramificados responden a la fórmula general C_nH_{2n+2} , siendo el alcano más simple el metano CH_4 . Así mismo, los cicloalcanos son los hidrocarburos de cadena cerrada y que responden a la fórmula general C_nH_{2n} , donde "n" es un número entero que varía desde 3 hasta 30.

Los **hidrocarburos aromáticos** o arenos, comprende sólo a los grupos puramente aromáticos o bencénicos. Los aromáticos son hidrocarburos cíclicos caracterizados por tener como núcleo de su molécula un anillo o ciclo cerrado de gran estabilidad.

Los compuestos aromáticos tienen relativamente bajo contenido de Hidrógeno, en comparación a los hidrocarburos saturados. El prototipo de los hidrocarburos aromáticos es el benceno C_6H_6 .

Los **heterocompuestos**, formados por resinas y asfaltenos y pequeñas porciones de maltenos, son los compuestos orgánicos no hidrocarbúricos formados por una mezcla compleja de compuestos macromoleculares de estructura híbrida que admiten átomos de N, S, O y algunos metales en su composición molecular, por lo que comúnmente se les denomina NSO's. [12]

Los asfaltenos son los heterocompuestos insolubles en alcanos ligeros y precipitan en presencia de n-pentano y n-hexano. En cambio, las resinas son más solubles, pero también muy polares, y son retenidos en alúmina o sílica cuando se efectúa el fraccionamiento por Cromatografía Líquida Columnar.

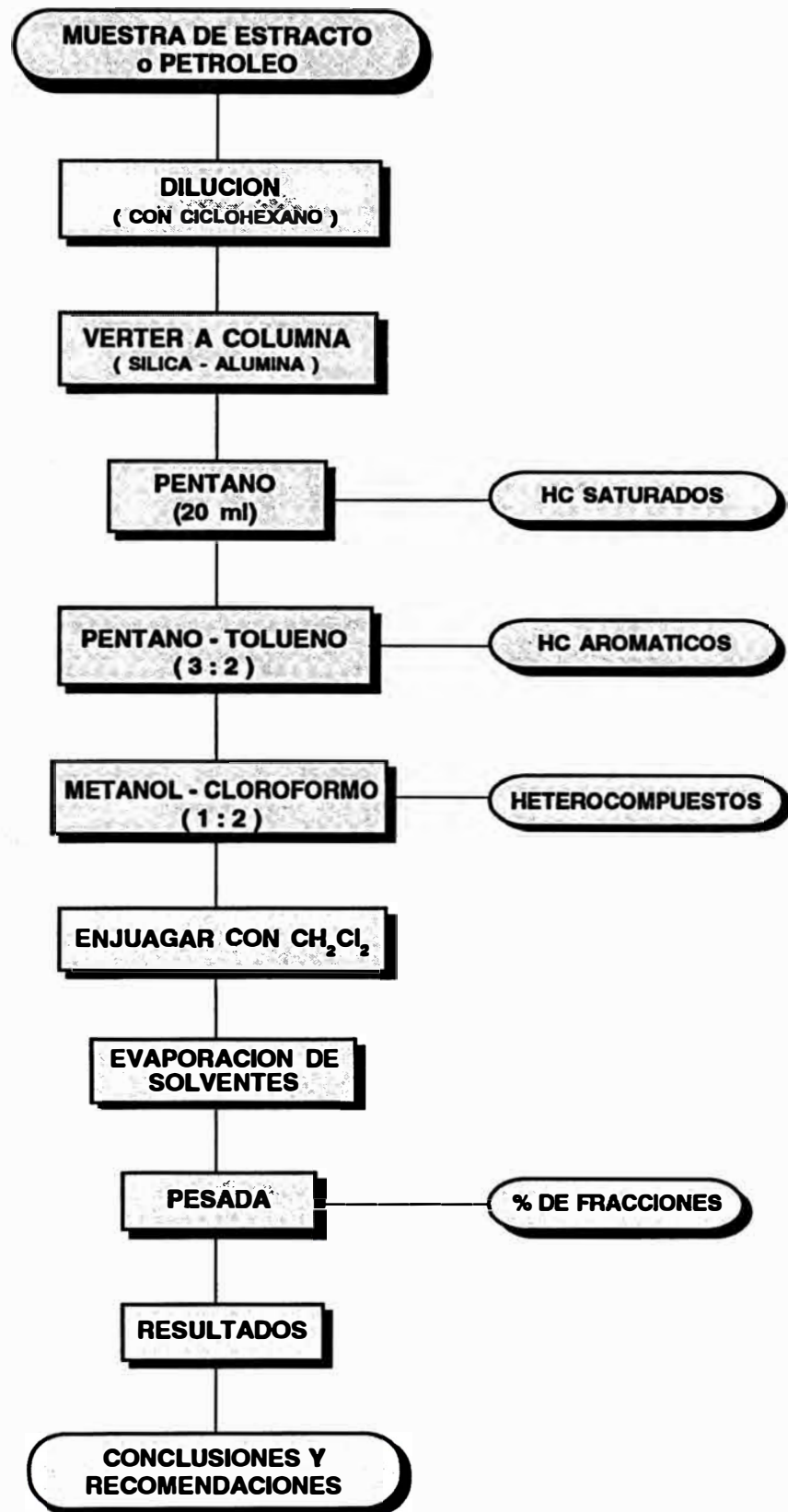
ANALISIS POR CROMATOGRAFIA LIQUIDA

Figura N° 3.19

3.12 CROMATOGRAFIA EN FASE GASEOSA

La Cromatografía de Gases (CG) es una técnica de separación relativamente joven que ha revolucionado la química analítica. Fueron Martin y James los que a inicios de la década del cincuenta utilizaron por primera vez la cromatografía de gases, realizando mediante esta técnica la separación de algunos ácidos grasos volátiles.

Por definición, la cromatografía es un método físico químico de separación en el que los componentes a separar se distribuyen entre dos fases, una estacionaria y otra móvil, que fluye continuamente a través de la fase estacionaria. En este caso, dicha fase móvil es un gas por lo que se le denomina **Cromatografía de Gases**.

3.12.1 INSTRUMENTO DE ANALISIS

El instrumento de análisis de la cromatografía de gases es el **cromatógrafo**, el cual, es la concatenación funcional e ingeniosa de una serie de elementos, que conjuntamente, forman éste maravilloso instrumental de análisis, y en principio es un aparato sencillo. En el Laboratorio de Geoquímica de **PETROPERU S.A.** se utiliza un cromatógrafo de gas, marca Perkin Elmer, modelo Sigma 115 (Fig. N° 3.20). Este instrumento está constituido fundamentalmente por un analizador y un registrador, estando a su vez el primero, constituido por un inyector con puerto de inyección capilar, una columna cromatográfica y un detector de ionización de llama (FID); mientras que el segundo está constituido por un microprocesador, que lleva un riguroso control de la temperatura y realiza el procesamiento de las señales emitidas por el detector.

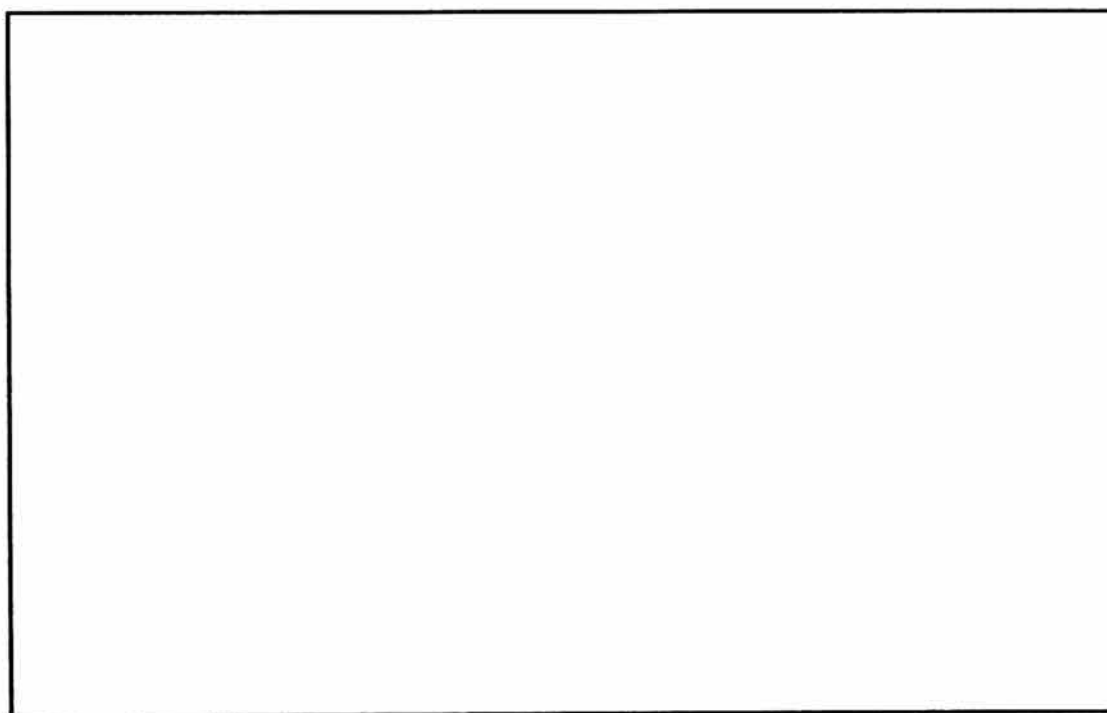


Figura N° 3.20: Cromatógrafo de Gas, marca Perkin Elmer 115

3.12.2 ELEMENTOS ESENCIALES DE UN CROMATOGRAFO

Los elementos esenciales que son comunes a todos los cromatógrafos, y que en general pueden considerarse como indispensables son:

- | | |
|--------------------------------|----------------------------|
| 1) Balón de gas portador, | 5) Horno de calentamiento, |
| 2) Regulador del flujo de gas, | 6) Sensor de Temperatura, |
| 3) Inyector, | 7) Detector y |
| 4) Columna cromatográfica, | 8) Registrador. |

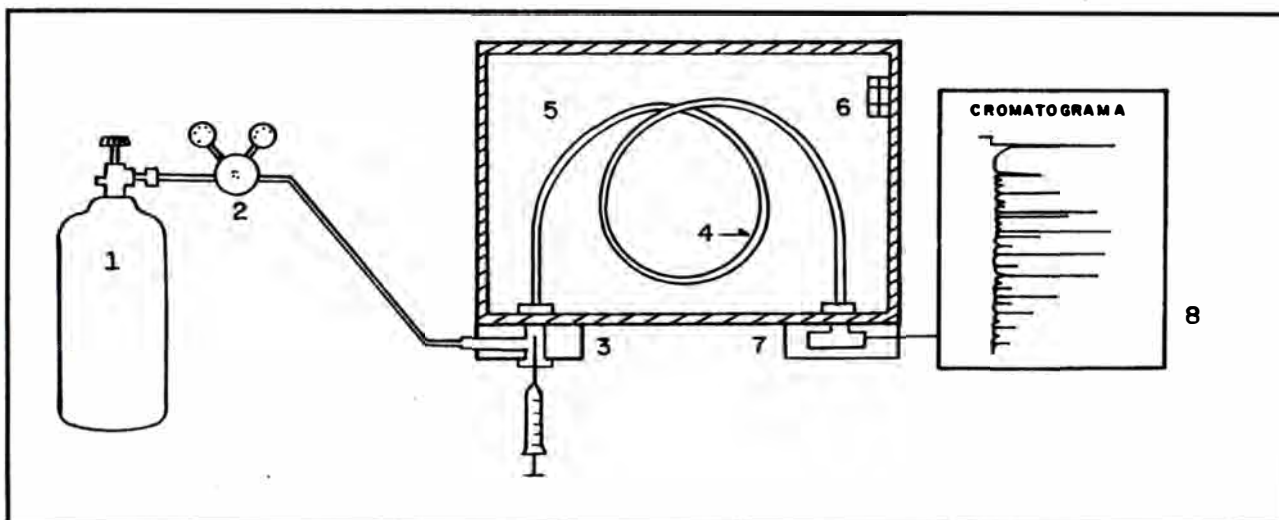


Figura N° 3.21: Esquema de un Cromatógrafo de Gas

El gas portador o carrier-gas (Helio) fluye continuamente desde un balón de gas a través de la cámara de inyección, de la columna cromatográfica y del detector. El flujo del gas portador en la columna es controlado por un regulador, para obtener un flujo a velocidad constante. La muestra se inyecta en la cámara de inyección precalentada, donde ésta se volatiliza y es arrastrada hacia la columna cromatográfica.

Luego de pasar por la columna, el gas portador y la muestra llegan a un Detector de Ionización de Llama (FID). Este dispositivo, emite una señal eléctrica, proporcional a la cantidad de los componentes de la muestra, como resultado de la ionización producida por la combustión de los mismos. Las variaciones registradas por el detector son procesadas mediante una unidad central de procesamiento (CPU), para obtener el resultado analítico por componentes con su respectivo cromatograma.

3.12.3 METODO DE ANALISIS Y CONDICIONES DE OPERACION

Para analizar la fracción de hidrocarburos saturados con más de 15 átomos de carbono (C_{15}^+), de extractos de roca y de petróleo, se utilizó una columna capilar de sílica fundida de 25 metros de longitud y 0,25 mm de diámetro interno, con DB1 (Dimetil Butil Silicona) de fase estacionaria, y un detector de ionización de llama.

La cantidad de muestra inyectada fue 0,1 microlitros, a una concentración de 33,3 %; es decir, solvente-muestra en la relación 2:1, utilizando para ello una jeringa graduada en microlitros. Los análisis fueron ejecutados a temperatura programada entre 40 y 300 °C, utilizando Helio como gas portador a una presión de 40 PSI y a una velocidad de flujo de 3 mililitros por minuto. El método de análisis, fue elaborado en base a los cálculos de sensibilidad de área, sensibilidad de base y condiciones instrumentales de análisis, y es el siguiente:

METODO DE ANALISIS

ANALYZER CONTROL

INJ TEMP	300	
DET ZONE 1, 2	300	25
AUX TEMP	25	
FLOW A, B	05	05
INIT OVEN TEMP, TIME	40	01

TEMP RATE TIME

70	30,0	00
280	5,0	25
305	5,0	05

DATA PROC

STD WT, SMP WP	0,00	1,00	0,00		
FACTOR SCALE	1,00	0,00			
TIMES	79,00	0,00	327,67	327,00	327,67
SENS - DET RANGE	410,00	20,00	0,00	2,00	0,00
UNK, AIR	1,00	0,00			
TOL	0,40	0,05	1,00		
REF PK	0,00	0,00	0,00	0,00	

EVENT CONTROL

ATTN - CHART - DELAY	2,00	4,00	0,01
----------------------	------	------	------

TIME DEVICE

FUNTION NAME

00,01	NO INT	NI	1	PICO DEL SOLVENTE
01,40	CHART	C	2	GRAFICO DEL PICO DE SOLVENTE
08,00	CHART	C	4	GRAFICO DE ALCANOS
09,00	NO INT	NI	0	REGISTRO DE ALCANOS
69,00	CHART	C	1	PURGADO DE COLUMNA
69,10	ZERO	Z	1	AJUSTE DE LINEA BASE

3.12.4 FUNDAMENTOS DE LA CROMATOGRAFIA GASEOSA

La retención selectiva de los compuestos de la muestra a separar se debe a fenómenos consecutivos de **adsorción - desadsorción**; mientras que, de ser la fase estacionaria un líquido, la retención selectiva se debe a fenómenos de **absorción - desabsorción**.

La **adsorción** es la retención de una especie química por parte de los puntos activos de la superficie de un sólido, quedando delimitado el fenómeno a la superficie que separan las fases o superficie interfacial; mientras que, la **absorción** es la retención de una especie química por parte de una masa, y debido a la tendencia que tiene ésta a formar mezcla con la primera.

La diferencia principal entre **adsorción** y **absorción** es que, en el primero el componente queda retenido en la superficie interfacial, y en el segundo, el componente atraviesa la interfase para pasar a la masa de la sustancia que lo retiene.

Las moléculas de la muestra se distribuyen o equilibran entre el gas portador y la fase estacionaria líquida. Las muestras que son más solubles en la fase estacionaria permanecen menos tiempo en el gas portador en movimiento. Por consiguiente, se desplazan con menor velocidad a través de la columna; pero podrían eluir al revés si se utilizara una fase estacionaria de polaridad inversa.

Las moléculas absorbidas por la fase estacionaria pueden ser liberadas por ésta, por efectos de incrementos de temperatura. En la Fig. N° 3.22 de la secc. 3.12.6 se muestra los esquemas de dos columnas cromatográficas en la que se indican las fases estacionarias y los soportes sólidos.

3.12.5 COLUMNAS EMPACADAS Y CAPILARES

Intentaré en esta sección resaltar las diferencias entre las columnas empacadas o de relleno, frente a las capilares, que es la que se utilizó en los análisis cromatográficos de la fracción saturados.

En las columnas empacadas o de relleno, el proceso cromatográfico está limitado por el retraso causado por la difusión de las moléculas de la muestra alrededor de las partículas del soporte y dentro de sus poros. Con el propósito de eliminar este factor limitante, el Dr. Golay en 1957 propuso la sustitución de la columna de relleno que contiene las partículas porosas irregulares impregnadas o recubiertas con la fase líquida estacionaria, por otra columna de diámetro interior muy pequeño ("capilar") que proporcione un "recorrido abierto y sin obstáculos" al gas portador y a las moléculas de la muestra. La fase estacionaria líquida está distribuida ahora en forma de película muy delgada sobre la pared interna de la columna (Figura N° 3.22). De esta manera, la difusión de las moléculas de la muestra hacia dentro y hacia fuera de esta fase es mucho más fácil que en el caso de la columna de relleno, donde puede existir poros profundos y bolsas de fase líquida en los sitios donde las partículas se tocan unas a otras [13].

Los trabajos de Golay en el desarrollo de las columnas capilares, las cuales proporcionan un poder de separación mucho mayor que las columnas de relleno y permiten realizar el análisis en un intervalo de tiempo más corto, revolucionaron la Cromatografía de Gases. Las columnas desarrolladas por Golay, en las que la fase líquida está recubriendo en forma de película la superficie interna del tubo, son denominadas en la terminología moderna como **columnas tubulares abiertas de paredes impregnadas** o **columnas WCOT** que responde a las siglas en inglés de **Wall coated open tubular**.

Unos cuantos años después de la introducción de las columnas capilares de paredes impregnadas o columnas WCOT, el Dr. Golay propuso en un Simposium de Edimburgo (1969) una nueva mejora para las columnas capilares abiertas, formando sobre la pared interna del tubo una capa porosa e impregnarla con la fase estacionaria con el propósito de encontrar un área superficial mucho mayor que el área geométrica original del tubo, permitiendo de esta manera aumentar la cantidad total de fase estacionaria, reduciendo al mismo tiempo el espesor de la película, en comparación con las columnas capilares de paredes impregnadas. Una mayor cantidad de fase estacionaria implica naturalmente un aumento de la capacidad de carga (cantidad de muestra que se puede inyectar) de la columna, y una película más delgada tiene la ventaja de facilitar la difusión de las moléculas de la muestra hacia dentro y hacia fuera de la fase estacionaria. A estas columnas se las conoce en la actualidad con el nombre de **columnas tubulares abiertas con soporte impregnado** o **columnas SCOT** que responde a las siglas en inglés de **Support-coated open tubular**.

En resumen, podríamos decir que las columnas capilares presentan marcadas ventajas sobre las columnas empacadas, debido a que las columnas capilares proporcionan mejor separación en un intervalo de tiempo igual o menor, o bien, se podría obtener la misma resolución en un tiempo mucho más corto.

Así mismo, dentro de las columnas capilares podríamos decir que las columnas capilares con soporte impregnado (SCOT) tiene ventajas sobre las columnas capilares con paredes impregnadas (WCOT), debido a que la primera tiene mayor capacidad de carga de muestra y en muchos casos proporciona tiempos de análisis incluso más cortos que las columnas WCOT.

3.12.6 FASES ESTACIONARIAS

La fase estacionaria puede ser un sólido, como en el caso de la Cromatografía Gas - Sólido, o un líquido como en el caso de la Cromatografía Gas - Líquido.

Las fases estacionarias sólidas reciben el nombre de **adsorventes** y pueden ser carbón, alúmina, sílica gel, tamices moleculares sintéticos o los polímeros porosos. Se usan mayormente para la separación de gases o sustancias extremadamente volátiles.

Las fases estacionarias líquidas son mayormente sustancias de alto punto de ebullición que se encuentran recubriendo la superficie de las partículas sólidas dentro de la columna cromatográfica empacada o recubriendo la pared interna de una columna capilar.

Existen variedad de fases estacionarias, cuyo empleo está condicionado al tipo de muestra que se quiere analizar. Por ejemplo si se desea analizar hidrocarburos saturados que son compuestos no polares es recomendable utilizar una columna capilar cuya fase estacionaria sea también no polar, por ejemplo 100% metil silicona.

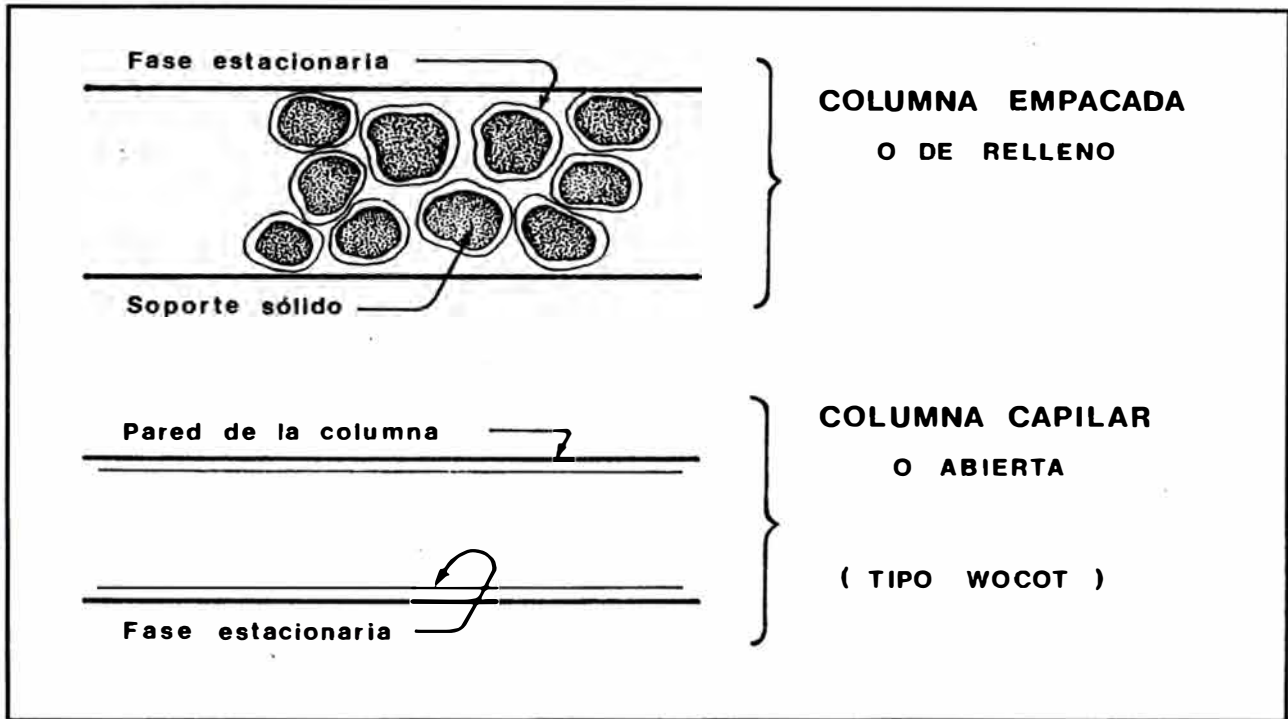


Figura N° 3.22: Esquema ilustrativo de una Columna Cromatográfica empacada y otra capilar.

3.12.7 EL CROMATOGRAMA Y SUS PARAMETROS

El resultado gráfico del análisis es el **cromatograma**, que será motivo de interpretación posterior. Generalmente, el cromatograma está acompañado de una tabla de resultados analíticos, en la que se indican los tiempos de retención, las áreas de los picos y las concentraciones respectivas de cada componente de la muestra. Si de la columna sale sólo el gas portador, éste no será detectado por el detector, por cuanto es un gas inerte, por consiguiente, se registrará como una línea recta llamada línea base. El significado de éstos parámetros y de algunos otros es el siguiente:

- El **tiempo de retención** (t_R), es el tiempo transcurrido desde el momento de la inyección de la muestra hasta el registro del punto máximo del pico.
- El **área del pico** (A), es la superficie delimitada por el pico y la prolongación de la línea base. Esta área, es directamente proporcional a la concentración del componente detectado.
- La **altura del pico** (h), es la distancia entre la cima del pico y la prolongación de la línea base. Si el pico es redondeado, se considera la intersección de las tangentes a los puntos de inflexión de las laderas del pico, y la prolongación de la línea base.

- El ancho del pico (W_p), es la distancia entre las intersecciones de las tangentes, en los puntos de inflexión de las laderas, y la prolongación de la línea base.
- El ancho del pico en la semialtura ($W_{h/2}$), es la distancia paralela a la línea base, entre las dos laderas del pico, tomadas a la mitad de la altura total del pico

A continuación se muestra el esquema de un cromatograma típico (Figura N° 3.23), el cual puede utilizarse para ilustrar e indicar algunos parámetros que se obtienen al realizar un análisis por Cromatografía de Gases.

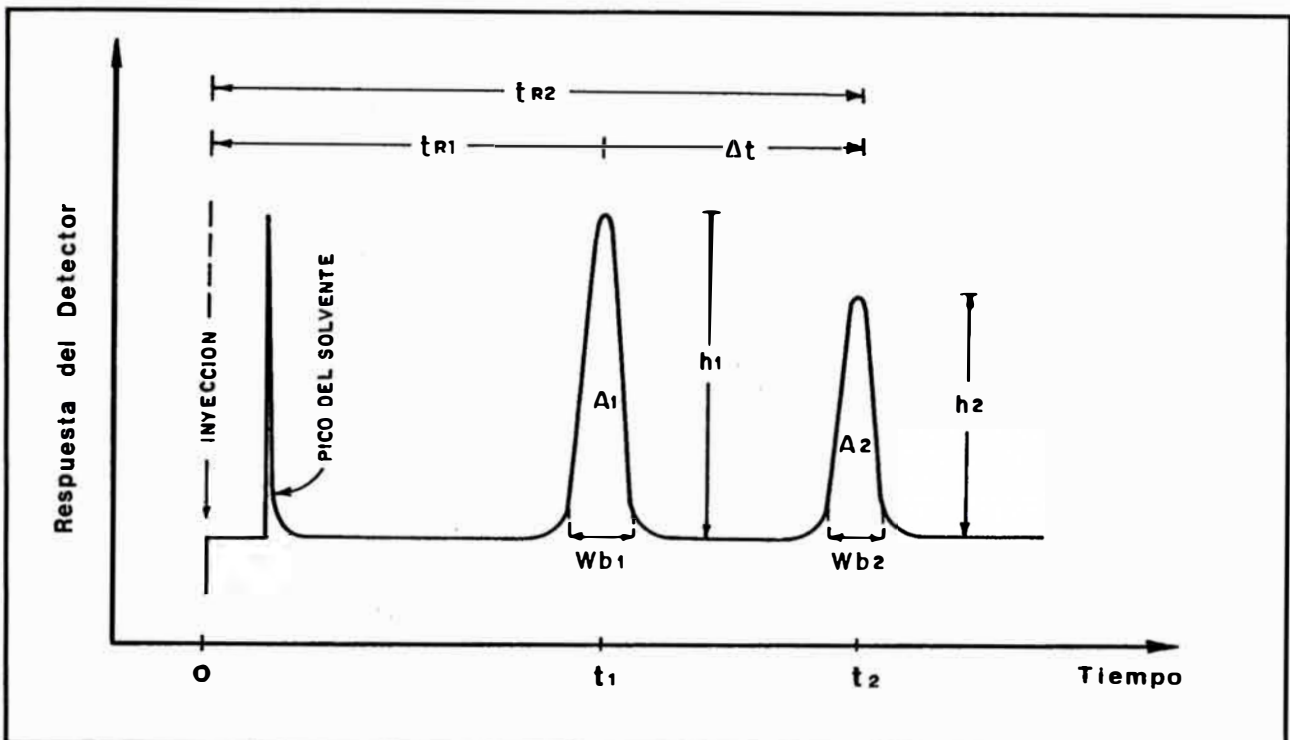


Figura N° 3.23: Cromatograma típico y sus parámetros.

3.12.8 CLASIFICACION DE LA CROMATOGRAFIA GASEOSA SEGUN EL ESTADO FISICO DE LA FASE ESTACIONARIA

Dependiendo de que la fase estacionaria sea un líquido o un sólido, la Cromatografía de Gases (CG) se podría clasificar como Cromatografía Gas - Líquido (CGL) o Cromatografía Gas - Sólido (CGS); siendo la primera de uso más frecuente.

A la Cromatografía Gas - Líquido se denomina también cromatografía de absorción y a la Cromatografía Gas - Sólido se denomina cromatografía de adsorción. (Ver cuadro ilustrativo en la Tabla N° III.8)

TABLA N° III.8

**CLASIFICACION DE LAS TECNICAS CROMATOGRAFICAS SEGUN
EL ESTADO FISICO DE LA FASE ESTACIONARIA Y FASE MOVIL**

CLASE	FASE ESTACIONARIA	FASE MOVIL	DENOMINACION ACEPTADA	VARIANTES DE LA CROMATOGRAFIA
CROMATOGRAFIA GASEOSA	LIQUIDO (disolvente)	GASEOSO (gas portador)	CROMATOGRAFIA Gas-Líquido (CGL)	En Columna, capilar programación de T.
	SOLIDO (adsorbente)	GASEOSO (gas portador)	CROMATOGRAFIA Gas-Sólido (CGS)	En columna con programación de T.
CROMATOGRAFIA LIQUIDA	LIQUIDO (disolvente)	LIQUIDO	CROMATOGRAFIA Líquido-Líquido (CLL)	En columna, y en papel.
	SOLIDO (adsorbente)	LIQUIDO	CROMATOGRAFIA Líquido-Sólido (CLS)	De intercambio iónico en columna, de capa fina, por elución

FUENTE: Química del Petróleo y del Gas, 1985

3.12.9 LA CROMATOGRAFIA DE GASES EN LA GEOQUIMICA ORGANICA

La Cromatografía de Gases (CG) es una técnica de inmensa utilidad en el campo de la Geoquímica Orgánica para el estudio de los hidrocarburos componentes de los extractos de roca y petróleos.

El estudio cualitativo - cuantitativo y la distribución molecular del número de átomos de carbono de las parafinas normales e isoparafinas permite conocer algunos aspectos de mucha importancia como son: El origen de los petróleos y los extractos, el ambiente de deposición de la materia orgánica, los grados evolutivos de madurez térmica, los estados de biodegradación, y otros.

En los cromatogramas de la fracción saturados, los picos predominantes corresponden generalmente a las parafinas normales o n-parafinas; mientras que, las isoparafinas se presentan como numerosos picos que se sitúan entre las parafinas normales, siendo los más importantes desde el punto de vista geoquímico, el pristano (P) y el fitano (F).

Origen de los petróleos y extractos:

La relación Pristano/Fitano (P/F) es buen indicador del origen de la materia orgánica (M.O.). Se estima que para valores menores que 1,0 son de origen marino, y para valores mayores se considera de origen terrestre. Estudios experimentales de generación de hidrocarburos, a partir de materia orgánica tipo algal, bacterial y de plantas superiores, indican que tanto las algas como las bacterias de origen marino generan hidrocarburos lineales de bajos pesos moleculares, predominantemente, entre C_{15} y C_{23} ; aunque son las algas las que generan relativamente mayor cantidad de n-parafinas que las bacterias [26]. Mientras que, las ceras y las resinas de plantas superiores generan hidrocarburos lineales más pesados, predominantemente, en el rango C_{25} - C_{33} . En los petróleos provenientes de materia orgánica de origen marino, predominan los hidrocarburos saturados de bajos pesos moleculares ($< C_{23}$). Por lo que los cromatogramas de dichas muestras tendrán una distribución molecular sesgada hacia los de menores pesos moleculares.

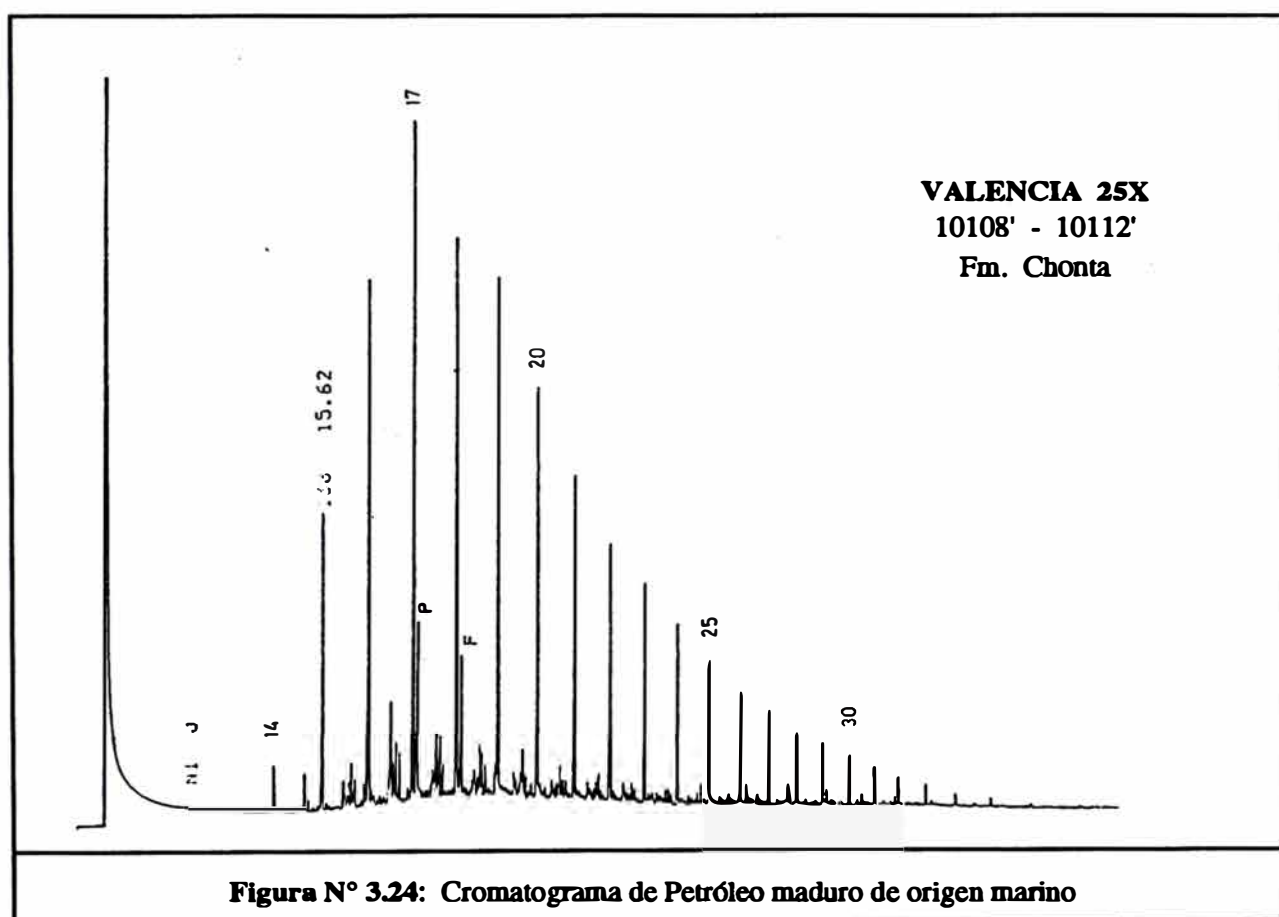


Figura N° 3.24: Cromatograma de Petróleo maduro de origen marino

En los hidrocarburos generados por materia orgánica de origen continental, la razón P/F es mayor que la unidad, y su distribución molecular es sesgada hacia los de mayores pesos moleculares (Fig. N° 3.25). Pero, si el hidrocarburo ha sido generado por el aporte de M.O, tanto de origen marino como continental; entonces, éste tendrá una distribución molecular bimodal, una de altos y otra de bajos pesos moleculares (Fig. N° 3.26). También nos estará indicando ambientes transicionales de deposición.

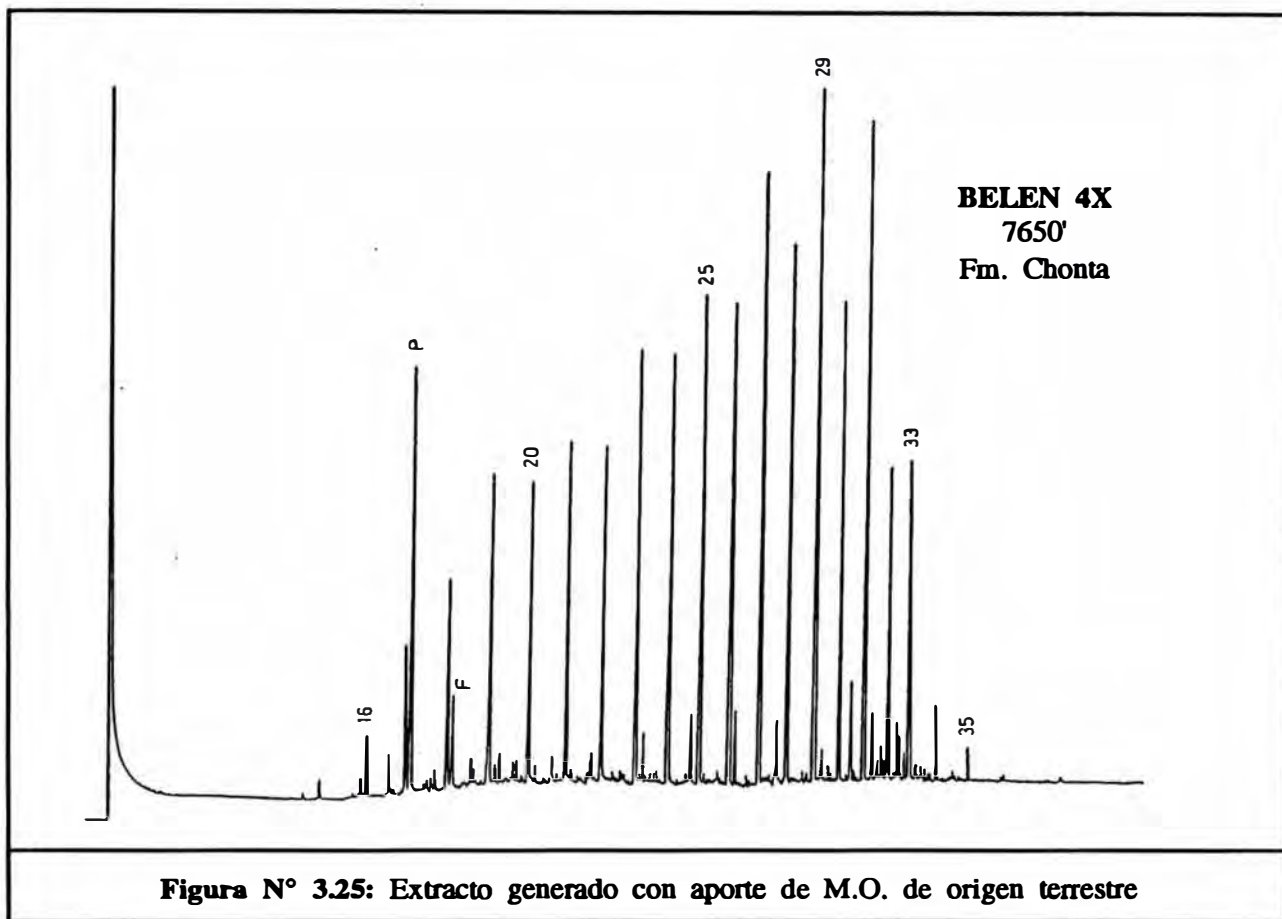


Figura N° 3.25: Extracto generado con aporte de M.O. de origen terrestre

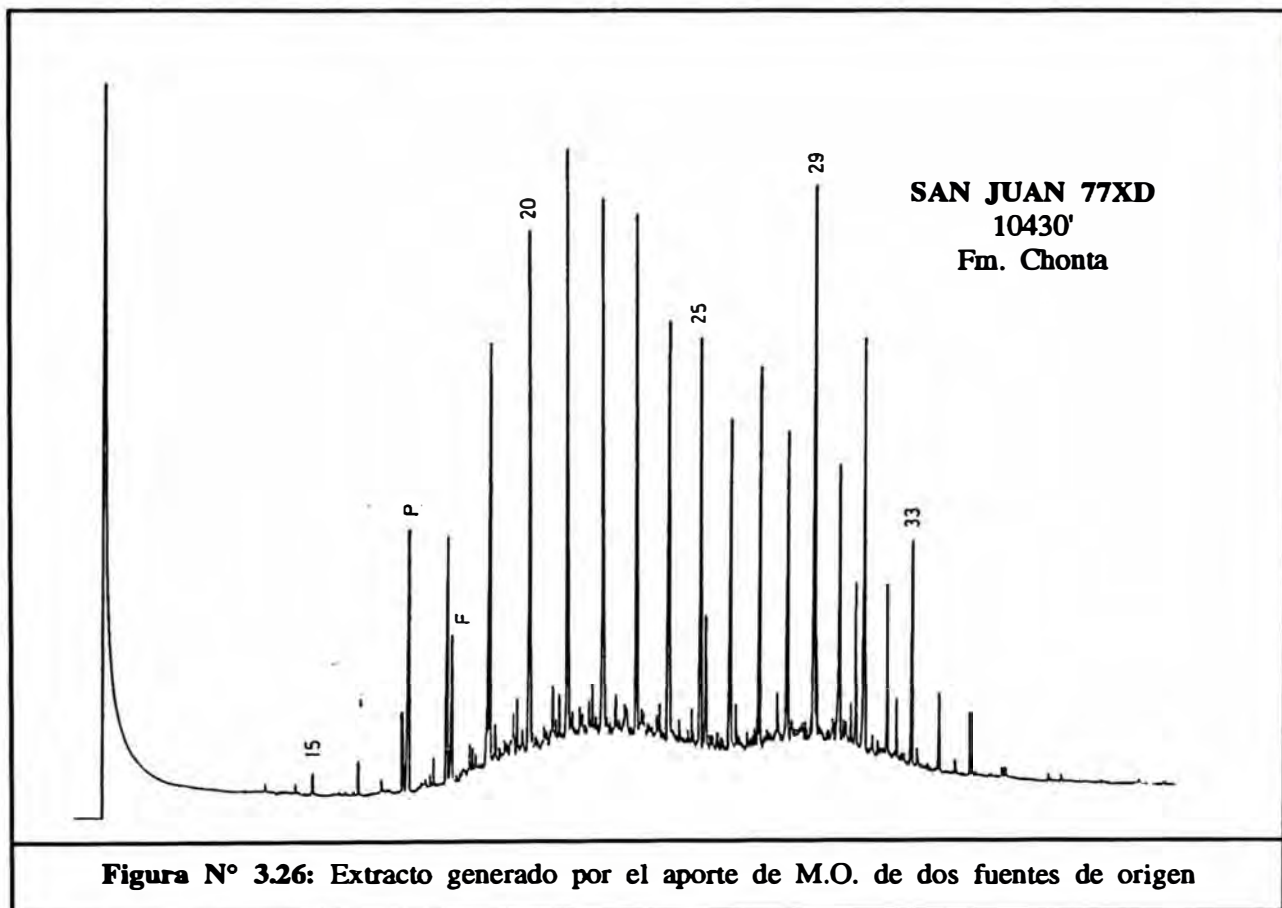


Figura N° 3.26: Extracto generado por el aporte de M.O. de dos fuentes de origen

Madurez Térmica:

La madurez térmica de la materia orgánica y del petróleo en su conjunto es, principalmente, un efecto del tiempo y la temperatura a la que estuvieron sometidas. El incremento de la temperatura conlleva al aumento de la madurez, produciendo el craqueamiento o ruptura térmica de las estructuras macromoleculares del kerógeno y del petróleo, tanto en la roca generadora como en el reservorio. Consecuentemente, la cantidad de hidrocarburos livianos aumentará progresivamente a expensas de los más pesados, siendo finalmente posible encontrar sólo metano termogénico o gas seco.

Mediante Cromatografía de Gases, la madurez térmica de una muestra se determina a partir del desarrollo de los alcanos normales respecto al de los isoalcanos. La abundancia de los alcanos normales es un indicador de madurez, y viceversa, la abundancia de los isoalcanos es indicador de inmadurez, ya que, con el incremento de temperatura se produce un aumento de las parafinas a costa de las isoparafinas. Por ello, en muestras inmaduras las razones P/nC_{17} es mayor de 1,0. Así mismo, un indicador de inmadurez es la desviación de la línea base del cromatograma, probablemente, debido a la presencia de esteranos y terpanos. (Ver Fig. N° 3.27).

Otro modo de averiguar el grado de madurez térmica alcanzada por la muestra es a partir de la relación existente entre alcanos normales con número par e impar de átomos de carbono, conocida como CPI, que corresponde a las siglas en inglés de Carbon Preference Index. Esta relación, permite estimar la madurez térmica utilizando la composición química del bitumen o del petróleo. Fue inicialmente propuesto por Bray & Evans (1961) y se fundamenta en el progresivo cambio de la distribución de los alcanos normales durante la maduración.

Ellos observaron que en sedimentos recientes las moléculas de parafinas normales con número impar de átomos de carbono predominaban sobre las de número par, a diferencia de lo observado en parafinas de extractos de rocas antiguas y de petróleos, que poseían aproximadamente iguales concentraciones de compuestos con número par e impar de átomos de carbono.

La predominancia observada en los sedimentos recientes se debe a que los organismos vivos sintetizan especialmente compuestos con número impar de átomos de carbono; así como, a la presencia de resinas y ceras de las plantas superiores que son la fuente de esos alcanos.

La degradación térmica del kerógeno durante la catagénesis generan hidrocarburos en el rango $C_{18} - C_{22}$ a expensas de los de cadenas más largas, haciéndose los compuestos entre $C_{27} - C_{33}$ cada vez menos predominantes. De este modo, la preferencia de moléculas con número impar de átomos de carbono desaparece progresivamente con la madurez. (Ver Figura N° 3.28).

La relación impar - par es mayor de 1,0 cuando son muestras inmaduras; pero, tienden a la unidad cuando la madurez aumenta. Se estima que para valores de CPI entre 0,9 y 1,3, los petróleos son térmicamente maduros.

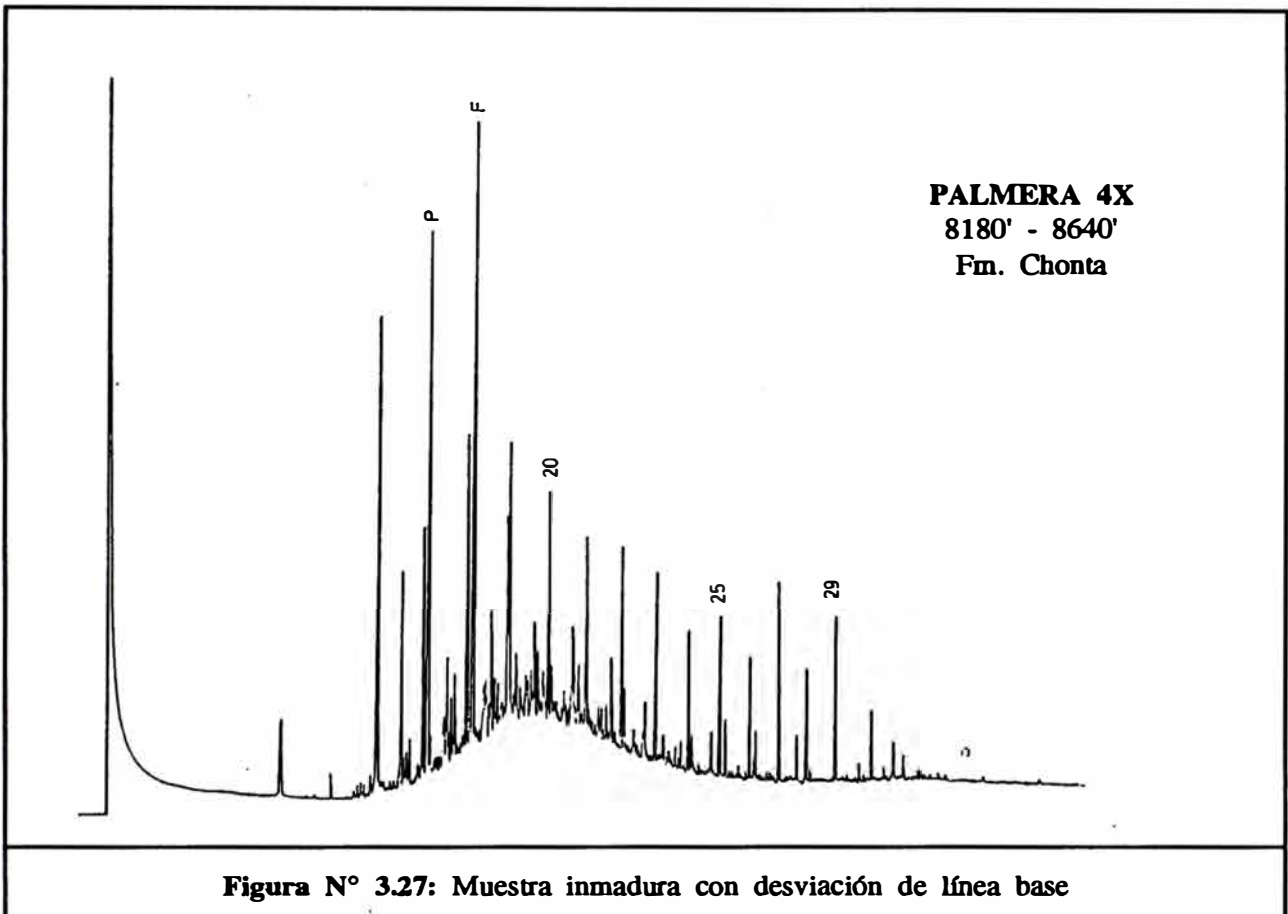


Figura N° 3.27: Muestra inmadura con desviación de línea base

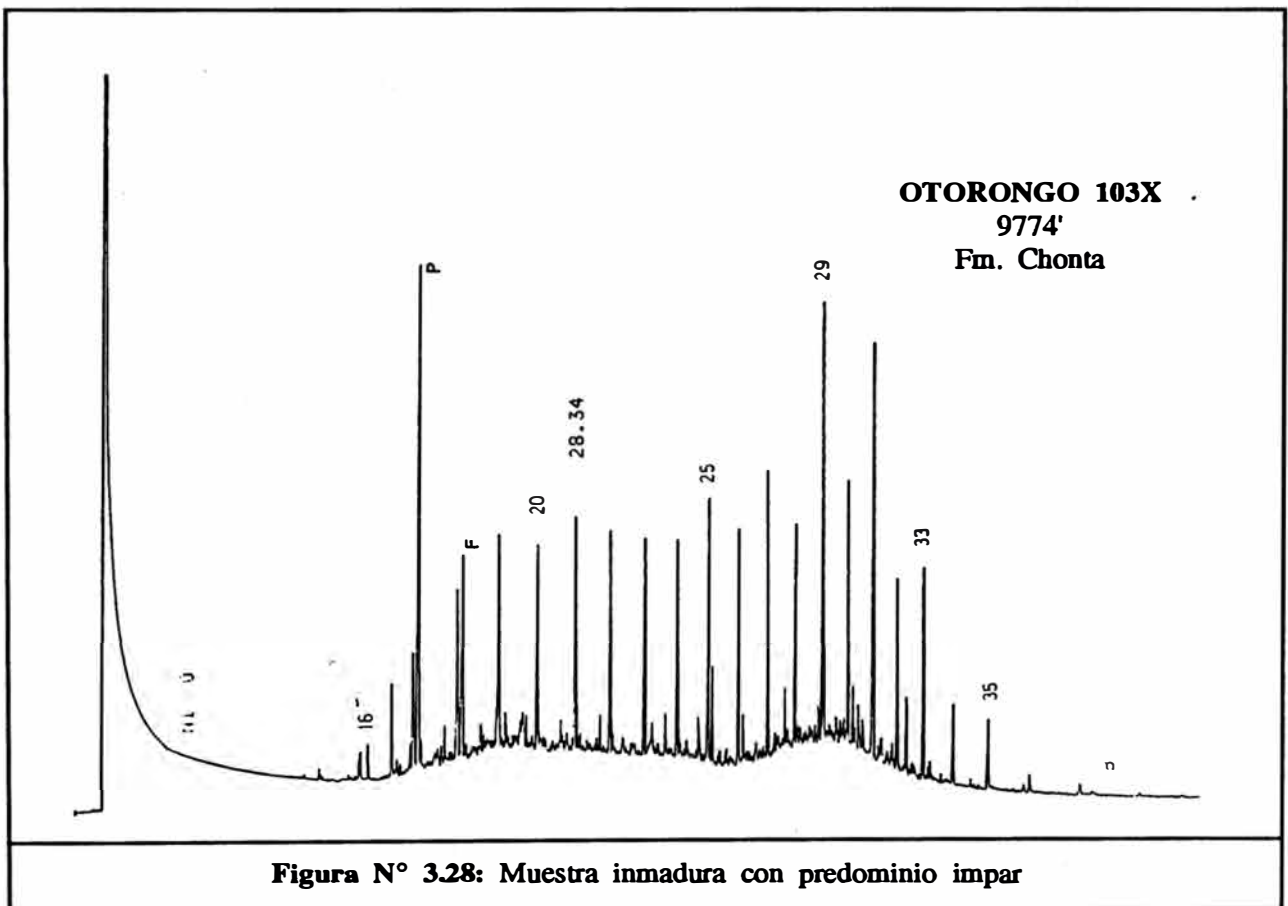


Figura N° 3.28: Muestra inmadura con predominio impar

Existen muchas relaciones, que permiten calcular el Índice Preferencial del Carbono, las cuales fueron propuestas por distintos autores. Los valores del CPI fueron calculadas con las fórmulas propuestas por Philippi (1965), y Scalan & Smith (1970), las mismas que se proporcionan a continuación.

$$\text{CPI} = \frac{2 C_{29}}{C_{28} + C_{30}}$$

Philippi (1965)

$$\text{CPI} = \left[\frac{C_1 + C_{n+2} + C_{n+4}}{4C_{n+1} + 4C_{n+3}} \right]^{(-1)^{i+1}}$$

Scalan - Smith (1970)

Estados de Biodegradación:

La biodegradación es la alteración que sufre los hidrocarburos debido a la presencia de bacterias aerobias o anaerobias. Esta alteración consiste en la selectiva utilización de ciertos tipos de hidrocarburos por parte de los microorganismos. Este fenómeno ocurre generalmente en los depósitos de petróleo, localizadas en áreas en que las aguas formacionales tienen el influjo de aguas meteóricas.

La selectiva utilización de los hidrocarburos por parte de las bacterias, según Tissot (1978), ocurren generalmente en el orden siguiente: Alcanos normales ($<C_{25}$), isoprenoides, cicloalcanos e hidrocarburos aromáticos. En los cromatogramas, las muestras biodegradadas se manifiestan con la ausencia de los picos, justamente, motivo de la degradación bacterial. Como ilustración se presenta el cromatograma de una muestra completamente biodegradada. (Fig. N° 3.29).

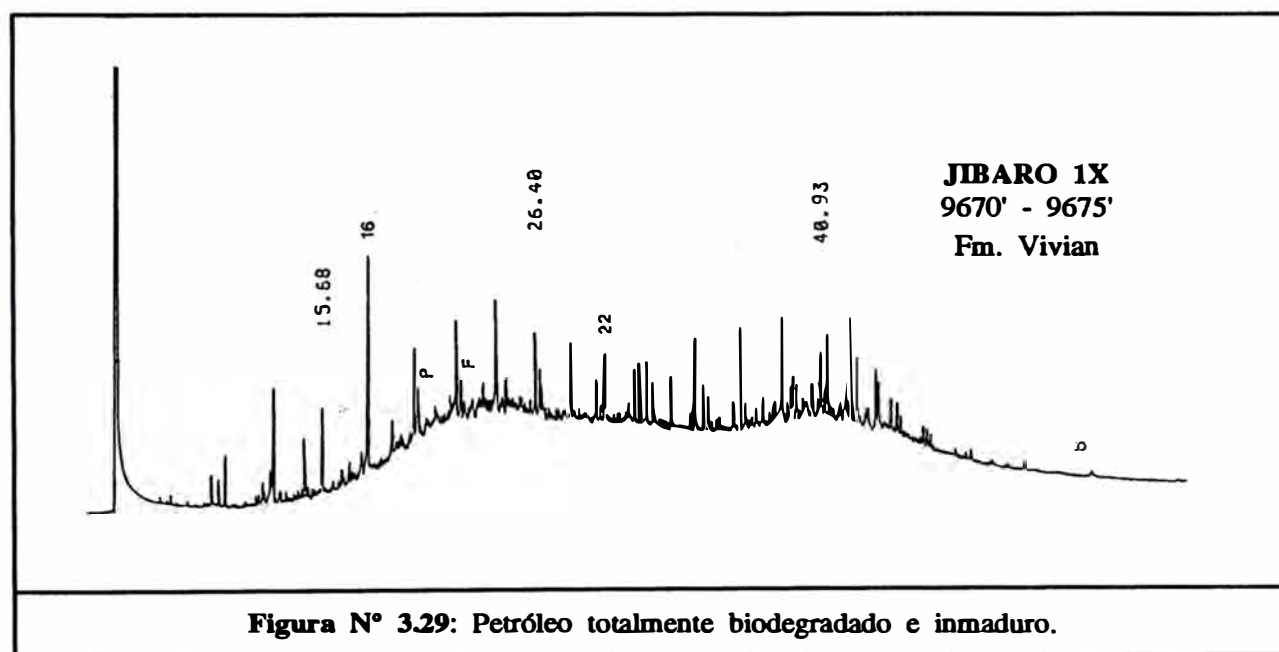


Figura N° 3.29: Petróleo totalmente biodegradado e inmaduro.

3.13 TECNICAS COMBINADAS DE CROMATOGRAFIA DE GASES

Las posibilidades de desarrollo de la Pirólisis; así como, de la Espectrometría de Masas (MS), se vieron considerablemente ampliadas al combinar estos métodos con la Cromatografía de Gases (GC). Tanto así, que en la actualidad se han desarrollado instrumentaciones sofisticadas para los sistemas de Pirólisis - GC y Cromatografía de Gases -Espectrometría de Masas, los cuales son de mucha utilidad en el campo de la Geoquímica del Petróleo, para evaluar el potencial generador de una roca; así como, para realizar estudios detallados de petróleos y de extractos, y por supuesto para el estudio de biomarcadores y correlaciones entre roca generadora-petróleo o petróleo-petróleo.

Con el propósito de destacar la importancia y la necesidad de contar en nuestro medio con la instrumentación adecuada para estudios geoquímicos detallados, que ya son de uso común en toda empresa moderna dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos. Trataré, de manera breve, cada una de estas técnicas geoquímicas y se mostrará algunos resultados gráficos.

3.13.1 PIROLISIS - CROMATOGRAFIA DE GASES

El sistema Pirólisis - GC, además de proporcionar la información que normalmente proporciona la pirólisis, permite identificar posibles contaminaciones de las muestras debido a impregnaciones de petróleos migrados o de aditivos de perforación; así como, reconocer cualitativa y cuantitativamente las trazas y la composición de los hidrocarburos entre C_1 - C_6 , C_6 - C_{11} y C_{11}^+ , a partir del kerógeno pirolizable (S_2). En resumen, este sistema permite examinar la composición detallada del resultado de la pirólisis del kerógeno. Con fines académicos e ilustrativos se muestra un cromatograma obtenido mediante esta técnica.

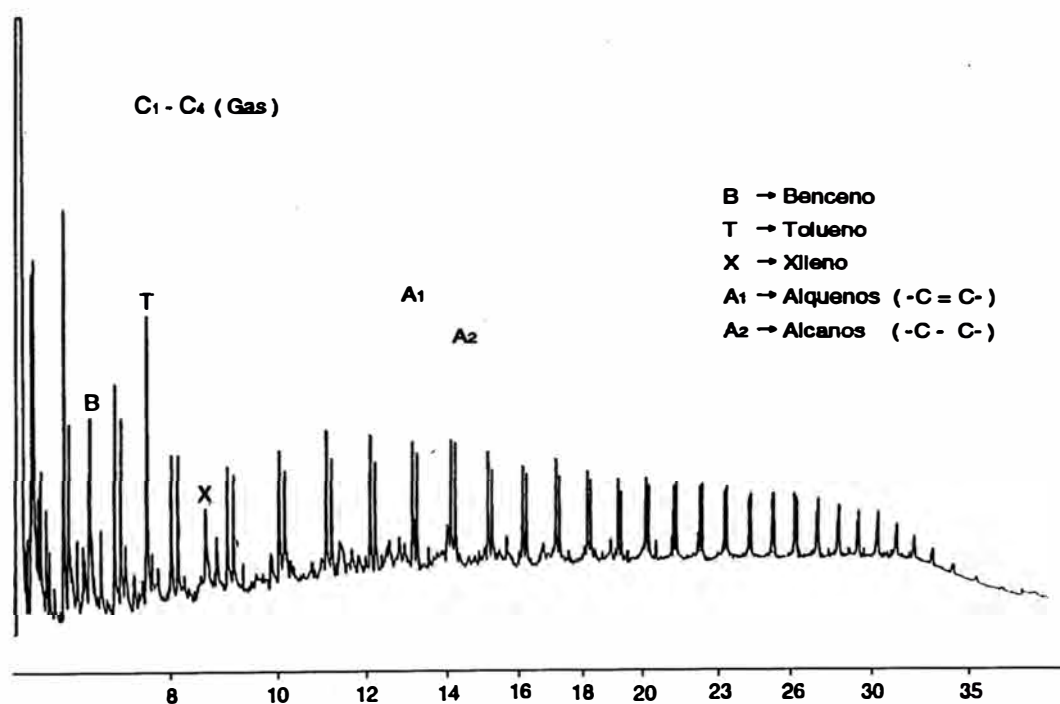


Figura N° 3.30

3.13.2 CROMATOGRAFIA DE GASES - ESPECTROMETRIA DE MASAS

El sistema Cromatógrafo de Gases - Espectrómetro de Masas, más conocido como GC-MS, es la combinación de dos poderosas técnicas de análisis, cuya esencia es la separación cromatográfica de los compuestos de la muestra eluidas desde la columna cromatográfica hacia el interior del espectrómetro, donde, por efecto de la acción del bombardeo electrónico, se produce la ionización disociativa de las moléculas orgánicas, formando un juego de fragmentos que caracterizan las moléculas iniciales, en base a las cuales serán reconocidos los diferentes compuestos de una muestra.

La ionización de las moléculas, es decir, la separación de los electrones de valencia y la formación de un ion molecular tiene lugar durante el choque con electrones que poseen una energía algo mayor que la del umbral de ionización, operándose el proceso bajo profundo vacío, con el propósito de evitar las colisiones de las moléculas que podrían reflejarse en los espectros de masas.

Esta técnica permite conocer la composición detallada de cada una de las fracciones del petróleo e identificar los compuestos químicos fósiles, más conocidos como "biomarcadores" *, con el objeto de tener un conocimiento a nivel molecular de los extractos de roca y los petróleos.

Lógicamente, determinar y conocer la estructura de los biomarcadores ofrece abundantes informaciones acerca de la fuente y la madurez térmica de las sustancias orgánicas presentes en las rocas; así como, conocer el grado de biodegradación, distancias relativas y posibles direcciones de migración del petróleo.

Así mismo, el estudio de las relaciones entre biolípidos (precursores) y geolípidos (biomarcadores) permiten establecer relaciones genéticas entre rocas generadoras y petróleos o relaciones entre petróleo - petróleo, proporcionando importantes informaciones en la exploración y ubicación de nuevos yacimientos de petróleo.

Los biomarcadores más utilizados en este campo son los isoprenoides (pristano y fitano), tanto lineales como policíclicos, terpanos y esteranos y en menor proporción los monoaromáticos (Seifert - Moldwan, 1978).

Los espectros de masas o "fragmentogramas" son los resultados gráficos del análisis por GC-MS, en las que se muestran las razones de la masa/carga, expresadas en unidades atómicas de masas (Daltons), en función de la abundancia de iones y fragmentos de las moléculas de la muestra, estando la mayoría de los fragmentos con carga +1.

A continuación se muestra un fragmentograma en la que se ilustra la detección selectiva de biomarcadores como terpanos (con m/z 191), esteranos (con m/z 217) y esteranos por reacomodo (con m/z 259).

* Un biomarcador es aquella sustancia orgánica que se puede relacionar estructuralmente con su molécula precursora, debido a que ésta no sufrió mayores cambios estructurales al estar sometida a procesos diagenéticos, de tal manera que dicha molécula puede ser correlacionada aún con el precursor biológico por comparación de sus estructuras o "esqueletos".

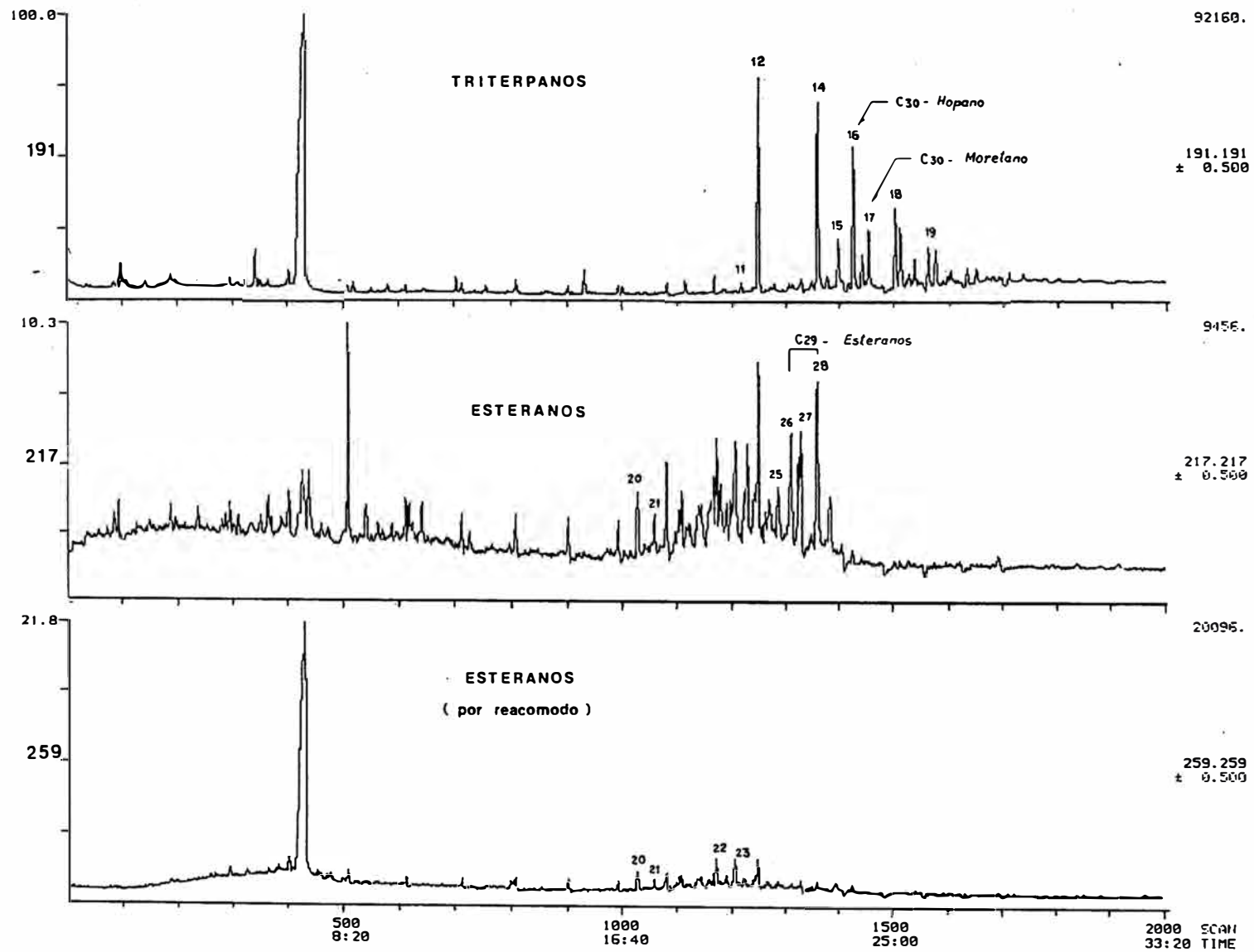


Figura N° 3.31

CAPITULO 4

INTERPRETACION Y CORRELACION

Con el propósito de alcanzar los objetivos propuestos en el presente trabajo, se realizará en este capítulo la evaluación de los resultados analíticos obtenidos por diferentes técnicas geoquímicas; así como, la correlación entre los extractos de roca y los petróleos de la Formación Chonta. En base a ello, se hará un estimado del potencial oleogénico que posee esta Formación.

4.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

Los estudios geoquímicos se orientan fundamentalmente hacia la determinación de tres parámetros para la evaluación del potencial generador de una unidad litoestratigráfica. Ellos son: Cantidad de materia orgánica presente en la roca, Calidad de la materia orgánica y Madurez Térmica de la misma. La coincidencia favorable de estos parámetros indican que la roca es generadora de hidrocarburos; contrariamente, la ausencia de alguno de dichos parámetros imposibilita a la roca de ser generadora.

4.2 CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO TOTAL (TOC)

El potencial de generación de una roca está en función del contenido de materia orgánica autógena. Este potencial se determina estableciendo analíticamente el contenido de carbono orgánico total (TOC) de la muestra; es decir, este análisis se encarga de determinar la cantidad de materia orgánica presente en la roca. Estos análisis se realizaron con un Determinador de Carbono, marca LECO-EC12.

4.2.1 RESULTADOS ANALITICOS DE CARBONO ORGANICO TOTAL (TOC)

El potencial generador de las muestras se ha establecido en base a los criterios propuestos por Bayliss (1978), el mismo que se presenta en la Tabla N° III.5-A (p. 49)

En la Tabla N° IV.1 se presentan los resultados analíticos de la determinación del Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) de 41 muestras de roca, en las cuales la litología predominante corresponde a lutitas negras a grises, con microrestos de materia carbonosa, siendo algunas de ellas, ligeramente carbonatadas. Las descripciones litológicas de las muestras se encuentran en la sección Anexos.

De los análisis de TOC se advierte que el 10% de las muestras tienen un potencial generador excelente, un 13% un potencial muy bueno y 23% un potencial generador bueno; es decir el 46% tiene buenas posibilidades de generar hidrocarburos. Así mismo, el 45% de las muestras tienen un potencial generador regular y solamente un 8% presenta valores menores a 0,5% indicando poca posibilidad de generar hidrocarburos. En la Figura N° 4.1 se representa la estadística correspondiente a los análisis del contenido de Carbono Orgánico Total.

4.2.2 DISTRIBUCION DE CARBONO ORGANICO EN LA FORMACION CHONTA

El contenido de carbono orgánico en la roca varía en función de los ambientes de deposición de los sedimentos y la materia orgánica en su conjunto. Para evaluar la distribución del contenido de TOC que posee la Formación Chonta en la Cuenca Marañón, se ha considerado en cada pozo, el valor promedio de los resultados analíticos de muestras litológicamente idénticas.

Para representar esta distribución se elaboró un mapa isovalórico (Figura N° 4.2) y su respectivo mapa isométrico (Figura N° 4.3). Con el propósito de que estos mapas sean lo más representativo posible se utilizó adicionalmente alrededor de 160 resultados analíticos de TOC, tomados de trabajos de Tesis ya publicados.

En el mapa se observa que a partir de los 4°30' hacia el norte el potencial de generación de hidrocarburos es de bueno a muy bueno, presentándose valores excelentes en las áreas de Belén 4X, Tangarana 1X, Tuncheplaya 95X y Forestal 2X; mientras que, en las áreas de los pozos Ungumayo 1X, Shanusi 2X, Pauyacu 1X, Marañón 110X y Capirona 68XC, las posibilidades de generar hidrocarburos son marginales.

El isométrico correspondiente, permite observar en el espacio tridimensional, las variaciones del contenido de Carbono Orgánico Total registradas en cada uno de los pozos estudiados de la Cuenca.

En dicho isométrico, los picos predominantes indican las áreas con más altos valores de TOC, es decir, las que tienen mayor concentración de carbono orgánico; contrariamente, al de las “depresiones” y los “valles”.

TABLA N° IV.1

DETERMINACION DEL CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO TOTAL
Formación Chonta - Cuenca Marañón

N°	POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	%CaCO ₃	%TOC	POTENCIAL
01	BELEN 4X	7644'	3,0	6,15	Excelente
02	BELEN 4X	7650'	3,7	4,51	Excelente
03	CAPAH. SUR 1X	12283'	22,2	2,29	Bueno
04	CAPAH. SUR 1X	12760'	11,6	0,95	Regular
05	CAPAH. SUR 1X	12785'	3,6	0,92	Regular
06	CAPIRONA 68XC	9970'	16,8	0,77	Regular
07	CAPIRONA 68XC	10003'	3,2	0,36	Pobre *
08	CORRIENTES 10X	9849'	8,2	1,59	Bueno
09	CORRIENTES 10X	9869'	7,6	1,41	Bueno
10	CHAMBIRA E.123X	11319-11450'	8,3	0,93	Regular
11	CHAMBIRA E.123X	11581-11712'	6,1	0,90	Regular
12	CHAMBIRA E.123X	11844-11909'	7,6	1,02	Bueno
R1	CHAPULI 1X	14550-14590'	7,4	0,95	Regular
13	FORESTAL 51-X2	9834'	7,5	3,23	Muy Bueno
14	FORESTAL 51-X	9872'	3,6	0,71	Regular
15	FORESTAL 51-X	10012'	3,4	2,81	Muy Bueno
16	HUANGANA 102X (V)	8705'	1,2	1,25	Bueno
17	JIBARO 1X	9780'	5,4	1,28	Bueno
18	OTORONGO 103X	9744'	13,5	0,93	Regular
19	OTORONGO 103X	9750'	15,5	0,64	Regular *
20	OTORONGO 103X	9774'	6,7	1,24	Bueno
21	PALMERA 4X	8180-8640'	17,8	2,41	Excelente
22	PAVAYACU 3X (V)	8810-8890'	3,8	2,15	Muy Bueno
23	PAVAYACU 3X	8890-8950'	2,0	1,54	Bueno
24	SAN JUAN 77XD	10430'	3,7	0,96	Regular
25	SHIVIYACU 4X	10140'	10,0	0,64	Regular *
26	SHIVIYACU 4X	10155'	6,2	1,08	Bueno
27	SUNGACHI 2X	14090-14200'	7,6	0,98	Regular
28	SUNGACHI 2X	14300-14400'	7,2	0,76	Regular
29	TANGARANA 1X	6648'	4,5	2,28	Muy Bueno
30	TANGARANA 1X	6698'	1,6	5,73	Excelente
31	TUNCHEPLAYA 95X	10483'	10,8	0,70	Regular
32	TUNCHEPLAYA 95X	10504'	2,6	5,71	Excelente
33	UNGUMAYO 1X	15044'	12,0	0,54	Regular *
34	UNGUMAYO 1X	15079'	1,0	0,35	Pobre *
35	UNGUMAYO 1X	16042'	1,6	0,12	Pobre *
36	YANAYACU 27X	11240-11300'	5,8	1,69	Bueno
37	YANAYACU 27X	11411'	7,0	0,76	Regular
38	YANAYACU 27X	11578'	4,0	0,95	Regular
39	YAÑEZ 14X	15450'	5,6	1,46	Bueno
40	YAÑEZ 14X	15818'	5,7	0,80	Regular

* Muestras descartadas para los análisis posteriores debido a su bajo contenido de Carbono Orgánico Total (TOC < 0.70%).

**POTENCIAL GENERADOR A PARTIR DEL CONTENIDO DE TOC
FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑÓN**

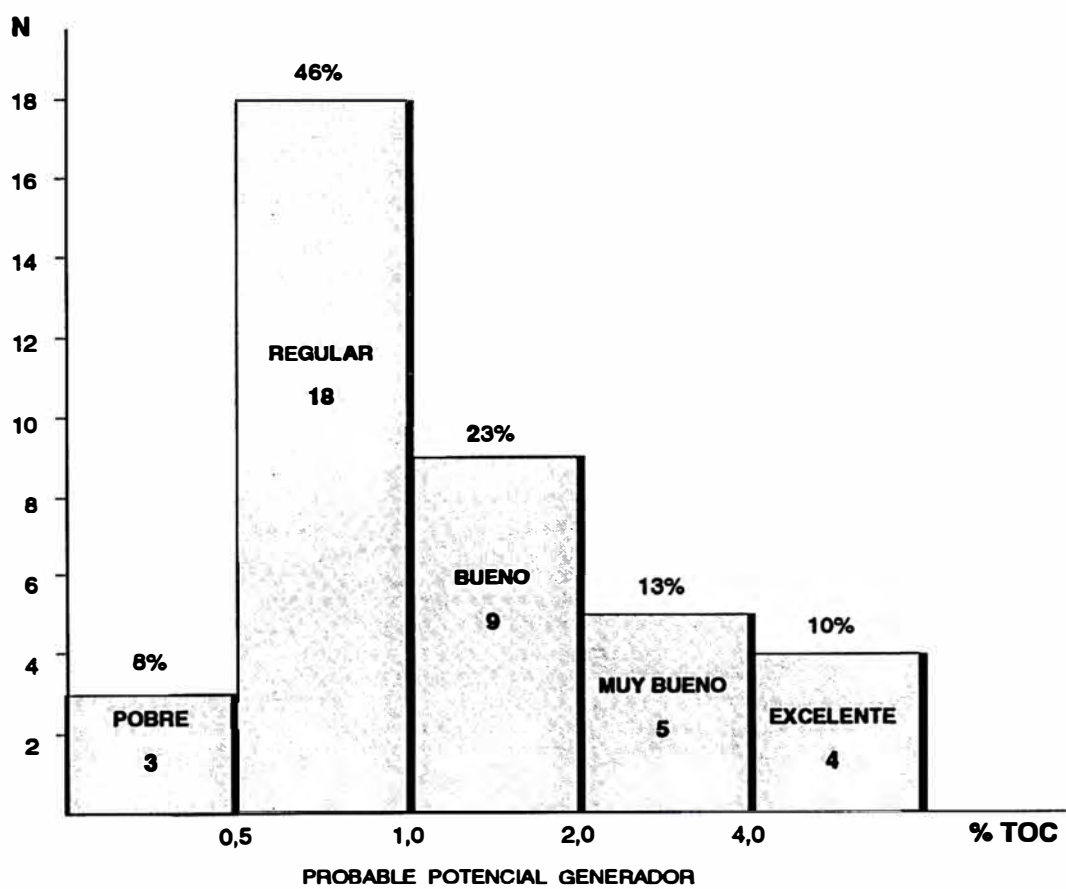


DIAGRAMA CIRCULAR:

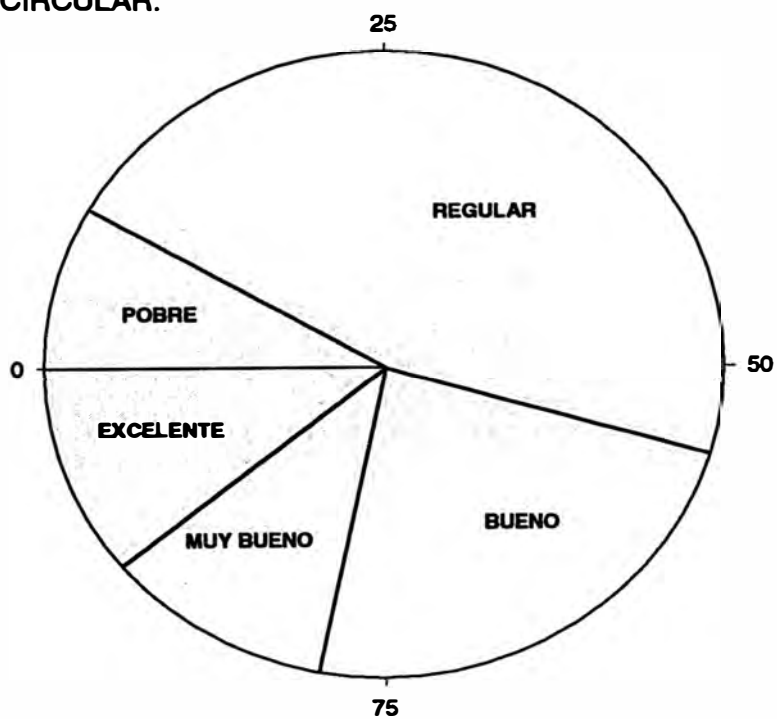


Figura N° 4.1

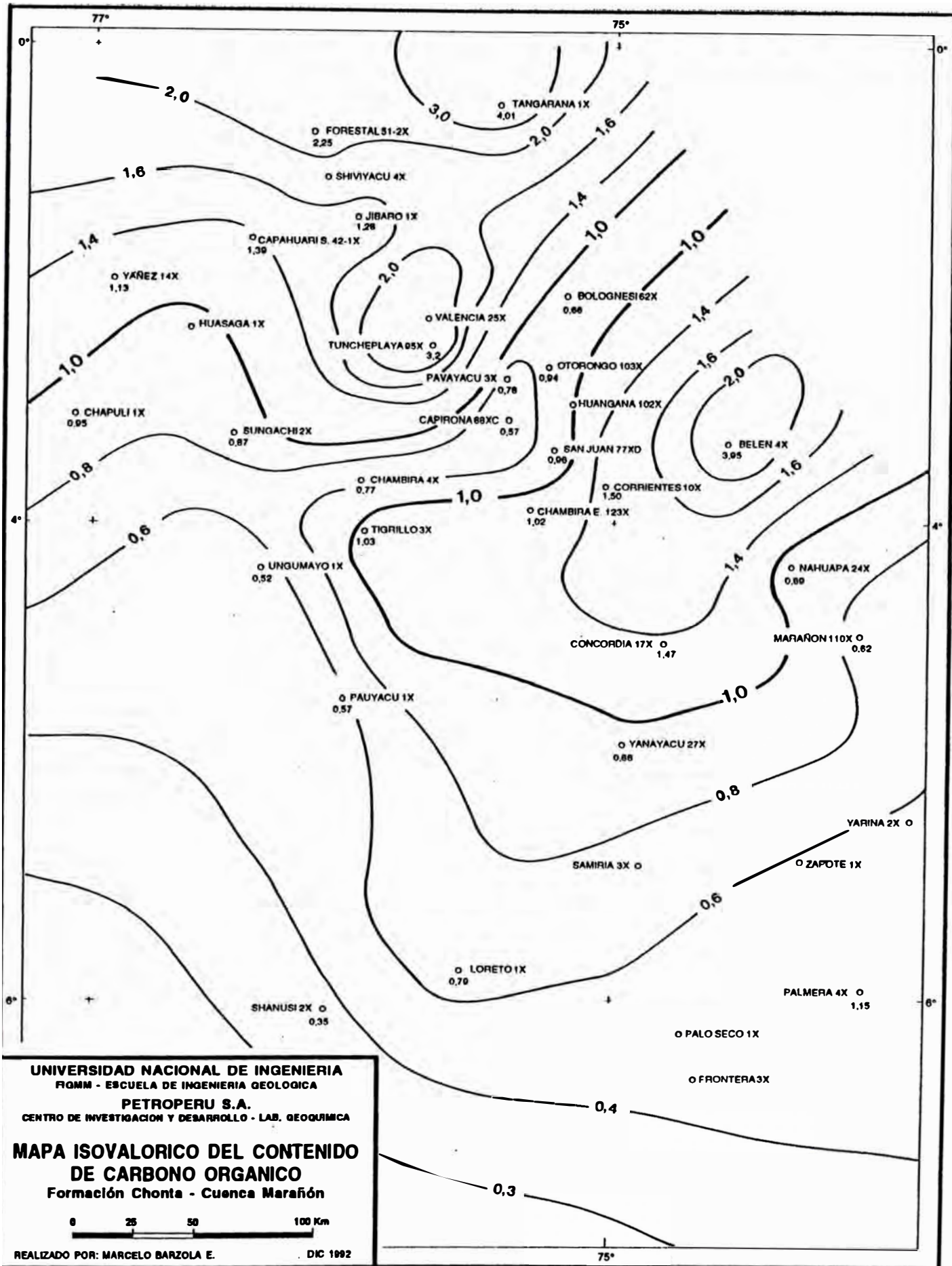


Figura N° 4.2

MAPA ISOMETRICO DEL CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO FORMACION CHONTA-CUENCA MARAÑON

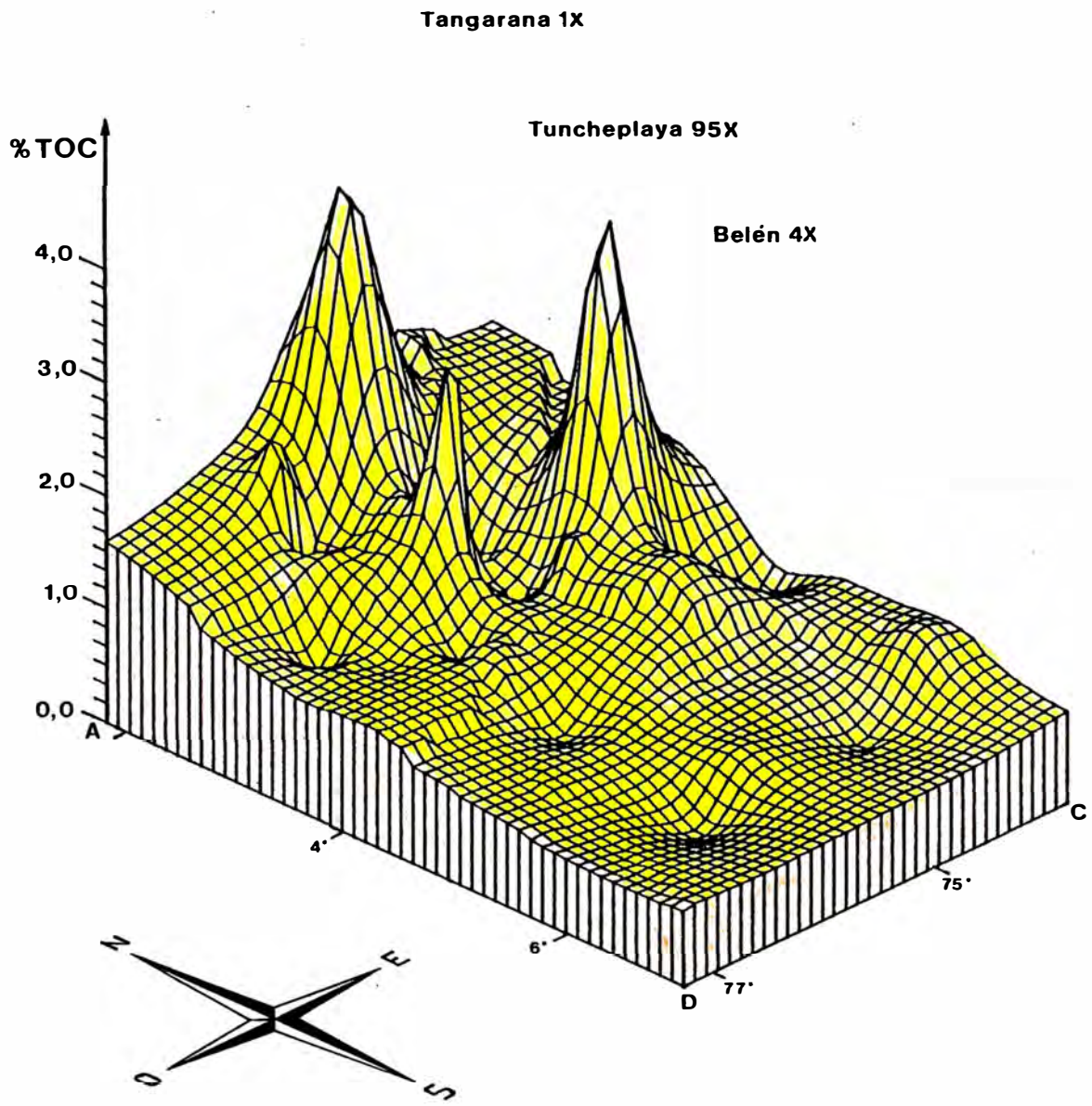


Figura N° 4.3

4.3 EXTRACCION DE MATERIA ORGANICA SOLUBLE (MOS)

Para este análisis se seleccionaron 34 muestras de roca cuyos resultados analíticos de TOC fueron mayores o iguales a 0,70% de contenido de carbono orgánico. El bitumen o materia orgánica soluble ha sido extraído de la roca pulverizada, reciclando diclorometano (CH_2Cl_2) durante 24 horas, de acuerdo al método descrito en la Sección 3.9 (Fig. N° 3.15).

4.3.1 RESULTADOS ANALITICOS DE EXTRACCION SOXHLET

El potencial generador de las muestras han sido estimadas de acuerdo a la escala propuesta por Peters (1986), que se muestra en la Tabla N° III.7 (p. 56)

La Tabla N° IV.2 indica: La cantidad de muestra utilizada para la extracción, la cantidad de bitumen recuperado de cada una de ellas (expresadas en miligramos); así como, la concentración de bitumen expresadas en partes por millón (ppm) y el respectivo potencial generador de cada muestra.

De las 32 muestras que corresponden a la Formación Chonta, una muestra posee un potencial generador excelente, 03 muestras tienen un potencial generador muy bueno, 04 muestras un potencial generador bueno y 08 muestras un potencial generador regular. Estas 16 muestras que representan el 50% del total tienen buenas posibilidades de generar hidrocarburos.

Las 16 muestras restantes tienen pocas posibilidades de generar cantidades comerciales de petróleo, debido a que poseen menos de 500 ppm de extractos solubles.

Los gráficos de la Figura N° 4.4 sintetizan estadísticamente, mediante un histograma y su diagrama circular respectivo, los resultados obtenidos en el análisis de Extracción Soxhlet.

Como se podrá observar en dicho histograma, de las muestras con posibilidades de generar hidrocarburos el mayor porcentaje corresponde a aquellas que poseen un potencial generador regular (25%), seguidas de aquellas que poseen un potencial generador bueno (13%).

4.3.2 POTENCIAL GENERADOR DE LA ROCA A PARTIR DEL CONTENIDO DE TOC Y MATERIA ORGANICA SOLUBLE.

El cuadro de potencial de roca madre C_{15}^+ , que relacione el contenido de TOC y la cantidad de materia orgánica soluble (Figura N° 4.5) nos indica que la mayoría de las muestras poseen un potencial generador pobre a marginal, alcanzando algunas de ellas un potencial generador bueno a muy bueno. En la muestra N° 03 del pozo Capahuari no existe proporcionalidad entre su contenido de TOC (2,29%) y la cantidad de extracto obtenido (401,3 mg demasiado alto) indicando contaminación por impregnación.

TABLA N° IV.2

RESULTADOS ANALITICOS DE EXTRACCION SOXHLET

Formación Chonta - Cuenca Maraón

N°	POZO	%TOC	MUESTRA (g)	NETO (mg)	PPM	POTENCIAL
01	BELEN 4X	6,15	70,0000	106,1	1527	Bueno
02	BELEN 4X	4,51	70,0000	80,9	1156	Bueno
03	CAPAH.SUR 1X	2,29	70,0000	401,3	5733	Excelente
04	CAPAH.SUR 1X	0,95	70,0000	66,5	950	Regular
05	CAPAH.SUR 1X	0,92	70,0000	29,1	416	Pobre
06	CAPIRONA 68XC	0,77	70,0000	15,3	219	Pobre
08	CORRIENTES 10X	1,59	70,0000	26,3	376	Pobre
09	CORRIENTES 10X	1,41	70,0000	29,3	419	Pobre
10	CHAMBIRA 123X	0,93	65,0000	15,9	245	Muy Pobre
11	CHAMBIRA 123X	0,90	60,0000	13,3	238	Muy Pobre *
12	CHAMBIRA 123X	1,02	60,0000	15,3	255	Pobre
13	FORESTAL 51-X2	3,23	70,0000	192,9	2756	Muy Bueno
14	FORESTAL 51-X2	0,71	70,0000	16,7	238	Muy Pobre
15	FORESTAL 51-X2	2,81	70,0000	90,2	1289	Bueno
16	HUANGANA 102X	1,25	70,0000	34,1	487	Pobre (V)
17	JIBARO 1X	1,28	70,0000	35,2	503	Regular
18	OTORONGO 103X	0,93	70,0000	12,6	180	Muy Pobre *
20	OTORONGO 103X	1,24	70,0000	58,8	840	Regular
21	PALMERA 4X	2,41	29,2375	24,6	841	Regular
22	PAVAYACU 3X	2,15	25,9412	20,7	798	Regular (V)
23	PAVAYACU 3X	1,54	48,7040	37,0	760	Regular
24	SAN JUAN 77XD	0,96	70,0000	22,8	326	Pobre
26	SHIVIYACU 4X	1,08	70,0000	16,2	231	Muy Pobre
27	SUNGACHI 2X	0,98	55,0000	38,8	705	Regular
28	SUNGACHI 2X	0,76	60,0000	22,0	367	Pobre
29	TANGARANA 1X	2,28	70,0000	70,0	1000	Regular
30	TANGARANA 1X	5,73	70,0000	184,6	2637	Muy Bueno
31	TUNCHEPLAYA 95X	0,70	70,0000	8,5	121	Muy Pobre *
32	TUNCHEPLAYA 95X	5,71	70,0000	148,7	2114	Muy Bueno
36	YANAYACU 27X	1,69	41,9062	23,9	570	Regular
37	YANAYACU 27X	0,76	65,0000	28,9	445	Pobre
38	YANAYACU 27X	0,95	70,0000	33,7	481	Pobre
39	YAÑEZ 14X	1,46	70,0000	83,4	1191	Bueno
40	YAÑEZ 14X	0,80	70,0000	33,7	481	Pobre

* Muestras descartadas para análisis de Cromatografía Líquida debido a la poca cantidad de bitumen (MOS < 15,0 mg).

**CALIDAD DE ROCA GENERADORA
A PARTIR DE LA CANTIDAD DE EXTRACTO
FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON**

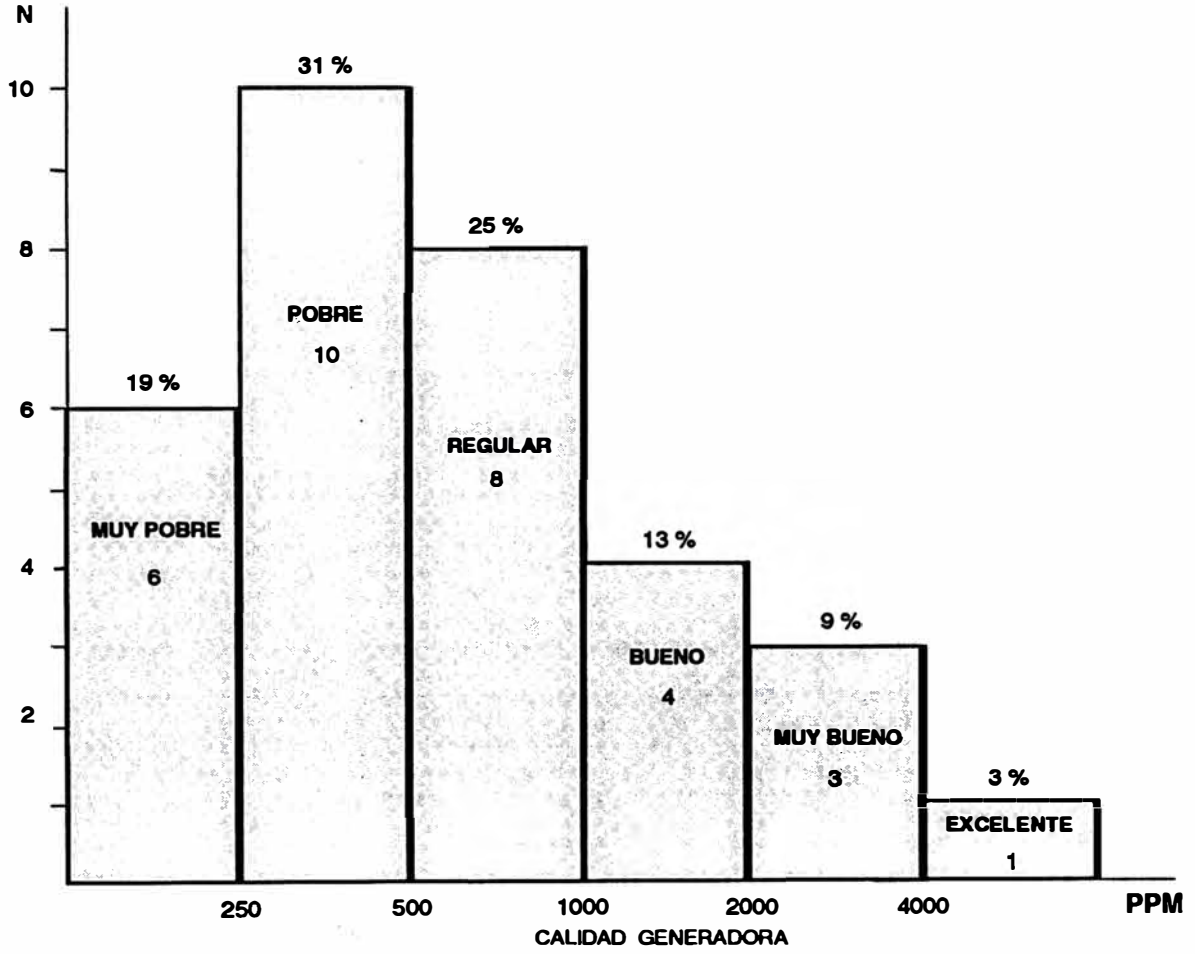


DIAGRAMA CIRCULAR:

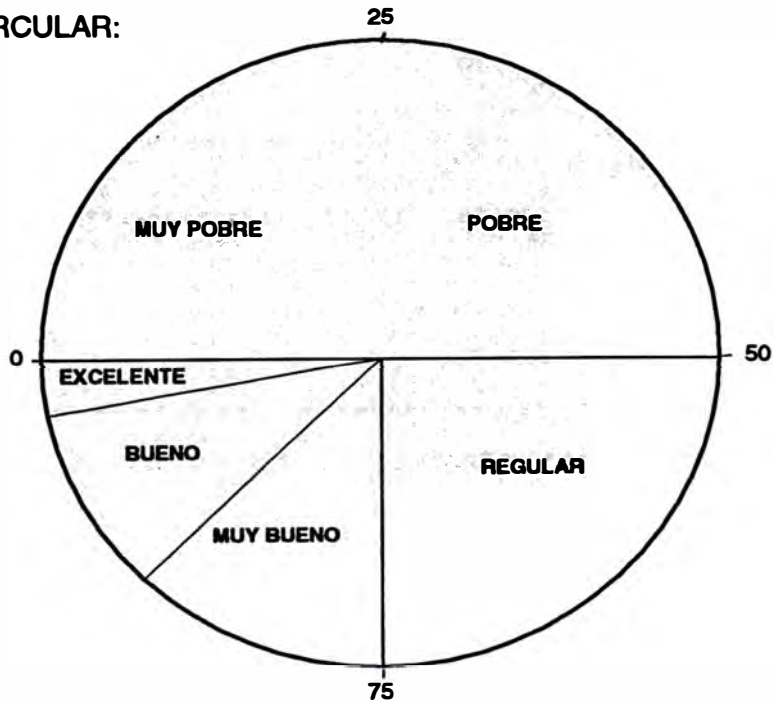
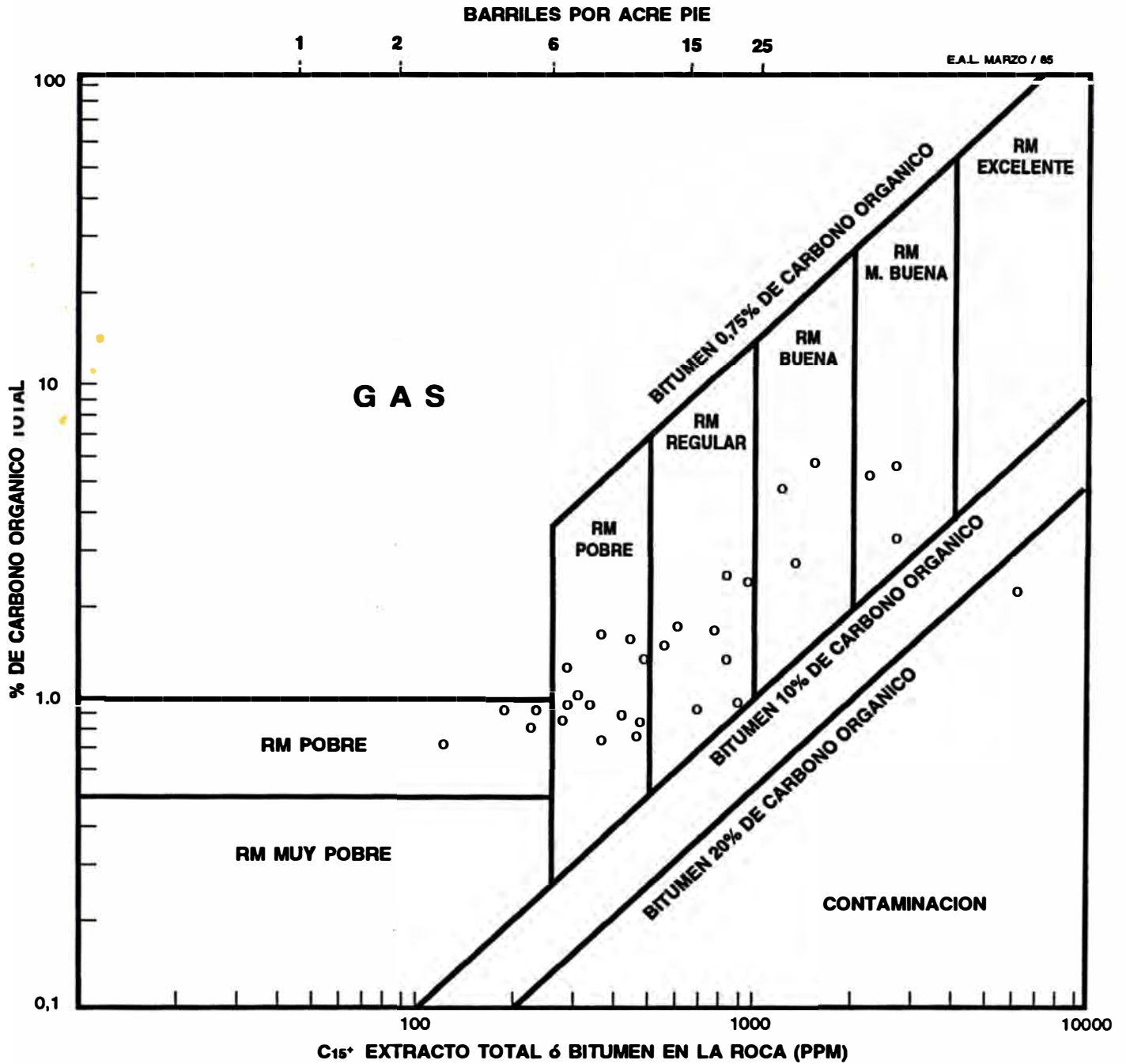


Figura N° 4.4

C₁₅⁺ POTENCIAL DE ROCA MADRE FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON



RM = ROCA MADRE (SOURCE ROCK)

Figura N° 4.5

4.3.3 DISTRIBUCION DEL CONTENIDO DE MATERIA ORGANICA SOLUBLE (MOS) EN LA FORMACION CHONTA

Los contenidos de extractos solubles mayores de 500 ppm se registran aproximadamente al norte de los 4 grados (ver Figura N° 4.5), encontrándose los mayores valores en las áreas de los pozos Capahuari 1X, Chambira 4X, Tangarana 1X, Forestal 2X, Tuncheplaya 95X, Yañez 14X y Belén 4X, principalmente. Hacia el sur de esta línea tiende a disminuir progresivamente notándose un ligero incremento a partir de los 6 grados aproximadamente. Los menores valores de contenido de extractos solubles se registran en las áreas de los pozos Ungumayo 1X, Pauyacu 1X, Yanayacu 27X, Nahuapa 24X, Concordia 17X y Marañón 110X.

El mapa isovalórico del contenido de MOS de la Fm. Chonta de la Cuenca Marañón y su respectivo isométrico fueron elaborados utilizando los resultados analíticos de Extracción Soxhlet correspondientes a 24 pozos de la Cuenca, considerando para ello el promedio del contenido de MOS de las muestras de un mismo pozo, expresadas en ppm. Estas tendencias estarían asociadas a la transición del cambio de un ambiente marino predominante en el centro de la cuenca hacia un ambiente transicional al sur y suroeste.

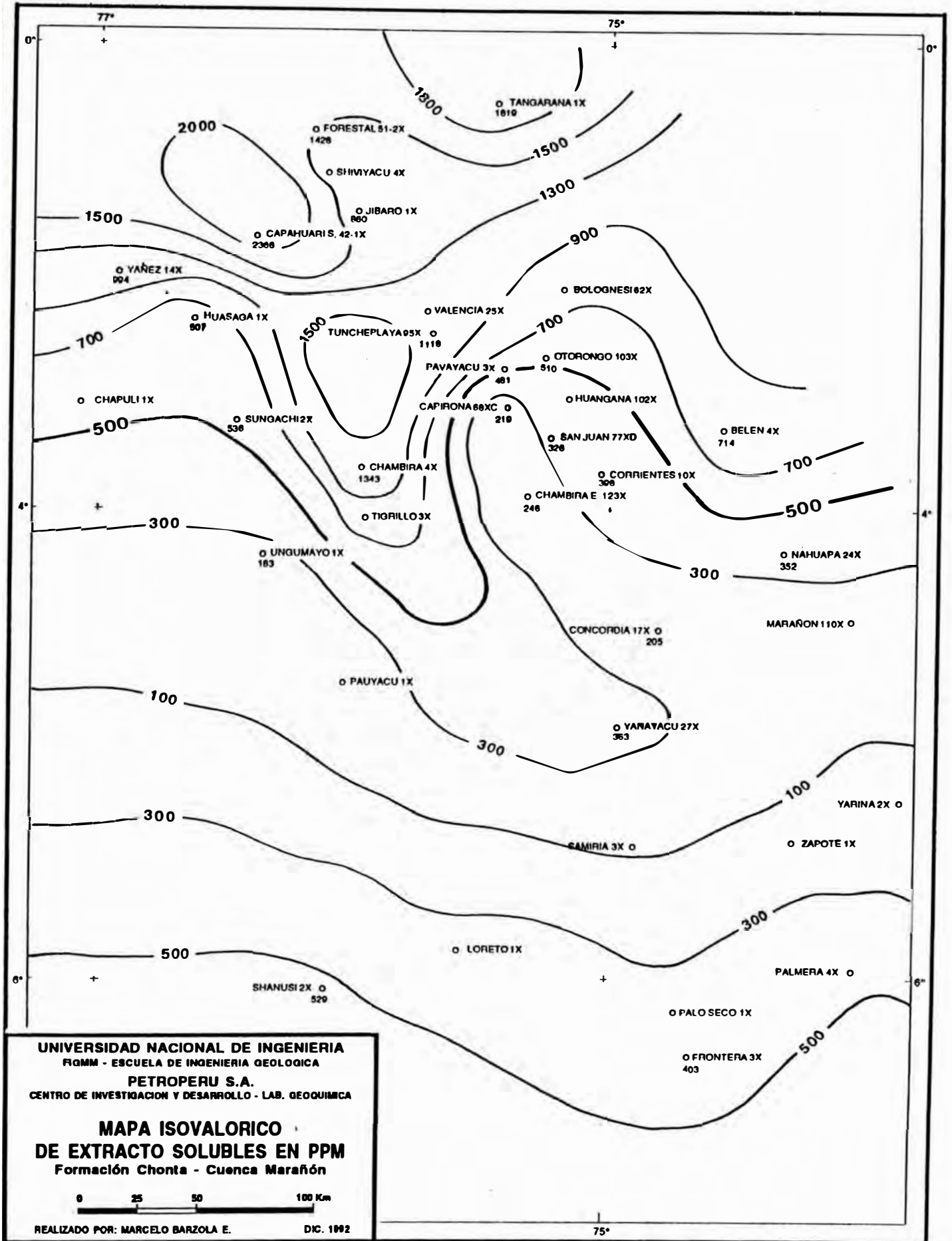
Para inferir la distribución del contenido de extractos que posee la formación se utilizó adicionalmente 100 resultados analíticos, aproximadamente. Con el propósito de ilustrar gráficamente las variaciones del contenido promedio de MOS en el área de la Cuenca se elaboró el mapa isovalórico e isométrico (Figuras N° 4.6 y 4.7).

4.4 PORCENTAJE EXTRACTABLE DE CARBONO ORGANICO (EPOC)

El Porcentaje de Carbono Orgánico Extractable, conocido internacionalmente como EPOC (Extractable Percent of Organic Carbon), relaciona el % de TOC y la cantidad de MOS. El valor de EPOC se calcula de acuerdo a la Fórmula siguiente:

$$\text{EPOC} = \frac{(\text{Extracto en PPM})}{100 (\% \text{ de TOC})}$$

El resultado de esta relación permite saber si el extracto obtenido es o no originario de la roca generadora. En el caso de no ser originario podría deberse a una contaminación del bitumen por impregnación de petróleo. Se considera que para valores mayores de 15 % el extracto está contaminado, en caso contrario pertenece a la roca generadora. Por ejemplo, la muestra N° 03 correspondiente al pozo Capahuari Sur 1X de la profundidad 12283' estaría contaminada, ya que para un valor de 2,29 % de TOC y 5733 ppm de extracto, le corresponde un EPOC de 25,01 % , lo cual confirma lo postulado en la sección 4.3.2.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FIGMM - ESCUELA DE INGENIERIA GEOLOGICA
 PETROPERU S.A.
 CENTRO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO - LAB. GEOQUIMICA

**MAPA ISOVALORICO
 DE EXTRACTO SOLUBLES EN PPM**
 Formación Chonta - Cuenca Marañón



REALIZADO POR: MARCELO BARZOLA E. DIC. 1992

Figura N° 4.6

**MAPA ISOMETRICO
DE MATERIA ORGANICA SOLUBLE
FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON**

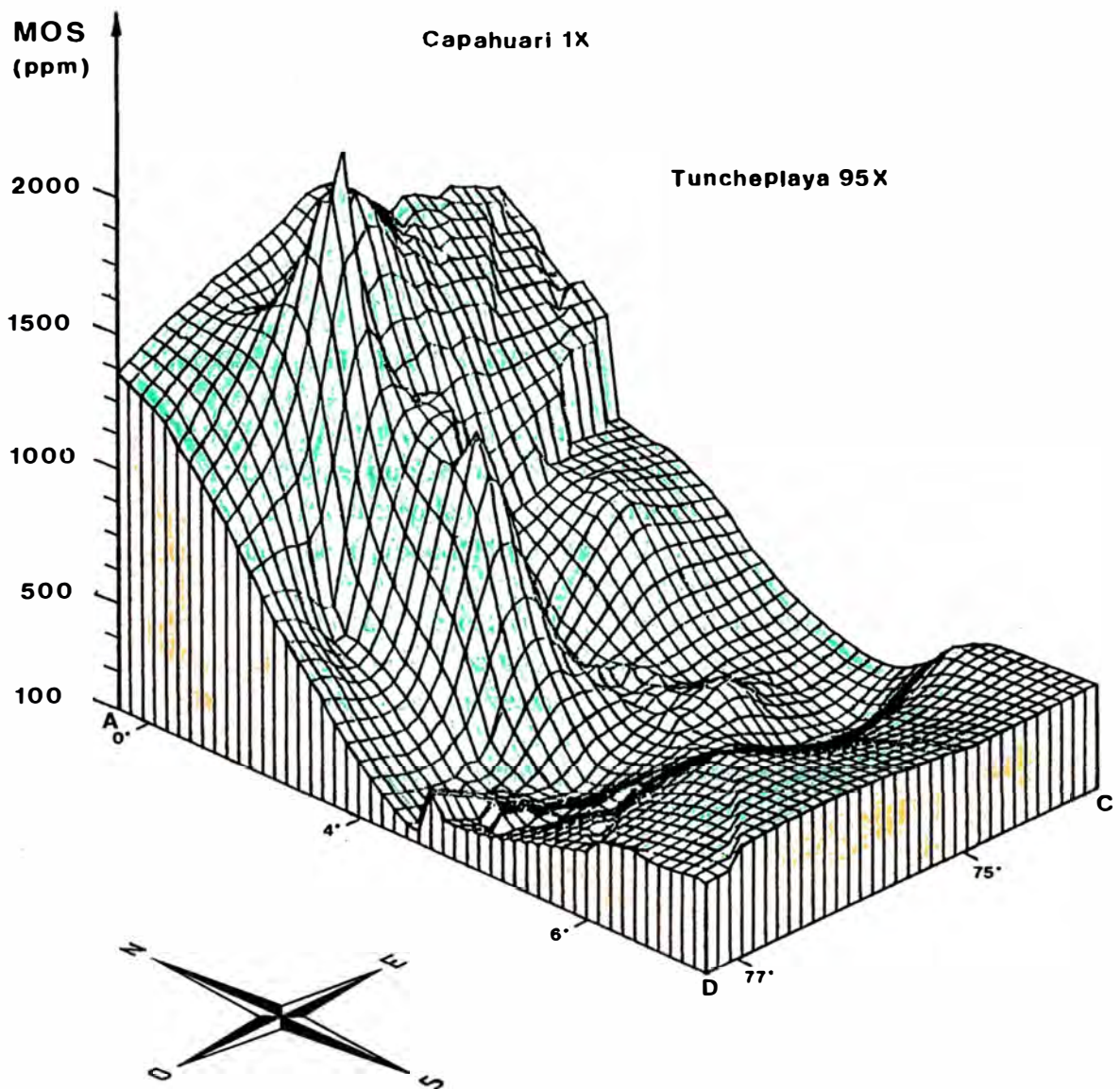


Figura N° 4.7

4.5 EVALUACION DEL POTENCIAL Y MADUREZ POR PIROLISIS

El análisis por pirólisis, de residuos de extractos y muestras de roca, se realizó con el propósito de averiguar el tipo de kerógeno y la madurez térmica de las mismas con fines de control y comparación posterior, con el tipo de materia orgánica y el grado de madurez térmica estimada a partir de la relación cuantitativa entre alcanos normales e isoalcanos obtenidos del análisis por cromatografía de gases. Para tal fin se tomaron 6 muestras de roca y 15 muestras de residuos de extractos, cuyos valores de TOC de la mayoría de ellas fueron mayores de 1,0%.

Los criterios utilizados para la interpretación de los valores obtenidos por pirólisis se muestran en el cuadro de la Tabla N° III.6 de la sección 3.8, donde se describe esta técnica con mayor detalle.

En el presente trabajo se denomina residuo de extracto a la muestra de roca pulverizada que ha sido sometida a Extracción Soxhlet; estando por consiguiente la muestra libre de bitumen; es decir la materia orgánica contenida en dichas muestras es sólo kerógeno.

4.5.1 RESULTADOS ANALITICOS OBTENIDOS POR PIROLISIS

En la Tabla N° IV.3, se presentan los resultados analíticos obtenidos por pirólisis. Algunos de los datos importantes que se proporcionan son el T_{MAX} , los valores de los picos S_1 , S_2 y S_3 ; el Índice de Productividad (PI), el Índice de Oxígeno (OI), el Índice de Hidrógeno (HI) y el Índice de Carbono Pirolizable (PC).

A partir de estos resultados se determinó, principalmente, la madurez térmica y la “Ventana de Generación de Petróleo” a partir de la temperatura máxima (T_{MAX}), y el Tipo de kerógeno por el diagrama de Van Krevelen.

De la Tabla de resultados se advierte que las muestras térmicamente más maduras corresponden al área de los pozos Yañez 14X, Capahuari Sur 1X, Shiviyacu 4X, y Sungachi 2X, principalmente. Pero, corresponden al área en que la Formación Chonta ha alcanzado mayor profundidad de soterramiento.

Las muestras de los pozos mencionados se encuentran dentro de la “Ventana de Generación de Petróleo”. consiguientemente, deben haber contribuido a la acumulación de hidrocarburos.

En cambio, las áreas que no han alcanzado el inicio de la “Ventana de generación de petróleo” son las de los pozos Bolognesi 62X, Belén 4X, Otorongo 103X, Tangarana 1X (6648'), Nahuapa 24X, Marañón 110X y Palmera 4X, principalmente. En estas áreas los valores de T_{MAX} , registradas en el ápice del pico S_2 , se encuentran por debajo del límite inferior (435 °C) del estado catagenético, siendo por lo tanto térmicamente inmaduras y al mismo tiempo poco probables de generar hidrocarburos.

TABLA N° IV.3

PIROLISIS DE RESIDUOS DE EXTRACTOS Y MUESTRAS DE ROCA
Formación Chonta - Cuenca Marañón

RESIDUOS DE EXTRACTOS

N° POZO	PROFUNDIDAD (Pies)	T_{MAX} (°C)	S1	S2	S3	PI	S2/S3	PC	TOC (%)	HI	OI	
01	BELEN 4X	7644'	433	0,17	7,30	0,64	0,02	11,40	0,62	6,15	118	10
02	BELEN 4X	7650'	432	0,13	5,74	0,38	0,02	15,10	0,48	4,51	127	08
03	CAPAH. SUR 1X	12283'	446	0,13	3,90	0,43	0,03	9,06	0,33	2,29	170	18
08	CORRIENTES 10X	9849'	440	0,10	3,66	1,00	0,03	3,66	0,31	1,59	230	62
09	CORRIENTES 10X	9869'	440	0,11	3,08	1,12	0,03	2,75	0,26	1,41	218	79
13	FORESTAL 51-2X	9834'	436	0,10	4,51	0,23	0,02	19,60	0,38	3,23	139	07
15	FORESTAL 51-2X	10012'	439	0,13	8,58	0,20	0,01	42,90	0,72	2,81	305	07
16	HUANGANA 102X (V)	9705'	440	0,13	3,51	0,14	0,04	25,07	0,30	1,25	280	11
17	JIBARO 1X	9780'	441	0,08	2,31	0,12	0,03	19,25	0,19	1,28	180	09
20	OTORONGO 103X	9774'	434	0,03	0,98	0,20	0,03	4,90	0,08	1,24	79	16
26	SHIVIYACU 4X	10155'	444	0,06	0,89	0,13	0,06	6,84	0,07	1,08	82	12
29	TANGARANA 1X	6648'	435	0,14	4,03	0,15	0,03	26,86	0,34	2,28	176	06
30	TANGARANA 1X	6698'	440	0,36	17,64	0,22	0,02	80,18	1,50	5,73	307	03
32	TUNCHEPLAYA 95X	10504'	437	0,20	16,48	0,23	0,01	71,65	1,39	5,71	288	04
39	YANEZ 14X	15450'	450	0,13	4,28	0,32	0,03	13,38	0,37	1,46	293	22

MUESTRAS DE ROCA

21	PALMERA 4X	8180'-8640'	434	0,71	4,70	0,88	0,13	6,62	0,45	2,41	195	37
22	PAVAYACU 3X (V)	8810'-8890'	438	0,20	4,94	0,31	0,04	15,93	0,42	2,15	299	14
23	PAVAYACU 3X	8890'-8950'	440	0,19	2,45	0,49	0,07	5,00	0,22	1,54	159	31
27	SUNGACHI 2X	14090'-14200'	443	0,12	1,01	0,14	0,11	7,21	0,09	0,96	105	14
28	SUNGACHI 2X	14300'-14400'	441	0,11	0,73	0,17	0,13	3,84	0,07	0,79	92	24
36	YANAYACU 27X	11240'-11300'	438	0,15	1,85	0,27	0,07	6,85	0,16	1,69	109	15

En cuanto a los tipos de kerógeno, obtenidos mediante el diagrama modificado de Van Krevelen, relacionando el Índice de Hidrógeno (HI) y el Índice de Oxígeno (OI), indican que en las muestras analizadas predominan el kerógeno Tipo I y Tipo II; es también de considerar, que el kerógeno Tipo III se presenta en menor proporción (Figura N° 4.8).

La cercanía de los valores ploteados en el diagrama se debe a que se está utilizando los Índices de Hidrógeno y de Oxígeno, en reemplazo de los resultados de análisis elemental.

DETERMINACION DEL TIPO DE KEROGENO POR PIROLISIS
(CON EVALUACION DE ROCA O ROCK EVAL)
Formación Chonta - Cuenca Marañón

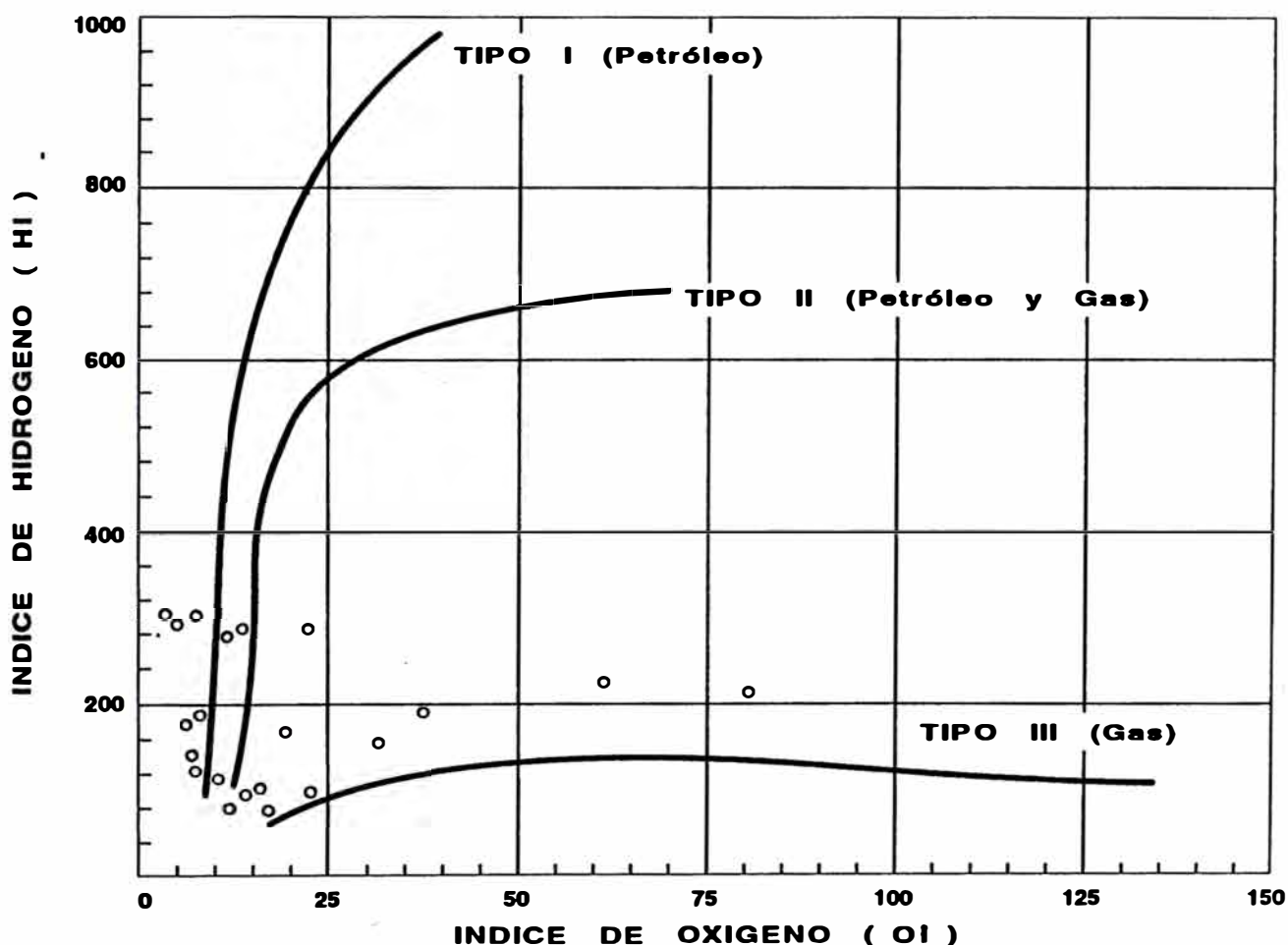


Figura N° 4.8

4.5.2 MADUREZ TERMICA DE LA FORMACION CHONTA

La madurez térmica se relaciona con la denominada “Ventana de Generación de Petróleo”, que es el intervalo de temperatura en que la materia orgánica contenida en la roca es capaz de generar hidrocarburos líquidos. La madurez se puede inferir a partir de la temperatura máxima (T_{MAX}) obtenida por pirólisis.

Por tal motivo, para inferir la madurez térmica de la Formación Chonta, se elaboró un mapa isovalórico de madurez utilizando los valores de T_{MAX} , tomando adicionalmente alrededor de 100 resultados analíticos, correspondientes a 20 pozos de la cuenca.

El mapa que a continuación se muestra (Figura N° 4.9) y su respectivo isométrico (Figura N° 4.10), indican que la evolución térmica de la Formación Chonta aumenta de Este a Oeste, en la dirección del escudo Guyano-Brasileño hacia la Cordillera Oriental, siendo más acentuado en la parte noroccidental, posiblemente, debido a la mayor subsidencia alcanzada por ésta.

La determinación de la línea de inicio de la “Ventana de Generación de Petróleo” nos permite postular que el lado Occidental de ésta ha alcanzado la madurez térmica necesaria para la generación de hidrocarburos, y consecuentemente, ha contribuido a la acumulación de cantidades comerciales de petróleo, puesto que además de la madurez alcanzada por esta parte de la Cuenca Maraón, conjuga favorablemente la cantidad y calidad de materia orgánica para generar hidrocarburos.

Probablemente, los pozos que se encuentran al Este de dicha línea no han probado producción de petróleo debido a la falta de madurez térmica de la roca, y debido quizá a que la migración de los petróleos generados en lado occidental de la Cuenca no han alcanzado aún estas áreas, o no son lo suficiente.

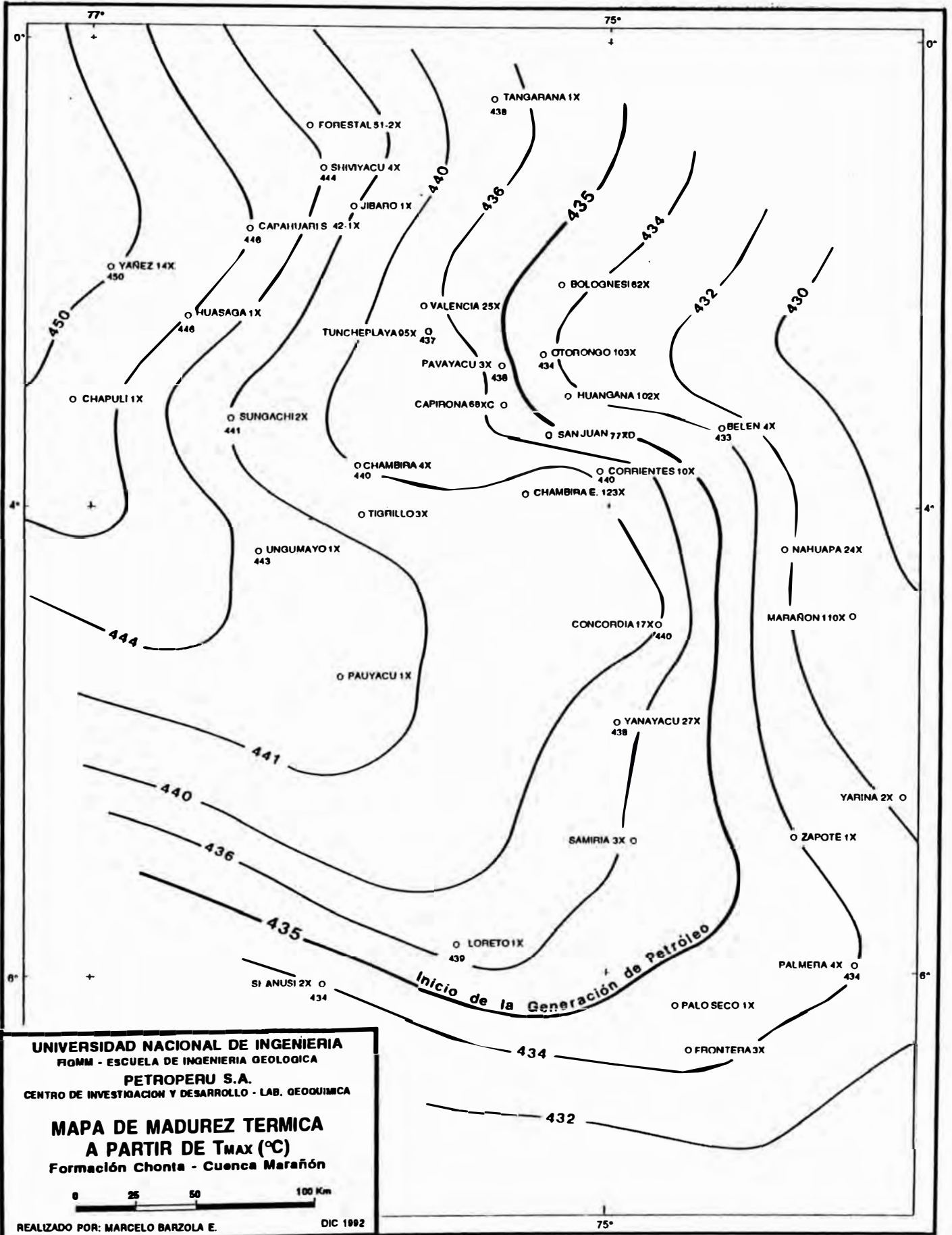


Figura N° 4.9

**MAPA ISOMETRICO
DE MADUREZ TERMICA A PARTIR DE TMAX (°C)
FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON**

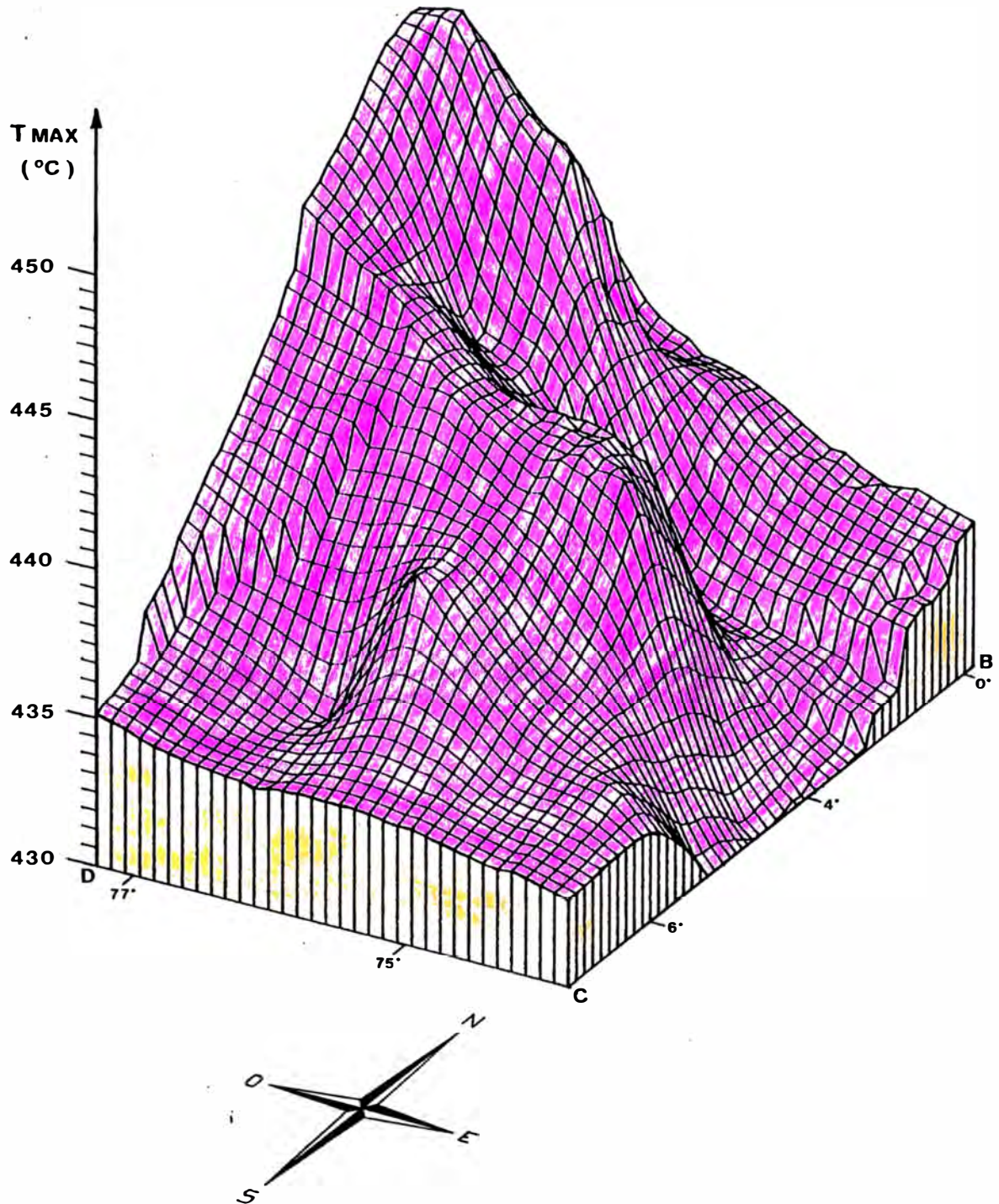


Figura N° 4.10

4.6 ESTUDIO DE PETROLEOS CRUDOS

El estudio de petróleos se realizó con la finalidad de conocer cualitativa y cuantitativamente cada uno de los grupos funcionales componentes y determinar algunas de sus características, para su posterior correlación con los extractos de roca. En adelante, tanto las muestras de petróleos como las de extractos de roca, serán sometidas a los mismos análisis, bajo las mismas condiciones.

4.6.1 PROCEDENCIA DE LAS MUESTRAS

Las muestras de petróleo proceden de Pruebas de Formación tomadas en los pozos a distintas profundidades. Corresponden a la Fm. Chonta las muestras de petróleo de los pozos Capirona 2X, Corrientes 10X, Chambira 123X, San Juan 77XD y Valencia 25X. La muestra del pozo Jíbaro 1X, tomada del intervalo 9670' - 9675', pertenece a la Fm. Vivian.

4.6.2 CONTENIDO DE VOLATILES Y DE ASFALTOS EN MUESTRAS DE PETROLEOS

La cantidad de volátiles contenido en cada una de las muestras de petróleo fueron determinadas mediante la técnica conocida como "topping", la cual consiste en someter una determinada cantidad de muestra a calentamiento de 70 °C durante 24 horas, luego de la cual, estando la muestra a temperatura ambiente, se vuelve a pesar para calcular, por diferencia, la pérdida de peso sufrida por la muestra debido a la liberación de los volátiles.

Finalmente, dicha diferencia se expresa en porcentaje.

Así mismo, las muestras de crudos (libres de volátiles) obtenidas por el procedimiento antes mencionado fueron desasfaltadas siguiendo el método descrito en la sección 3.10 (p. 59) Los resultados, tanto del contenido de volátiles, así como, del contenido de asfaltos de cada muestra se indican en la Tabla siguiente:

TABLA N° IV.4

TOPPING Y DESASFALTADO DE PETROLEOS

Formación Chonta - Cuenca Marañón

N°	POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	°API	%VOLAT.	%ASFALT.
01	CAPIRONA 2X	9531'-9583'	25,0	9,3	8,3
02	CORRIENTES 10X	9855'-9857'	27,0	9,4	6,3
03	CHAMBIRA 123X	11722'-11739'	26,5	26,5	5,0
04	JIBARO 1X (v)	9670'-9675'	12,0	23,8	25,1
05	SAN JUAN 77XD	10335'-10341'	23,7	9,0	6,2
06	VALENCIA 25X	10108'-10112'	40,2	36,6	1,1

(v) Muestra de petróleo de la Formación Vivian.

4.7 CROMATOGRAFIA LIQUIDA COLUMNAR

De los 34 extractos de roca obtenidos mediante el análisis de Extracción Soxhlet, se seleccionaron 31 de ellos cuyas recuperaciones fueron mayores de 15 mg. Esto con la finalidad de realizar el fraccionamiento dentro de un rango de error aceptable debido al método analítico empleado descrito en la Sección 3.11.3.

Estos 31 extractos de roca, al igual que las muestras de petróleo, se fraccionaron en sus principales grupos funcionales: hidrocarburos saturados (parafinas), hidrocarburos aromáticos y heterocompuestos (NSO's).

4.7.1 RESULTADOS ANALITICOS OBTENIDOS POR CLC

A continuación se presentan los resultados analíticos del fraccionamiento columnar, de las muestras de petróleo (Tabla N° IV.5), y de los extractos de roca (Tabla N° IV.6), expresados en porcentaje.

TABLA N° IV.5

**CROMATOGRAFIA LIQUIDA COLUMNAR
(MUESTRAS DE PETROLEO)
Formación Chonta - Cuenca Marañón**

N°	POZO	PROFUNDIDAD	°API	FRACCIONES C15+ en %			
				SAT.	AROM	TOTAL	NSOs
01	CAPIRONA 2X	9531' - 9583'	25,0	55,2	23,1	78,3	21,7
02	CORRIENTES 10X	9855' - 9857'	27,0	54,3	25,3	79,6	20,4
03	CHAMBIRA 123X	11722' - 11739'	26,5	63,1	19,3	82,4	17,6
04	JIBARO 1X (v)	9670' - 9675'	12,0	40,3	29,6	69,9	30,1
05	SAN JUAN 77XD	10335' - 10341'	23,7	56,9	23,9	80,8	19,2
06	VALENCIA 25X	10108' - 10112'	40,2	69,9	18,7	88,6	11,4

(V) Muestra de petróleo de la Formación Vivian

4.7.2 COMPOSICION DE LOS PETROLEOS ANALIZADOS

La composición porcentual de cada una de las muestras analizadas se presenta en la Tabla N° IV.9, indicando la cantidad de volátiles o fracción ligera ($< C_{15}$), así como, de cada uno de los otros grupos funcionales obtenidos durante el fraccionamiento.

TABLA N° IV.6

**CROMATOGRAFIA LIQUIDA COLUMNAR
(DE EXTRACTOS DE ROCA)
Formación Chonta - Cuenca Marañón**

N°	POZO	PROF.	TOC (%)	NETO ¹ (mg)	FRACCIONES (C ₁₅ ⁺) en %			
					SAT.	AROM.	TOTAL	NSOs
01	BELEN 4X	7644'	6,15	106,1	16,8	24,0	40,8	59,2
02	BELEN 4X	7650	4,51	80,9	12,1	38,7	50,8	49,2
03	CAPAH.SUR 1X	12283'	2,29	401,3	45,0	18,5	63,5	36,5
04	CAPAH.SUR 1X	12760'	0,95	66,5	46,6	11,2	57,8	42,2
05	CAPAH.SUR 1X	12785'	0,92	29,1	12,7	18,5	31,2	68,8
06	CAPIRONA 68XC	9970'	0,77	15,3	15,5	19,6	35,1	64,9
08	CORRIENTES 10X	9849'	1,59	26,3	19,7	16,8	36,5	63,5
09	CORRIENTES 10X	9869'	1,41	29,3	15,0	20,0	35,0	65,0
10	CHAMBIRA 123X	11319'	0,93	15,9	13,9	17,6	31,5	68,5
12	CHAMBIRA 123X	11844'	1,02	15,3	16,5	18,4	34,9	65,1
13	FORESTL 51-X2	9834'	3,23	192,9	10,8	43,8	54,6	45,4
14	FORESTL 51-X2	9872'	0,71	16,7	14,3	25,2	39,5	60,5
15	FORESTL 51-X2	10012'	2,81	90,2	18,1	21,5	39,6	60,4
16	HUANGANA 102X(v)	9705'	1,25	34,1	29,6	10,5	40,1	59,9
17	JIBARO 1X	9780'	1,28	35,2	13,1	19,3	32,4	67,6
20	OTORONGO 103X	9774'	1,24	58,8	37,6	18,7	56,3	43,7
21	PALMERA 4X	8180'	2,41	24,6	12,6	8,1	20,7	79,3
22	PAVAYACU 3X (v)	8810'	2,15	20,7	28,4	11,2	39,6	60,4
23	PAVAYACU 3X	8890'	1,54	37,0	8,2	8,2	16,4	83,6
24	SAN JUAN 77XD	10430'	0,96	22,8	23,3	20,6	43,9	56,1
26	SHIVIYACU 4X	10155'	1,08	16,2	15,6	21,2	36,8	63,2
27	SUNGACHI 2X	14090-200'	0,98	38,8	13,6	9,8	23,4	76,6
28	SUNGACHI 2X	14300-400'	0,76	22,0	15,5	10,9	26,4	73,6
29	TANGARANA 1X	6648'	2,28	70,0	13,7	37,3	51,0	49,0
30	TANGARANA 1X	6698'	5,73	184,6	19,0	19,9	38,9	61,1
32	TUNCHEPL. 95X	10504'	5,71	148,7	17,0	21,9	38,9	61,1
36	YANAYACU 27X	11240'	1,69	23,9	12,6	13,5	26,1	73,9
37	YANAYACU 27X	11411'	0,76	28,9	16,6	28,8	45,4	54,6
38	YANAYACU 27X	11578'	0,95	19,6	8,6	36,8	45,4	54,6
39	YAÑEZ 14X	15450'	1,16	83,4	38,4	15,0	53,4	46,6
40	YAÑEZ 14X	15818'	0,80	33,7	25,2	15,4	40,6	59,4

(¹) Peso neto de las recuperaciones de extractos de roca.

(v) Muestras correspondientes a la Formación Vivian.

TABLA N° IV.7

COMPOSICION DE LAS MUESTRAS DE PETROLEO

N°	POZO	°API	FRACCIONES EXPRESADAS en (%)				
			<C ₁₅	SAT.	AROM.	NSOs	ASFALT
01	CAPIRONA 2X	25,0	9,3	50,7	21,1	19,9	8,3
02	CORRIENTES 10X	27,0	9,4	50,9	23,7	19,1	6,3
03	CHAMBIRA 123X	26,5	26,5	59,9	18,3	16,8	5,0
04	JIBARO 1X (v)	12,0	23,8	30,2	22,2	22,5	25,1
05	SAN JUAN 77XD	23,7	9,0	53,4	22,4	18,0	6,2
06	VALENCIA 25X	40,2	36,6	69,1	18,5	11,3	1,1

Los porcentajes de cada una de las fracciones, se han representado en un diagrama triangular (Fig. N° 4.11) con el propósito de establecer grupos o familias asociadas por su composición. La cantidad porcentual de cada grupo funcional es indicadora de la calidad y tipo de hidrocarburo generado. Por ejemplo, los petróleos jóvenes, generalmente, contienen mayor cantidad de compuestos resino-asfálticos, del grupo de los esteranos y terpanos.

En el diagrama triangular se puede observar que los extractos de roca, composicionalmente, tienen predominancia de NSO's, mientras que los petróleos tienen predominancia parafínica (>50%), a excepción de la muestra del pozo Jíbaro, que posee cerca de 50% de NSO's: pero contradictoriamente a ello posee 23,8% de volátiles (< C₁₅).

Las muestras de extractos que contienen más de 70% de NSO's pertenecen a los pozos Pavayacu 3X, Palmera 4X, Sungachi 2X y Yanayacu 27X, así mismo, las muestras que poseen más de 35% de parafinas pertenecen a los pozos Capahuari 1X, Yañez 14X, Otorongo 103X. Entre las muestras de petróleo analizadas es la del pozo Valencia 25X, la más parafínica. Esta muestra contiene 69,1% de hidrocarburos saturados.

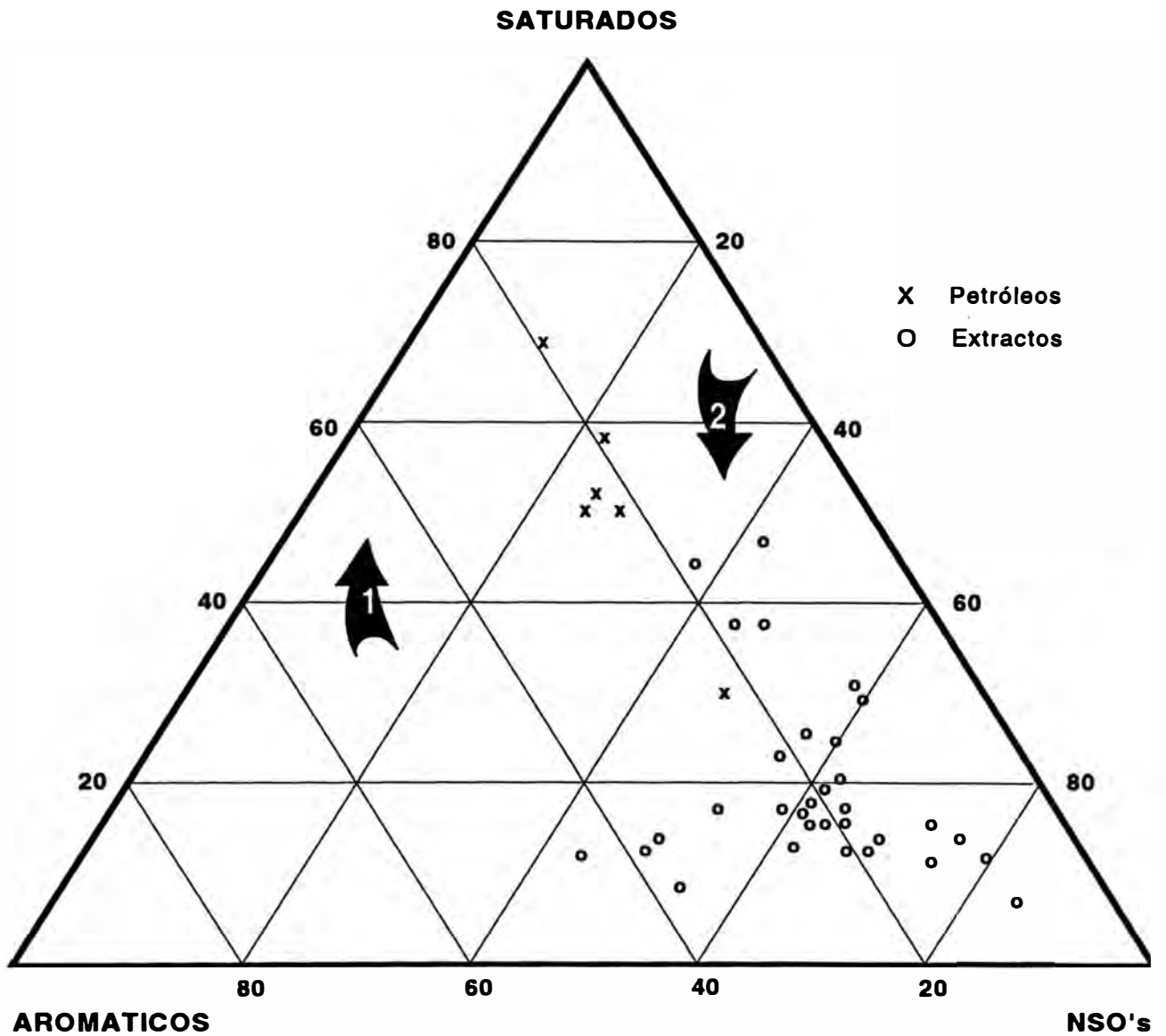
4.7.3 EVALUACION DEL POTENCIAL GENERADOR DE HIDROCARBUROS

La relación entre el % de TOC y la cantidad total de hidrocarburos totales (Saturados + Aromáticos) expresada en ppm, también proporciona valiosos elementos de juicio que permiten evaluar el potencial generador de la roca, al mismo tiempo permite conocer si las muestras han sido contaminadas.

Según el gráfico de potenciales oleogénicos mostrado en la Figura N° 4.12 se tiene que la mayoría de las muestras podrían ser calificadas como de un potencial generador regular. Las muestras 13 y 20 de los pozos Forestal y Otorongo serían buenas generadoras de petróleo, mientras que las muestras 4 y 39 correspondiente a los pozos Capahuari y Yañez serían calificadas como muy buenas generadoras de petróleo, y la muestra 3 del pozo Capahuari de la profundidad 12283' estaría contaminada con lo cual estaríamos confirmando lo planteado en la sección 4.4 (p. 91)

CROMATOGRAFIA LIQUIDA COLUMNAR (DIAGRAMA TRIANGULAR)

Formación Chonta - Cuenca Marañón



1. Dirección de madurez de extractos
2. Dirección de biodegradación de petróleos

Figura N° 4.11

POTENCIAL GENERADOR DE PETROLEO
(A PARTIR DEL CONTENIDO DE TOC E HIDROCARBUROS C₁₅+)

Formación Chonta - Cuenca Marañon

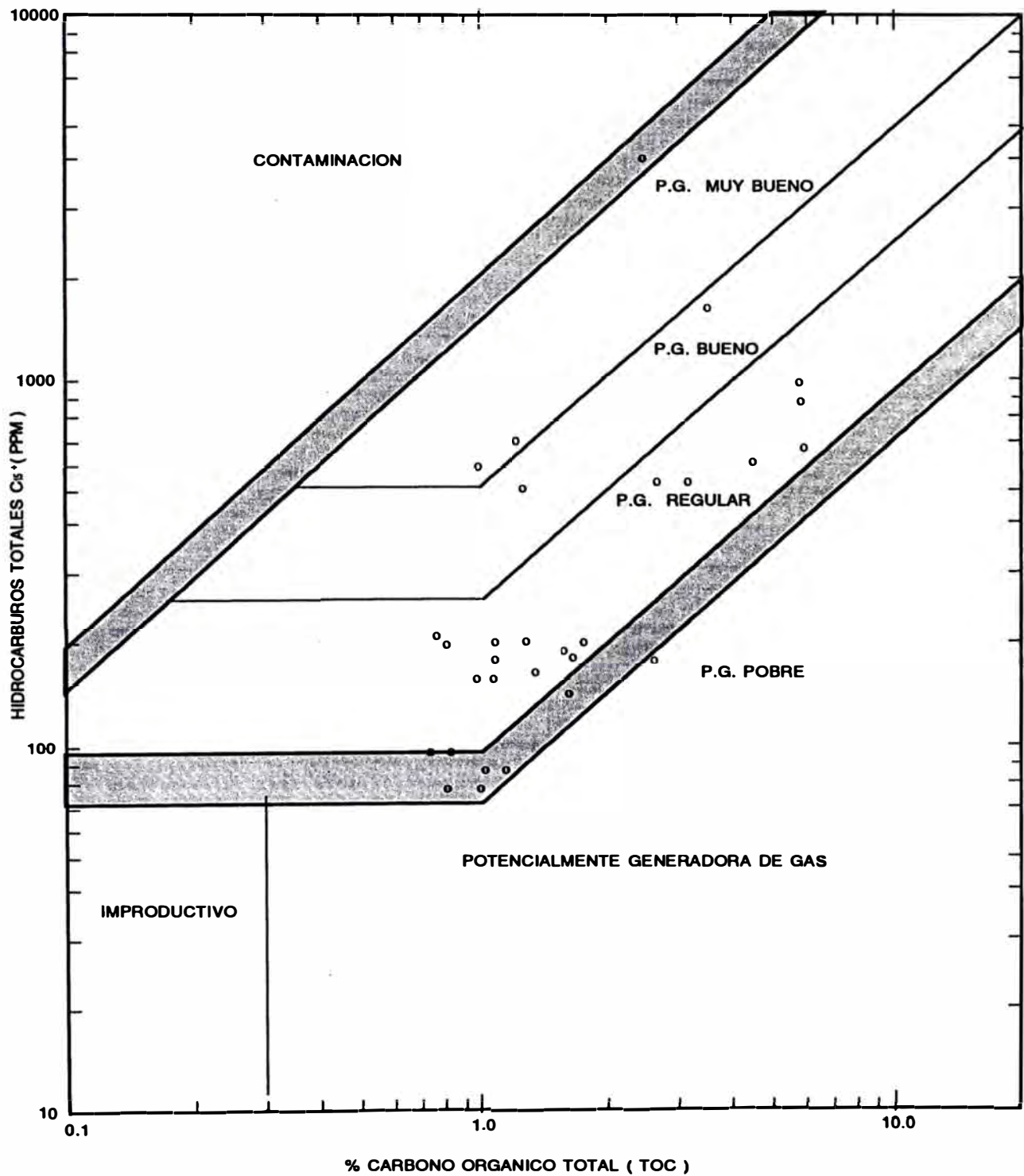


Figura N° 4.12

4.8 CROMATOGRAFIA DE GASES

Los análisis por Cromatografía de Gases, de la fracción parafinas (C_{15}^+) de 31 extractos de roca y 6 muestras de petróleo, se realizaron con el propósito de conocer el contenido cualitativo - cuantitativo de alcanos normales e isoalcanos, y sus respectivas distribuciones moleculares; utilizando para ello, un cromatógrafo Perkin Elmer, modelo Sigma 115, equipado con un puerto de inyección capilar, un Detector de Ionización de Llama (FID), una columna capilar de sílica fundida tipo WCOT (Tubular Abierta Revestida), de 25 metros de longitud y 0,25 mm de diámetro interno, y fase estacionaria de DB1 (Dimetil Butil Silicona).

El rango empleado para el análisis de los hidrocarburos saturados (parafinas), abarca desde el Tetradecano ($n-C_{14}$) hasta el Heptatriacontano ($n-C_{37}$), siendo los más importantes desde el punto de vista geoquímico los siguientes:

- **Alcanos normales:** Heptadecano ($n-C_{17}$), Octadecano ($n-C_{18}$) y las comprendidas desde el heptacosano ($n-C_{27}$) hasta el Eneitriacontano ($n-C_{31}$).
- **Isoalcanos:** Pristano ($i-C_{19}$) y Fitano ($i-C_{20}$), representados en adelante con las letras **P** y **F**, respectivamente.

4.8.1 RESULTADOS ANALITICOS

Las interpretaciones de los resultados y cromatogramas se realizaron tomando en consideración los siguientes criterios:

- 1°. Las distribuciones moleculares de los hidrocarburos saturados, con más de 15 átomos de carbono (C_{15}^+).
- 2°. Las relaciones cuantitativas entre los principales indicadores geoquímicos: heptadecano, octadecano, pristano y fitano.
- 3°. Las relaciones par - impar de átomos de carbono en el rango $n-C_{27}$ y $n-C_{31}$, conocidas como Índice Preferencial del Carbono (CPI). Estas relaciones se calcularon a partir de la fórmula propuesta por **Philippi** (1965) y a modo de comparación el CPI de las mismas muestras utilizando la relación de **Scalan & Smith** (1970). Ver sección 3.12.9.

Los criterios antes mencionados sirven para determinar el origen de la materia orgánica y medio ambiente de deposición, el grado de madurez térmica y los efectos de biodegradación en los extractos de roca y petróleos.

Los resultados analíticos y sus respectivos cromatogramas de cada muestra se presentan en la Tabla N° A.1 del Anexo, agrupados de acuerdo a las características de su distribución molecular.

4.8.1.1 ORIGEN Y MEDIO AMBIENTE DE DEPOSICION DE LA MATERIA ORGANICA

Las relaciones $P/F < 1,0$ (o muy cercanas a la unidad) y la mayor proporción de alcanos normales con menos de 22 átomos de carbono, registradas en los extractos de roca de los pozos: Capahuari Sur 1X, Capirona 68X, Chapuli 1X, Shiviyacu 4X, Sungachi 2X y Yañez 14X ubicados en el lado noroccidental del área de estudio; al igual que en los petróleos de los pozos Capirona 2X, Corrientes 10X, Chambira Este 123X, San Juan 77XD y Valencia 25X, ubicados en la parte central, indican que son petróleos maduros provenientes de materia orgánica de origen marino. Es decir, que estos hidrocarburos fueron generados mayormente de kerógeno Tipo I.

En cambio, las relaciones P/F , significativamente, mayores que la unidad (Ver Tabla N° IV.8) registradas en los pozos Belén 4X, Corrientes 10X, Forestal 51-2X (11012'), Tangarana 1X, Tuncheplaya 95X y Yanayacu 27X (11411'), indican que provienen de kerógeno Tipo III, depositado en un medio ambiente continental.

Así mismo, las relaciones P/F mayores que la unidad y la distribución molecular bimodal registradas en las muestras de los pozos Pavayacu 3X, Chambira Este 123X, San Juan 77XD y Otorongo 103X, sugieren el aporte de dos fuentes de materia orgánica, posiblemente en un ambiente de deposición transicional.

4.8.1.2 MADUREZ TERMICA DE LOS EXTRACTOS Y PETROLEOS

Las relaciones $(P / n-C_{17})$ menores que la unidad, al igual que los bajos valores del Índice Preferencial del Carbono ($CPI < 1$) observadas en los extractos de los pozos Capahuari 1X, Chapuli 1X, Forestal 2X (9872'), Shiviyacu 4X, Sungachi 2X, Yañez 14X, y de todas las muestras de petróleo (a excepción del pozo Jíbaro 1X) son indicadores de una etapa térmicamente madura. Esto se corrobora por la mínima desviación de la línea base de los cromatogramas y por el gran desarrollo de las parafinas con un predominio neto de los alcanos normales respecto a los isoalcanos e isoprenoides.

Así mismo, observando el mapa de madurez térmica elaborado en base a la temperatura máxima (T_{MAX}), obtenida por pirólisis (Figura N° 4.9), se nota que este grupo de muestras, provienen de áreas que se encuentran dentro de la ventana de generación de hidrocarburos.

En cambio, en las muestras de extractos de los pozos Belén 4X, Corrientes 10X (9869'), Otorongo 103X, Palmera 4X, San Juan 77XD, Tangarana (6648'), Yanayacu (11411') y Yanayacu (11240-11300'), la relación $(P / n-C_{17})$ es mayor de 2, también el CPI es mayor de 2 por el predominio de los alcanos con número impar de átomos de carbono sobre los de número par y algunos presentan una notoria desviación en la línea base de los cromatogramas por la presencia de esteranos y terpanos, sugiriendo que estas muestras corresponden a extractos térmicamente inmaduros. Igualmente, los análisis por pirólisis indican que la mayoría de estas muestras se encuentran fuera de la "ventana de generación de hidrocarburos".

Considerando, que la relación (P / nC_{17}) es un buen indicador para estimar la madurez térmica de los hidrocarburos y de los extractos, se elaboró un mapa de madurez térmica (Figura N° 4.13) en base a esta relación, encontrándose una significativa coincidencia con el mapa de madurez elaborado con los resultados de T_{MAX} obtenidos por pirólisis. En estos mapas se observa que la madurez aumenta de Este a Oeste, estando en relación con la disminución del Índice Preferencial de Carbono (CPI) debido al incremento de madurez de la Formación Chonta a medida que ésta alcanza mayor profundidad de soterramiento hacia el lado occidental de la Cuenca Marañón (Figura N° 4.14).

TABLA N° IV.8

**RELACION DE ALCANOS E ISOPRENOIDES DE EXTRACTOS Y PETROLEOS
E INDICES PREFERENCIALES DE CARBONO**

MUESTRAS DE EXTRACTOS DE ROCA

N°	NOMBRE DEL POZO	PROFUND.	nC_{17}	P	nC_{28}	F	P/nC_{17}	F/nC_{28}	P/F	CPI ¹	CPI ²
01	BELEN 4X	7644'	1,21	3,58	4,06	2,26	2,96	0,56	1,58	2,53	2,31
02	BELEN 4X	7650'	1,64	5,36	2,50	1,24	3,27	0,50	4,32	2,18	2,04
03	CAPAH. SUR 1X	12283'	6,96	5,47	7,32	4,92	0,79	0,67	1,11	0,99	1,00
04	CAPAH. SUR 1X	12760'	2,31	1,19	3,58	0,77	0,52	0,22	1,55	1,04	1,03
05	CAPAH. SUR 1X	12785'	5,37	3,71	9,88	2,66	0,69	0,27	1,39	-	-
06	CAPIRONA 68 XC	9970'	3,84	5,93	10,90	6,18	1,54	0,57	0,96	-	-
08	CORRIENTES 10X	9849'	3,26	5,68	4,34	2,17	1,74	0,50	2,62	2,01	1,90
09	CORRIENTES 10X	9869'	1,48	3,40	2,93	1,68	2,30	0,57	2,02	2,07	1,89
12	CHAMBIRA 123X	11844'-11909'	7,16	8,43	7,32	4,71	1,18	0,64	1,79	1,90	1,76
R1	CHAPULI 1X	14550'-14590'	9,49	6,23	10,16	5,77	0,66	0,57	1,08	1,24	1,22
13	FORESTAL 51-2X	9834'	5,44	12,00	6,46	5,31	2,21	0,82	2,26	1,28	1,19
14	FORESTAL 51-2X	9872'	6,91	6,04	12,12	5,17	0,87	0,43	1,17	-	-
15	FORESTAL 51-2X	10012'	7,45	10,52	7,51	2,48	1,41	0,33	4,24	1,16	1,19
16	HUANGANA 102X (v)	8705'	3,24	4,38	5,02	1,57	1,35	0,31	2,79	1,60	1,63
17	JIBARO 1X	9780'	9,98	15,01	10,19	4,86	1,50	0,48	3,08	-	-
20	OTORONGO 103X	9774'	2,37	9,78	3,45	3,91	4,13	1,13	2,50	1,77	1,69
21	PALMERA 4X	8180'-8640'	5,75	12,79	7,28	14,54	2,22	2,00	0,88	1,82	1,67
22	PAVAYACU 3X (v)	8810'-8890'	3,87	5,35	4,13	2,14	1,38	0,52	2,50	1,36	1,36
23	PAVAYACU 3X	8890'-8950'	6,81	8,33	7,42	2,49	1,22	0,34	3,35	2,22	2,01
24	SAN JUAN 77XD	10430'	1,17	3,76	3,57	2,10	3,21	0,59	1,79	1,88	1,75
26	SHIVIYACU 4X	10155'	2,46	2,16	6,78	2,27	0,88	0,33	0,95	0,85	0,93
27	SUNGACHI 2X	14090'-14200'	9,45	11,89	10,01	5,11	1,26	0,51	2,32	-	-
28	SUNGACHI 2X	14300'-14400'	4,20	2,41	10,30	4,50	0,57	0,44	0,54	1,22	1,18
29	TANGARANA 1X	6648'	3,53	8,49	3,95	2,32	2,41	0,59	3,66	1,55	1,38
30	TANGARANA 1X	6698'	7,52	13,94	8,33	4,51	1,85	0,54	3,09	1,29	1,27
32	TUNCHEPLAYA 95X	10504'	6,12	12,87	6,29	3,30	2,10	0,52	3,90	1,27	1,22
36	YANAYACU 27X	11240'-11300'	1,29	5,94	3,67	2,46	4,60	0,67	2,41	2,17	1,91
37	YANAYACU 27X	11411'	7,81	15,95	12,27	13,28	2,04	1,08	1,20	-	-
38	YANAYACU 27X	11578'	4,05	4,33	8,17	3,87	1,07	0,47	1,12	-	-
39	YAÑEZ 14X	15450'	6,05	3,84	7,53	4,08	0,63	0,54	0,94	0,98	0,96
40	YAÑEZ 14X	15818'	8,04	2,26	12,28	2,78	0,28	0,23	0,81	-	-

MUESTRAS DE PETROLEO CRUDO

01	CAPIRONA 2X	9531'-9583'	8,96	6,01	7,83	6,98	0,67	0,89	0,86	1,20	1,18
02	CORRIENTES 10X	9855'-9857'	8,18	5,35	6,26	6,11	0,65	0,97	0,88	1,04	1,03
03	CHAMBIRA 123X	11722'-11739'	6,47	2,90	7,53	4,34	0,45	0,58	0,67	1,12	1,11
04	JIBARO 1X (v)	9670'-9675'	4,78	9,20	6,84	5,32	1,92	0,78	1,73	(b)	(b)
05	SAN JUAN 77XD	10335'-10341'	7,23	6,97	7,48	7,43	0,96	0,99	0,94	1,06	1,04
06	VALENCIA 25X	10108'-10112'	14,21	5,47	11,09	5,33	0,38	0,48	1,02	0,95	0,96

CPI¹ = Índice Preferencial del Carbono, calculada con la fórmula propuesta por Philippi (1965)

CPI² = Índice Preferencial del Carbono, calculada con la fórmula propuesta por Scalan - Smith (1970)

(b) = Muestra biodegradada.

(V) = Muestra correspondiente a la Fm Vivian

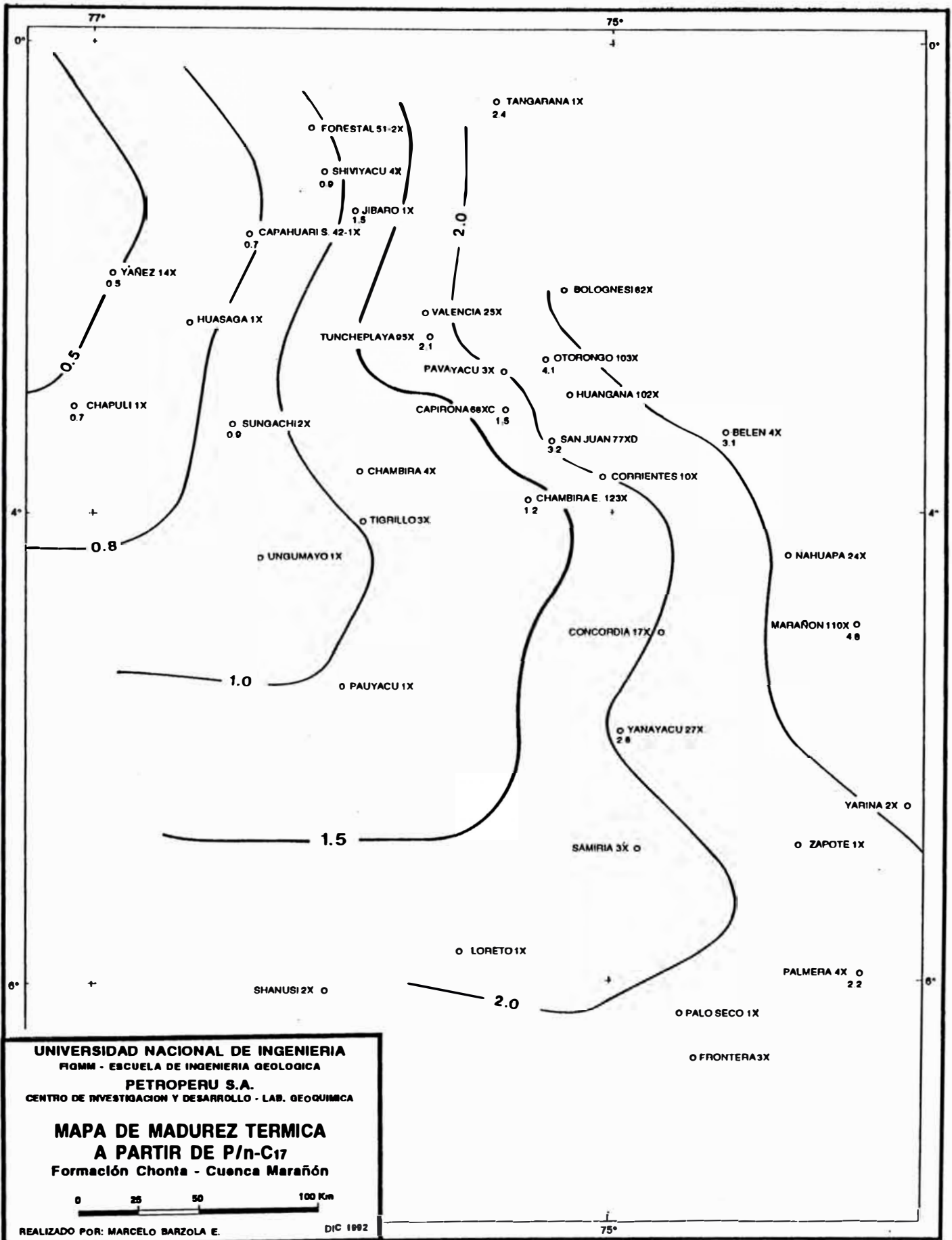
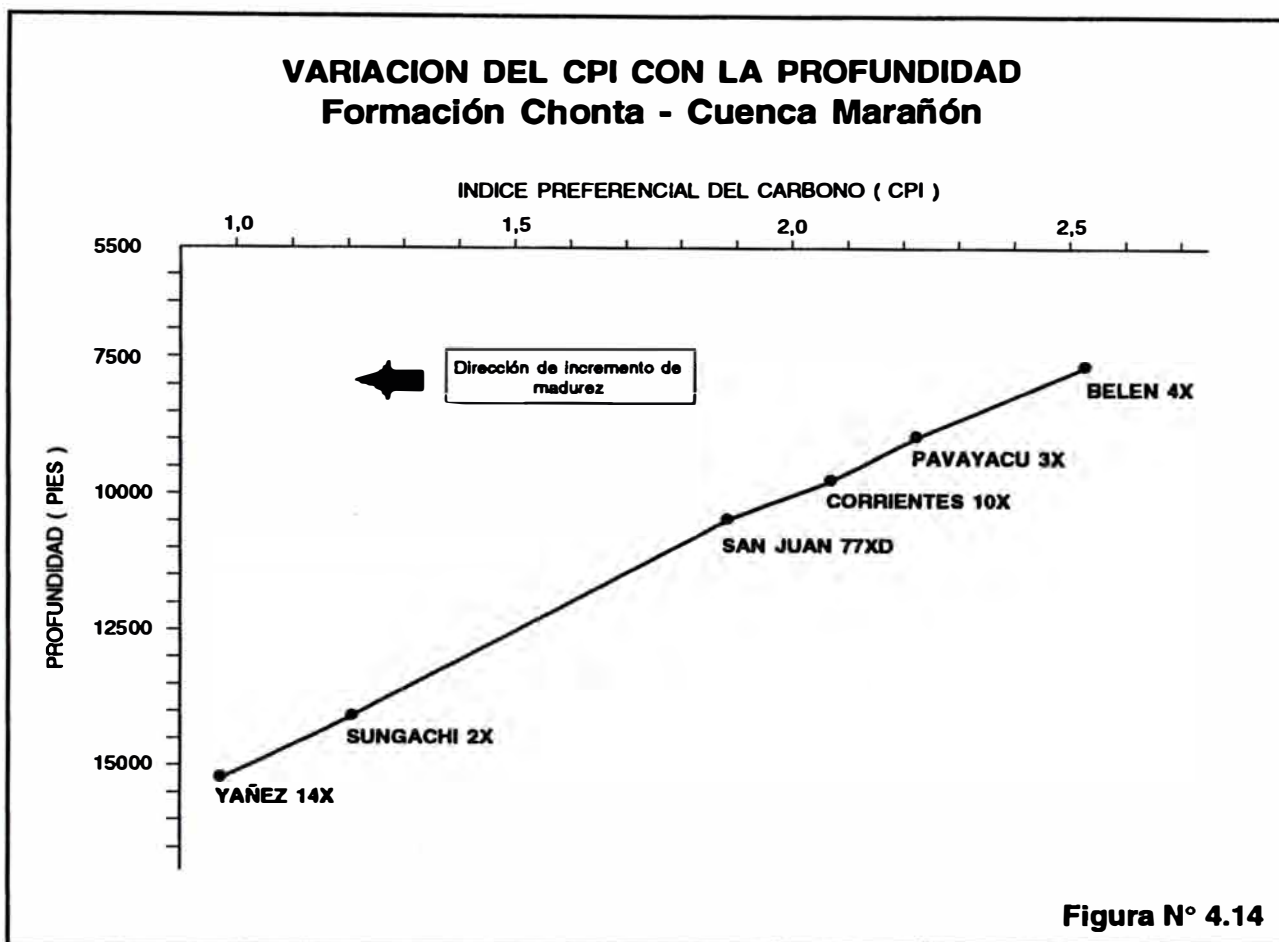


Figura N° 4.13



8.1.1.3 BIODEGRADACION

Se ha podido observar, tanto en muestras maduras como en inmaduras, algunos efectos de biodegradación, en diferentes estadios. Por ejemplo, en los extractos de roca de los pozos Capirona 68X (9970') y Yanayacu 27X (11411'), que son muestras inmaduras, la biodegradación ha afectado a los alcanos con más de 22 átomos de carbono reduciendo su presencia significativamente.

Se ha notado efectos de biodegradación incipiente en el extracto maduro del pozo Forestal 51-2X (9872'). Esto se sustenta en la distribución irregular de las parafinas entre C_{15} a C_{24} y la ausencia de alcanos con más de 25 átomos de carbono. En la muestra de petróleo del pozo Jíbaro 1X, de la Formación Vivian, la ausencia casi total de alcanos normales e isoprenoides, indica que ésta ha sido la más afectada por la biodegradación, en comparación a todas las muestras estudiadas (Ver Figura N° 3.29).

4.8.2 CARACTERIZACION Y AGRUPACION DE PETROLEOS Y EXTRACTOS

Tomando en consideración los resultados analíticos y sus respectivas distribuciones moleculares; así como las características de sus cromatogramas, los petróleos y los extractos se han agrupado en cinco grupos. Cada uno de ellos con características peculiares y marcadamente diferenciables entre sí.

GRUPO I :

Son hidrocarburos maduros caracterizados por la mayor proporción de alcanos normales con pesos moleculares menores del n-C₂₂, con distribución regular y decreciente hacia los más pesados. La cantidad de pristano (P) es menor que la del fitano (F), tienen valores de CPI menores de 1,30 y provienen de materia orgánica de origen marino, kerógeno Tipo I

Pertenecen a este Grupo las muestras de petróleos de los pozos Valencia 25X, Capirona 2X, Corrientes 10X, Chambira Este 123X, San Juan 77XD; y los extractos de roca de los pozos Capahuari Sur 1X (12283'), Chapuli 1X, Sungachi 2X, Shiviyacu 4X y Yañez 14X.

GRUPO II :

Los hidrocarburos de este Grupo se caracterizan por el predominio del pristano sobre el fitano. Poseen distribución molecular normal y sesgadas hacia los de menores pesos moleculares. El desarrollo de sus alcanos de la mayoría de ellos varían entre n-C₁₆ y n-C₂₇ estando formados con aportes de materia orgánica de origen continental, kerógeno Tipo II y Tipo III.

Corresponden a este Grupo las muestras de los pozos: Tuncheplaya 95X, Tangarana 1X (6698'), Forestal 51-2X (9834' y 10012'), Sungachi 2X (14090'-14200'), Jfbaro 1X, Capahuari Sur 1X (12760' y 12785'), Yanayacu 27X (11578') y Yañez 14X.

GRUPO III :

Caracterizados por poseer una distribución molecular bimodal, de las parafinas entre C₁₅ y C₃₅, que indican una mezcla de las fuentes de aporte de materia orgánica, marina y continental. Así mismo es manifiesta la mayor proporción de pristano sobre el heptadecano ($P/nC_{17} > 1,0$) indicando inmadurez. Esto se confirma; por la desviación de la línea base en los cromatogramas debido a la presencia de esteranos y terpanos, y la mayor proporción de los alcanos normales con número impar de átomos de carbono.

Están en este Grupo las muestras de los pozos Chambira 123X, Pavayacu 3X (8890'-8950'), San Juan 77XD, Otorongo 103X, Palmera 4X; y las de los pozos Pavayacu 3X (8810'-8890') y Huangana 102X, ambas de la Formación Vivian.

GRUPO IV :

Este Grupo corresponde a hidrocarburos con fuentes de origen de materia orgánica predominantemente continental, herbacea, con una distribución sesgada hacia las parafinas de altos pesos moleculares, con predominio de los alcanos impares y con un CPI > 1. Así mismo, en todos los casos predomina el pristano sobre el heptadecano ($P/nC_{17} > 1,0$), indicando que este Grupo es térmicamente inmaduro.

Pertenecen al Grupo IV, las muestras de los pozos: Belén 4X, Corrientes 10X, Tagarana 1X (6648') y Yanayacu 27X (11240'-11300').

GRUPO V :

Están en este Grupo las muestras que manifiestan ausencia parcial o total de sus alcanos normales por motivo que fueron afectadas de la alteración bacteriana (biodegradación). Corresponden a este Grupo las muestras de extractos de los pozos: Forestal 51-2X (9872'), Yanayacu 27X (11411') y Capirona 68X; y la muestra de petróleo del pozo Jíbaro 1X (9670'-9675'), perteneciente a la Formación Vivian.

4.8.5 CORRELACION ENTRE EXTRACTOS DE ROCA Y PETROLEOS

Con el propósito de determinar la roca generadora de los petróleos encontrados en los reservorios del Cretáceo y poder orientar más objetivamente los trabajos de exploración por hidrocarburos, los estudios por Cromatografía de Gases han permitido establecer la existencia de indicios de correlación entre los extractos de roca y los petróleos analizados.

Entre estos indicios; la relación P/F, la madurez térmica entre media a media alta estimada a partir de la relación $P / n-C_{17}$, y la similitud de sus distribuciones moleculares, sugieren que las rocas generadoras de la Formación Chonta de la parte noroccidental, que se encuentran dentro de la "ventana de generación", han contribuido con la acumulación de petróleo en los reservorios de la parte centro oriental.

Lo postulado en el párrafo anterior estaría indicando una cierta dirección de migración del petróleo de la fuente de origen en el Oeste hacia los reservorios ubicados al Este, en la parte centro oriental de la Cuenca.

Pero, no se descarta la posibilidad de que los petróleos de los reservorios mencionados podrían tener el aporte de más de una fuente, siendo por supuesto una de ellas la Formación Chonta.

Pues bien, quizá valdría la pena plantear algunas interrogantes que naturalmente no sería respondida por el autor, entre ellas: De ser cierta la hipótesis mencionada, cuál sería la otra fuente o la Formación responsable de los petróleos encontrados en los reservorios de la Formación Chonta?. Y finalmente, podría ser el Grupo Pucará u otra unidad estratigráfica del Mesozoico, o sólo las partes profundas de la Formación Chonta que no alcanzamos a analizar?.

4.9 SINTESIS DE LOS ANALISIS

La conjunción de los resultados de los distintos análisis geoquímicos nos sugieren que la Formación Chonta en la Cuenca Marañón posee en promedio sólo un potencial generador regular, claro que alcanzando potenciales entre buenos a muy buenos en algunos lugares de la parte central y noroccidental de la Cuenca, en las áreas cercanas a los pozos Tuncheplaya 95X, Tangarana 1X, Forestal 2X y Corrientes 10X, principalmente. Las áreas que presentan pobres potenciales de generación son las que se encuentran al Este y al Sur de la Cuenca, cercanas a los pozos Nahuapa 24X, Marañón 110X, Frontera 3X, Shanusi 2X, Pauyacu 1X y Ungumayo 1X.

Si bien es cierto que la Formación Chonta alcanzó la "Ventana de Generación de Petróleo" en gran parte de la Cuenca, es también cierto, que en promedio alcanzó sólo una madurez térmica media, registrándose índices de madurez media alta en la parte noroccidental de la Cuenca, coincidiendo con la mayor profundidad de soterramiento alcanzada, y estados de madurez incipiente en las áreas de los pozos Pavayacu 3X, Capirona 68XC, Corrientes 10X y Yanayacu 27X; mientras que las áreas con menor grado de evolución térmica son las de los pozos Otorongo 103X, Belén 4X, Nahuapa 24X, Marañón 110X Yarina 2X, Tapiche 2X, Palo Seco 1X y Shanusi 2X.

La determinación de la madurez térmica a partir de la razón $P / n-C_{17}$ y del Índice Preferencial del Carbono (CPI), consolidan la hipótesis anterior, coincidiendo con los resultados obtenidos por Pirólisis.

De los resultados cromatográficos y los cromatogramas respectivos, de los extractos de roca de los distintos pozos de la Cuenca, se puede advertir tres ambientes de deposición marcadamente diferenciables entre sí: Un ambiente típicamente marino al lado occidental de la Cuenca, representado por los cromatogramas de los pozos Yañez 14X, Capahuari Sur 1X (12283'), Chapuli 1X y Sungachi 2X. Un ambiente transicional en la parte centro oriental de la Cuenca, cercana a los pozos Otorongo 103X, Pavayacu 3X y San Juan 77XD. Otro netamente continental, representado por los cromatogramas de los pozos Corrientes 10X, Belén 4X, Yanayacu 27X y Tangarana 1X (6648').

Mientras que los resultados y cromatogramas de los petróleos de la Formación Chonta, sugieren que estos provienen de materia orgánica predominantemente de origen marino, alcanzando todas ellas madurez térmica entre media a media alta, siendo todas ellas, ligeramente, más maduras que la mayoría de los extractos de roca.

En cuanto al estado de biodegradación, se puede afirmar que los petróleos de la Formación Chonta no han sufrido mayor alteración bacteriana, encontrándose por lo tanto en buen estado de conservación. En cambio, en los extractos de roca se han observado algunos efectos de biodegradación, pero en contadas muestras, caso de las muestras del pozo Capirona 68X (9970'), Yanayacu 27X (11411') y Forestal 51-2X (9872').

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Con el propósito de alcanzar los objetivos propuestos en el presente trabajo, se analizó muestras de petróleo tomadas entre los 9500 y 11750 pies de profundidad y muestras de lutitas oscuras a grises muestreadas entre los 7600 y 16000 pies de profundidad, correspondientes a la Formación Chonta de la Cuenca Marañón. El estudio de estas muestras mediante diferentes técnicas geoquímicas, y principalmente la de Cromatografía de Gases, conllevaron a las siguientes conclusiones:

1. En la Formación Chonta de la Cuenca Marañón, el contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) y de Materia Orgánica Soluble (MOS) aumenta de Sur a Norte, haciéndose esta unidad potencialmente generadora, aproximadamente, a partir de los 4° 30'.
2. Los resultados analíticos obtenidos por determinación del contenido de TOC y de Extracción Soxhlet, indican que la Formación Chonta posee, en promedio, un potencial generador que varía entre regular y bueno, encontrándose los mayores valores en las áreas de los pozos Belén 4X, Forestal 51-2X, Capahuari Sur 1X, Tangarana 1X y Tuncheplaya 95X.
3. Los análisis por pirólisis, de rocas y de extractos de roca, indican que en la Formación Chonta predomina el kerógeno Tipo I y Tipo II, y en menor proporción el kerógeno Tipo III.
4. La evaluación del potencial de roca generadora, a partir del contenido de TOC e Hidrocarburos Totales (Saturados + Aromáticos), confirman que la Formación Chonta posee un potencial generador regular.
5. La madurez térmica de la Formación Chonta, inferida a partir de los valores de T_{MAX} obtenido por pirólisis, aumenta de Este a Oeste. La línea que indica el inicio de la "Ventana de Generación de Petróleo" pasa al Norte de los pozos Shanusi 2X y Palo Seco 1X y se extiende hacia el Norte, pasando cercanas a los pozos Belén 4X, San Juan 77XD, Otorongo 1X y Bolognesi 62X. (Ver Figura N° 4.9).
6. Las relaciones Pristano/Heptadecano y los cálculos del Índice Preferencial del Carbono nos permiten concluir que, térmicamente, la Formación Chonta en la parte noroccidental de la Cuenca Marañón alcanzó mayor grado evolutivo que en la parte oriental. La similitud de los mapas de madurez térmica elaborado a partir de las relaciones $P/n-C_{17}$ (Fig. N° 4.13), y el de los valores de T_{MAX} , confirman el área que alcanzó la "Ventana de Generación de Petróleo".
7. Los análisis que permitieron determinar la cantidad, calidad y la madurez térmica de la materia orgánica presente en la roca, sugieren que la Formación Chonta del lado noroccidental de la Cuenca es generadora de hidrocarburos; mientras que la del lado oriental, cercanas a los pozos Bolognesi 62X, Huangana 102X, Belén 4X, Corrientes 10X, Nahuapa 24X y otros, deben ser consideradas sólo como probables generadoras.

8. Las relaciones **Pristano/Fitano (P/F)**, menores que la unidad; registradas en los extractos de los pozos Capirona 68XC, Chapuli 1X, Capahuari Sur 1X (12283'), Shiviayacu 4X, Sungachi 2X (14300'-14400') y Yañez 14X; así como, en las muestras de petróleo de los pozos Capirona 2X, Corrientes 10X, Chambira Este 123X y Valencia 25X sugieren que éstos provienen de materia orgánica de origen **marino**; mientras que las razones P/F considerablemente mayores que la unidad registradas en los extractos de los pozos Belén 4X, Corrientes 10X, Tangarana 1X (6648'), Tuncheplaya 95X y Yanayacu 27X (11240'-11300'), indican que éstos provienen de materia orgánica de origen **continental**.
9. En la Formación Chonta, de la Cuenca Marañón, se advierte tres ambientes de deposición de la materia orgánica, marcadamente diferenciables entre sí. Un ambiente marino en el lado occidental (pozos: Chapuli 1X, Shiviayacu 4X, Sungachi 2X, Yañez 14X, y otros); Un ambiente transicional en la parte centro oriental de la Cuenca (pozos Otorongo 103X, Chambira Este 123X, Pavayacu 3X y San Juan 77XD); y un ambiente continental en el lado oriental (pozos Belén 4X, Corrientes 10X, y Tangarana 103X, principalmente).
10. En base a la distribución molecular de alcanos e isoalcanos, tanto de los extractos como de los petróleos, se concluye que existe una marcada correlación genética, de origen marino, entre los extractos de roca de la parte Noroccidental de la Cuenca (Chapuli 1X, Sungachi 2X, Yañez 14X, Capahuari Sur 1X, Tuncheplaya 95X, y otros) y los petróleos de los reservorios ubicados en la parte centro oriental de la Cuenca, caso de los pozos: Valencia 25X, Capirona 2X, Corrientes 10X, San Juan 77XD y Chambira 123X.
11. Las distribuciones moleculares, las relaciones P/F, las relaciones P/n-C₁₇, y los Índices Preferenciales del Carbono (CPI) que permitieron establecer el origen, el ambiente de deposición, la madurez térmica y los estados de biodegradación, de los extractos de roca y los petróleos indican que la parte noroccidental de la Formación Chonta ha contribuido con la acumulación de petróleo en los yacimientos ubicados en la parte centro oriental de la Cuenca Marañón.
12. El área más favorable para la prospección, por su contenido, calidad y madurez térmica de materia orgánica está ubicada, aproximadamente, al Norte de los 5° de latitud Sur y al Oeste de los 75° de longitud Oeste.
13. Uno de los factores, por los que no se habría encontrado petróleo en los pozos: Belén 4X, Bolognesi 62X, Nahuapa 24X, Marañón 110X, Palmera 4X, Frontera 1X, Palo Seco 1X y Zapote 1X, sería que la Formación Chonta en esta parte de la Cuenca no ha contribuido a la acumulación de petróleo por no encontrarse dentro de la «Ventana de Generación de Petróleo».

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda continuar y ampliar la exploración por hidrocarburos en las áreas ubicadas, al Oeste de los pozos Tangarana - Bolognesi - Corrientes, y al Norte de los pozos Ungumayo y Patoyacu, puesto que estas áreas son consideradas como las más favorables para la prospección; afinando los métodos convencionales de exploración y conjugando con otros nuevos.
2. Toda vez que sea posible, se debe obtener no sólo muestras de roca, sino también muestras de petróleo, ya que este último proporciona información geoquímica que podría ser difícil obtener sólo de las muestras de roca.
3. Diseñar y desarrollar un programa o rutina de análisis de muestras de roca y de petróleos, mediante diferentes técnicas geoquímicas, con el propósito de formar una Base de Datos -por áreas de estudio- a partir de los resultados analíticos obtenidos, de tal manera, que éstas sean de fácil acceso para realizar estudios integrados de evaluación e investigación.
4. Realizar estudios adicionales de “biomarcadores”, mediante Cromatografía de Gases - Espectrometría de Masas (GC-MS) y Estudio de Isótopos, que permitan definir la correlación roca madre - petróleo, para identificar la roca generadora poder orientar de manera más objetiva las labores de exploración.
5. Modernizar y ampliar la capacidad de servicio del Laboratorio de Geoquímica de Petróleos del Perú S.A., con la adquisición de instrumentación adecuada para análisis de Pirólisis-CG y CG-Espectrometría de Masas, que son de mucha utilidad en la exploración por hidrocarburos.
6. Desarrollar Programas de Exploración, en las áreas recomendadas para la prospección por hidrocarburos, con el objeto de descubrir nuevos yacimientos que tiendan a cubrir la demanda actual de petróleo e incrementar las reservas para satisfacer las futuras necesidades del país.

* * * * *

APENDICE

La Geoquímica del Petróleo, en nuestro país, tiene sus inicios a principios de la década pasada, con participaciones puntuales en trabajos realizados por la Cooperación Técnica Peruano - Alemán (1980) y la Cía. Internacional Robertson Research (1981). Antes de este período la Geoquímica del Petróleo ha sido aplicada solo por analistas de Compañías Contratistas extranjeras, y con muchas limitaciones por personal de Petróleos del Perú S.A.

El desarrollo de la Geoquímica del Petróleo se acentúa en nuestro medio con el esfuerzo del personal que tuvieron que iniciarse en este campo con pasantías por Centros de Investigación y Laboratorios extranjeros de prestigio y con la adquisición de instrumentación necesaria, las mismas que han redundado en la realización de diversos trabajos y estudios geoquímicos de pozos y de muestras de campo, de las distintas Cuencas.

Durante estos últimos años, se han realizado los distintos análisis geoquímicos (a excepción de los análisis por métodos combinados de Pirólisis-GC y GC-MS debido a la falta de instrumentación adecuada) prestando apoyo a la Cía. Robertson Research que nuevamente en estos últimos años ha realizado estudios exploratorios en la selva peruana.

Actualmente, en que la Geoquímica en el mundo ha alcanzado un importante progreso al igual que la tecnología desarrollada al respecto, y con la experiencia acumulada durante estos años, se hace necesario potenciar la aplicación de las ciencias geoquímicas no sólo al estudio del subsuelo, sino también de superficie, que permitan continuar la evaluación y exploración de las distintas unidades estratigráficas de las diferentes cuencas sedimentarias, abocadas a la búsqueda y descubrimiento de nuevos yacimientos productivos tendientes a garantizar la producción actual y las futuras necesidades del país. Para ello, se hace también necesario reforzar la instrumentación existente con la adquisición de nuevos equipos que coadyuven a enfrentar con acierto, los retos que cada vez exigen la búsqueda de yacimientos productivos de petróleo y de gas.

Pero también se hace necesario la formación de los futuros cuadros profesionales al respecto por la Universidad, en concordancia con las empresas y de acuerdo a sus requerimientos. Con ello no pretendo, ni quiero decir, de que la geoquímica sea el único método de exploración; sino sea sólo un verdadero aporte a los métodos convencionales de exploración geológica por hidrocarburos y una herramienta valiosa en la búsqueda y descubrimiento de nuevas fuentes de energía.

Atte.

Marcelo Barzola Esteban

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. **ALVAREZ PINTO, PERCY (1982)**, El Contenido Orgánico en las Rocas Sedimentarias y la Geoquímica. Conversatorio Técnico de Geoquímica del Petróleo. PETROPERU S.A., Octubre 1982.
2. **AMOS BEIN - ZVISOFER (1987)**, Origin of Oils in Helez, Israel - Implications for Exploration in the Eastern Mediterranean: Bol. AAPG, Vol.71. N° 1, January 1987, pg 65-71.
3. **BARKER, COLIN (1982)**, Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. University of Tulsa. Serie N° 10.
4. **CAMEJO FERREIRA, JUSTO (1978)**, A Geoquímica Orgánica na Exploracao do Petróleo. I Congreso Brasileiro de Petróleo, pg 27-40.
5. **CENPES - PETROLEO BRASILEIRO S.A. (1984)**, Manual do Geoquímica do Petróleo, 256 p.
6. **COMBAZ, ANDRE (1987)**, A Key to Petroleum Geology: Organic Geochemistry. pg 20-22.
7. **DAVIS, JOHN (1973)**, Statistics and Data Analysis in Geology. Wiley International Edition.
8. **DE AQUINO NETO, FRANCISCO (1983)**, Hidrocarbonetos Saturados como Indicadores Geoquímicos Moleculares: Instituto do Química. UFRJ.
9. **DEL SOLAR, C. (1979)**, Simposium "Exploración por Hidrocarburos en el Perú". Zona Selva - Lotes 1A-1B. Bol. SGP, Tomo 63, Parte IV.
10. **DEMBICKI, H. - HORSFIELD, B. - HO, T. (1983)**, Source Rock Evaluation by Pyrolysis - Gas Chromatography: Bol. AAPG, Vol. 67, N°7. July 1983. pg 1094 - 1103.
11. **DOWGLAS WAPLES (1978)**, Organic Geochemistry for Exploration Geologists. IHRDC Boston
12. **DRABKIN, A. E. - PROSKURIAKOV, V. A. (1984)**, Química del Petróleo y del Gas. Ed. MIR. 408 p.
13. **ETTRE, L. S. (1978)**, Introducción a las Columnas Capilares Abiertas: publicación de Perkin Elmer Corporation. 72 p.
14. **FERSMAN, ALEXANDR E. (1973)**, Geoquímica Recreativa. Ed. MIR. 399 p.

15. **FRED W., ROWLAND (1977)**, La Práctica de la Cromatografía de Gases. División de Avondale Hewlett - Packard, 126 p.
16. **GREEN L. E. - EILA MATT (1982)**, Pona Analysis by High Resolution Fused Silica Gas Chromatography. Publication Hewlett Packard Technical, N° 100.
17. **GUIZADO JOL, J. (1986)**, Presente y Futuro de la Exploración por Hidrocarburos en las Cuencas Latinoamericanas: LX Reunión Anual a Nivel de Expertos (RANE). Lima, Octubre, 1986. Vol. I, pg 1-11.
18. **HANDBOOK OF GEOCHEMISTRY (1969)**, Organic Geochemistry of Carbon: Vol. II / 1. Springer - Verlag, Berlin. Heidelberg.
19. **HAROLD, M. MAC NAIR (1975)**, Instrumentation in Gas Chromatography: Chromatography, Parte I, pg 189-226.
20. ----- (1981), Cromatografía de Gases. Sec. Gral. de la OEA. Monografía N° 23.
21. **HARRIS O. VAN ORDER - GARTHE LEE (1971)**, Compendio de Química Orgánica. Ed. Interamericana. 348 p.
22. **HEISZWOLF, G. J, - LIJMBACH, G. W. (1985)**, Origin of Petroleum and Gas.
23. **HUNT, JOHN M. (1979)**, Petroleum Geochemistry and Geology. W. H. Freeman and Co. San Francisco 617 p.
24. **KEHRER, P. (1980)**, Evaluación del Potencial Petrolífero de la Cuenca Marañón: Informe PETROPERU, Cooperación Técnica Peruano-Alemana.
25. **KUMMEL, B. (1948)**, Geological Reconnaissance of the Contamana Región Perú - Bulletin of the Society of America. Vol 59 pg. 1217 -1265
26. **LIJMBACH, G. W. (1988)**, On the Origin of Petroleum, Shell Exploratie in Produktie Laboratorium. Volmerlaan 6. pg 357-374.
27. **MOLDOWAN, M. - SEIFERT, W. - GALLEGOS, EMILIO. (1985)**, Relationship Between Petroleum Composition and Depositional Environment of Petroleum Source Rocks: Bol. AAPG, Vol 69, N° 8. August, 1985.
28. **MULLER, H. - ALIAGA, E. (1981)**, Estudio Bioestratigráfico del Cretáceo de la Cuenca Marañón: Informe PETROPERU, Cooperación Técnica Peruano - Alemana.
29. **MUÑOZ, LIZARDO (1982)**, La Materia Orgánica y su Importancia en la Génesis de los Hidrocarburos: Conversatorio Técnico de Geoquímica del Petróleo. PETROPERU S.A. Octubre 1982.

30. **MIER, IRIS (1982)**, Estudio Geoquímico de Petr6leos de la Cuenca del Golfo San Jorge. I Congreso Nacional de Hidrocarburos. Buenos Aires.
31. **PARDO, A. - ZUÑIGA, F. (1973)**, Estratigrafía y Evolución Tectónica del Paleozoico de la Región de la Selva del Perú: II Congreso Latinoamericano de Geología. Caracas, 1973.
32. **PARDO, A. - ZUÑIGA, F. (1973)**, Estratigrafía y Evolución Tectónica del Mesozoico y Cenozoico de la Región de la Selva del Perú : II Congreso Latinoamericano de Geología. Caracas, 1973.
33. **PETERSEN, NEIL (1980)**, Petroleum Geochemical Evaluation For Lote 2 Concession, Area Perú: Superior Oil Company. Geoscience Center Houston, Texas.
34. **RODRIGUEZ, RENE (1983)**, Utilizacáo de Marcadores Biológicos na Correlacáo dos 6leos da Bacía do Ceará e Parte Emersa da Bacía Portiguar. Bol. Técnico de PETROBRAS. Rfo de Janeiro, N° 26.Jul/Set, 1983. p 163-179
35. **ROSSO, M. - LABAYEN, I. (1982)**, Geoquímica Orgánica, Método y Aplicación. I Congreso Nacional de Hidrocarburos. Buenos Aires.
36. **RUEDA GAXIOLA, JAIME (1980)**, Los Métodos Palinológicos y Geoquímicos en la Exploración Petrolera : Bol. Técnico. ARPEL. pg 167 - 169.
37. **SANZ, VICTOR (1985)**, Exploración Petrolera en las Cuencas Sub-andinas: II Simposio Bolivariano. Bogotá. Vol. 3, Agosto 1985.
38. **SOTO, FERNANDO (1979)**, Facies y Ambientes Deposicionales Cretácicos, Area Centro - Sur de la Cuenca Marañón: Bol. SGP. Tomo 60, pg 233-250.
39. ----- (1985), Interpretación y Correlación Geoquímica de Petr6leos de la Cuenca Marañón - Nor Oriente del Perú: Bol. SGP, Tomo 74. Marzo,1985. pg 73-88
40. **SAUNDERS, D. L. (1975)**, Techniques of Liquid Column Chromatophy: Chromatography. Parte I, pg 77-107.
41. **SOLOMONS GRAHAM, T. W. (1985)**, Química Orgánica, University of South Florida. Ed. Limusa.
42. **TISSOT, B. P. - WELTE, D. H. (1978)**, Petroleum Formation and Ocurrance. Springer - Verlag. Berlín Heidelberg. New York, 1978.
43. **TISSOT, B. P. (1984)**, Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration: Bol. AAPG, Vol. 68 N° 3, May, 1985, pg 345-563.
44. **VALDIVIA, HUGO (1977)**, Potencial Petrolífero de la Cuenca Marañón: I Congreso Andino de Petr6leo - Lima, Nov.1977.

ANEXO

- **Descripción Litológica de Muestras**
- **Tabla Compendio de Resultados Analíticos por G.C.**
- **Cromatogramas de Extractos y Petróleos (Por Grupos)**

DESCRIPCION LITOLÓGICA DE MUESTRAS

N° P O Z O	PROFUND.	DESCRIPCION LITOLÓGICA
01 BELEN 4X	7644'	Lutita gris oscura a negra, fisible, con microrestos de materia carbonosa y finas intercalaciones de limos.
02 BELEN 4X	7650'	Lutita gris oscura, con intercalaciones de limos.
03 CAPAHUARI SUR 42-1X	12283'	Lutita negra grisacea, muy fisible, carbonatada con microrestos de materia carbonosa.
04 CAPAHUARI SUR 42-1X	12760'	Lutita limosa , gris oscura, micromicácea, fisible, con microrestos de carbón.
05 CAPAHUARI SUR 42-1X	12785'	Lutita gris oscura, ligeramente pardusca, astillosa.
06 CAPIRONA 68XC	9970'	Lutita gris oscura, fisible, carbonatada, con finas intercalaciones de areniscas finas.
07 CAPIRONA 68XC	10003'	Lutita gris oscura, compacta, con finas intercalaciones de areniscas.
08 CORRIENTES 10X	9849'	Lutita gris oscura, compacta, micromicácea, con pequeños lentes de areniscas de granos muy finos.
09 CORRIENTES 10X	9869'	Idéntica a la anterior.
10 CHAMBIRA E. 123X	11319' - 450'	Lutita gris oscura a negra, ligeramente carbonatada.
11 CHAMBIRA E. 123X	11581' - 712'	Lutita gris oscura a negra, con finas intercalaciones de areniscas.
12 CHAMBIRA E. 123X	11844' - 909'	Lutita gris oscura a negra, ligeramente carbonatada.
13 FORESTAL 51-2X	9834'	Lutita negra, fisible, con restos carbonosos e intercalaciones de areniscas muy finas.
14 FORESTAL 51-2X	9872'	Lutita gris oscura, muy fisible.
15 FORESTAL 51-2X	10012'	Lutita gris oscura, con restos de materia carbonosa.
16 HUANGANA 102X	8705'	Lutita gris oscura a media, compacta, micromicácea.
17 JIBARO 1X	9780'	Lutita gris oscura a media, compacta, con pequeños nódulos de pirita, microcarbonosa.
18 OTORONGO 103X	9744'	Lutita gris oscura casi negra, muy fisible con restos microcarbonosas
19 OTORONGO 103X	9750'	Lutita limosa, gris oscura a media, ligeramente carbonatada.

N° P O Z O	PROFUND.	DESCRIPCION LITOLÓGICA
20 OTORONGO 103X	9774'	Lutita gris media, muy fisible, no carbonatada, aspecto limoso.
21 PALMERA 4X	8180' - 8640'	Lutita gris oscura a media, con abundantes restos microcarbonosas, ligeramente carbonatada
22 PAVAYACU 3X	8810' - 8890'	Lutita limolítica gris oscura a media
23 PAVAYACU 3X	8890' - 8950'	Lutita limolítica gris oscura a negra
24 SAN JUAN 77XD	10430'	Lutita gris oscura a media, muy fisible, aspecto sedoso al tacto.
25 SHIVIYACU 4X	10140'	Lutita gris oscura a media, compacta.
26 SHIVIYACU 4X	10155'	Lutita gris oscura a media, astillosa.
27 SUNGACHI 2X	14090' - 200'	Lutita gris oscura a media.
28 SUNGACHI 2X	14300' - 400'	Idéntica a la anterior.
29 TANGARANA 1X	6648'	Lutita gris oscura a media, fisible, con restos de materia carbonosa.
30 TANGARANA 1X	6698'	Lutita negra, compacta, microcarbonosa e intercaladas con areniscas cuarzosas de granos muy finos.
31 TUNCHEPLAYA 95X	10483'	Lutita gris oscura a media, fisible y muy quebradizo.
32 TUNCHEPLAYA 95X	10504'	Lutita negra, fisible, microcarbonosa y con pequeños lentes de pirita.
33 UNGUMAYO 1X	15044'	Lutita limosa, gris media, carbonatada, micromicácea, al parecer bioturbada (?).
34 UNGUMAYO 1X	15079'	Lutita limosa, compacta, gris oscura a media, con pequeños lentes de areniscas cuarzosas de granos muy finos.
35 UNGUMAYO 1X	16042'	Idéntica a la anterior.
36 YANAYACU 27X	11240' - 300'	Lutita gris oscura a media
37 YANAYACU 27X	11411'	Lutita gris oscura a media, compacta, micromicácea, aspecto limoso.
38 YANAYACU 27X	11578'	Lutita gris oscura a media, fisible, micromicácea.
39 YANEZ 14X	15450'	Lutita gris oscura, compacta, microcarbonosa.
40 YANEZ 14X	15818'	Lutita negra, compacta, no carbonatada, con restos de materia carbonosa en planos de fisibilidad.

TABLA N° A1

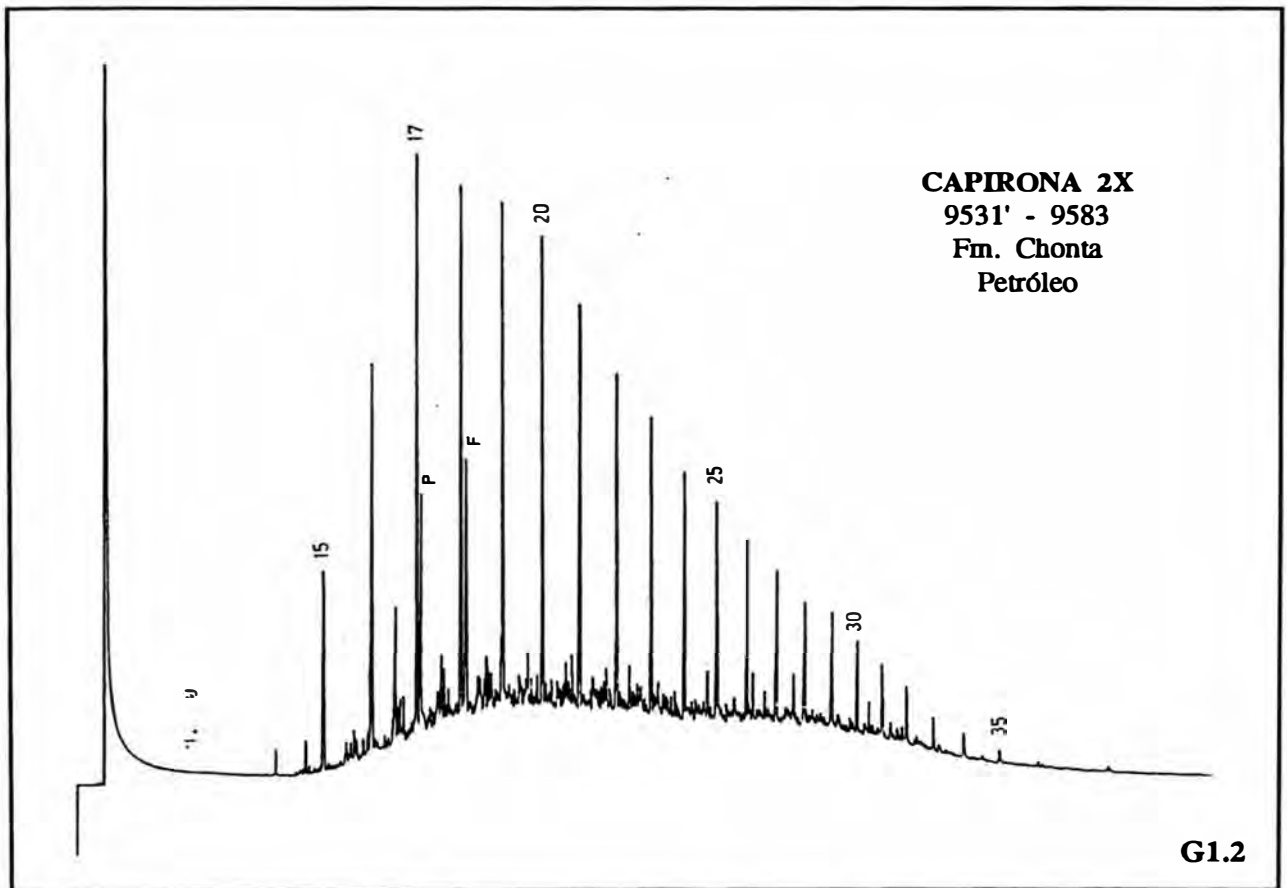
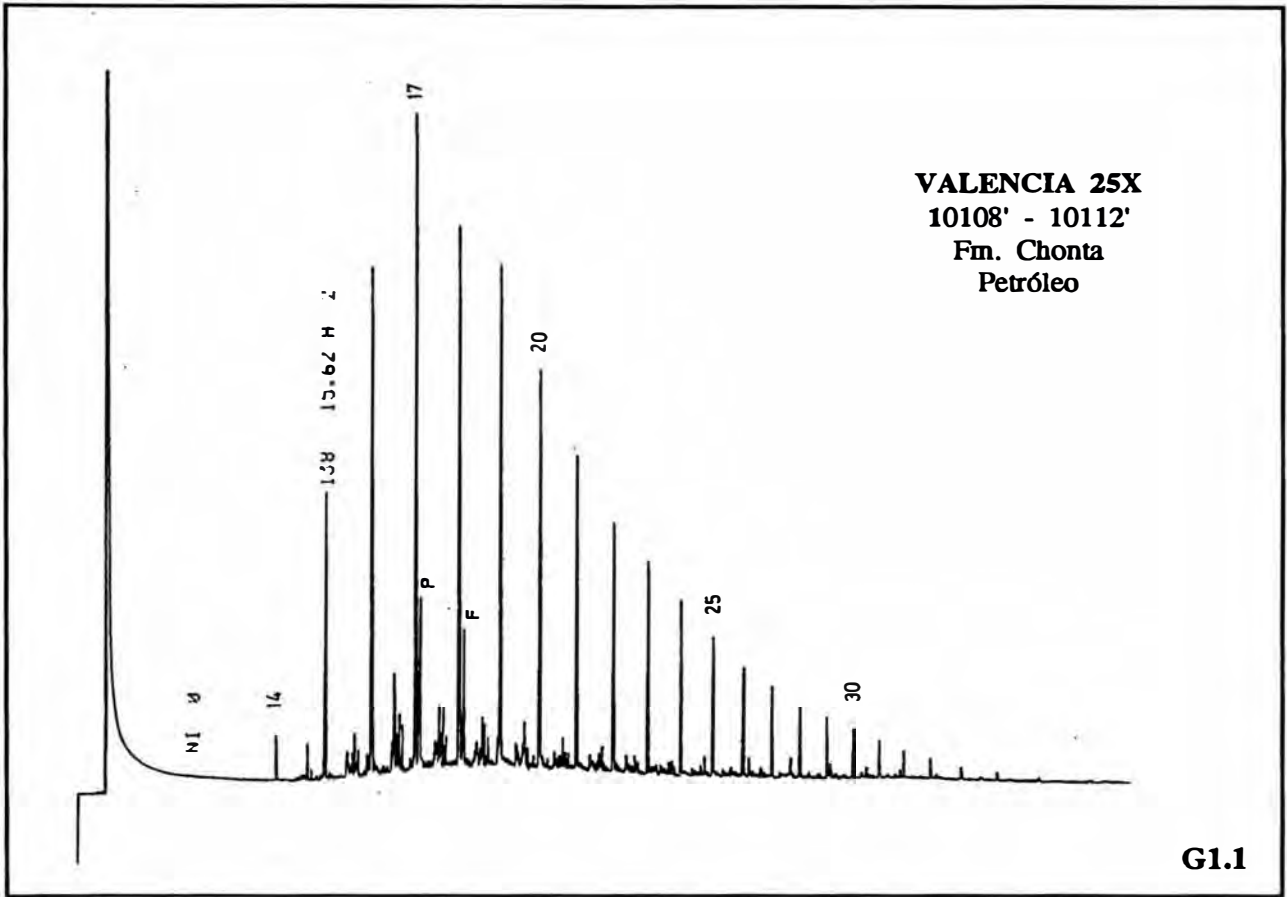
RESULTADOS ANALITICOS DE CROMATOGRAFIA DE GASES
FORMACION CHONTA - CUENCA MARAÑON

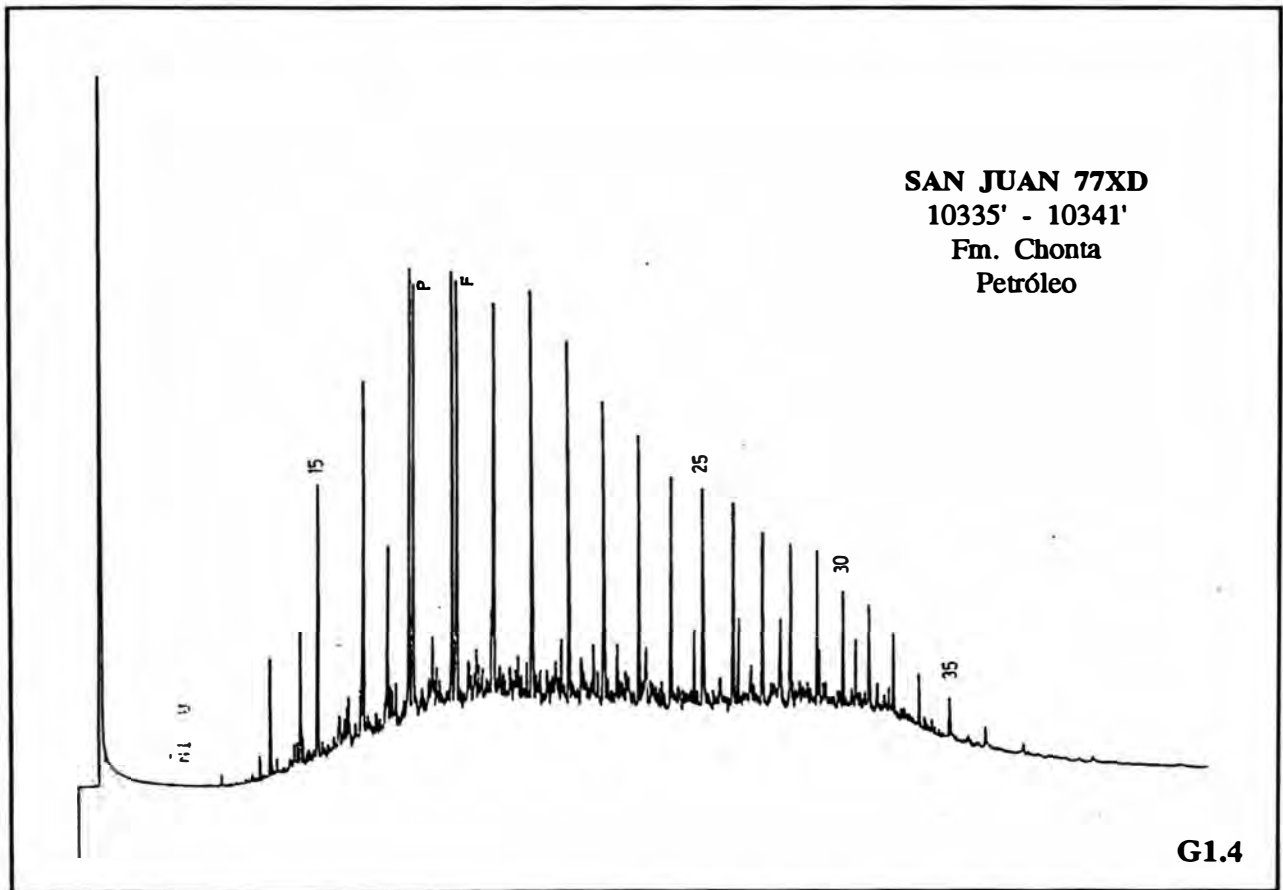
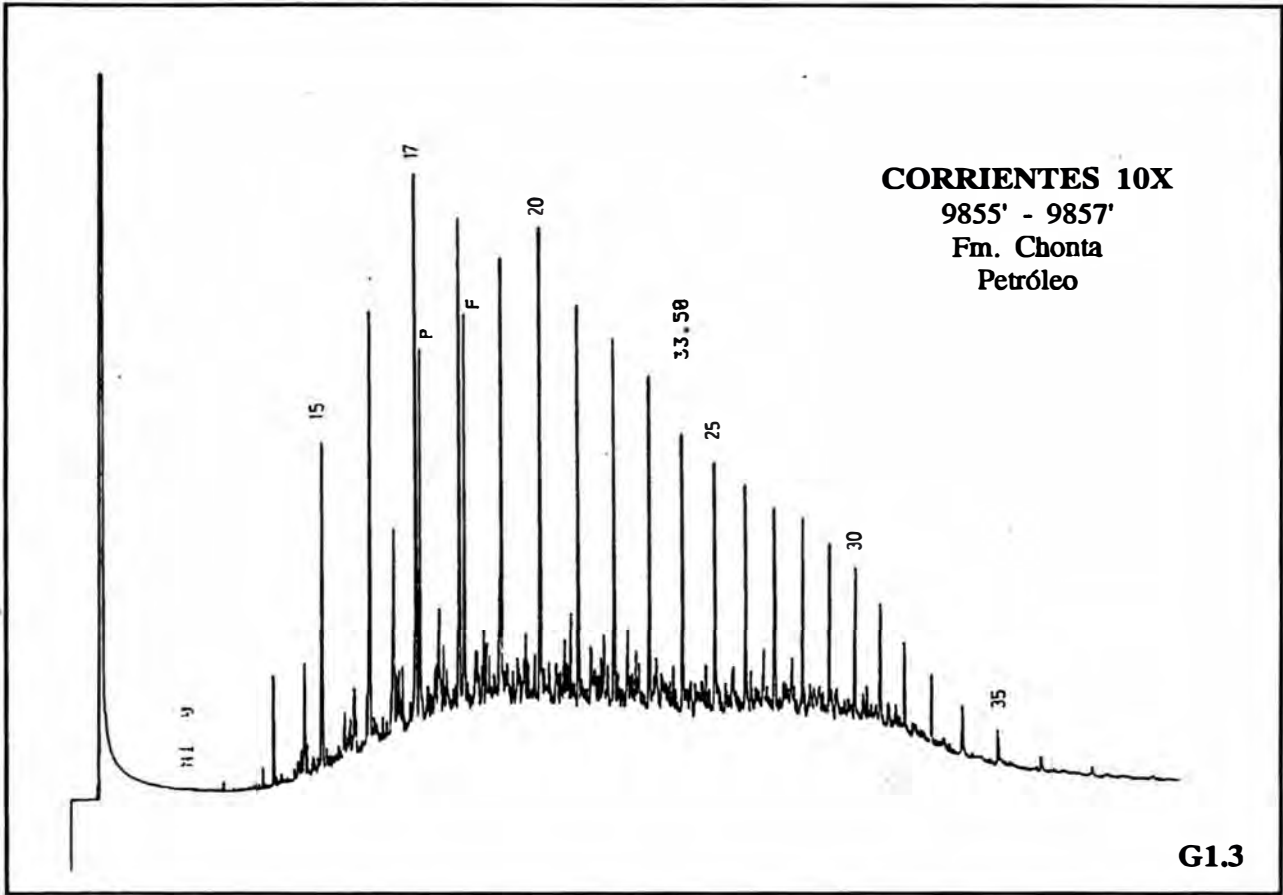
N°	NOMBRE DEL POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	COMPUESTOS DE HIDROCARBUROS SATURADOS DE EXTRACTOS DE ROCA EXPRESADAS EN (%)																											
			nC14	nC15	nC16	nC17	IC19	nC18	IC20	nC19	nC20	nC21	nC22	nC23	nC24	nC25	nC26	nC27	nC28	nC29	nC30	nC31	nC32	nC33	nC34	nC35	nC36	nC37		
01	BELEN 4X	7644'	-	-	-	1,21	3,58	4,06	2,26	6,18	5,54	5,17	5,81	5,07	4,49	5,43	5,60	7,81	5,57	12,88	4,60	8,95	2,20	3,18	0,40	-	-	-		
02	BELEN 4X	7650'	-	-	0,21	1,64	5,36	2,50	1,24	3,79	3,68	4,15	4,10	5,30	5,24	5,98	5,68	8,93	6,03	12,43	5,37	9,42	3,80	3,86	0,89	0,40	-	-		
03	CAPAHUARI SUR 42-1X	12283'	1,15	-	3,94	6,28	6,96	5,47	7,32	4,92	7,00	6,69	6,49	5,80	5,68	5,19	4,26	3,82	3,55	3,03	2,95	2,94	2,54	1,79	1,31	0,71	0,21	-		
04	CAPAHUARI SUR 42-1X	12760'	-	0,37	1,26	2,31	1,19	3,58	0,77	4,34	5,33	5,70	6,25	6,49	6,99	7,30	7,15	6,99	6,60	6,43	5,67	4,94	3,83	2,75	1,70	1,10	0,57	0,39		
05	CAPAHUARI SUR 42-1X	12785'	-	0,30	1,37	5,37	3,71	9,88	2,66	12,66	15,44	14,41	13,93	10,98	6,57	2,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
06	CAPIRONA 68XC	9970'	-	0,44	1,01	3,84	5,93	10,90	6,18	18,71	20,24	18,12	14,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
08	CORRIENTES 10X	9849'	-	-	0,99	3,25	5,68	4,33	2,17	5,47	6,22	6,21	6,86	8,15	8,37	8,99	7,71	9,58	5,33	7,00	1,63	1,40	0,39	0,27	-	-	-	-		
09	CORRIENTES 10X	9869'	-	-	0,39	1,48	3,40	2,93	1,68	3,56	4,21	4,80	5,39	6,01	5,40	7,83	8,94	11,05	6,60	11,88	4,89	4,50	2,33	2,73	-	-	-	-		
12	CHAMBIRA E. 123X	11844 - 11909'	0,63	3,66	6,00	7,16	8,43	7,32	4,71	7,38	6,05	5,77	6,57	6,83	5,73	5,35	4,60	4,94	3,55	4,01	0,67	0,64	-	-	-	-	-	-		
R1	CHAPULI 1X	14550 - 14590'	0,76	3,72	7,07	9,49	6,23	10,16	5,77	9,37	8,91	7,47	6,25	4,92	3,99	3,24	2,47	2,28	1,70	1,85	1,28	1,11	0,66	0,60	0,40	0,30	-	-		
13	FORESTAL 51-2X	9834'	-	0,62	2,28	5,44	12,00	6,46	5,31	6,87	5,24	4,49	4,51	4,20	4,82	5,14	3,25	3,72	3,74	4,76	3,70	3,23	2,10	3,29	1,34	1,65	1,21	0,62		
14	FORESTAL 51-2X	9872'	-	-	1,84	6,91	6,04	12,12	5,17	16,21	11,26	9,86	8,52	8,81	7,83	5,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
15	FORESTAL 51-2X	10012'	0,34	2,24	4,71	7,45	10,52	7,51	2,48	6,32	6,77	6,10	6,08	6,58	7,17	6,61	5,76	4,82	3,26	2,59	1,21	0,91	0,37	0,21	-	-	-	-		
16	HUANGANA 102X (v)	8705'	-	0,32	1,46	3,24	4,38	5,02	1,57	6,04	6,60	5,79	5,21	5,92	5,78	6,55	6,15	9,48	5,21	7,13	3,68	5,87	1,82	1,93	0,47	0,38	-	-		
17	JIBARO 1X	9780'	-	1,17	3,99	9,98	15,01	10,19	4,86	8,88	8,82	8,14	9,34	8,78	6,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
18	OTORONGO 103X	9744'	-	0,29	0,54	2,37	9,78	3,45	3,91	4,30	4,12	4,53	4,32	4,42	4,40	4,99	4,64	5,56	4,44	8,49	5,16	8,22	3,91	4,58	1,751,42	0,41	-	-		
21	PALMERA 4X	8180 - 8640'	-	0,63	11,13	5,75	12,79	7,28	14,54	6,26	5,30	4,34	4,71	4,41	3,21	3,70	2,78	4,64	2,57	3,80	1,61	0,55	-	-	-	-	-	-		
23	PAVAYACU 3X (v)	8810 - 8890'	-	1,37	2,93	3,87	5,35	4,13	2,14	3,89	3,60	4,10	5,53	8,11	8,00	9,65	8,27	8,55	5,22	5,60	3,02	2,63	1,54	1,01	0,77	0,42	0,30	-		
23	PAVAYACU 3X	8890 - 8950'	-	1,54	4,47	6,81	8,33	7,42	2,49	7,56	6,68	6,42	5,80	5,62	5,03	5,92	4,65	7,05	3,90	6,51	1,95	0,97	0,53	0,36	-	-	-	-		
24	SAN JUAN 77XCD	10430'	-	0,31	0,47	1,13	3,76	3,57	2,10	6,06	7,43	8,40	7,62	7,36	6,00	5,79	4,74	5,46	4,36	7,86	3,98	5,86	2,45	3,26	1,13	0,89	-	-		
26	SHINYACU 4X	10155'	-	-	-	2,46	2,16	6,78	2,27	9,02	11,86	11,29	10,16	9,30	8,21	8,71	5,66	4,26	2,83	1,92	1,68	1,03	0,41	-	-	-	-	-		
27	SUNGACHI 2X	14090-14200'	0,53	1,82	4,81	9,45	11,89	10,01	5,11	9,99	7,97	7,41	6,73	6,79	6,35	7,25	3,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
28	SUNGACHI 2X	14300-14400'	-	-	0,30	4,20	2,41	10,30	4,50	11,97	11,81	10,64	9,70	7,22	6,98	4,81	3,70	2,69	2,29	2,27	1,43	1,27	0,74	0,73	-	-	-	-		
29	TANGARANA 1X	6648'	-	0,72	1,85	3,53	8,49	3,95	2,32	4,07	3,30	3,22	3,49	4,19	4,69	5,02	5,21	6,46	7,26	11,49	7,60	6,71	3,95	2,48	-	-	-	-		
30	TANGARANA 1X	6698'	0,72	2,87	6,62	7,52	13,94	8,33	4,51	7,96	7,87	5,49	5,39	4,42	4,71	3,94	2,89	3,05	2,34	2,45	1,47	1,61	1,25	0,66	-	-	-	-		
32	TUNCHEPLAYA 95X	10504'	0,78	2,34	5,11	6,12	12,87	6,29	3,30	8,54	5,14	4,79	4,56	4,63	4,25	4,66	3,57	3,99	3,80	3,97	2,46	2,67	1,65	2,23	0,88	1,41	-	-		
36	YANAYACU 27X	11240-11300'	-	-	0,30	1,29	5,94	3,67	2,46	6,09	6,21	6,47	6,86	6,94	6,89	8,75	7,32	9,93	7,61	10,51	2,06	0,70	-	-	-	-	-	-		
37	YANAYACU 27X	11411'	-	0,67	3,51	7,81	15,95	12,25	13,28	13,94	12,43	12,05	8,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
38	YANAYACU 27X	11578'	-	-	-	4,05	4,33	8,17	3,87	9,97	11,44	13,71	11,46	11,29	8,67	8,80	4,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
39	YAÑEZ 14X	15450'	1,21	3,51	5,71	6,05	3,84	7,53	4,08	6,71	5,83	6,23	5,37	4,94	4,52	4,41	4,04	3,89	3,79	3,64	3,67	3,01	2,31	1,55	1,32	1,46	0,86	0,52		
40	YAÑEZ 14X	15818'	-	0,45	3,38	8,04	2,26	12,28	2,78	13,00	11,93	11,49	9,97	8,41	6,50	5,04	3,20	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

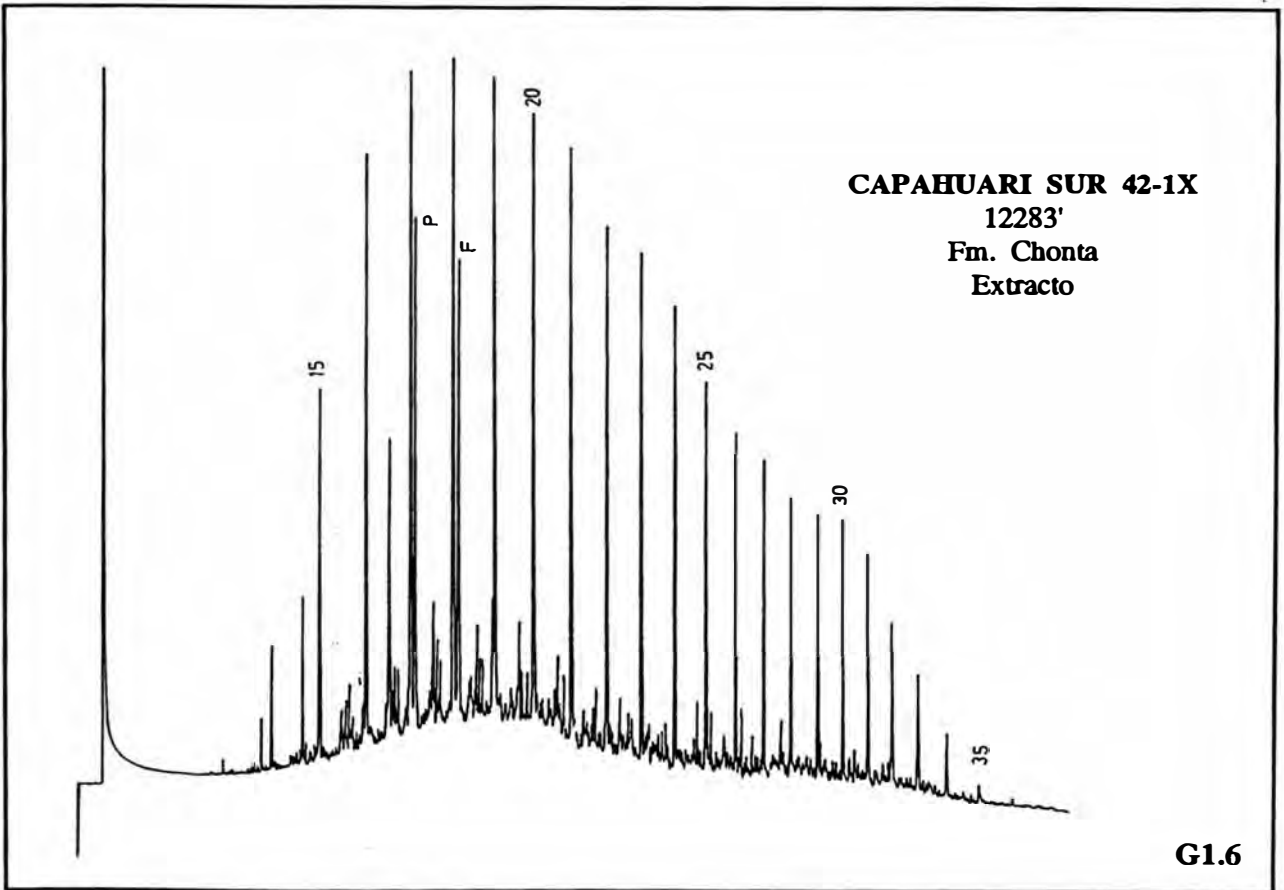
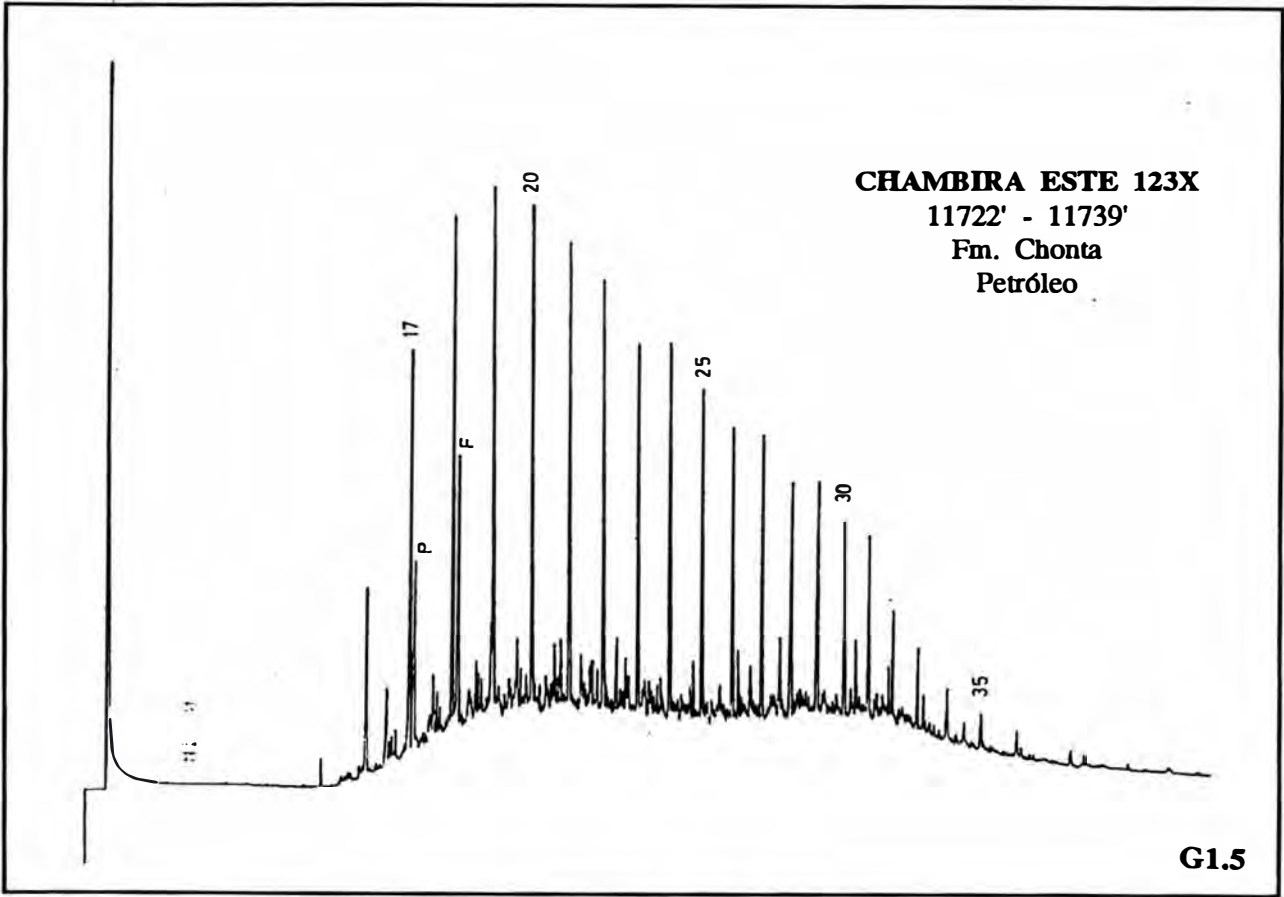
N°	NOMBRE DEL POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	COMPUESTOS DE HIDROCARBUROS SATURADOS DE PETROLEOS EXPRESADAS EN (%)																											
			nC14	nC15	nC16	nC17	IC19	nC18	IC20	nC19	nC20	nC21	nC22	nC23	nC24	nC25	nC26	nC27	nC28	nC29	nC30	nC31	nC32	nC33	nC34	nC35	nC36	nC37		
01	CAPIRONA 2X	9531 - 9583'	-	1,71	3,69	8,96	6,01	7,83	6,98	6,86	7,17	5,01	5,75	4,36	5,71	4,80	4,24	4,21	2,73	3,47	3,07	2,37	2,00	1,59	1,49	-	-	-		
02	CORRIENTES 10X	9855 - 9857'	0,85	2,52	3,35	8,18	5,35	6,26	6,11	4,99	6,63	6,00	4,83	5,18	5,24	5,72	4,34	3,69	3,34	3,52	3,42	2,94	2,95	2,20	1,46	0,83	-	-		
03	CHAMBIRA ESTE 123X	11722-11739'	-	0,39	2,85	6,47	2,90	7,53	4,34	8,30	8,11	7,62	6,95	6,08	6,27	5,31	4,63	4,54	3,76	3,86	3,09	2,80	1,54	1,16	0,77	0,43	0,31	-		
04	JIBARO 1X (v)	9670 - 9675'	4,64	3,42	11,09	4,78	9,20	6,84	5,32	11,40	5,86	12,52	13,30	2,77	4,26	4,55	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)	(b)		
05	SAN JUAN 77XD	10335-10341'	2,03	4,67	6,08	7,23	6,97	7,48	7,43	6,70	7,05	6,26	5,38	4,67	4,06	3,79	3,53	3,09	3,00	2,82	2,29	1,94	1,50	0,97	0,71	0,35	-	-		
06	VALENCIA 25X	10108-10112'	0,86	5,23	9,98	14,21	5,47	11,09	5,33	10,26	8,31	5,76	6,01	3,54	3,33	2,74	1,86	1,48	1,28	1,06	0,94	0,71	0,54	-	-	-	-	-		

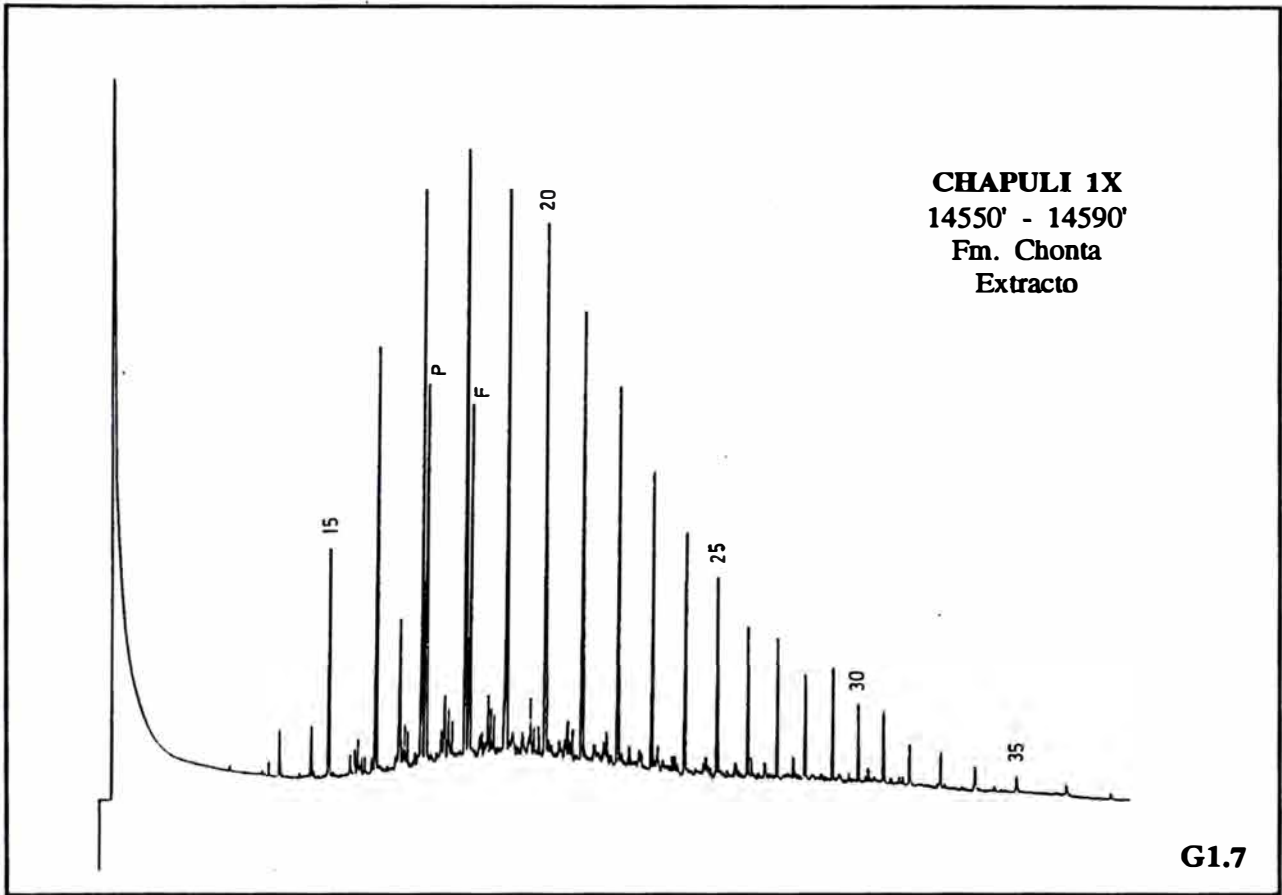
(v) Muestra perteneciente a la Formación Vivian

(b) Muestra en estado de biodegradación

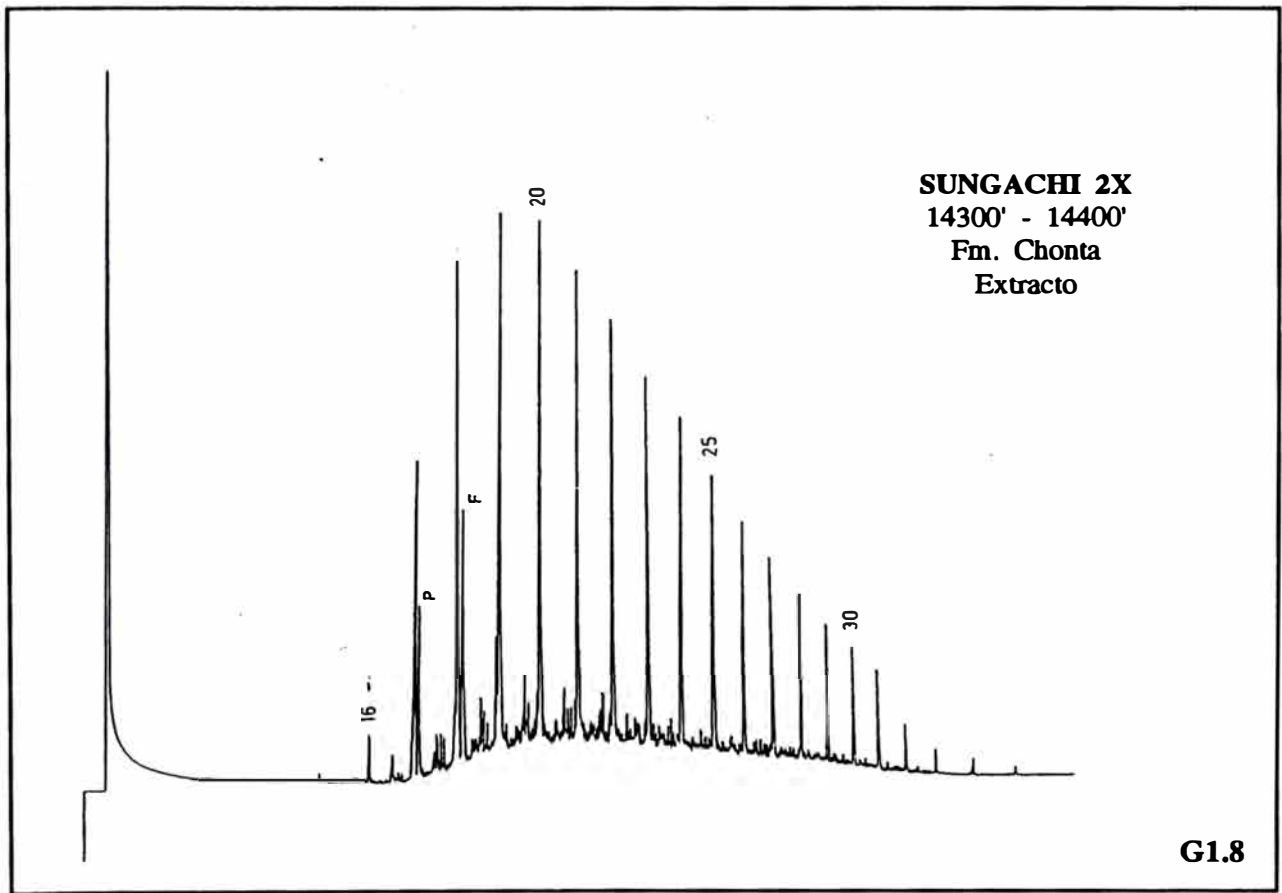






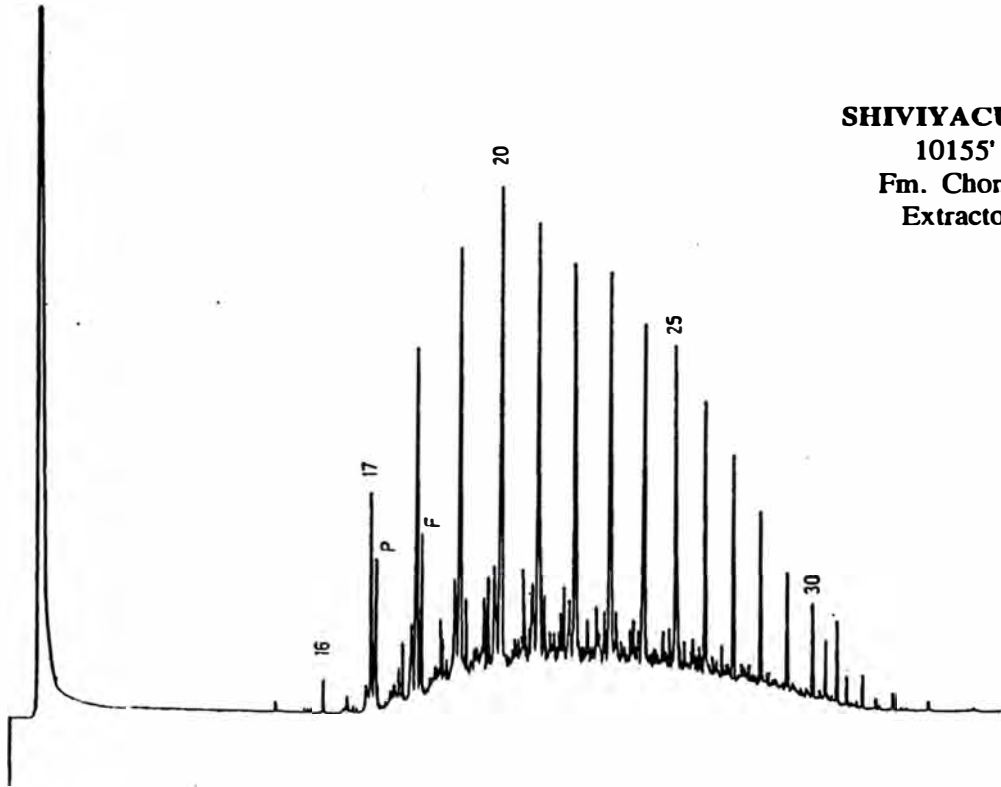


G1.7



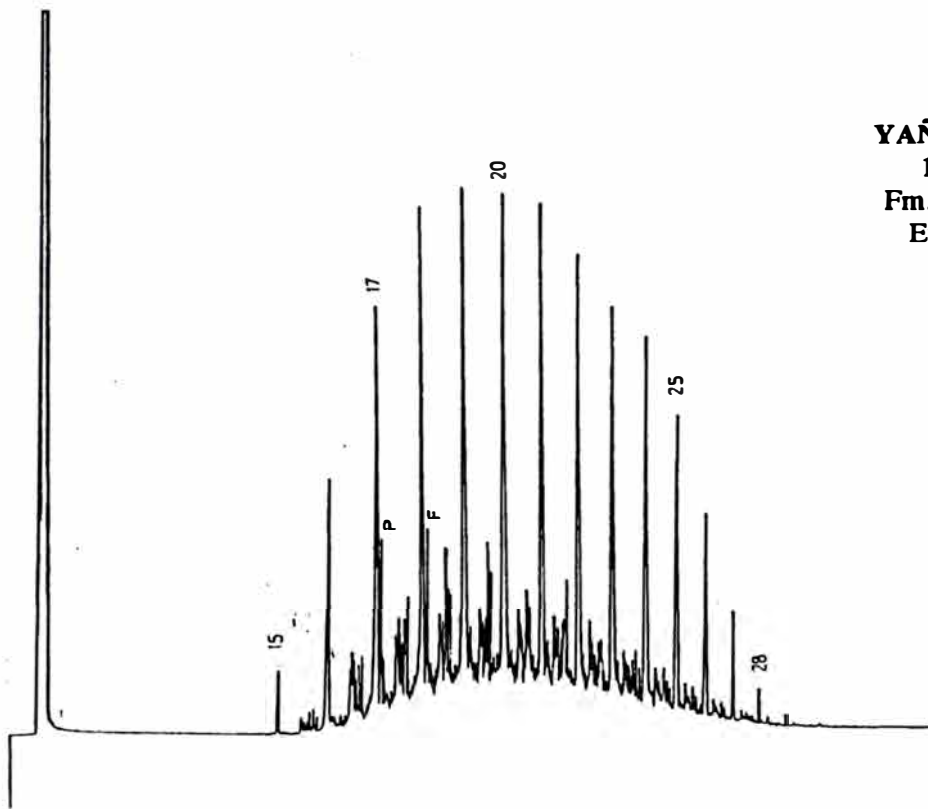
G1.8

SHIVYACU 4X
10155'
Fm. Chonta
Extracto



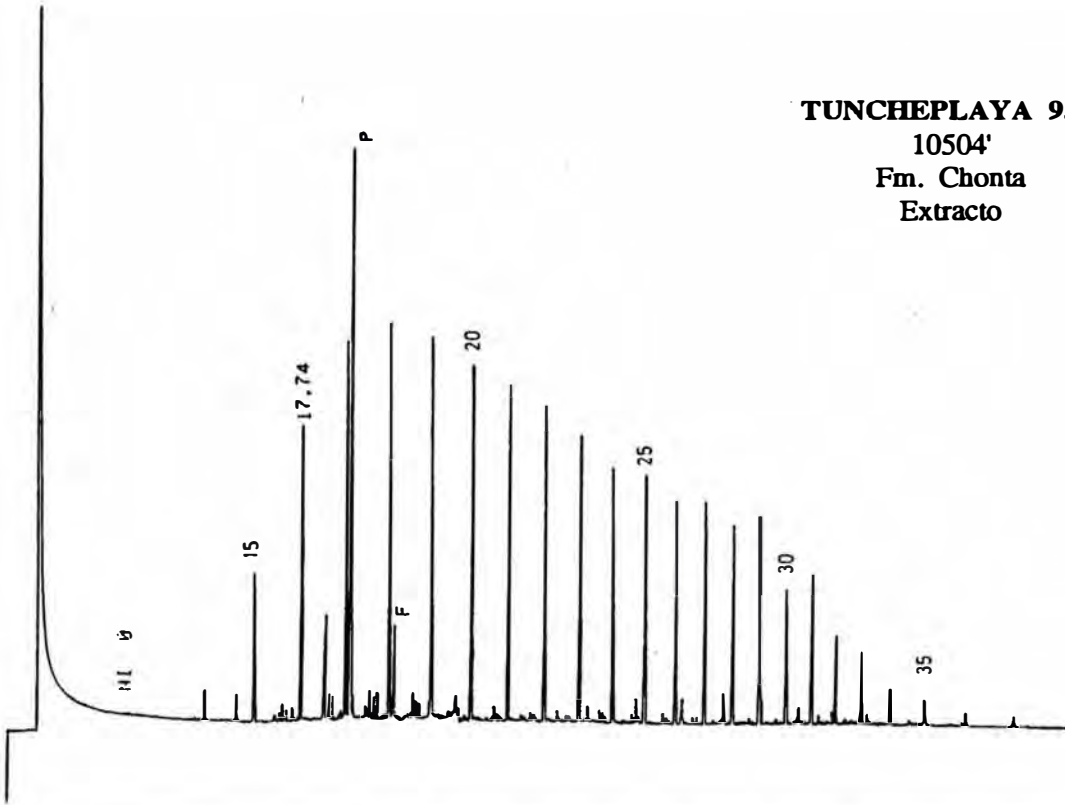
G1.9

YAÑEZ 14X
15818'
Fm. Chonta
Extracto



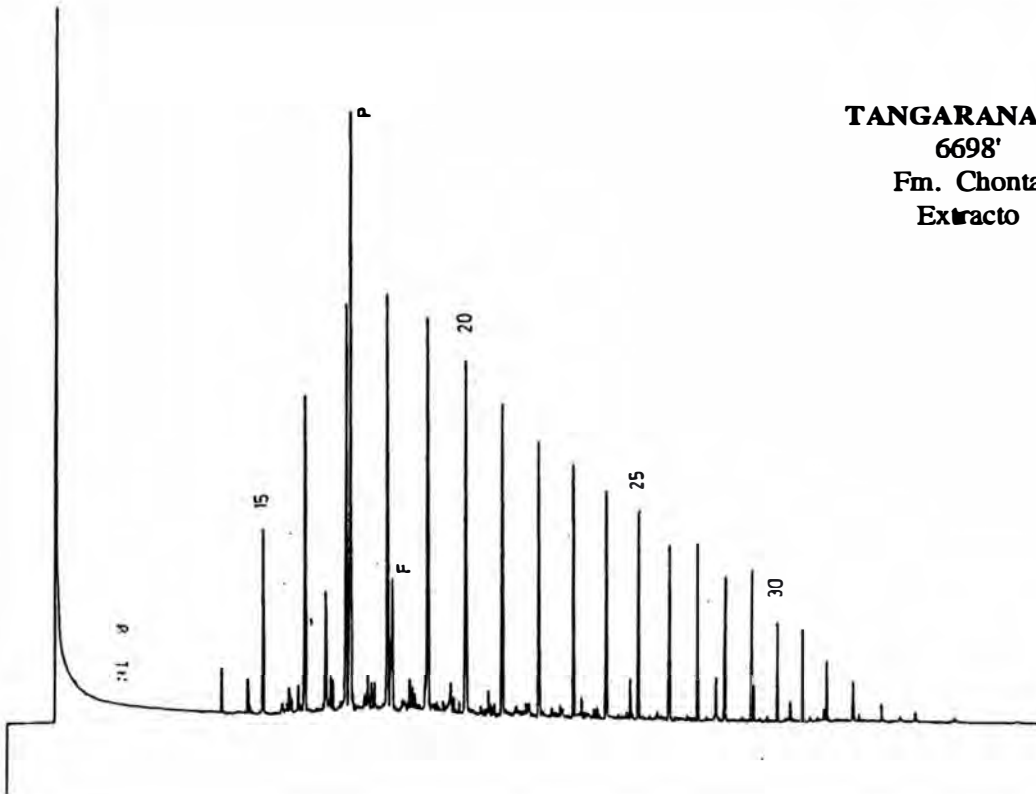
G1.10

TUNCHEPLAYA 95X
10504'
Fm. Chonta
Extracto



G2.1

TANGARANA 1X
6698'
Fm. Chonta
Extracto



G2.2

