



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ASUNCIÓN

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

Departamento de Geología

Trabajo de Grado

**INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL
HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA NOROESTE
DE LA SUBCUENCA DE PIRITY, CHACO
PARAGUAYO.**

GISELA ESTEFANÍA NOGUERA TOFFOLETTI.

Trabajo de Grado presentado a la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad Nacional de Asunción, como requisito para la obtención del Grado de Licenciado en Ciencias-Mención Geología

SAN LORENZO – PARAGUAY

DICIEMBRE – 2018



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ASUNCIÓN
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales
Departamento de Geología
Trabajo de Grado

**INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL
HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA NOROESTE
DE LA SUBCUENCA DE PIRITY, CHACO
PARAGUAYO.**

GISELA ESTEFANÍA NOGUERA TOFFOLETTI.

Orientadora: **Prof. Dra. Ana María Castillo Clerici.**

Trabajo de Grado presentado a la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad Nacional de Asunción, como requisito para la obtención del Grado de Licenciado en Ciencias-Mención Geología

SAN LORENZO – PARAGUAY
DICIEMBRE – 2018

**INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO
DEL ÁREA NOROESTE DE LA SUBCUENCA DE PIRITY,
CHACO PARAGUAYO.**

GISELA ESTEFANÍA NOGUERA TOFFOLETTI

Trabajo de Grado presentado a la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales,
Universidad Nacional de Asunción, como requisito para la obtención de la
Licenciatura Ciencias Mención Geología.

Fecha de aprobación: 20 de diciembre de 2018

COMITÉ ASESOR DE TRABAJO DE GRADO

MIEMBROS:

Prof. Dra. Ana María Castillo Clerici
Universidad Nacional de Asunción.

Prof. MSc. Higinio Moreno Resquín
Universidad Nacional de Asunción.

Prof. MSc. Sonia Molinas
Universidad Nacional de Asunción.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia por su apoyo incondicional a lo largo de estos años.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría expresar mi sincera gratitud a las personas que me acompañaron a lo largo de estos años de carrera y especialmente durante la realización de este trabajo.

A mis padres y hermanos por su comprensión y apoyo a lo largo de esta etapa tan importante para mí.

A la Prof. Dra. Ana María Castillo por la orientación académica y por sus valiosas sugerencias.

A la Prof. MSc. Sonia Molinas por su dedicación y colaboración.

Al Prof. Narciso Cubas, por su buena predisposición, su tiempo y los conocimientos transmitidos.

Al Dr. Fernando Wiens, por su ayuda, buena predisposición y aporte de materiales necesarios para la realización de este trabajo.

Al Lic. Joel Cabrera, por la ayuda en la realización de mapas necesarios en este estudio.

Al Lic. Andrés Peralta, por el apoyo brindado y el aporte de materiales que fueron importantes para esta investigación.

A la Lic. Silvia Paniagua por su buena predisposición y el aporte de datos de los pozos.

A Adri y a Ricky por todo su apoyo y colaboración.

A mi amiga Belén, por escucharme y acompañarme en esta etapa a pesar de la distancia.

A Nathy, Rudy, Liss, Rachel, Maga y a todos los amigos que de alguna manera estuvieron conmigo, animándome siempre a cumplir mis objetivos.

A la FaCEN por la formación recibida.

A la UFSC por ser mi segunda casa de estudios.

INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA NOROESTE DE LA SUBCUENCA DE PIRITY, CHACO PARAGUAYO.

Autor: GISELA ESTEFANÍA NOGUERA TOFFOLETTI.
Orientador: PROF. DRA. ANA MARIA CASTILLO CLERICI.

RESUMEN

La Subcuenca de Purity, localizada en la Región Occidental o Chaco paraguayo, hasta la actualidad ha sido poco estudiada. Este trabajo tuvo como objetivo identificar si las condiciones geológicas de la Subcuenca de Purity tienen potencial de generación de hidrocarburos y si las mismas presentan correlatividad en el territorio Argentino, en el cual existen yacimientos en producción explotados de forma comercial, como es el caso del campo Palmar Largo que se encuentra a 22km de la frontera con Paraguay. La base de este trabajo se centra en la integración de los principales estudios de geofísica, litología, y geoquímica que han sido documentados en los perfiles de pozos y que serán utilizados para poder cumplir con los objetivos de esta investigación. Se realizó la integración e interpretación de los mismos, pertenecientes a los pozos Anita-1 y Carmen- 1, ubicados en la Subcuenca de Purity, Paraguay y al pozo Palmar Largo X-1, localizado en la Subcuenca Lomas de Olmedo, Argentina. Se correlacionaron los registros de rayos gamma de dichos pozos para obtener una mejor visión del contexto geológico de ambas Subcuencas correspondientes. Se dispuso de los análisis geoquímicos siguientes: Contenido de Carbono Orgánico Total, Pirólisis *Rock Eval*, y Reflectancia de la vitrinita, registrados en el informe del pozo Carmen-1, cuya interpretación evidencia unidades estratigráficas de interés que pueden constituir rocas generadoras, como las rocas de la Formación Palo Santo. Los estudios petrofísicos de las areniscas de la Formación Lecho y Formación Berta, indican que las mismas pueden ser buenas rocas reservorio y que las rocas de la Formación Olmedo representan un buen sello que permitiría el entrapamiento de hidrocarburos.

Palabras clave: Subcuenca, potencial hidrocarburiífero, correlación de rayos gamma, sistema petrolero.

INTERPRETAÇÃO DO POTENCIAL DE HIDROCARBONETOS DA ÁREA NOROESTE DA SUB-BACIA DE PIRITY, CHACO PARAGUAIO.

Autor: GISELA ESTEFANIA NOGUERA TOFFOLETTI.
Orientador: PROF. DR. ANA MARIA CASTILLO CLERICI.

RESUMO

A Sub-bacia de Purity, localizada na Região Ocidental ou Chaco paraguaio, até agora tem sido pouco estudada. O objetivo deste estudo é identificar se as condições geológicas da Sub-bacia de Purity têm potencial para geração de hidrocarbonetos e se é correlativo no território da Argentina, onde existem depósitos em produção explorada comercialmente, tal como o campo Palmar Largo que fica a 22 km da fronteira com o Paraguai. A base deste trabalho se concentra na integração dos principais estudos de geofísica, litologia e geoquímica documentados em registros de poços, que serão utilizados para cumprir com os objetivos desta pesquisa. Foi realizada a integração e interpretação dos dados, pertencentes aos poços, Anita-1 e Carmen- 1 localizados na Sub-bacia de Purity, em Paraguai e o poço Palmar Largo X-1, localizado na Sub-bacia Lomas de Olmedo, Argentina. Os registros de raios gama desses poços foram correlacionados para obter uma melhor visualização do contexto geológico regional das Sub-bacias correspondentes. Foram disponibilizados as seguintes análises geoquímicas: Carbono Orgânico Total, pirólise Rock-Eval e Reflectância da vitrinita, registrado no relatório de Carmen-1, cuja interpretação evidência unidades estratigráficas de interesse que podem ser rochas geradoras, como rochas da Formação Palo Santo. Estudos petrofísicos dos arenitos da Formação Lecho e Formação Berta indicam que eles podem ser boas rochas reservatório, e rochas da Formação Olmedo apresentam um bom selo para permitir a captura de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Sub-bacia, potencial de hidrocarbonetos, correlação de raios gama, sistema petrolífero.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Problemática	2
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4. Hipótesis	5
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes	6
2.1.1 Campañas petroleras realizadas en la Subcuenca de Pirity	6
2.2. Marco legal	8
2.2.1 Ley de hidrocarburos 779/95	8
2.2.2 Política Energética de la República del Paraguay 2016- 2040	14
2.3. Geología regional	15
2.3.1 Cuenca del Chaco.....	15
2.3.2 Subcuenca de Pirity- Subcuenca Lomas de Olmedo.....	17
2.4. Sistema petrolero	27
2.4.1 Propiedades características de la roca generadora, reservorio y sello	28
2.4.2 Trampas	31
2.5. Estudios geoquímicos	33
2.5.1 Carbono Orgánico Total	33
2.5.2 Análisis <i>Rock Eval</i>	34
2.5.3 Reflectancia de la vitrinita	36
2.6. Correlación de registros eléctricos	37
2.6.1 Rayos gamma	37
2.6.2 Interpretación cualitativa de los registros de rayos gamma	38
2.6.3 Correlación de registros de rayos gamma entre pozos	39
3. METODOLOGÍA	41
3.1. Características Generales del Área de Estudio	41
3.1.1. Localización del área de estudio	41
3.2 Materiales	43

3.3. Métodos	43
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
4.1 Resultados	45
4.1.2. Interpretación de los análisis geoquímicos y de las características petrofísicas de las rocas.....	45
4.1.3. Identificación de unidades estratigráficas de interés en una sección sísmica.	49
4.1.4. Interpretación de los registros de rayos gamma en los pozos Anita-1, Carmen-1 y Palmar Largo X-1.....	50
4.1.5 Correlación de los registros de rayos gamma presentes en los pozos Anita-1, Carmen-1 y Palmar Largo X-1.....	53
4.2. Discusión.....	56
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
5.1. Conclusiones.....	58
5.2. Recomendaciones.....	59
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	60
ANEXO A.	63

LISTA DE FIGURAS

1.	Esquema de los elementos que constituyen un sistema petrolero.....	29
2.	Localización del área del estudio.....	43
3.	Sección sísmica de la Subcuenca de Pirity.....	50
4.	Registros de Rayos gamma del pozo Palmar Largo X-1.....	52
5.	Registro de Rayos gamma del pozo Carmen-1.....	53
6.	Perfil geológico en una sección de la Subcuenca de Pirity.....	56

LISTA DE TABLAS

1. Parámetros para evaluar la porosidad de una roca.....	31
2. Parámetros para evaluar la permeabilidad de una roca.....	32
3. Capacidad como roca generadora respecto al COT%.....	34
4. Parámetros para determinar la calidad de la roca generadora.....	36
5. Clasificación de la Madurez térmica relacionada con la Temperatura máxima.....	36
6. Escala de madurez que relaciona los valores de la Reflectancia de la vitrinita.....	37
7. Tipo de roca respecto a las unidades API.....	39
8. Análisis geoquímicos registrados en el pozo Carmen-1.....	47
9. Valores de la Reflectancia de la vitrinita registrados en el pozo Carmen-1.....	49

LISTA DE SIGLAS, ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
VMME	Viceministerio de Minas y Energía
OXY	Occidental of Paraguay
SLdO	Subcuenca Lomas de Olmedo
Md	Milidarcys

1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se pretende interpretar el potencial hidrocarburífero del área Noroeste de la Subcuenca de Pirity, ubicada en el Oeste del Chaco paraguayo.

Al respecto, el potencial hidrocarburífero de una región depende inicialmente de la existencia de una cuenca sedimentaria y de que en ella estén presentes rocas y estructuras con características específicas para establecer lo que en geología del petróleo se denomina “Sistema Petrolero”, sobre el cual profundizaremos más adelante.

Hasta la actualidad no se ha descubierto hidrocarburos en forma comercial en el territorio Paraguayo pese a que en los países limítrofes de una misma cuenca sí existan campos en producción, como en el caso de Argentina, Bolivia y Brasil. En el caso de la Subcuenca de Pirity es aún más notoria esta característica ya que en el lado Argentino, la correspondiente Subcuenca Lomas de Olmedo, es la misma Subcuenca geológica de Paraguay (Clebsch, 1991). En el lado argentino están actualmente en producción dos campos petrolíferos importantes (Palmar Largo y Selva María), es relevante estudiar la parte de Paraguay con el propósito de responder al siguiente planteamiento: ¿Existe potencial de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de Pirity?

Para responder a este cuestionamiento es necesario comprender las causas por las cuales aún no se ha hallado petróleo comercial en el lado paraguayo de esta Subcuenca y tampoco a nivel país, entre ellas, quizás la más importante constituye la falta de inversión en el sector, como así también la no continuidad de las campañas petrolíferas realizadas en el país, además de la falta de interés político y de instituciones públicas y privadas que no realizan investigaciones sobre esta área de

estudio. Con respecto a este último punto, esta investigación fue motivada por un interés académico, con el propósito de contribuir al conocimiento de este tema en particular e incentivar estudios que puedan dar continuidad a la misma.

Este trabajo de grado se basa en la integración e interpretación de datos existentes de los pozos Anita y Carmen- 1, ubicados en la Subcuenca de Pirity, Paraguay y el pozo Palmar Largo X-1, ubicado en la Subcuenca Lomas de Olmedo, Argentina, con el fin de realizar una correlación de ambas Subcuencas. En esta investigación se interpretan también los principales estudios de geofísica, litología, y geoquímica que han sido documentados en el perfil del pozo Carmen-1.

Desde el punto de vista metodológico, esta investigación tiene el enfoque cualitativo y según el objetivo, es interpretativo.

La finalidad de este estudio consiste en identificar cuáles son las formaciones geológicas que representen un posible sistema petrolero en la Subcuenca de Pirity y si las mismas presentan correlatividad en el territorio Argentino.

1.1 Problemática

El petróleo a nivel mundial constituye uno de los recursos energéticos más importantes para todos los países y en especial para la industria. Esto se debe a que este recurso es una fuente de energía necesaria para el funcionamiento del sector de transporte y del sector industrial que fabrica productos derivados del mismo, tales como los plásticos, combustibles, lubricantes, fertilizantes, detergentes, cosméticos, entre otros. Prácticamente la mayoría de los productos que utilizamos diariamente se obtienen del petróleo, es el recurso que aún sigue utilizándose a nivel mundial.

El petróleo constituye un recurso no renovable en nuestro tiempo y para su generación se necesitan millones de años; para que se formen yacimientos, debe presentarse una serie de condiciones adecuadas de migración y acumulación. La búsqueda de esta sustancia requiere técnicas complejas que se han ido mejorando a lo largo del tiempo ya que la exploración de las áreas de interés presenta elevados costos.

En Paraguay no se tiene yacimientos explotados hasta la actualidad a pesar de que fueron varias las campañas de exploración de empresas extranjeras y nacionales que han realizado trabajos hasta el día de hoy pero sin éxito en el descubrimiento de hidrocarburos en forma comercial.

Este hecho no significa que el país no pueda presentar condiciones favorables para la existencia de petróleo, teniendo en cuenta que existen yacimientos explotados en los países vecinos tales como Argentina, Bolivia y Brasil, los cuales comparten cuencas sedimentarias con Paraguay y presentan similares condiciones geológicas.

Según los datos obtenidos del Viceministerio de Minas y Energía (VMME), hasta día de hoy, sólo se han perforado 52 pozos en todo el territorio paraguayo. La cantidad de líneas sísmicas es escasa, totalizando menos de 20.000 km, constituyendo así un territorio prácticamente inexplorado.

El principal problema ante esta situación lo constituye una falta de interés del Estado en realizar inversiones relevantes en el sector, además de una falta de continuidad en las campañas petroleras realizadas. Otro factor es la escasez de recursos humanos especializados en el sector y como consecuencia, la poca información técnica disponible. Para mejorar esta situación se ha creado en el Viceministerio de Minas y Energía el año pasado el primer Centro Nacional de Información Hidrocarburífera del Paraguay (CENIHP), lo cual es un avance en la disponibilidad de informaciones técnicas de trabajos realizados hasta hoy día, pero será necesaria la reinterpretación de las mismas porque la mayoría de éstas son muy antiguas.

Según los datos obtenidos de la Compañía Petróleos Paraguayos (Petropar), la búsqueda de hidrocarburos se realiza solamente por empresas privadas mediante permisos de prospección y concesiones de exploración y explotación, que se otorgan por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y por contratos de Concesión aprobados por Ley de la Nación. Esta situación se debería revertir ya que se necesita un ente nacional que se ocupe de la exploración y explotación de hidrocarburos como

es Petropar, creada en 1985 con este fin pero que nunca funcionó como la entidad encargada para realizar este cometido.

1.2 Justificación

El desarrollo del sector de hidrocarburos en nuestro país es muy relevante porque dependemos del 100% de la importación del recurso, dependemos de la fluctuación de los precios de exportación de los mercados internacionales. Esto nos afecta principalmente en la economía nacional, sabemos que los precios de los combustibles afectan a toda la población y en todos los rubros.

Es prioritario que el país tenga como meta principal la búsqueda de los hidrocarburos, de forma permanente y consecutiva. De encontrarse este recurso energético fundamental, sería importante para el crecimiento económico del país.

La independencia energética de los hidrocarburos en Paraguay es un gran desafío que aún tenemos pendiente; la explotación de hidrocarburos ayudaría a un abastecimiento energético que llegue a todo el país y que pueda garantizar la mejora en la calidad de vida de muchos paraguayos.

El presente trabajo se localiza en la Cuenca del Chaco, específicamente en la Subcuenca de Pirity que constituye uno de los depocentros que forman parte de la citada cuenca. Esta Subcuenca corresponde a una extensión de la Subcuenca Lomas de Olmedo –parte de la Cuenca Cretácica del Noroeste Argentino- que contiene yacimientos explotados. Ante la posible similitud de las condiciones geológicas de ambas Subcuencas, esta investigación contribuiría al mejor conocimiento de un área bastante interesante para los hidrocarburos.

Otro aporte no menos importante que pueda resultar de una exploración de hidrocarburos es el impacto social que potenciaría el desarrollo científico y económico del sector de encontrarse yacimientos que puedan ser explotados, esto crearía fuentes de trabajo para muchos ciudadanos y ayudaría principalmente al fortalecimiento local.

El propósito de este trabajo es ampliar el conocimiento en esta área, incentivando el interés en la misma lo cual podría ser la mayor inversión que podamos realizar de cara al futuro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Interpretar el potencial hidrocarburífero del área Noroeste de la Subcuenca de Pirity.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar si existe un sistema petrolero en la Subcuenca de Pirity.
- Analizar si las condiciones geológicas de la Subcuenca de Pirity son las mismas que las de la Subcuenca Lomas de Olmedo.

1.4. Hipótesis

Hi: Existen condiciones geológicas con potencial de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de Pirity.

Ho: No existen condiciones geológicas con potencial de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de Pirity.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1 Campañas petroleras realizadas en la Subcuenca de Pirity

“Las Campañas sistemáticas de exploración petrolífera en Paraguay se iniciaron en 1944, fecha en que el Gobierno Nacional declaró el área del Chaco como reserva potencial para los hidrocarburos. La primera concesión para la prospección, la exploración y la explotación de hidrocarburos fue otorgada en 1945 a la empresa *Union Oil of California*, iniciando así la historia de la exploración petrolera en el Paraguay, cuyos resultados permiten hoy conclusiones válidas sobre el potencial para hidrocarburos del país” (Wiens, 2002).

Desde 1947 hasta 1997 se ejecutaron en todo el país apenas 48 pozos de exploración petrolífera, con profundidades desde 609 m (Independencia #1) hasta 4.789 m (Berta #1); de acuerdo a los objetivos específicos de exploración, desde el Eoceno superior/Paleoceno inferior (Formación Sta. Bárbara) hasta el Llanvirniano superior/Llandoveryano inferior (Formación La Paz). La gran mayoría de los pozos se concentran hacia la Subcuenca de Carandaity. Permanecen aún amplias áreas en el Paraguay sin exploración sistemática alguna para indicar el potencial de hidrocarburos. Considerando la escasez de las perforaciones ejecutadas, de los 48 pozos realizados 33 pozos (68,8%) han registrado indicios de hidrocarburos (Wiens, Op Cit).

Para describir la historia de la exploración de hidrocarburos en el área de estudio, nos basamos en el Inventario de informaciones técnicas de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), presentado en el 2006.

La Compañía Petrolera del Chaco (CPC)-REPSA es la primera en realizar trabajos de exploración en la Subcuenca de Purity, desde el año 1974 hasta el 1979. En este tiempo se perforaron los pozos Palo Santo, Anita y Gloria, en los cuales fueron encontrados indicios de gas.

Otra empresa que realiza estudios en este tiempo y durante un lapso de dos años es la ESSO *STANDART*, en los años 1975 y 1976 respectivamente. En el año 1975 se efectúan estudios sísmicos completando un total de 77 líneas sísmicas, y en el año 1976 perforan el pozo Berta, en el cual son reportados indicios de petróleo.

Desde el año 1985 hasta el año 1988, la Compañía *Occidental of Paraguay* (OXY) lleva a cabo un total de 148 líneas sísmicas, alcanzando una extensión de 2.392 km. Perforan los pozos Carmen- 1, Tte. Acosta y Nazareth, en todos ellos se hallan indicios de petróleo y gas.

La empresa *CHESAPEAKE* realiza trabajos tanto en la Cuenca de Purity, como en la Cuenca Pilar, desde el año 1981 hasta el año 1987. A pesar de que las informaciones disponibles sobre los estudios que han sido realizados son incompletas.

La *ARCTICNEFTE GAS S.A* en los años 1991 - 1997 desarrolla estudios sísmicos en la Subcuenca de Purity.

Durante 5 años (desde 1991- 1996) la empresa *Grynberg Production Company* llevó a cabo estudios de líneas sísmicas, abarcando las áreas de la Subcuenca de Purity y de la Subcuenca Carandayty, totalizando 12 líneas sísmicas, reprocesan también algunas líneas de la *ESSO* y *PENNZOIL*.

Desde el año 1991 hasta el año 1992, la *Compañía Maxus Energy* efectúa un total de 125 líneas sísmicas, reprocesan también algunas líneas de OXY.

La empresa Petrolera General realiza trabajos en la Subcuenca de Purity durante 3 años, desde 1969 hasta 1972, quedan documentados algunos mapas, sin datos de líneas sísmicas ni pozos.

Toda el área del Chaco es estudiado por la empresa *TETON*, abarcando las Subcuencas de Curupayty, Carandayty, Purity y Pilar.

The Anschutz Corporation realizó también estudios sísmicos desde 1984 hasta 1988 en la Subcuenca de Purity, completando un total de 7 líneas.

2.2. Marco legal

El marco legal de los hidrocarburos se basa en las leyes de hidrocarburos que se constituyeron en Paraguay, primero fue la Ley 675/60, derogada en 1995 por una nueva ley vigente, la 779 y sus Decretos Reglamentarios, No. 6597/2005; No. 10.861/2007 y el vigente, Decreto Reglamentario No. 2003 de 2014.

2.2.1 Ley de hidrocarburos 779/95

LEY N° 779/95, QUE MODIFICA LA LEY N° 675 DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY, POR LA CUAL SE ESTABLECE EL RÉGIMEN LEGAL PARA LA PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y OTROS HIDROCARBUROS.

A continuación se mencionan los artículos más relevantes de cada capítulo de la presente Ley para nuestro objeto de estudio.

Título I

Capítulo I

Artículo 1°.- Los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos que se encuentran en estado natural en el territorio de la República, son bienes de dominio del Estado y son inalienables, inembargables e imprescriptibles.

El Estado podrá conceder la prospección, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos por tiempo limitado.

Artículo 2°.- A los efectos de la presente Ley, se establecen las siguientes definiciones:

- a) Prospección o reconocimiento superficial: El conjunto de técnicas de superficie destinadas a localizar depósitos de hidrocarburos;
- b) Exploración: La perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar las posibilidades petrolíferas de un área determinada, incluyendo la perforación de pozos estratigráficos;
- c) Pozo de exploración: El destinado a investigar entrapamiento de hidrocarburos, siempre que se efectúe en una estructura en la que no se hubiera perforado previamente un pozo productivo, en base a los datos geológicos, geográficos y de infraestructura. Se completarán investigaciones tecnológicas y modelos interpretativos para delimitar las reservas e identificar la factibilidad económica de un yacimiento determinado;
- d) Explotación : La perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de playas de almacenaje, plantas y facilidades de separación de fluidos, de recuperación primaria, de recuperación mejorada y en general, toda actividad en la superficie y en el subsuelo dedicada a la producción, recolección, separación y almacenaje de hidrocarburos para lograr su aprovechamiento.

La recuperación primaria corresponde a todas las actividades de explotación, destinadas a la recuperación de los hidrocarburos con la energía natural y propia del yacimiento. La recuperación mejorada implica la inyección de energía adicional en el yacimiento;

e) Refinación : Los procesos que convierten los hidrocarburos de su estado natural a los productos genéricamente denominados carburantes, combustibles líquidos o gaseosos, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes y los subproductos que generen dichos procesos;

f) Industrialización: Todos aquellos procesos de transformación de los productos de refinación de hidrocarburos. Incluyen la petroquímica que podrá también utilizar hidrocarburos en su estado natural;

g) Transporte : El conjunto de diversos medios y facilidades auxiliares utilizados para almacenar y trasladar o conducir por medio de ductos o tuberías de un lugar a otro, hidrocarburos o sus derivados, o el traslado de los mismos por vía terrestre, fluvial o marítima o por vía aérea, mediante el empleo de tanques u otros recipientes;

h) Comercialización: Todas las actividades relativas a la venta, trueque o cualquier forma de transferencia de hidrocarburos, productos de refinación y subproductos de los mismos, productos industriales petroquímicos, incluyendo el almacenaje y distribución correspondiente a esta fase;

i) Hidrocarburos: Cualquier compuesto orgánico del carbono e hidrógeno, ya sea gaseoso, líquido o sólido;

j) Petróleo: Los hidrocarburos líquidos en condiciones normales de temperatura y presión. Esta denominación abarca a la mezcla de hidrocarburos líquidos que se obtengan en los procesos de separación de gas asociado o condensado;

k) Gas natural: Los hidrocarburos que en condiciones normales de temperatura y presión se presentan en estado gaseoso;

l) Gas asociado: La fracción gaseosa de hidrocarburos que resulta de los procesos de separación de líquidos y gases en la producción de hidrocarburos;

m) Concesionario: Toda persona física o jurídica que tenga celebrado con el Estado un contrato de concesión o cualquier modalidad prevista en la presente Ley para la exploración y explotación de hidrocarburos;

n) Permisionario: Toda persona física o jurídica que tenga celebrado con el Estado un contrato para la prospección; y,

o) Subcontratista: Toda persona física o jurídica, nacional o extranjera, que preste servicios, con exclusión de los prestados en relación de dependencia, para el permisionario o el concesionario, relacionados directamente con los trabajos de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos.

Son también subcontratistas las personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, que presten servicios en beneficio directo del permisionario o del concesionario a través de otro subcontratista.

Artículo 3°.- La prospección, la exploración y subsiguiente explotación de yacimientos de hidrocarburos podrá hacerse, directamente por el Estado o la entidad que a tal efecto y bajo su dependencia se creare, o por los permisionarios o concesionarios mediante permisos o concesiones otorgadas por el Estado a personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, privadas o públicas, de acuerdo con las disposiciones de la presente Ley.

Capítulo VII

Fiscalización y regulación del sector de hidrocarburos

Artículo 40.- El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones normará y fiscalizará en exclusividad las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos.

Para el efecto, son atribuciones del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones:

- a) Ejecutar y dar cumplimiento a la política establecida por el Poder Ejecutivo para el sector de hidrocarburos;
- b) Otorgar los permisos para la prospección de hidrocarburos;
- c) Negociar y suscribir los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, según lo dispuesto en el artículo 13 de la presente Ley;
- d) Precautelar que las operaciones de explotación se realice bajo conceptos y normas establecidas para una explotación racional, preservando la conservación de los recursos de hidrocarburos del país;
- e) Cuidar que las operaciones de hidrocarburos se efectúen de acuerdo a normas de alta técnica y eficiencia, procurando una recuperación y procesamiento óptimos de los hidrocarburos;
- f) Fiscalizar las actividades relacionadas con la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;
- g) Establecer un registro de los permisionarios, concesionarios y subcontratistas que existieren en el país, así como de los correspondientes contratos y base de datos de las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;

- h) Promover la inversión en las actividades de prospección y exploración de hidrocarburos;
- i) Aplicar las sanciones a que le faculden la presente ley y el contrato respectivo;
- j) Proponer las tarifas de los hidrocarburos en boca de pozo, de acuerdo a disposiciones legales vigentes, normas y prácticas internacionales en uso en el sector de hidrocarburos, para el pago de regalías. Estos precios serán aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo;
- k) Proponer las tarifas de transporte y distribución por oleoductos, gasoductos y poliductos de acuerdo a disposiciones legales vigentes, normas y prácticas internacionales en uso en el sector hidrocarburos y someterlas a la aprobación del Poder Ejecutivo.
- l) Patrocinar y realizar estudios económicos y técnicos con referencia a los asuntos de su competencia, recabando para este fin toda la información pertinente y llevando las estadísticas del desarrollo y evolución del sector de hidrocarburos;
- m) Reglamentar con sujeción a esta ley todo lo referente a la determinación de límites de áreas, estructuras comunes, caminos de penetración, y otros medios comunes de utilización y resolver las controversias que pudieren surgir al respecto; y,
- n) Coordinar con las autoridades correspondientes el cumplimiento de las disposiciones relacionadas a la preservación del medio ambiente.

El decreto reglamentario N° 2003, del año 2014 se presenta en el ANEXO A de este trabajo.

2.2.2 Política Energética de la República del Paraguay 2016- 2040

Entre los objetivos específicos del sector de hidrocarburos se encuentran:

1. Incentivar la participación de PETROPAR, en el ámbito nacional e internacional, en todas las actividades de la cadena de valor de Hidrocarburos.
2. Definir roles institucionales para la formulación de políticas, planificación, regulación y fiscalización.
3. Fortalecer la coordinación Institucional para la formulación de políticas, planificación, regulación y fiscalización con una visión integrada de la cadena de los hidrocarburos, en el marco del sistema energético nacional.
4. Promover iniciativas de Integración que aseguren una oferta de hidrocarburos, con eficiencia, calidad, competitividad y sustentabilidad.
5. Fomentar la sustitución de hidrocarburos importados por bioenergía, electricidad y otras fuentes de origen nacional.
6. Dotar de mecanismos normativos que aseguren la competencia entre empresas en toda la cadena de valor.
7. Regular la formación de precios de manera a: mitigar el impacto de fluctuaciones de precios internacionales, proteger al consumidor y garantizar rentas al Estado.
8. Desarrollar una infraestructura que facilite y diversifique la oferta de combustibles líquidos al menor costo.
9. Fortalecer una gestión eficiente, transparente, eficaz y oportuna de la inversión pública.

10. Propiciar la disponibilidad de recursos públicos, privados, nacionales o internacionales para la infraestructura.
11. Propiciar la participación de empresas calificadas en la exploración y desarrollo de Hidrocarburos.
12. Fortalecer la capacidad de planificación de los actores públicos.
13. Garantizar la gestión transparente de los actores del subsector Hidrocarburos.
14. Fomentar la diversificación de la oferta de combustibles líquidos con criterios de eficiencia y calidad.
15. Propiciar la sinergia entre actores y grupos de interés.
16. Sistematizar la Información con datos precisos, oportunos y completos.
17. Promover el desarrollo de RRHH capacitados para todo el subsector de Hidrocarburos.
18. Fomentar la investigación científica y el desarrollo tecnológico e innovación en Hidrocarburos.

2.3. Geología regional

2.3.1 Cuenca del Chaco

El Paraguay Occidental, también llamado Chaco Boreal, tiene 247.000 km², es una parte de la cuenca epicontinental extendida en una dirección Norte-Sur, la cual está localizada entre el Escudo Brasileiro y la Cordillera de los Andes, representando el antepaís de los cinturones doblados de los Andes argentinos y bolivianos (Putzer,1962).

Este autor (Putzer, Op Cit) menciona que la base de la Cuenca del Gran Chaco podrían ser rocas Precámbricas asociadas al Escudo Brasileiro; (Castillo, 1986) refiere que en superficie solo afloran enclaves paleozoicos aislados, como por ejemplo en el Cerro León, donde se encuentran rocas sedimentarias del Devónico y del Silúrico, en las otras áreas la cuenca está enteramente recubierta por los sedimentos Cenozoicos del Chaco.

La Gran Cuenca del Chaco se desarrolló como una Cuenca Pericratónica (Harrington, 1962), sobre rocas Precámbricas (Putzer, 1960) del Escudo Central Brasileiro perteneciente a la antigua Plataforma Sudamericana citado por Almeida 1967; Cordani 1982; Lozcy, 1980 (*in* Gómez Duarte, 1986).

El autor Levorsen en 1973, considera a esta Cuenca como una “Cuenca Compuesta” dado que los acontecimientos sedimentarios fueron acompañados por eventos tectónicos de gran porte que contribuyeron en gran manera a delimitar la misma y a conformar las subcuencas que la componen (Gómez Duarte, Op Cit).

En el texto explicativo del Mapa geológico Proyecto PAR, (1986), se menciona que las principales Subcuencas sedimentarias del Chaco son las de Curupayty, Carandaity, Pirity, Pilar, en la Región Occidental y la Cuenca del Paraná en la Región Oriental. Banks y Díaz de Vivar en 1975 (*in* Larroza *et al* 2002) fueron los primeros en delimitar y nominar como “Subcuencas”. En este trabajo se utilizará este término para hacer referencia a la Subcuenca de Pirity, de acuerdo al objeto de estudio.

Wiens (1989), propone que existe una relación entre el Ciclo Brasiliano (680-450 m.a.) y la formación de las cuencas Chaco y Paraná (a partir de 440 m.a) a pesar de que el inicio de la manifestaciones de las Subcuencas ocurre después de la orogenia.

Según Clebsch, (1991) la historia del Chaco paraguayo se puede dividir en función de sus características tectónicas en eventos del Paleozoico, Mesozoico y

Cenozoico. Los eventos paleozoicos definieron los marcos estructurales de las Subcuencas Carandaity y Curupaity; los eventos del Cretácico formaron la Subcuenca Pirizal, y los eventos Cenozoicos colocaron al Chaco paraguayo en un escenario de antepaís.

Dicho autor también describe los tres eventos geológicos importantes que ocurrieron en el Chaco paraguayo los cuales son mencionados a continuación:

1. Deposición de sedimentos clásticos del Paleozoico (Ordovícico Inferior al Pensilvaniense Inferior, y en algunas zonas del Pérmico Superior-Triásico Inferior) en ambientes marinos a continentales en un entorno de plataforma continental.

2. Rifting de la sección Paleozoica en la Subcuenca de Pirizal durante el Cretácico con deposición de un relleno grueso, predominantemente continental.

3. Deposición de sedimentos continentales y marinos en un entorno de cuenca de antepaís desde el Eoceno hasta el presente.

2.3.2 Subcuenca de Pirity- Subcuenca Lomas de Olmedo.

La Subcuenca del Pirity es considerada una extensión de la Subcuenca Lomas de Olmedo, Argentina según Pucci, 1985, *in* Gómez Duarte, Op Cit.

El autor Álvarez, (sf) menciona que la Subcuenca Lomas de Olmedo corresponde a una de las subdivisiones de la Cuenca del Grupo Salta, y que la misma abarca un ciclo sedimentario que comienza en el Cretácico inferior (Valanginiano) y culmina en el Terciario inferior (Eoceno Medio); el sustrato lo constituyen rocas Paleozoicas y Precámbricas. Está ubicada dentro de las Provincias de Salta, Jujuy, Formosa y Norte de Tucumán, y está subdividida en tres Subcuencas: Lomas de Olmedo, Tres Cruces y Metán-Alemania.

El marco tectónico de esta cuenca se originó durante el Cretácico inferior, debido a los esfuerzos distensivos a que fue sometida la placa sudamericana en forma sincrónica con la apertura atlántica y la subducción pacífica. Esto provocó una atenuación cortical sin llegar a formar corteza oceánica pero sí un conjunto de fallas directas lístricas asociadas con vulcanismo, que dio lugar a una cuenca de «Rift» en litósfera rígida (Hernández *et. al*, 1992, inédito, *in* Álvarez, *sf*). La Subcuenca Lomas de Olmedo, representa el depocentro más activo de la cuenca (Starck, 2011).

Esta Subcuenca (SLdO) se encuentra principalmente en la provincia geológica de llanura Chaco-Bonaerense (Ramos, 1999a). La misma posee un rumbo dominante NE-SO y está limitada al Norte por el Alto Estructural de Michicola, al Sur por el Alto Estructural de Quirquincho y al Oeste por la Dorsal Salto-Jujeña, (Salfity, 1982, *in* García, *et al* 2016).

La mayor parte de la información y nomenclatura de la Cuenca Noroeste se originó en Argentina (Clebsch, Op Cit). Por lo que en este trabajo nos guiaremos por la misma nomenclatura para describir las formaciones correlacionables en territorio paraguayo.

➤ **Marco estratigráfico**

La Subcuenca Lomas de Olmedo está caracterizada por un potente registro sedimentario correspondiente al Grupo Salta (Cretácico-Paleógeno), integrado por sedimentos terrígenos continentales, con intercalaciones de calizas, evaporitas y vulcanitas, evidenciando un periodo de sin-rift y otro de post-rift (Bianucci, 1999; Starck, 2011, *in* García, *et al*. 2016).

No se conoce aún con seguridad la naturaleza de las secuencias pre-rift bajo la fosa Lomas de Olmedo. Dichas secuencias no se han alcanzado con perforaciones profundas, y extensas secciones sísmicas no permiten inferir conocimiento sobre las mismas; esto demuestra la importante subsidencia de la Subcuenca (Starck, 2011).

La Subcuenca de Pirity se formó por la ruptura de la secuencia Paleozoica, que subyace en el relleno Cretácico a Cuaternario. Los pozos Palo Santo-1 y Carmen-1 alcanzaron estos sedimentos del Paleozoico (Clebsch, Op Cit).

El Grupo Salta se extiende desde el Cretácico inferior hasta el Paleoceno Superior- Eoceno Inferior, y consta de tres Subgrupos: Pirgua, Balbuena y Santa Bárbara (Clebsch, Op Cit).

Las formaciones superpuestas se extienden desde el Terciario hasta el presente (Clebsch, Op Cit).

- **Subgrupo Pirgua**

La composición litológica de este Subgrupo, en la Sub-cuenca de Metán-Alemania (más precisamente al sur de Alemania) fue subdividido en tres formaciones: La Yesera, Las Curtiembres y Los Blanquitos (Reyes y Salfity, 1973, *in* Starck 2011). La Formación La Yesera consiste principalmente en conglomerados polimícticos de tipo brecha (Reyes y Salfity, 1973). La Formación Las Curtiembres consiste principalmente en arcillas con areniscas intercaladas, especialmente en la base, y capas delgadas de conglomerados de grano fino. Esta formación tiene un color rojo grisáceo general. Flujos basálticos y rocas piroclásticas, y a veces también se observan sills y diques (Clebsch, Op Cit).

La Formación Los Blanquitos está compuesta principalmente por areniscas de colores más claros que las formaciones subyacentes (Reyes y Salfity, 1973, *in* Clebsch, Op Cit).

Gómez Omil *et al.*, (1989) adoptan para este subgrupo una división en dos “unidades tectosedimentarias” (“UTS”), las que son claramente identificables en afloramientos de la Subcuenca de Tres Cruces. La presencia de estos dos ciclos, de

tendencias granodecrecientes para estos autores, también para McBride, 2008, estaría controlada por una reactivación en esos sectores de la cuenca (Starck, 2011).

Se considera que tanto la división de Reyes y Salfity (1973) como la de Gómez Omil *et al.* (1989) son de validez local, y de difícil extrapolación a otras partes de la cuenca (Starck, 2011).

En el extremo oriental de la Subcuenca Lomas de Olmedo, la exploración petrolífera ha podido definir un importante desarrollo de rocas volcánicas en el subsuelo. Estas superan los 700 km² de extensión y la geometría que presentan permite reconocer que corresponden a un edificio volcánico (*plateau*) desarrollado tanto contemporáneamente con el Subgrupo Pirgúa (vulcanita La Tigra), como al suprayacente Subgrupo Balbuena, que contiene la Vulcanita Palmar Largo. (Disalvo *et al.*, 2002 b, 2005 *in* Starck, Op Cit)

Los sedimentos Pirgúa en Paraguay consisten en areniscas de color marrón rojizo, generalmente de grano fino, intercaladas con arcillas de color marrón rojizo. Contienen abundante arena suelta compuesta principalmente de cuarzo de color claro. Algunas areniscas están cementadas por calcita y cemento dolomítico. También están presentes trazas de yeso y anhídrita (Clebsch, 1991).

▪ **Subgrupo Balbuena**

En la definición original de Moreno (1975), se componía de las formaciones Lecho, Yacoraite y Olmedo. De Spirito (1980), modificó esta subdivisión conservando las dos primeras formaciones dentro del Subgrupo Balbuena, mientras que la Formación Olmedo fue incorporada al Subgrupo Santa Bárbara (Starck, 2011).

- **Formación Lecho**

Esta unidad se compone principalmente por areniscas claras, las que comúnmente llegan a constituir la totalidad de su espesor. Es reconocida prácticamente en toda la cuenca, inclusive se la ha constatado en pozos perforados en posiciones bastante internas dentro de la Subcuenca Lomas de Olmedo (Starck, 2011).

Las Extrusivas de Palmar Largo (Vulcanitas de Palmar Largo) (70 +/- 5 ma) del noroeste de la Provincia de Formosa, están íntimamente relacionadas con la Formación Lecho (Carle *et al.*, 1989). Estas rocas volcánicas aparecen durante las etapas finales de deposición del Subgrupo Pirgúa, y en la base de la Formación Lecho. Esto da una edad del Cretácico Tardío (Campanian-Maastrichtian) a la formación en el área (Clebsch, Op Cit).

- **Formación Yacoraite**

Gómez Omil *et al.*, (1989) dividen la Formación Yacoraite descrita por Tumer (1959) en tres miembros: Lower, Middle (Miembro Puesto Guardián) y Upper (Miembro Las Avispas). Estos miembros son difíciles de separar en la Subcuenca Lomas de Olmedo (Clebsch, Op Cit).

Álvarez, (sf) describe estos miembros como sigue:

- Miembro inferior: en las Subcuencas Lomas de Olmedo y Metán- Alemania predominan facies arenosas eólicas y fluviales (Fm. Lecho) y falta la sección pelítica, haciéndose dificultosa la diferenciación con el miembro medio.
- Miembro medio: coincide con el miembro Puesto Guardián en Lomas de Olmedo. Comprende una sección inferior carbonática y una superior pelítica.
- Miembro Superior o Miembro «Las Avispas»: definido en subsuelo de la Subcuenca Lomas de Olmedo (Zilli et al., 1982).

En el pozo Carmen-1, la formación se describió macroscópicamente como consistente principalmente de barros dolomíticos de color gris parduzco claro a gris con ocasionales intercalaciones de limolitas y arcillas. Los estudios microscópicos, sin embargo, indican que es principalmente detrítico con el cemento dolomítico (Eslinger, 1987 *in* Clebsch, Op Cit.)

Los estudios petrográficos de núcleos laterales y cortes del pozo Carmen-1 muestran que la Formación Yacoraite en esta área se compone básicamente de areniscas, limolitas y fangolitas cementadas con dolomita (Eslinger, 1987 *in* Clebsch, Op Cit.)

En Paraguay, la Formación Yacoraite desarrolló una facies clástica con cemento dolomítico (*in* Clebsch Op Cit).

- **Subgrupo Santa Bárbara**

Integrado por las Formaciones: Olmedo, Mealla, Maíz Gordo y Lumbrera (Álvarez, sf).

- **Formación Olmedo**

Constituida principalmente por evaporitas y pelitas gris oscuras, verdes y rojas, el límite superior con la Fm. Mealla es una discordancia erosiva, bien marcada en los bordes de cuenca, producto de una reactivación tectónica (Álvarez, sf).

El ambiente de depositación lo constituye un lago hipersalino en las posiciones centrales de la cuenca, relacionado con planicies de fango y depósitos fluviales hacia los bordes (Álvarez, sf).

En el pozo Carmen-1, la Formación Olmedo está compuesta por dos intervalos de arcillas separados por un intervalo medio de halita. Esta secuencia

también se encuentra en los pozos argentinos ubicados en una posición central en la Subcuenca Lomas de Olmedo, donde se reportan algunos intervalos finos de sulfatos, anhidrita y yeso. El intervalo de halita se encontró en los pozos Carmen-1 y Anita-1, presentando un grosor de 30 metros en Carmen-1, de los cuales 25 metros más bajos consisten en halita pura y los 5 metros superiores contienen arcillas dispersas. El miembro salino tiene un grosor de aproximadamente 100 metros en Anita y presenta intercalaciones de arcilla finas. Otros pozos, ubicados en posiciones más marginales no contienen el intervalo de halita (Clebsch, Op cit).

Se asigna una edad del Paleoceno (probablemente Paleoceno Tardío) a la Formación Olmedo en Paraguay según los estudios palinológicos de muestras de Berta-1 (Stover, 1976) y Palo Santo-1 (Millioud, 1975). Los análisis geoquímicos de muestras seleccionadas de las formaciones Yacoraité y Olmedo de Carmen-1 indican la presencia de material orgánico amorfo de origen marino (Palmer, 1986, en el informe final de perforación Carmen-1. Occidental, 1986 *in* Clebsch. Op cit).

- **Formación Mealla**

Caracterizada por facies clásticas rojas pelíticas que interdigitan con facies clásticas gruesas hacia los bordes y con cuerpos evaporíticos pequeños y facies de pelitas calcáreas oscuras hacia las posiciones de centro, denominada «Franja Gris». Estas facies adquieren gran distribución regional en las Subcuencas Lomas de Olmedo y Metán (Álvarez, sf).

- **Formación Maíz Gordo**

Compuesta por depósitos arenopelíticos y conglomerádicos gris verdosos a rojizos y frecuentes bancos carbonáticos, especialmente de boundstone algáceo. Se interpreta que han sido depositados en un ambiente lacustre somero en continua expansión sobre una planicie de fango y sistemas fluviales (Álvarez, sf)

- **Formación Lumbrera**

Constituída por rocas clásticas rojizas, finas.

a) miembro inferior; b) «Franja verde»; c) miembro superior

Los miembros inferior y superior presentan características semejantes a las de la Fm. Mealla, sin alcanzar aquéllas de un lago hipersalino. La «Franja Verde», está constituida por pelitas calcáreas, gris verdosa, laminadas, de reducido espesor y gran extensión areal, conformando un excelente nivel guía (Álvarez, sf).

- **Marco tectónico**

- **Eventos Cretácicos**

El evento que afectó a la Subcuenca de Pirity varía en edad del Cretácico inferior hasta el Paleoceno Superior - Eoceno Inferior. (Clebsch, Op Cit.)

Estos eventos afectaron principalmente a la Subcuenca de Pirity la cual muestra una evolución típica de las cuencas de rift. (Clebsch, Op Cit.)

Un domo térmico inicial causó la elevación y posterior erosión de los sedimentos paleozoicos. Las fallas intensas en toda la Subcuenca causaron movimientos verticales diferenciales, generando grabens tectónicamente controlados. La actividad ígnea tuvo lugar a lo largo de las fallas. El relleno sedimentario es en su mayoría continental, y una breve ingresión marina (Clebsch, Op Cit.)

- **Eventos cenozoicos**

Según (Clebsch, Op Cit.) el modelo evolutivo tectónico para la Subcuenca Pirizal que se contempla aquí consta de tres etapas básicas:

1. Levantamiento y arqueamiento del sustrato pre-cretácico, lo que resulta en la erosión del mismo.
2. Fallas en el sustrato pre-cretácico acompañado de intrusiones y extrusiones de rocas ígneas a lo largo de estas fallas, y deposición del Subgrupo Pirgua en un relleno de graben en forma de cuña con fallas controladas.
3. La formación de un hundimiento interior causado por el enfriamiento de la litosfera y el peso de los sedimentos gruesos post Pirgua depositados en una cuenca de superposición y expansión. Esto causó que los flancos se hundieran y dio lugar a una cuenca de forma simétrica. Continuaron los ajustes verticales limitados, y posiblemente los movimientos transcurrentes. La actividad ígnea renovada ocurrió a lo largo de estas fallas.

➤ **Potencial de hidrocarburos de la Subcuenca de Pirity**

El campo Palmar Largo, ubicado en la parte noroeste de la provincia Argentina de Formosa, aproximadamente a veintidós kilómetros de la frontera con Paraguay, fue descubierto en la década de 1980. Este es el primer descubrimiento fuera del Cinturón Subandino de esta parte de Sudamérica y creó un interés renovado en la Cuenca del Noroeste (Clebsch, 1991).

Hernández, *et al* (2008) menciona que “El sistema petrolero más importante de la Cuenca Cretácica de rift es Yacoraite- Yacoraite”

Dentro de Yacoraite se encuentran las únicas rocas madres de edad cretácica y están dispuestas en las tres secuencias mayores o miembros. Las tres secuencias mayores poseen roca madre en el interior de la Subcuenca Lomas de Olmedo, totalizando un máximo de 80 m en total. De estas la superior o Miembro Las Avispas presenta las mejores condiciones como roca generadora. Su kerógeno es de tipo II-III de origen continental lacustre, con bajo contenido orgánico que raramente supera el 0.5%, alcanzando hasta 3% como máximo (Hernández, *et al* 2008).

Los análisis de petróleos de la cuenca, efectuados por CoreLab (1992) determinaron que el origen del petróleo está relacionado con pelitas lacustres, y se relaciona con los yacimientos cercanos al depocentro de la Subcuenca Lomas de Olmedo (Hernández, *et al* 2008).

Álvarez, (sf) menciona que “Las rocas reservorio están distribuidas casi exclusivamente dentro de la Formación Yacoraite. Entre los reservorios más frecuentes tenemos los constituidos por areniscas con porosidad intergranular o primaria; el más importante es el que se encuentra en la base del Miembro Las Avispas”.

Otro reservorio lo constituye un cuerpo arenoso situado dentro de la sección limoarcillosa del Miembro Puesto Guardián (Álvarez, sf).

Otro tipo de reservorios lo constituyen aquellos asociados a eventos volcánicos. Es el caso de los yacimientos de la Provincia de Formosa, como Palmar Largo. La roca reservorio está constituida por una brecha formada por regolito de origen volcánico, con una alta porosidad. El vulcanismo previo a la depositación de la Formación Yacoraite y el retrabajo (erosión y meteorización) del material volcánico durante la depositación del Subgrupo Balbuena son los responsables del origen de estas rocas reservorios que han alcanzado valores de porosidad primaria de hasta 25 %, además se han observado en testigos corona micro y macrofisuramiento que pueden aumentar dicha porosidad, mejorando la permeabilidad (Álvarez, sf).

Los bancos de barros y pelitas correspondientes a la misma Formación Yacoraite aseguran un sello efectivo para los eventuales reservorios que pudieran localizarse (Álvarez, sf).

Yacoraite provee los hidrocarburos, los reservorios y los sellos en la mayoría de los casos (Hernández, *et al* 2008).

Álvarez, (sf) menciona que “en la Subcuenca Lomas de Olmedo se han dado todas las condiciones para formar yacimientos económicamente explotables de hidrocarburos.”

En Paraguay, Clebsch (1991) refiere que:

“Las áreas más prometedoras están relacionadas con las partes de la Subcuenca Pirizal con rocas de origen del Cretácico Tardío- Paleoceno.

La principal área de interés en la Subcuenca Pirizal está determinada por la presencia de las rocas de origen de la incursión marina de Maastrichtiano-Paleoceno.

Las rocas de origen son la Formación Yacoraite.

Los reservorios son los sedimentos de Pirgua, las formaciones Lecho y Yacoraite. Los sellos son la Formación Yacoraite, las arcillas y el Miembro Salino de la Formación Olmedo.

Las áreas más alejadas dentro de Paraguay a lo largo del eje de la Subcuenca de Pirity, pero fuera del área de depósito de roca fuente, son menos favorables.”

Las estructuras relativamente grandes ocurren hacia el este en Paraguay y fueron probadas en los pozos Tte. Acosta-1 y Nazaret-1. Sin embargo, la ausencia de hidrocarburos indica que no se produjo una migración de actualización a lo largo del eje de la cuenca (Wiens, 1998).

2.4. Sistema petrolero

El concepto de Sistema Petrolero (Magoon & Dow 1994), describe en forma integral y evolutiva los distintos elementos y procesos que intervienen para que una acumulación de hidrocarburos exista, desde el depocentro sedimentario de roca

generadora a la trampa que lo aloja. Los elementos del sistema son: roca madre, reservorio, sello y las vías de migración. Los procesos asociados son la generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos conjuntamente con la formación de una trampa que los contiene (figura 1). Cada uno de estos elementos debe estar ubicado en una secuencia de tiempo y espacio compatibles para que puedan formar una acumulación de hidrocarburos (Magoon & Dow 1994 *in* Vergani, 2011).

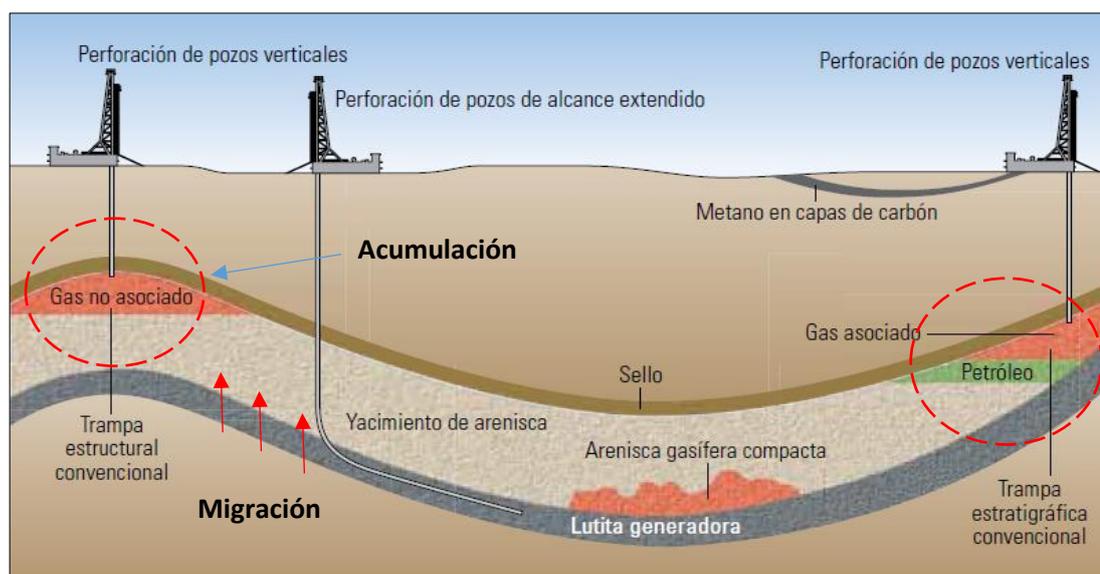


Figura 1 Esquema de los elementos que constituyen un sistema petrolero.

Fuente: Modificado de McCarthy *et al.* (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Schlumberger*.

2.4.1 Propiedades características de la roca generadora, reservorio y sello

- **Roca generadora:**

Se considera como roca generadora (RG) a toda aquella roca que sea capaz de generar, de manera natural, suficientes hidrocarburos para formar una acumulación con valor comercial (Pineda, 2012).

El término de roca generadora se aplica independientemente de que la materia orgánica sea madura o inmadura. El rendimiento de petróleo de las rocas

generadoras se relaciona con la riqueza y calidad de la materia orgánica sedimentaria incorporada, así como con su etapa de madurez (Pineda, Op Cit.).

De las de rocas sedimentarias, se consideran aquellas de grano fino, con suficiente materia orgánica, (cualquier roca que contenga cerca del 0.5% de carbono orgánico) depositada en un ambiente reductor y que haya sufrido un proceso de sepultamiento. Después de que se analizaron cientos de muestras con el método de pirólisis, los científicos llegaron a la conclusión de que el mínimo de COT requerido que debe poseer una roca para generar y expulsar hidrocarburos es de 0.5% (Pineda, Op Cit.)

La materia orgánica contenida en las lutitas está formada principalmente por un material sólido insoluble, que recibe el nombre de kerógeno, en este caso no existe aceite y bitumen que se pueda extraer, el aceite se genera durante el calentamiento de la roca por procesos de sepultamiento, de forma general (Pineda, Op Cit.)

Los principales ambientes sedimentarios en que se depositan las rocas generadoras han sido revisados por Duncan (1967), el cual cita los siguientes ambientes:

1.- Cuencas lacustres, formadas durante el levantamiento orogénico de montañas, litológicamente son margas o calizas arcillosas.

2.- Mares someros, representan grandes plataformas estables con estratos delgados de rocas clásticas, pero que se pueden extender por distancias muy grandes, se depositan minerales de arcilla y sílice, aunque puede estar presente el carbonato. (Pineda, Op Cit.)

▪ **Roca reservorio:**

(Pirson, 1964), menciona que las tres características de interés para considerar a una roca reservorio son: porosidad, saturaciones de petróleo, gas y agua, y permeabilidad específica (absoluta), efectiva y relativa. Y explica esas características como sigue:

Respecto a la porosidad: La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje de espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. En la Tabla 1, se mencionan los parámetros utilizados para evaluar la porosidad, la misma es expresada en porcentaje.

Tabla 1. Parámetros para evaluar la porosidad de una roca.

Porosidad	Valores (%)
Descartable	0-5 %
Pobre	5-10%
Regular	10- 15%
Bueno	15- 20%
Muy bueno	20- 25%

Fuente: <https://post.geoxnet.com/glossary/espacio-poral-del-reservorio-porosidad-la-roca-reservorio/>

Existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva. Porosidad absoluta es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación entre los poros.

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. La porosidad es una propiedad de las rocas de gran importancia en los yacimientos de gas y petróleo, ya que determina la capacidad de acumulación de fluidos.

Respecto a la permeabilidad: la permeabilidad de la roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad. Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo al tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación). En la Tabla 2, se clasifica la permeabilidad de una roca, en relación a los valores expresados en milidarcy.

Tabla 2. Parámetros para evaluar la permeabilidad de una roca.

Permeabilidad	Valores (md)
Regular	1 – 10 md
Buena	10 – 100 md
Muy buena	100 – 1000 md

Fuente: <https://post.geoxnet.com/glossary/espacio-poral-del-reservorio-porosidad-la-roca-reservorio/>

- **Sello:**

Una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre $\sim 10^{-6}$ y 10^{-8} darcies.

2.4.2 Trampas

(Craft, 1977), menciona que las acumulaciones de gas y petróleo dependen de que existan trampas subterráneas y que las mismas se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, los mismos constituyen especialmente las arenas, areniscas, calizas, dolomitas; y que estas acumulaciones se hallan localizadas en

grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero en común. También explica que en algunos casos la trampa puede contener petróleo y gas.

Pirson, (1964), describe los distintos tipos de trampas que existen en un yacimiento como sigue:

- **Trampas estratigráficas:**

Se puede definir una trampa estratigráfica como aquella donde la deformación estructural posterior tiene gran importancia sobre la acumulación, migración, y retención de petróleo y gas.

- **Trampas estructurales:**

Son las trampas más comunes. Las trampas estructurales son y han sido de gran importancia en el aumento de reservas de petróleo en el mundo entero. Este tipo de trampas se pueden dividir en cuatro clases principales, según la deformación, cambios en el buzamiento, fallamiento y combinación de plegamiento y fallamiento.

Los procesos de deformación de los estratos pueden ser compresionales, gravitacionales, intrusionales, o por levantamientos rejuvenecidos.

La acumulación dentro de los estratos deformados puede haber resultado por cambios en el buzamiento con la formación de terrazas, depresiones estructurales y anticlinales inclinados.

Los cierres producidos por fallamientos pueden dar origen a un gran número de estructuras complejas.

Los cierres por combinación de plegamiento y fallamiento también pueden ser bastante complejos.

- **Combinación de trampas estructurales y estratigráficas:**

No existe una línea divisoria entre las trampas totalmente estructurales y estratigráficas no definidas. Puede interpretarse de varias formas, ya que es muy difícil de encontrar una trampa estratigráfica que carezca totalmente de elementos estructurales.

El grupo de trampas estructurales estratigráficas se refiere a yacimientos en donde la estructura favorece en forma igual a las características estratigráficas y litológicas para el control de acumulación, migración, y retención de petróleo y gas.

2.5. Estudios geoquímicos

2.5.1 Carbono Orgánico Total

Se denomina Carbono Orgánico Total (COT; a veces TOC por su nombre en inglés, *Total Organic Carbon*) al carbono que forma parte de las sustancias orgánicas en las rocas o sedimentos (Pineda, 2012).

Es un indicador de los compuestos orgánicos, fijos o volátiles, naturales o sintéticos, presentes en las rocas, como por ejemplo celulosa, azúcares, aceites, etc (Pineda, 2012).

La cantidad de materia orgánica es expresada normalmente como carbono orgánico total (COT), en la Tabla 3 se clasifica la capacidad como roca generadora según el contenido de Carbono Orgánico Total; los valores del mismo son expresados en porcentaje (Pineda, 2012).

Tabla 3. Implicaciones como roca generadora respecto al COT%

COT %	Implicaciones como roca generadora
<0.5	Capacidad despreciable (pobre)
0.5 – 1.0	Capacidad regular
1.0 -2.0	Capacidad moderada (buena)
> 2.0	Capacidad muy buena (excelente)

Fuente: Pineda (2012). Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo. Universidad Nacional Autónoma de México.

Existen sistemas petroleros que representan menos del 5% de hidrocarburos generados por la roca generadora. Ya que el sistema en totalidad es ineficiente, es importante determinar la cantidad mínima de COT que se observa en rocas de varias litologías que puedan generar y expulsar aceite y gas (Pineda, 2012)

Los valores del TOC sólo proporcionan una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de petróleo. Indica la cantidad, pero no la calidad de la materia orgánica (McCarthy, 2011)

2.5.2 Análisis *Rock Eval*

La pirólisis, fue desarrollada, como herramienta de exploración, para estimar el potencial de muestra de una roca, al medir la diferencia entre el carbono total (C_T o COT) y el carbono residual (C_R) después de la pirólisis (Pineda, 2012).

Las rocas bituminosas, son rocas sedimentarias enriquecidas en materia orgánica (kerógeno) y por tanto más o menos combustibles, capaces de liberar hidrocarburos gaseosos y líquidos por pirólisis (400-600° C) (Pineda, 2012).

En este proceso los materiales sólidos, líquidos o gaseosos son térmicamente degradados (en ausencia de oxígeno), en fragmentos moleculares más pequeños (Pineda, 2012).

La pirólisis se realiza en un intervalo de temperaturas que evita la liberación de compuestos oxigenados desde la materia mineral, especialmente la liberación del

dióxido de carbono a partir de carbonatos. Mediante este método se obtiene el tipo de kerógeno, el grado de maduración y el potencial petrolífero (Pineda, 2012).

Esa serie de picos son registrados en el pictograma. El pico S2, registra los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno (McCarthy, 2011). En la Tabla 4 se observan los parámetros que se utilizan para determinar la calidad de la roca generadora, los valores del pico S2 son interpretados con esta finalidad.

Tabla 4. Parámetros para determinar la calidad de la roca generadora.

Calidad de la roca generadora	Pico S2 de pirólisis, mg de hidrocarburos/g de roca
No generadora	< 2
Pobre	2 a 3
Regular	3 a 5
Buena	5 a 10
Muy buena	> 10

Fuente: McCarthy *et al.* (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Schlumberger*.

Durante el proceso de pirólisis el horno alcanza una Temperatura máxima, que representa el periodo de máxima generación de hidrocarburos. La Temperatura máxima se alcanza durante la segunda etapa de la pirólisis. El conocimiento de la cantidad de calor necesaria para formar los diversos compuestos químicos en la roca puede ayudar a los geoquímicos a comprender la historia de la roca y el grado de madurez térmica que ya ha experimentado (McCarthy, 2011).

En la Tabla 5 se clasifica la Madurez térmica atendiendo a la Temperatura máxima alcanzada durante la pirólisis.

Tabla 5. Clasificación de la Madurez térmica relacionada con la Temperatura máxima.

Madurez	T máx
Inmaduras	Tmáx < 435°C
Maduras	Tmax 435 a 465°C
Sobremaduras	Tmax > 465°C

Fuente: Pineda (2012). Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo. Universidad Nacional Autónoma de México.

2.5.3 Reflectancia de la vitrinita

El uso de la reflectancia de la vitrinita es una técnica que determina la maduración de la MO en rocas sedimentarias que fue descrito por Marlies Teichmüller en su estudio en la cuenca Wealden (Pineda, 2012).

La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbonos. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos (Pineda, Op Cit). En la Tabla 6, se clasifica la madurez térmica relacionándola con la Reflectancia de la vitrinita, como se mencionó anteriormente.

Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los grados de temperatura para la generación de hidrocarburos, estos parámetros pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas (Pineda, Op Cit).

Tabla 6. Escala de madurez que relaciona los valores de la Reflectancia de la vitrinita.

Madurez	Reflectancia (Ro %)
Inmadurez	0.2 a 0.5
Madurez temprana	0.5 a 0.65
Madurez media	0.65 a 0.9
Madurez tardía	0.9 a 1.35
Sobre-madurez	> 1.35

Fuente: Pineda (2012). Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo. Universidad Nacional Autónoma de México.

2.6. Correlación de registros eléctricos

2.6.1 Rayos gamma

Los perfiles de pozos registran las diferentes propiedades físicas de las rocas (litología, mineralogía, naturaleza e importancia de los fluidos, textura, distribución del tamaño del grano, e inclinación de los estratos. Encontrados durante la perforación del pozo. Esas medidas (radioactividad natural, potencial espontáneo, densidad, porosidad, resistividad) definen para cada camada una electrofacie, expresado por el carácter de las curvas registradas y pueden ser usados en la correlación. Serra & Abbott (1982) definen el termino electrofacie como el conjunto de respuestas de los perfiles de pozo que caracterizan un sedimento, y permite que sea posible de ser distinguido de otros sedimentos (Da Silva, 2001).

La interpretación cualitativa de los perfiles de los pozos se basa más que todo en la apariencia y la forma de las curvas registradas y requiere considerable conocimiento de las condiciones geológicas existentes (Pirson, 1964).

Los perfiles de rayos gamma obtenidos de los pozos dependen de la radioactividad o desintegración espontánea de elementos químicamente inestables que se encuentran en las formaciones geológicas. La mayoría de los elementos radioactivos pertenecen a tres series diferentes que son: serie uranio- radio, uranio- actinio, y la del torio (Pirson, 1964).

Se ha establecido que todas las rocas tienen cierta cantidad de material radioactivo, por pequeña que sea. Ya que las rocas sedimentarias se formaron por la erosión de las rocas ígneas, también éstas son radioactivas. En las rocas sedimentarias las sustancias radioactivas están distribuidas desproporcionadamente entre las diferentes clases de rocas sedimentarias. Las arenas y las calizas limpias exhiben muy poca radioactividad, mientras que las lutitas exhiben alta radioactividad. Las lutitas bituminosas oscuras se caracterizan por su alta radioactividad mientras que muchas calizas y arenas arcillosas exhiben radioactividad intermedia entre arenas y calizas puras y lutitas comunes. Los carbonos son poco radioactivos. Sal y anhidrita presentan

baja radioactividad mientras que otras evaporitas ricas en potasio registran una radioactividad alta (Pirson, 1964).

2.6.2 Interpretación cualitativa de los registros de rayos gamma

En diagráfias petrolíferas la unidad empleada es actualmente el A.P.I (*American Petroleum Institute*). Esta unidad está normalizada: 16.5 unidades A.P.I. corresponden a una concentración de elementos radioactivos equivalente a 1 microgramo de Radio por tonelada. Las herramientas *Gamma Ray* empleadas en petróleo dan respuestas que pueden compararse de una herramienta a otra debido al hecho de que su calibración es común. En la Tabla 7, se clasifican los tipos de roca de acuerdo a las unidades A.P.I. registradas en las diagráfias.

Tabla 7. Tipo de roca en relación a las unidades A.P.I.

Tipo de Roca	Unidades API
Arcillas	100 y 200
Arenas	30 y 80
Carbonatos	10 y 50

Fuente: ig.unil.ch/geophyse/dia41e.htm

El autor Pirson, (1964) describe qué representan y cómo varían las curvas de los rayos gamma en el registro de los perfiles, de la siguiente forma:

Los perfiles de rayos gamma son curvas continuas que representan la intensidad de la radioactividad natural de las formaciones vs profundidad. La curva representa la intensidad relativa de los rayos gamma y no la cantidad absoluta de material radioactivo presente en las formaciones. La intensidad varía con la composición de los sedimentos; por consiguiente el perfil indica la litología de las formaciones.

Un aumento de la radioactividad se indica por la desviación de la curva hacia la derecha; una reducción en la radioactividad por la desviación de la curva hacia la izquierda.

Las formaciones de solo calizas y arenas se representan en el perfil por los valores mínimos, hacia la izquierda, mientras que las lutitas se representan por los valores máximos, hacia la derecha.

La distinción entre una arena y una caliza no puede hacerse con el solo perfil de rayos gamma. En ciertos casos es necesario correlacionar el perfil de rayos gamma con un registro de muestras geológicas.

La sal homogénea normalmente encontrada en la parte central de los domos de sal tiene una radioactividad baja y se representa con una curva continua hacia la izquierda de la mediana arbitraria. Cuando la anhidrita constituye la capa de cubierta de los domos de sal, generalmente es menos radioactiva que la sal y se distingue por la desviación de la curva hacia la izquierda del contacto sal- anhidrita (Pirson, 1964).

Los contactos de formaciones, especialmente si se caracterizan por cambios bruscos en la litología, se indican por desviaciones rápidas y casi horizontales en la curva. El punto medio de tales desviaciones se interpreta como el punto de contacto entre las dos formaciones, en vez del punto en donde principia o termina la desviación.

Las desviaciones graduales en la curva de intensidad generalmente indican contactos gradacionales (Pirson, 1964).

2.6.3 Correlación de registros de rayos gamma entre pozos

El proceso de correlación de registros entre pozos se inicia con la selección de un “datum”, o marcador, el cual puede ser ubicado y distinguido a través de todos los puntos de observación, pozos en el campo y/o yacimiento. En general, un buen

datum lo constituyen las denominadas lutitas, pues aparecen sobre extensas zonas por encima y/o por debajo de las formaciones de interés, y además, las lutitas son depósitos de baja energía que se asumen han sido depositadas en su mayoría en forma horizontal, y por lo tanto se constituyen en un verdadero plano de estratificación.

Una vez seleccionado el datum se eligen en el mapa del campo pozos representativos para una mejor interpretación de la estratigrafía del área y con ellos se orienta la línea del corte o dirección en la cual se haría la correlación. Esta línea es la representación de un plano vertical (sección), donde se proyectaran los pozos. Luego, en la sección se colocan con su distancia a escala las curvas o registros de pozos para los pozos elegidos, y se relacionan a partir de la línea de referencia o datum. Estas secciones destacan las diferencias en distancia vertical y espesor para las formaciones por encima y por debajo del plano de referencia o datum utilizado. Al realizar lo anterior, se ignoran todos los posibles movimientos estructurales a los cuales la secuencia ha sido expuesta. Después se pueden correlacionar todos los eventos abajo o arriba del plano datum comparando las respuestas en los registros (Alzate, et al. 2006).

3. METODOLOGÍA

3.1. Características Generales del Área de Estudio

3.1.1. Localización del área de estudio

La Subcuenca de Pirity se encuentra localizada en la Región Occidental del Paraguay o Chaco Paraguayo, entre los altos de Boquerón y Presidente Hayes.

Los pozos Carmen-1 y Anita-1 se encuentran localizados dentro de la Subcuenca de Pirity. El pozo Palmar Largo X-1 se encuentra localizado en la Subcuenca Lomas de Olmedo, dentro del territorio Argentino (figura 2).

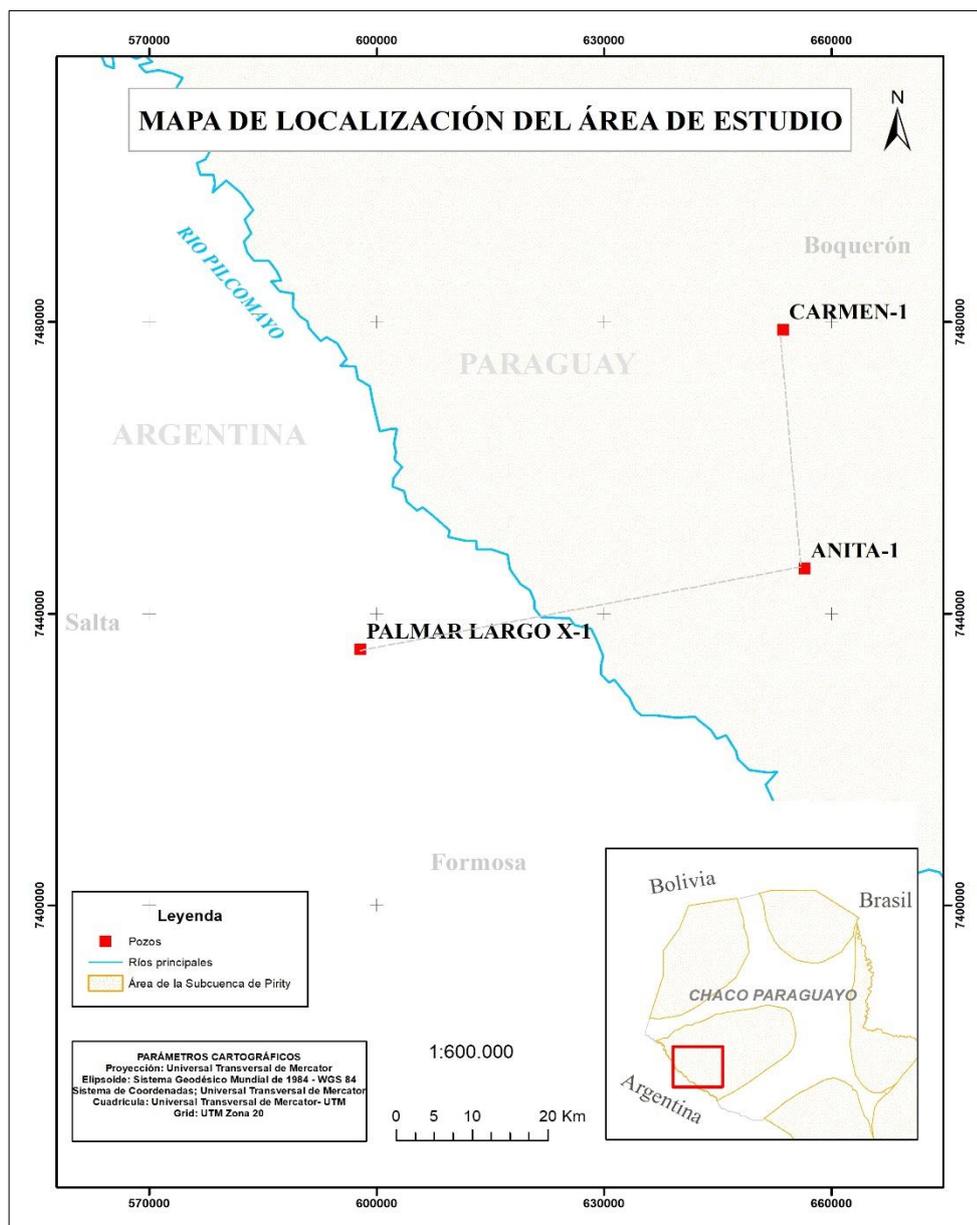


Figura 2 Mapa de localización del área de estudio.

Fuente: Elaboración propia

Las ubicaciones de los pozos se presentan en coordenadas geográficas a continuación:

Anita-1: 22° 53' 24" S – 61° 30' 18" W

Carmen-1: 23° 15' 07" S – 61° 18' 14" W

Palmar Largo X-1: 23° 11' 24" S – 62° 2' 37" W

Respecto al pozo Palmar Largo X-1, no fue posible obtener las coordenadas exactas del mismo para este trabajo, debido a que se encuentra dentro de un campo actualmente en producción, por lo cual la información no se encuentra disponible de forma libre. Pero se dispuso de las coordenadas de una ubicación aproximada al campo Palmar Largo (a 5 km del mismo), lo cual con fines de realizar una correlación entre los tres pozos abarcando áreas extensas, no afecta al resultado de la misma.

3.2 Materiales

Se utilizaron datos recopilados del Viceministerio de Minas y Energía, e informaciones disponibles en la entidad Petróleos Paraguayos (PETROPAR), también fueron consideradas otras informaciones de interés presentes en libros, tesis, informes técnicos, artículos científicos y periódicos internacionales. Fueron utilizados para la elaboración del mapa y el perfil geológico, los software Arcgis 10.2.2 y Autocad. Otra herramienta útil fue el Microsoft Word, así como una computadora e impresora utilizadas con este fin.

3.3. Métodos

El tipo de investigación realizado según el enfoque es cualitativo, y según el objetivo es interpretativo.

Esta investigación se realizó en varias etapas que se detallaran a continuación:

Etapas 1: Búsqueda bibliográfica.

En el mes de agosto fueron consultados libros, tesis, informes técnicos, artículos científicos y otras publicaciones ya existentes en relación al tema objeto de estudio. También fueron recopilados y organizados los datos de los pozos petroleros, y de la geología del área de estudio procedentes de Organismos del Estado y empresas privadas.

Etapa 2: Procesamiento de datos.

En el mes de setiembre, se realizó el procesamiento de los datos obtenidos que sirvieron de base para la correlación de los registros geofísicos (Rayos gamma) y la integración de los demás estudios que se efectuaron en los pozos perforados en el área. Se procedió a usar el registro de rayos gamma porque se obtuvieron en los tres pozos estudiados.

Etapa 3: Realización de mapas y procesamiento general de los datos.

En el mes de octubre se elaboró el mapa de localización y el perfil geológico con la ayuda de los software Argis 10.2.2 y Autocad, así como también fueron procesadas de forma general todas las informaciones obtenidas en etapas anteriores para lograr los objetivos propuestos en este trabajo.

Etapa 4: Redacción del informe final

El informe final fue redactado en el mes de noviembre, en base a las interpretaciones del procesamiento general de los datos.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Resultados

Los resultados presentados en este trabajo están basados en interpretaciones de estudios registrados en el pozo Carmen-1; abarcando los análisis geoquímicos y características petrofísicas registradas. También se utilizó la sección sísmica 86/126 realizada por la empresa OXY, con este fin.

Se realizó la correlación de los pozos Anita-1, Carmen-1 y Palmar Largo X-1 para visualizar el contexto geológico regional.

4.1.2. Interpretación de los análisis geoquímicos y de las características petrofísicas de las rocas.

El pozo Carmen- 1 posee los registros más completos de entre los estudiados, razón por el cual lo tomamos como modelo para identificar los parámetros geológicos de interés para la generación, acumulación y entrapamiento de los hidrocarburos.

A continuación se presentan los datos de los análisis geoquímicos (Tabla 8) y las interpretaciones realizadas en base a los mismos.

▪ **Contenido de Carbono Orgánico Total (COT)**

Tabla 8. Análisis geoquímicos registrados en el pozo Carmen-1.

NOMBRE DE LA MUESTRA	INTERVALO	TMAX (°C)	S1 (MG/G)	S2 (MG/G)	S3 (MG/G)	S2/S3	%TOC	HI	OI	TYPE	FORMACION
D2732	3585 – 3594 m	438	.18	1.58	1.37	1.15	.49	322	280	CUTTING	OLMEDO
D2733	3594 – 3603 m	435	.15	1.88	1.58	1.19	.57	330	277	CUTTING	OLMEDO
D2734	3603 – 3612 m	433	.15	2.02	1.58	1.28	.61	331	259	CUTTING	OLMEDO
D2735	3612 – 3621 m	435	.14	1.73	1.63	1.06	.57	304	286	CUTTING	OLMEDO
D2736	3621 – 3630 m	436	.16	1.91	1.57	1.22	.57	335	275	CUTTING	OLMEDO
D2737	3630 – 3639 m	434	.20	2.10	1.81	1.16	.63	333	287	CUTTING	OLMEDO
D2677	3639 – 3648 m	435	.15	1.23	1.09	1.13	.64	192	170	CUTTING	OLMEDO
D2678	3648 – 3657 m	430	.13	1.15	1.03	1.12	.52	221	198	CUTTING	OLMEDO
D2679	3657 – 3666 m	433	.10	1.08	.91	1.19	.52	208	175	CUTTING	OLMEDO
D2680	3666 – 3675 m	438	.10	1.17	.91	1.29	.47	249	194	CUTTING	OLMEDO
D2681	3675 – 3684 m	439	.08	1.02	.01	1.26	.43	237	188	CUTTING	OLMEDO
D2682	3684 – 3693 m	438	.11	.68	.45	1.51	1.00	68	45	CUTTING	OLMEDO
D2683	3693 – 3702 m	409	.12	.24	.34	.71	1.37	18	23	CUTTING	OLMEDO
D2684	3702 – 3711 m	425	.21	.49	.37	1.32	1.32	37	28	CUTTING	OLMEDO
D2685	3711 – 3720 m	433	.13	.64	.36	1.78	1.07	60	34	CUTTING	OLMEDO
D2686	3720 – 3729 m	435	.09	.60	.34	1.76	1.30	46	26	CUTTING	OLMEDO
D2687	3729 – 3738 m	438	.11	.74	.43	1.72	1.16	64	37	CUTTING	OLMEDO
D2688	3738 – 3747 m	437	.16	.74	.44	1.68	.85	87	52	CUTTING	OLMEDO
D2689	3747 – 3756 m	432	.11	.49	.31	1.58	.67	73	46	CUTTING	OLMEDO
D2690	3756 – 3765 m	432	.15	.53	.30	1.39	.48	110	79	CUTTING	OLMEDO
D2691	3765 – 3774 m	437	.12	.54	.38	1.42	.34	159	112	CUTTING	OLMEDO
D2692	3774 – 3783 m	446	.06	.63	.60	1.05	.45	140	133	CUTTING	OLMEDO
D2693	3783 – 3792 m	439	.16	.34	.91	.37	.35	97	260	CUTTING	YACORAITE
D2694	3792 – 3795 m	429	.05	.13	.44	.30	.47	28	94	CUTTING	YACORAITE
D2743	3796.7 m	447	.45	.33	.33	1.00	.88	38	38	CORE	YACORAITE
D2695	3797.4 m	444	.00	.00	.07	.00	.24	0	29	CORE	YACORAITE
D2696	3798.9 m	465	.36	.31	.27	1.15	.83	37	33	CORE	YACORAITE
D2744	3799.15 m	442	.31	.18	.27	.67	.59	31	46	CORE	YACORAITE
D2745	3799.30 m	269	.05	.00	.32	.00	.14	0	229	CORE	YACORAITE
D2746	3800.79 m	441	.22	.19	.29	.66	.47	40	62	CORE	YACORAITE
D2747	3801.08 m	386	.06	.02	.26	.08	.23	9	113	CORE	YACORAITE
D2748	3801.65 m	434	.16	.12	.26	.46	.29	41	90	CORE	YACORAITE
D2749	3802.57 m	416	.07	.02	.30	.07	.17	12	176	CORE	YACORAITE
D2750	3803.00 m	434	.10	.07	.25	.28	.31	23	81	CORE	YACORAITE
D2751	3803.32 m	436	.13	.10	.25	.40	.36	28	69	CORE	YACORAITE
D2752	3803.74 m	429	.15	.09	.30	.30	.38	24	79	CORE	YACORAITE
D2697	3804.9 m	473	.00	.00	.15	.00	.53	0	28	CORE	YACORAITE
D2698	3805 – 3813 m	419	.88	.16	.52	.31	.42	38	124	CUTTING	YACORAITE
D2699	3813 – 3822 m	458	.45	.29	.41	.71	.65	45	63	CUTTING	YACORAITE
D2700	3822 – 3831 m	466	.08	.03	.29	.10	.24	13	121	CUTTING	YACORAITE
D2701	3831 – 3840 m	412	.24	.10	.35	.29	.36	28	97	CUTTING	YACORAITE
D2702	3840 – 3849 m	322	.05	.02	.19	.11	.12	17	158	CUTTING	YACORAITE
D2703	3849 – 3850 m	260	.04	.01	.20	.05	.19	5	105	CUTTING	YACORAITE
D2704	3850 – 3867 m	306	.09	.05	.25	.19	.44	11	59	CUTTING	YACORAITE
D2705	3867 – 3876 m	351	.13	.06	.22	.27	.29	21	76	CUTTING	YACORAITE
D2706	3876 – 3885 m	319	.12	.03	.23	.13	.51	6	45	CUTTING	YACORAITE
D2707	3885 – 3894 m	320	.17	.03	.27	.11	.50	6	54	CUTTING	YACORAITE

Fuente: Elaborado en base a los análisis registrados en el reporte final del pozo Carmen-1. *Occidental of Paraguay.*

En la Tabla 8 se presenta el porcentaje de Carbono Orgánico Total (%COT), con relación a la profundidad en metros, también se indican las Formaciones geológicas correspondientes a esos intervalos.

Los valores de COT% en la Formación Olmedo, abarcan un rango de 0,34- 1,37 %. Los más elevados fueron identificados en el intervalo de 3684- 3738 metros y varían entre 1.00 – 1.37 %.

En base a la Tabla 3, que representa la Calidad de la roca generadora con respecto a su contenido de COT%, se interpreta que la Formación Olmedo posee rocas de capacidad moderada (buena) para la potencial generación de petróleo.

Con respecto a la Formación Yacoraite, los valores de COT% registrados comprenden el rango de 0,12- 0,88 % esto, según la misma tabla utilizada para la interpretación, indica que misma posee rocas con capacidad regular para la potencial generación de petróleo.

- **Pirólisis *Rock Eval***

- **Interpretación del Pico S2.**

En la tabla de registros se puede observar que el Pico S2 para la Formación Olmedo indica valores comprendidos entre 0,24- 2,10 mg HC/g roca. Estos valores utilizando la Tabla 4 de Parámetros para determinar la calidad de la roca generadora; me indica que el mismo es pobre (bajo) para la Formación Olmedo.

En el caso de la Formación Yacoraite, los valores que fueron registrados para el Pico S2 varían entre 0- 0,34 mg HC/g roca. Estos valores según la misma tabla de interpretación utilizada representan un pobre (bajo) potencial de hidrocarburos de la roca generadora.

- **Temperatura máxima**

En la Tabla 8, se puede observar que en la Formación Olmedo la T_{máx} varía entre 409- 446°C. Según la Tabla 5 de Clasificación de la Madurez térmica relacionada con la T_{máx}, estos valores indican que la Formación Olmedo presenta rocas inmaduras a maduras.

Respecto a la Formación Yacoraite, la T_{máx} registrada comprende un intervalo de 269- 473°C, lo cual según la misma tabla de interpretación sugiere que posee rocas inmaduras a sobremaduras.

- **Reflectancia de la Vitrinita**

En la Tabla 9 se registraron los valores del porcentaje de Reflectancia de la vitrinita (%Ro) los cuales varían entre 1,72- 2 %. Según la Tabla 6, las rocas presentan sobre- madurez, teniendo en cuenta que los valores son superiores a 1,35%.

Tabla 9. Reflectancia de la vitrinita

NOMBRE DE LA MUESTRA	INTERVALOS (m)	%RO
D2683	3693 – 3702 m	
D2685	3711 – 3720 m	1.92
D2743	3796.7 m	1.88
D2696	3798.9 m	1.80
D2752	3803.74 m	1.72
D2699	3813 – 3822 m	1.96
D2707	3885 – 3894 m	1.83
D2709	3903 – 3911 m	2.00

Fuente: Elaborado en base a los análisis registrados en el reporte final del pozo Carmen-1. *Occidental of Paraguay*.

- **Interpretación de las características petrofísicas de las rocas.**

En el reporte del pozo Carmen- 1 se indica que las areniscas de la Formación Lecho presentan una porosidad de 9 - 12%, mientras que las areniscas de la Formación Berta presentan una porosidad de 7- 16%.

Según datos obtenidos de (Wiens, 1991) los niveles superiores de la Formación Palo Santo posee una porosidad de entre 6 a 9% y una permeabilidad de 300md.

Utilizando la Tabla 1, podemos interpretar que la Formación Lecho presenta condiciones regulares para constituir una roca reservorio, mientras que la Fm Berta presenta buenas condiciones para constituir una roca reservorio. La Fm Palo Santo presenta rocas con porosidad baja o pobre, y utilizando la Tabla 2, se interpreta que posee buena permeabilidad.

4.1.3. Identificación de unidades estratigráficas de interés en una sección sísmica.

Los registros de líneas sísmicas permiten observar las características del subsuelo, entre ellos la continuidad o discontinuidad de las unidades estratigráficas, su disposición y así como las estructuras geológicas presentes, para tener una mejor visión del contexto geológico de una región, por ello se utilizará la sección sísmica 86/126 de OXY (figura 3) para identificar la continuidad de las formaciones geológicas de interés.

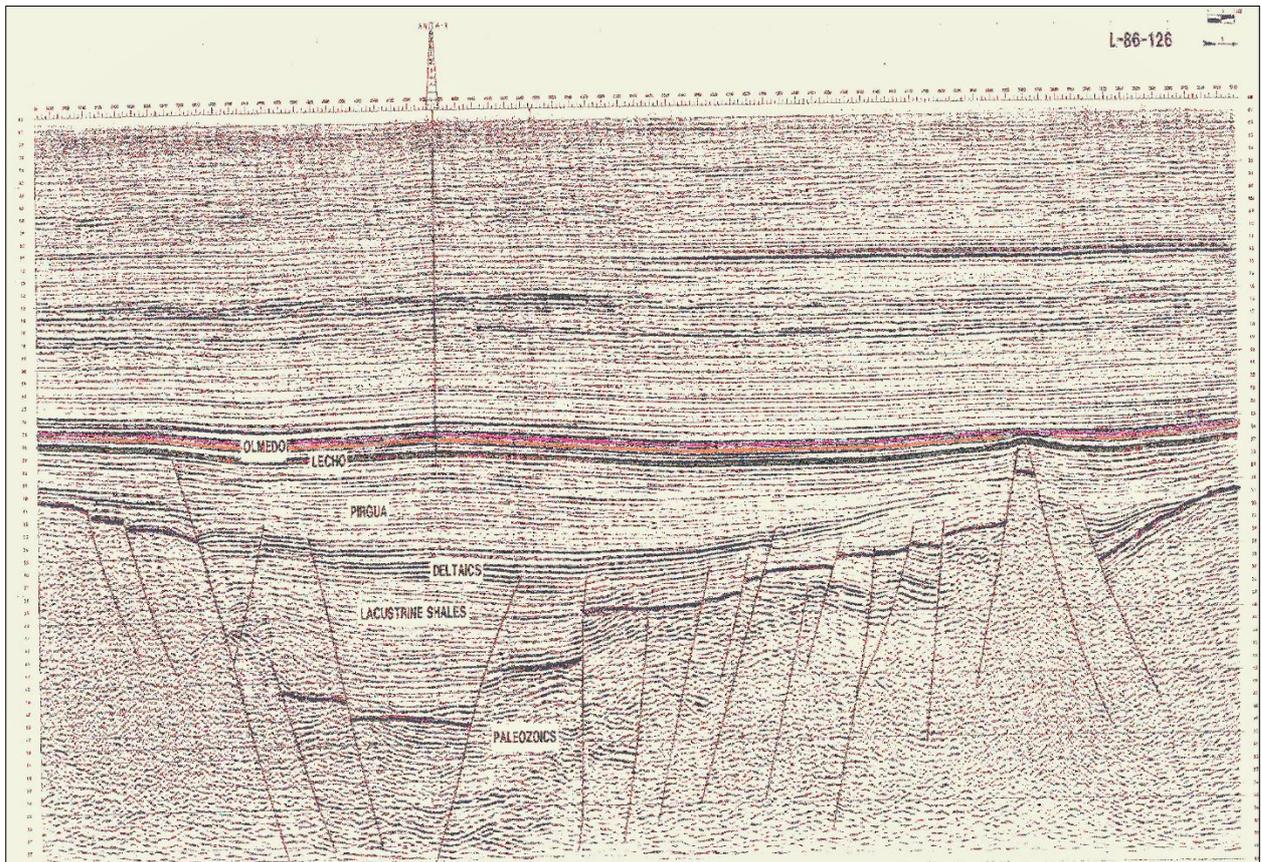


Figura 3 Sección sísmica 86/126.
Fuente: *Occidental of Paraguay.*

En base a la sección sísmica registrada en la línea OXY 86/126 se pueden observar dos modelos tectónicos; 1) en la parte inferior un modelo tectónico de Horst – Graben de una cuenca típica de rift continental, relleno por los sedimentos de la Formación Berta, la Formación Palo Santo y la Formación Santa Bárbara y 2) un modelo termal, que no está afectado por fallas y está constituido por los sedimentos terciarios- cuaternarios.

La secuencia paleozoica constituye la etapa pre-rift. Durante la etapa syn-rift se deposita inicialmente la Formación Berta en los grabens en donde se aprecia una compartimentación estructural.

Posteriormente tenemos una etapa de post- rift en donde se visualizan las Formación Palo Santo, y la capa de sal denominada en Argentina como Formación Olmedo, que presenta continuidad lateral en toda la Subcuenca de Pirity. La Formación Olmedo se distribuye en la Subcuenca de Pirity traslapando los altos marginales, constituye una estructura onlap típica de ambientes transgresivos. Esta formación es importante porque constituye un potencial sello dentro del sistema petrolero de la Subcuenca de Pirity, comportándose como un sello de carácter regional, y debido a su continuidad este tipo de capas de sal no se fracturan fácilmente, lo cual favorece el entrapamiento de hidrocarburos. Esta unidad constituye la última deposición del periodo Cretácico.

Sobreyaciendo a la Formación Olmedo se encuentran los sedimentos Terciario-Cuaternario con una disposición más homogénea y menos afectada por tectonismo.

4.1.4. Interpretación de los registros de rayos gamma en los pozos Anita-1, Carmen-1 y Palmar Largo X-1.

Para la interpretación de los registros se utilizó la Tabla 7, que indican el tipo de roca relacionado con los valores de unidades A.P.I.

En la figura 4 se observan que los valores de los rayos gamma de la Formación Palmar Largo, registrada en el Pozo Palmar Largo X-1.

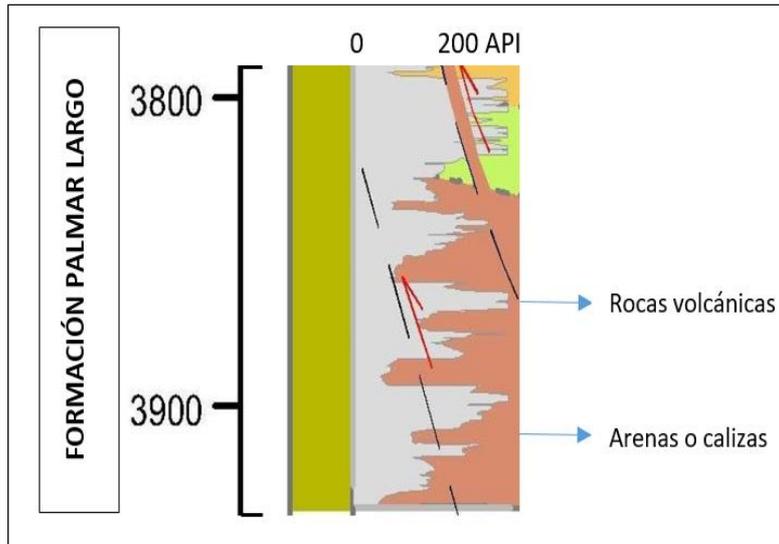


Figura 4 Registros de rayos gamma en el pozo Palmar Largo X-1.

Fuente: Elaborado por Joel Cabrera

Se puede observar que los valores de los rayos gamma varían entre 0- 200 A.P.I. De 0 a 200 A.P.I. correspondería a vulcanitas y de 30- 50 A.P.I. corresponde a arenas.

En la figura 5 se puede observar los registros de rayos gamma en las distintas unidades estratigráficas que fueron registradas en el pozo Carmen-1, abarca la Formación Pirgua, la Formación Lecho, Formación Yacoraite, y la Formación Olmedo.

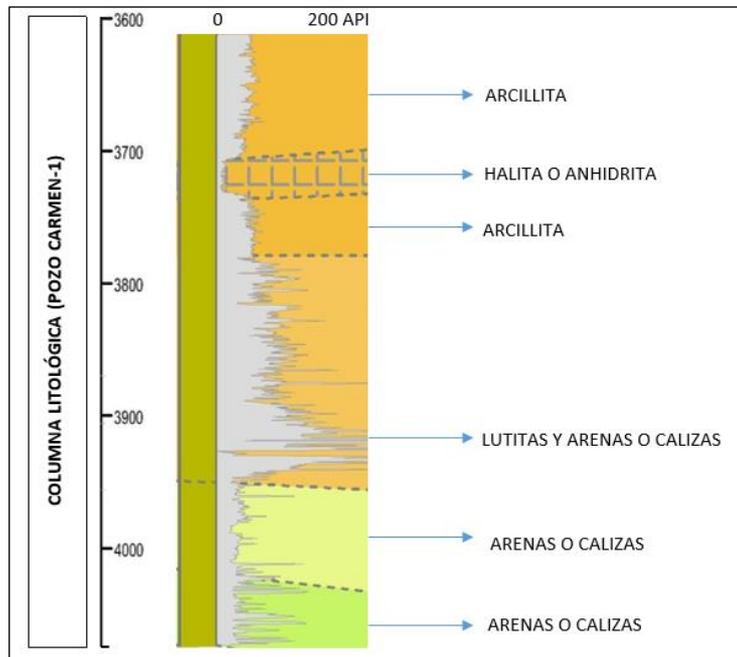


Figura 5 Registros de rayos gamma del pozo Carmen-1.

Fuente: Elaborado por Joel Cabrera

- **Formación Pirgua**

Se observa que los valores de los rayos gamma van entre 0- 100 A.P.I. De 0 a 50 A.P.I. corresponde a arenas o calizas. De 0-150 corresponde a arcillas.

- **Formación Lecho**

Se observan que los valores de los rayos gamma van entre 0- 150 A.P.I. De 0 a 50 A.P.I. corresponde a arenas, y algunas curvas se registran entre 0- 150 A.P.I., que indican arcillas.

- **Formación Yacoraite**

Los valores de los rayos gamma van de 0 a 200 A.P.I. en esta formación. De 0 a 200 A.P.I. corresponde a arcillas y los valores de 0- 50 A.P.I. a arenas. También otras curvas indican valores entre 0-20 A.P.I., los cuales corresponden a carbonatos.

- **Lower Olmedo**

Se observan que los valores de los rayos gamma varían entre 0- 200 A.P.I. De 0 a 200 A.P.I. corresponde a arcillas y de 0-30 A.P.I. indican carbonatos o arenas.

- **Salt**

Los valores de los rayos gamma se encuentran en un rango entre 0- 25 A.P.I., lo cual revela la presencia de anhidrita o sal.

- **Formación Olmedo**

Se registran valores entre 0-110 A.P.I. De 0-80 A.P.I. corresponde a arcillas y de 0-50 A.P.I. a carbonatos o arenas.

4.1.5 Correlación de registros de rayos gamma presentes en los pozos Anita-1, Carmen-1 y Palmar Largo X-1.

La correlación de registros fue realizada tomando como datum la capa de sal presente en la Formación Olmedo, la cual se puede identificar claramente en los registros de los tres pozos, debido a la baja respuesta de los rayos gamma a la misma. (figura 6)

Se puede identificar en base a las respuestas de los rayos gamma, las arcillas que infrayacen y suprayacen a la capa de sal, las mismas corresponden a la Formación Olmedo. Esta formación es descrita por Clebsch (2011) quien menciona que en el pozo Carmen-1 ésta formación está compuesta por dos intervalos de arcillas separados por un intervalo medio de halita y que esta secuencia también se encuentra en los pozos argentinos ubicados en una

posición central en la Subcuenca Lomas de Olmedo, donde se reportan algunos intervalos finos de sulfatos, anhidrita y yeso.

Tomamos el intervalo que abarca esta formación en cada uno de los pozos y realizamos la correlación. Posterior a esto identificamos las arcillitas y carbonatos de la Formación Yacoraite que infrayace a la Formación Olmedo.

La Formación Lecho presenta en todo su intervalo respuestas prácticamente homogéneas que corresponden a arenas, y fueron correlacionados en los pozos Carmen-1 y Anita-1, aunque no se registran en Palmar Largo X-1.

4.2. Discusión

Las rocas de la Formación Olmedo presentan buen potencial para la generación de petróleo, atendiendo a su contenido de carbono orgánico total. Respecto a la interpretación de los análisis de Pirólisis *Rock Eval* el potencial de hidrocarburos de la roca generadora es bajo y relacionando este dato con la $T_{máx}$, corresponden a rocas inmaduras a maduras.

El contenido de carbono orgánico total de las rocas presentes en la Formación Palo Santo indica un potencial moderado de generación de petróleo. Los análisis de Pirólisis *Rock Eval* indican un bajo potencial para la generación de hidrocarburos; relacionando este dato con la $T_{máx}$, corresponden a rocas inmaduras a sobremaduras.

El estudio de Reflectancia de la vitrinita indica que ambas formaciones podrían encontrarse en la etapa de generación de gas. Atendiendo a lo expresado por McCarthy (2011), cuando el índice R_o es mayor a 1,5% indica la presencia de gas predominantemente seco, y tenemos valores altos de maduración. Aunque es importante correlacionar estos datos con otros estudios que podrían ayudar a una interpretación más exacta, teniendo en cuenta que la determinación de la madurez de la roca es una tarea compleja, que requiere de varios parámetros que deben ser tomados en cuenta a la hora de realizar una interpretación más detallada.

Atendiendo a los parámetros petrofísicos de las rocas, las areniscas de la Formación Lecho y de la Fm Berta presentan condiciones propicias para constituir potenciales rocas reservorios. Las rocas de los niveles superiores de la Formación Palo Santo también tienen buen potencial para actuar como rocas reservorios. Según Pirson (1964) “de todos los sedimentos, las rocas más porosas y permeables son las areniscas, aunque se asume que los carbonatos también tienen la mayor parte de las reservas del mundo”, entonces podemos interpretar que estas unidades geológicas son de interés debido a la posibilidad de acumulación de hidrocarburos en las mismas.

Teniendo en cuenta que la Formación Olmedo está compuesta por espesas capas de arcillitas separadas por un intervalo de sal, las mismas al ser impermeables pueden constituir potenciales sellos que favorecen al entrapamiento de los hidrocarburos. En la interpretación sísmica registrada en la línea OXY 86/126, se puede observar que la capa de sal es continua hacia los altos marginales de la cuenca y no ha sufrido deformaciones importantes, presenta condiciones favorables para actuar como un sello regional. Podemos visualizar también la continuidad de otras formaciones de interés como la Formación Pirgua, Formación Yacoraite, infrayacentes a la Formación Olmedo, las cuales constituyen posibles rocas reservorio y rocas generadoras respectivamente.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

En función a la interpretación de los análisis geoquímicos como el Contenido de Carbono Orgánico total, Pirólisis *Rock Eval*, y la Reflectancia de la Vitrinita, registrados en el informe del pozo Carmen-1, se evidencia que existen unidades estratigráficas de interés que pueden constituir rocas generadoras, como las rocas de la Formación Palo Santo.

Con la interpretación de los datos que indican las características petrofísicas de las areniscas de la Formación Lecho y Formación Berta, se ha constatado que las mismas pueden constituir posibles rocas reservorio. Con respecto a las características petrofísicas de las rocas de la Formación Olmedo, se puede interpretar que constituyen un buen sello que permitiría el entrapamiento de hidrocarburos.

Utilizando la sección sísmica 86/126 realizada por OXY, se puede observar que la Formación Olmedo también constituye un buen sello regional, dada su continuidad a lo largo de los altos marginales de la Subcuenca de Purity. Se visualizan que las Formaciones Berta y Formación Palo Santo como de interés para establecer un posible sistema petrolero.

En la investigación realizada se interpretó si las condiciones geológicas de la Subcuenca de Purity son similares a las de la Subcuenca Lomas de Olmedo, concluyendo que las mismas presentan condiciones similares estratigráficamente; por lo cual se deduce que existen condiciones geológicas con potencial de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de Purity y se confirma la hipótesis de investigación (Hi) de este trabajo.

Como resultado general de la investigación se puede decir que la Subcuenca de Pirity corresponde a una zona de interés hidrocarburífero en Paraguay ya que presenta condiciones favorables para la existencia de posibles yacimientos.

5.2. Recomendaciones

Los estudios geoquímicos interpretados constituyen el principal análisis que debe utilizarse a la hora de realizar una evaluación primordial del potencial de generación de una roca y de su madurez térmica. Se recomienda complementar los mismos con otros análisis geoquímicos como Índice de alteración del color de los conodontos (CAI), Índice de alteración correspondiente a la temperatura (ITA), Cromatografía, u otros posibles métodos de evaluación.

Es importante profundizar en las interpretaciones de las estructuras presentes en esta Subcuenca, de manera a comprender mejor la tectónica que afectó a la misma y posibilitar la identificación de otras posibles trampas de hidrocarburos.

Se recomienda realizar correlaciones con otros pozos presentes en la Subcuenca de Pirity de manera a lograr una visión más completa de las condiciones geológicas propicias para la existencia y preservación de los hidrocarburos.

Sabiendo que existe un potencial de generación y preservación de hidrocarburos en la Subcuenca de Pirity, se recomienda dar continuidad a la presente investigación de forma más detallada, de manera a ampliar el conocimiento en esta área y contribuir al desarrollo del sector de hidrocarburos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALZATE E., G., BRANCH B, J., SUÁREZ B., VEGA S, O., CARLOS ANDRES. Correlación de registros entre pozos con redes neuronales artificiales utilizando múltiples curvas o variables registradas. Boletín de Ciencias de la Tierra, 2006. UNSa- XR Exploracionistas Regionales S.R.L. p. 32- 36.

CASTILLO, A. 1986. Reavaliação da geologia do Paraguai Oriental. Tesis de Doctorado. São Paulo. 155p.

CLEBSCH, K. 1991. The geological evolution of the Paraguayan Chaco. Tesis de Doctorado. Texas. 217p.

CRAFT, B.C.; HAWKINS, M.F. (1977). Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Prentice- Hall, Inc. Versión traducida y publicada por Editorial Tecnos, S. A. 560p.

GARCÍA, *et al* (2016). Geodinámica de la Subcuenca Lomas de Olmedo, noroeste argentino, interpretada a partir de un modelo de compensación local y del análisis estadístico de datos gravimétricos. REVISTA MEXICANA DE CIENCIAS GEOLÓGICAS. 2016. p. 49-58.

GÓMEZ, D. 1986. Contribución al Conocimiento Geológico del Chaco Paraguayo. p 1-2.

HERNÁNDEZ, *et al* 2008. Estratigrafía, tectónica y potencial petrolero del rift cretácico en la Provincia de Jujuy. Relatório del XVII Congreso geológico Argentino. Jujuy.

McCARTHY *et al.* (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Schlumberger. Traducción del artículo publicado en Oilfield Review.

PINEDA, V. 2012. Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo. Tesis de grado. México. 102p.

PIRSON, SYLVAIN J. 2014. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Mc. Graw- Hill Book Company Inc, New York. Versión traducida y publicada por la editorial Superformas Ltda. 786p.

PROYECTO PAR/86. Texto Explicativo del Mapa geológico del Paraguay.

PUTZER, H. 1962. Die Geologie von Paraguay; Beitragezur Regionalen Geologie der Erde. Vol. 2, GebruderBorntraeger, Alemania.

STARCK, 2011. Cuenca Cretácica-Paleógena del Noroeste Argentino. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 2011, Argentina. 409- 445

THE ANSCHUTZ CORP., 1986. Chesapeake Carmen # 1 Well; Technical Discusión.

WIENS, F. 1989. Tectónica y sedimentación Fanerozoica de la Cuenca del Chaco, Paraguay. Filadelfia, Chaco Paraguayo. CNDRICH- MDN. p. 9- 26

WIENS, F. 1998. Potencial de Hidrocarburos del Paraguay. Servicio de consultoría en Apoyo al Sector de Hidrocarburos del Paraguay. Asunción, Paraguay. TOMO II. 107p.

Direcciones electrónicas consultadas

<https://post.geoxnet.com/glossary/espacio-poral-del-reservorio-porosidad-la-roca-reservorio/>

<https://www-ig.unil.ch/geophyse/dia41e.htm>

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>

<https://docplayer.es/23786612-Hidrocarburos-geologia-de-hidrocarburos-en-el-noroeste-argentino.html>

<https://post.geoxnet.com/glossary/espacio-poral-del-reservorio-porosidad-la-roca-reservorio/>

ANEXOS

ANEXO A.

AÑO DEL BICENTENARIO DE LA PROCLAMACIÓN DE LA REPÚBLICA 1813- 2013



PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY
MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES

DECRETO N° 2003 . -

POR EL CUAL SE APRUEBA EL REGLAMENTO DE LA LEY N° 779/95 "QUE MODIFICA LA LEY N° 675/60 DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY, POR LA CUAL SE ESTABLECE EL RÉGIMEN LEGAL PARA LA PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y OTROS HIDROCARBUROS" Y SE DEROGAN LOS DECRETOS N° 6597/2005 Y N° 10.861/2007.

Asunción, *23 de julio* de 2014

VISTO: La presentación radicada por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones a través de la Nota M.O.P.C. N° 46, de fecha 27 de mayo de 2014, por la cual solicita se establezca por Decreto una nueva reglamentación de la Ley N° 779/95 "Que modifica la Ley N° 675/60 de Hidrocarburos de la República del Paraguay, por la cual se establece el régimen legal para la Prospección Exploración y Explotación de Petróleo y otros Hidrocarburos" y se deroguen los Decretos N° 6597/2005, de fecha 15 de noviembre de 2005 y N° 10.861/2007, de fecha 3 de setiembre de 2007; y

CONSIDERANDO: Que conforme al Artículo 238 de la Constitución, son deberes y atribuciones del Presidente de la República, entre otros, representar al Estado y dirigir la administración general del país y dictar Decretos que, para su validez, requieren el refrendo del Ministro del ramo.

Que el Artículo 80 de la Ley N° 779/95 "Que modifica la Ley N° 675/60 de Hidrocarburos de la República del Paraguay, por la cual se establece el régimen legal para la Prospección, Exploración y Explotación de Petróleo y otros Hidrocarburos" establece: "El Poder Ejecutivo reglamentará la presente Ley"

Que los Decretos N° 6597/2005 y N° 10.861/2007 se encuentran a la fecha desfasados por los avances tecnológicos y además contienen artículos declarados inconstitucionales, en fallos contestes y uniformes por la Sala Constitucional de la Excelentísima Corte Suprema de Justicia, razón por la cual deben ser derogados y corresponde establecer una nueva reglamentación, más coherente y moderna.

Que conforme al parecer de la Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, según Dictamen D.A.J. N° 520/2014, no existen obstáculos legales para la prosecución de los trámites tendientes a la formalización del presente Decreto.

[Firmas manuscritas]

N° 91. -