

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO
GEOLOGÍA EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN
EL NORTE DEL DEPARTAMENTO DE LA PAZ
AREA DE LLIQUIMUNI - TACUARAL

POSTULANTE: Univ. Juan Carlos Sánchez Nogales

TUTOR: Ing. Ángel Escobar Díaz

La Paz – Bolivia

2015



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIAS

“ESTE TRABAJO ESTÁ DEDICADO A:

A MIS QUERIDOS PADRES POR EL APOYO
INCONDICIONAL QUE SIEMPRE ME DAN.

A TODA MI FAMILIA POR ESTAR A MI LADO
Y SIEMPRE APOYÁNDOME EN CADA
PASO QUE DOY EN LA VIDA.

A MI QUERIDA RAQUEL QUIEN ME APOYA
Y ME MOTIVA DÍA A DÍA.

A FABIAN POR TODO EL APOYO Y
AMISTAD Q ME BRINDA”.

AGRADECIMIENTOS

“QUIERO AGRADECER:

A DIOS POR DARMER CONOCIMIENTO.

A TODA MI FAMILIA POR SU APOYO
INCONDICIONAL.

A MI TUTOR, ING. ANGEL ESCOBAR DIAZ
POR AYUDARME Y GUIARME EN TODA LA
INVESTIGACIÓN

A TODOS MIS AMIGOS QUE SIEMPRE
ESTAN APOYANDOME”.

RESUMEN

Debido al incremento en la demanda de energía se están buscando áreas potencialmente hidrocarburíferas a través de programas de investigación que son financiados por el gobierno.

Para poder realizar todos los procesos de exploración se requiere un arduo trabajo tanto de gabinete como de campo para obtener resultados fiables y confiables que sirvan de información en el área de estudio.

Desde varios años atrás los pobladores del norte de La Paz han manifestado la existencia de petróleo, estudios realizados por distintos autores y entidades han destacado el potencial hidrocarburífero del subandino norte específicamente del norte del departamento de La Paz, lamentablemente los distintos pozos exploratorios realizados no dieron los resultados esperados.

El presente proyecto tiene como objetivo contribuir con los trabajos de exploración geológica en superficie y así determinar áreas expectables para una posterior prospección de hidrocarburos además de recolectar testigos con el propósito de evaluar sus diferentes propiedades y determinar si las condiciones litológicas muestran una posible roca madre o roca reservorio en la región que comprende las áreas de Palos Blancos, El Sillar, Lliquimuni, tacuaral, del norte del distrito de La Paz.

En el capítulo generalidades se describe antecedentes de estudios y exploraciones anteriores realizados además de los objetivos los alcances y límites en el proyecto.

En el capítulo consideraciones geográficas de la región se describe la situación geográfica y ambiental de la región

En el capítulo interpretación de mapas contiene información acerca de los distintos mapas que se usaron así como sus aplicaciones su interpretación, etc.

En el capítulo consideraciones geológicas se abordó todo lo referente a geomorfología, estratigrafía, geología estructural y paleografía de la región estudiada.

En el capítulo cuencas sedimentarias se mostró las principales cuencas de América del Sur y Bolivia para así conocer el origen de la cuenca del subandino norte.

En el capítulo aplicación práctica se mostró el trabajo de campo realizado los análisis de muestra y métodos usados para el análisis de muestra en el proyecto.

En el capítulo impacto se analizó el impacto ambiental que se realizó durante el trabajo de campo en la región, así también como las leyes que se refieren a este punto.

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I - GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.2.1 ESTUDIOS ANTERIORES	2
1.2.2 PRIMEROS ESTUDIOS ANALÍTICOS	3
1.2.3 DATOS GEOLÓGICOS DE PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ.	8
1.2.4 ESTUDIOS RECIENTES	11
1.2.5 UBICACIÓN.....	13
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	14
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	14
1.4 OBJETIVOS	15
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA	16
1.6 ALCANCES Y LIMITES.....	16
1.6.1 ALCANCE TEMÁTICO	16
1.6.2 ALCANCE GEOGRÁFICO	17
CAPÍTULO II - CONSIDERACIONES GEOGRAFICAS DE LA REGIÓN	18
2.1 SITUACIÓN GEOGRÁFICA.....	18
2.1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y EXTENSIÓN	18
2.1.2 ACCESIBILIDAD	19
2.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES	20
2.2.2 CLIMA.....	20

2.2.3	OROGRAFÍA	21
2.2.4	HIDROGRAFÍA.....	22
2.2.5	FLORA.....	23
2.2.6	FAUNA	26
2.2.7	COLONIZACIÓN DEL ALTO BENI.....	27
 CAPITULO III - INTERPRETACIÓN DE MAPAS		30
3.1	MAPAS TOPOGRÁFICOS.....	30
3.2	MAPAS CLIMATOLÓGICOS	31
3.3	FOTOGRAMETRÍA.....	31
3.3.1	APLICACIONES	32
3.3.2	TIPOS DE FOTOGRAMETRÍAS	34
3.4	INTERPRETACIÓN DE FOTOGRAFÍAS AÉREAS.....	35
3.4.1	INTERPRETACIÓN GEOLOGÍA	40
3.5	FOTOINTERPRETACIÓN DE ESTRUCTURAS	43
3.6	MAPAS GEOLÓGICOS	43
 CAPITULO IV - CONSIDERACIONES GEOLOGICAS		52
4.1	GEOMORFOLOGÍA.....	52
4.1.1	PROCESOS GEOMORFOLÓGICOS.....	52
4.1.2	SUELOS	54
4.1.3	CICLO GEOMÓRFICO FLUVIAL	55
4.1.4	CLASIFICACIÓN DE VALLES.....	56
4.2	ESTRATIGRAFÍA.....	57
4.2.1	PALEOZOICO	59
4.2.2	MESOZOICO.....	63
4.2.3	CENOZOICO.....	66
4.3	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	72

4.3.1	GENERALIDADES	72
4.3.2	PERFIL ESTRUCTURAL.....	73
4.3.3	ANTICLINAL	78
4.3.4	SINCLINAL	80
4.3.5	FALLAS	80
4.3.6	DISCORDANCIA	83
4.4	PALEOGEOGRAFÍA.....	83
 CAPITULO V - CUENCAS SEDIMENTARIAS		85
5.1	DEFINICIÓN	85
5.2	PRINCIPALES CUENCAS DE PETRÓLEO Y GAS EN AMÉRICA DEL SUR..	85
5.3	PRINCIPALES CUENCAS GEOLÓGICAS DE BOLIVIA	87
 CAPITULO VI - APLICACIÓN PRÁCTICA.....		92
6.1	TRABAJO DE CAMPO.....	92
6.1.1	MÉTODOS DE MUESTREO	92
6.2	RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS Y MÉTODOS APLICADOS.....	98
6.2.2	GRANULOMETRÍA	109
6.2.3	CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA	122
6.2.4	Resumen de los métodos aplicados.....	125
6.2.5	DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES EVALUADAS A TRAVÉS DE MUESTRAS	126
6.2.6	ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO OBTENIDAS	127
 CAPITULO VII - IMPACTO		133
7.1	IMPACTO MEDIO AMBIENTAL.....	133
7.1.1	REGLAMENTO AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBURIFERO	133

7.1.2	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	136
7.1.3	IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS	137
7.1.4	ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL EN EL ÁREA DE ESTUDIO	139
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		145
8.1	CONCLUSIONES.....	145
8.2	RECOMENDACIONES	147

BIBLIOGRAFIA

GLOSARIO DE TERMINOS

ANEXOS

INDICE DE FOTOS

Foto 1.1	Área de estudio mapas topográficos.....	13
Foto 1.2	Área de trabajo vista satelital.....	17
Foto 2.1	Camino carretero Caranavi – Palos Blancos.....	20
Foto 3.1	Fotografías aéreas.....	32
Foto 3.2	Estereoscopio de Bolsillo.....	36
Foto 3.3	Estereoscopio de Espejos.....	36
Foto 3.4	Escala en fotografías aéreas.....	38
Foto 3.5	Simbología en fotografías aéreas.....	39
Foto 3.6	Mapa Geológico.....	46
Foto 3.7	Perfil topográfico.....	53
Foto 4.1	Formación Tequeje, Rio San Juanito.....	60
Foto 4.2	Formación Tomachi, Las Cascadas.....	61
Foto 4.3	Formación Beu, Serranía Marimonos.....	65
Foto 4.4	Formación Quendeque, Serranía Marimonos.....	69
Foto 4.5	Construcción perfil estructural área Lliquimuni.....	76
Foto 4.6	Construcción perfil estructural área Tacuaral.....	77
Foto 4.7	Construcción perfil geológico corte A-A'.....	77
Foto 4.8	Construcción perfil geológico corte B-B'.....	78
Foto 6.1	Cateador.....	93

Foto 6.2	GPS.....	93
Foto 6.3	Brújula.....	94
Foto 6.4	Filtrando petróleo en el rio San Juanito.....	95
Foto 6.5	Fuga de petróleo.....	96
Foto 6.6	Petróleo acumulado en fango Rio San Juanito.....	96
Foto 6.7	Recolección de petróleo.....	97
Foto 6.8	Quitando remanente de agua.....	98
Foto 6.9	Materiales usados en porosidad.....	100
Foto 6.10	Celulosa, Silica gel y calefactor.....	101
Foto 6.11	Sistema Dean Stark.....	101
Foto 6.12	Llenado de gasolina.....	102
Foto 6.13	Muestra sumergida en agua.....	102
Foto 6.14	Muestra Barnizada.....	103
Foto 6.15	Muestra barnizada sumergida en agua.....	104
Foto 6.16	Tamices.....	112
Foto 6.17	Roca disgregada.....	112
Foto 6.18	Columna de tamices.....	113
Foto 6.19	Rotor vibrador.....	114
Foto 6.20	Muestra de roca tamizada.....	114
Foto 6.21	Muestra de petróleo.....	129
Foto 6.22	Peso de Picnómetro.....	130

Foto 6.23	Vaciado de petróleo en picnómetro.....	130
Foto 7.1	Ingreso área Lliquimuni.....	140
Foto 7.2	Camino área Lliquimuni.....	140
Foto 7.3	Camino a Lliquimuni derrumbado.....	141
Foto 7.4	Camino cubierto por vegetación.....	141

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Mapa político de La Paz.....	18
Figura 2.2	Mapa Climatológico de Bolivia.....	22
Figura 2.3	Mapa orográfico de Bolivia.....	25
Figura 2.4	Mapa hidrográfico de Bolivia.....	23
Figura 3.1	Mapa geológico de Bolivia.....	44
Figura 3.2	Método de los tres puntos paso 1.....	48
Figura 3.3	Método de los tres puntos paso 2.....	49
Figura 3.4	Método de los tres puntos paso 3.....	50
Figura 3.5	Método de los tres puntos paso 4.....	50
Figura 3.6	Método de los tres puntos paso 5.....	51
Figura 3.7	Método de los tres puntos final.....	51
Figura 4.1	Columna Estratigráfica.....	71
Figura 5.1	Principales cuencas de Bolivia.....	91
Figura 6.1	Triangulo para clasificación de texturas.....	110
Figura 6.2	Cuadro de Krumbein.....	111

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Pozos perforados en el departamento de La Paz.....	11
Tabla 3.1	Hojas de mapas topográficos.....	30
Tabla 3.2	Números de fotografía aérea.....	37
Tabla 3.3	Estructuras tectónicas importantes.....	42
Tabla 4.1	Columna estratigráfica generalizada.....	58
Tabla 4.2	Columna estratigráfica área de estudio.....	59
Tabla 6.1	Escala granulométrica wentworth.....	109
Tabla 6.2	Resumen de análisis aplicados.....	125
Tabla 7.1	Identificación de impactos.....	137
Tabla 7.2	Identificación de impactos de acuerdo al medio.....	138
Tabla 7.3	Impacto ambiental en el área de estudio.....	143

CAPITULO I **GENERALIDADES**

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda de energía se están buscando áreas potencialmente hidrocarburíferas a través de programas de investigación financiados por el gobierno.

Los métodos de exploración y explotación de hidrocarburos que se aplican junto a los avances tecnológicos en este campo hacen posible la explotación de los recursos no renovables.

Para realizar todos los procesos de exploración de hidrocarburos se requiere un arduo trabajo de gabinete, de campo, mucha investigación, para de esta manera obtener resultados confiables y precisos que nos sirvan de información en el área de estudio.

Desde varios años atrás los pobladores del norte del departamento de la paz han manifestado la existencia de petróleo en dicha área, La carrera de ingeniería petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés, adopto una posición adecuada a dicho requerimiento, dando inicio a la exploración en zonas geológicamente poco conocidas dentro del campo de la investigación hidrocarburífera. Dicha exploración fue dirigida por el Ingeniero Ángel Escobar Díaz desde el año 2006, con trabajos de gabinete y campo en diferentes áreas del norte paceño, presentando informes detallados de cada una de las expediciones.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 ESTUDIOS ANTERIORES

Las primeras referencias geológicas de la región fueron proporcionadas por el inglés George William Evans en su trabajo “Expedición to Caupolitan”, dicho informe apareció en el Geographical Journal en 1903.

El viaje de Evans comenzó en Sorata pasando por la Cordillera Real, Guanay donde continuó por el río Beni hasta llegar a Rurrenabaque. Durante su recorrido distinguió los siguientes afloramientos base tope:

- Areniscas con lutitas paleozoicas
- Areniscas duras
- Calizas
- Areniscas duras
- Areniscas blandas rojas
- Conglomerados sueltos de color rojo

En donde las tres primeras y probablemente la cuarta arenisca dura corresponderían a él Paleozoico mientras que las dos últimas serían recientes, referente a la tectónica comenta la existencia de dos periodos orogénicos.

En los años 1920 – 1921 O. Welter y E. Jansson trabajando para la compañía Calacoto – Caupolitan navegaron los ríos Tuichi y Beni obteniéndose observaciones incompletas y contradictorias con investigaciones llevadas a cabo por otros investigadores descartando en sus investigaciones como posibles zonas productoras debido a que en sus citas ellos distinguían terrenos paleozoicos y mesozoicos indicando que los primeros fueron sometidos a metamorfismo

descartándolos de esta manera como productores de petróleo. Los resultados de este trabajo fueron publicados en Santiago de Chile con el título “General Report on the Oil Fields of Caupolican” Bolivia 1922.

Durante el año 1922 E. Jansson continuando el trabajo anterior estudio secciones de Ixiamas, Uchupiamonos y Mamacoa, observando secuencias estratigráficas q podrían contener hidrocarburos además dio un listado de los anticlinales observados en los ríos Tuichi, Beni y Eslabón. Hablando de la estratigrafía se distingue las siguientes litologías base tope:

- Margas
- Areniscas superiores
- Areniscas inferiores
- Arcillas

Los resultados de este trabajo fueron publicados en Santiago de Chile bajo el título de “Geological Results of Third Expedition Into the oil Fields of Caupolitan“ 1922.

Los trabajos mencionados anteriormente pueden considerarse como descripciones muy generales con excepción del trabajo realizado por Evans que tiene un carácter más bien geográfico.

1.2.2 PRIMEROS ESTUDIOS ANALÍTICOS

En 1925 la Estándar Oil Company envió al norte de La Paz al geólogo G. L. Harrington y al topógrafo Bishop, correspondiendo a esta comisión la ejecución del primer mapa geológico de la región, así como un informe acerca de la estratigrafía y tectónica del área, la cual comprendió casi todo el ancho de la faja subandina

entre los caminos ganaderos de San Borja- Huachi al sureste y el de Tumupasa – Apolo al noreste. Las formaciones que Harrington distinguió fueron las siguientes:

- Huachi (Equivalentes a la formación Chaco)
- Beu
- Wall sandstones (semejanza con el Tacurú)
- Sama (Probable Devónico o Cámbrico)
- Cosincho (Cuarzitas con tubos vermiformes)

El informe describe una discordancia en el área ubicada al sudoeste del río Beni, afirmando que el sector noroeste, entre dicho río, y la frontera con el Perú merecía una investigación más detallada. El informe correspondiente fue presentado bajo el título de “Geological Report on the Upper Beni River” Bolivia ,1926.

Dos años más tarde E. Berth realizó una rápida excursión por la región. La ruta seguida fue: Mapiri, Guanay, Puerto Pando, luego por el río Beni hasta Rurrenabaque, él menciona las fallas de las encañadas de Beu y Bala, además de los anticlinales Beu, Chepite y Susi. Su trabajo fue publicado por la dirección general de Minas y Petróleo en 1929 en La Paz, bajo el título de “Datos Generales e Informes de Reconocimiento sobre la Geología de la Región del Río Beni”.

En 1928 Otto Schalagintweit realizó observaciones sobre el camino ganadero que partiendo de San Borja sigue por el río Manique y Cosincho, continuando hacia la localidad de Huachi en el río Bopi. Desde allí, navegó aguas abajo por los ríos Bopi y Beni hasta alcanzar Rurrenabaque, las observaciones realizadas por el citado investigador llevaron a señalar por primera vez en la región la existencia de calizas con fósiles de edad carbonífera.

La secuencia estratigráfica descrita es la siguiente:

- Terciario Subandino
 - o Arcillas Quendeque
 - o Areniscas Bala
- Cretácico
 - o Arenisca Beu
- Carbonífero
- Devónico

Donde las areniscas mencionadas probablemente correspondan a la serie de Bermejo, indica la existencia de tilitas pero no sabe si pertenecen a dicha serie o formaciones más antiguas, inclinándose condicionalmente por esas ultimas.

Al incluir sus arcillas Quendeque en la serie Bermejo encuentra dificultad en delimitar dicha serie del Terciario Subandino, comentando textualmente: “Resulta la extraña situación de que no podemos decir dónde está el límite entre los depósitos terciarios y la serie Bermejo”. El trabajo de Schlagintweit fue presentado con el título de “Informe Preliminar Sobre el Reconocimiento entre San Borja y Huachi, y el rio Beni entre Huachi y Rurrenabaque.

En el año 1943 fue publicado en el boletín de la sociedad de los geólogos de E.E.U.U un trabajo de U. Oppenheim sobre la existencia de horizontes tiliticos en el valle del rio Tuichi, sin precisar su lugar con exactitud. El espesor total de la formación, llamada formación Tuichi se encuentra entre 1000 y 1500 metros y su edad es pérmica o permocarbonifera.

El Ing. Raúl Canedo Reyes en el año 1943 realizó un viaje a la región potencialmente petrolífera del noroeste del departamento de La Paz. La sucesión estratigráficas que distinguió el ingeniero Canedo es la siguiente:

- Serie Cenozoica
 - Sistema Cuaternario
 - Discordancia
 - Sistema Terciario
 - Formación Charqui
 - Formación Quendeque
- Serie Mesozoica
 - Formación Bala
 - Formación Eslabón
 - Discordancia
 - Formación Beu
 - Discordancia
- Serie Paleozoica
 - Sistema Carbonífero
 - Discordancia
 - Sistema Devónico
 - Formación Tequeje

Este trabajo fue publicado en el boletín del Instituto Boliviano del Petróleo bajo el título de "Informe sobre la Geología de la Zona Petrolífera del Noroeste", La Paz, Bolivia, Diciembre de 1960.

En el año 1958 el Dr. Horacio Díaz realizó otro viaje a la región, como jefe de una comisión de YPFB con objeto de hacer un estudio detallado de la zona y aclarar algunos conceptos de algunas formaciones, la sucesión estratigráfica observada fue la siguiente:

- Terciario Superior
- Terciario Inferior
 - Formación Quedenque
- Cretácico Superior
 - Formación Bala
 - Formación Beu
- Permocarbonifero
- Devónico

Su trabajo fue publicado en el Boletín Técnico de YPF con el título de “Comunicación acerca de las Condiciones Presentes en el curso del Rio Beni”, La Paz, Bolivia 1959 y además fue presentado en la Primera Convención de Técnicos Petroleros.

Otro trabajo realizado en la región que corresponde a la Misión Geológica Alemana que envió a los geólogos Freydanch y Voges quienes realizaron un trabajo muy superficial a lo largo del Rio Beni. La secuencia estratigráfica que destacaron es la siguiente:

- Sistema Terciario
 - Terciario Superior
 - Terciario Inferior
 - Formación Quedenque
- Sistema Cretácico
 - Formación Bala
 - Formación Beu
 - Permocarbonifero
- Sistema Devónico

Este trabajo fue publicado bajo el título de “Informe de una exploración Geológica sobre el proyecto de la construcción de un camino Puerto Pando – Rurrenabaque por la Misión Geológica Alemana en Bolivia”, La Paz, Abril 1961.

Posteriormente a los estudios geológicos la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos realizó las operaciones de magnetometría área en los bloques Rio Hondo y Madidi. Luego de las prospecciones la empresa decidió perforar pozos exploratorios, en total se perforaron siete pozos en el norte paceño entre el altiplano norte y el subandino norte con resultados lamentablemente negativos.

1.2.3 DATOS GEOLÓGICOS DE PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ.

- POZO TACUARAL-X2 (TCR-X2)

Pozo ubicado en el Subandino Norte, perforado en 1992 en la provincia Sud yungas, alcanzó una profundidad de 5003 metros. Se ubicó en una zona complicada tectónicamente y estructuralmente debido a los altos buzamientos (60-70 grados) en la culminación. Se realizó pruebas en las formaciones Retama y Copacabana con resultados negativos, concluyendo que es una zona de baja permeabilidad, clasificándolo como Pozo Seco. La perforación en este pozo solo alcanzó la formación Copacabana (pérmico).

- POZO YARIAPO-X1 (YRP-X1)

Pozo ubicado en el Subandino Norte, en la provincia Iturralde, se perforó en el año 1996 por la compañía Total, alcanzando una profundidad final de 4256 metros, investigó los reservorios arenosos de la formación Bala (Terciario) y

Beu(Cretácico), con resultados negativos, siendo abandonado con tapones de cemento. Este pozo durante la perforación solamente alcanzo la formación Beu (Cretácico).

- *POZO TACUARAL-X1D (TCR-X1D)*

Pozo ubicado en el Subandino Norte, perforado en 1991, en la provincia Sud Yungas, se encuentra próximo a la ubicación del pozo Tacuaral-X1. Alcanzó una profundidad de 3765 metros, debido a problemas de tipo operativo(pesca) no llego a cumplir con el objetivo de investigar y evaluar los niveles arenosos basales de la formación Copacabana y parte superior de la formación Retama.

Se logró establecer que la zona de culminación de la estructura está afectada por complejos sistema de fallas que repite tramos de la formación Copacabana. Este pozo fue clasificado como Pozo Exploratorio Seco.

- *POZO TACUARAL-X1 (TCR-X1)*

Pozo ubicado en el Subandino Norte, en la provincia Sud Yungas. Se realizó una perforación, la cual fue interrumpida a los 2371 metros por problemas mecánicos, y se realizó una desviación a los 2169 metros, para continuar la perforación alcanzando una profundidad final de 3476 metros. Cumplió con los objetivos de investigar y evaluar los niveles arenosos en la formación Beu y Copacabana con resultados negativos.

- POZO LIQUIMUNI-X1 (LQM-X1)

Pozo ubicado en el Subandino Norte, perforado en 1990, alcanzó una profundidad de 4596 metros, no cumplió con los objetivos programados al atravesar la estructura en posición de flanco fallado (Buzamiento de 60 a 70 grados). Las pruebas de formación fueron inconclusas, teniendo reservorios sin presencia de Hidrocarburos. Se realizó pruebas D.S.T. (Drilling String Test o Prueba de productividad de una formación) obteniendo resultados de que la zona es saturada de agua con una mínima presencia de gas. Se abandonó el pozo colocando tapones de cemento.

- POZO TUICHI-X1 (TUI-X1)

Se perforo el año 1976 en el anticlinal de Tuichi con una profundidad final de 4627 metros, ubicado en el subandino Norte, en la provincia Franz Tamayo. Los objetivos principales fueron alcanzar las formaciones Quedenque, Bela y Beu. Se obtuvo resultados negativos y fue abandonado con tapones de cemento.

- POZO SAN ANDRÉS DE MACHACA- X2 (SAD-X2)

Este pozo fue perforado el año 1976, sobre el anticlinal de San Andrés, alcanzando una profundidad de 2813 metros. El pozo está ubicado en el altiplano Norte, sector sur del lago Titicaca, dentro de la provincia Ingavi, perforando en una anomalía gravimétrica teniendo como objetivo alcanzar la formación El Molino, la cual obtuvo resultados negativos.

Pozos Perforados en el Departamento de La Paz							
N°	ESTRUCTURA	SIGLA	PERFORACION		PROF FINAL	RESULTADO	PROVINCIA
			INICIO	FIN	M.D./TVD		
1	TACUARAL	SAD-X2	3/5/1995	9/1/1997	5,003.00	SECO	SUDYUNGAS
2	YARIAPO	TUI-X1	25/10/1995	21/2/1996	4,258.00	SECO	ITURRALDE
3	TACUARAL	LQM-X1	5/11/1993	15/6/1994	3,765.00	SECO	SUDYUNGAS
4	TACUARAL	TCR-X1	9/3/1993	16/10/1993	3,475.00	SECO	SUDYUNGAS
5	LLIQUIMUNI	TCR-X1D	10/7/1991	30/8/1992	4,596.40	SECO	LARECAJA
6	TUICHI	YRP-X1	15/6/1976	16/12/1976	4,267.00	SECO	TAMAYO
7	SAN ANDRES	TCR-X2	28/12/1975	29/4/1976	2,813.00	SECO	INGAVI

Fuente: yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).
Tabla 1.1 pozos perforados en el departamento de La Paz

Lamentablemente en ninguna de las perforaciones se menciona si se alcanzó formaciones de edad devónica, considerada como roca madre principalmente la formación de Tequeje.

1.2.4 ESTUDIOS RECIENTES

Años atrás la empresa Petro Andina, conformada por YPFB y PDVSA, ha tomado a su cargo la realización de estudios geofísicos en la zona del Alto Beni, entre las localidades de Mayaya y Covendo, siguiendo el curso del río La Paz y sus áreas de influencia.

En la gestión 2006 se dio inicio al proyecto de exploración geológica en el norte del Departamento de La Paz, en aquel entonces se hizo el levantamiento geológico para la exploración del petróleo, en el norte, de la localidad de Apolo, en la zona del río Tuichi, específicamente entre las localidades de Azariamas y Pueblo viejo.

Se visitaron las zonas de Azariamas y Tumupasa, en la zona de Tumupasa se puede apreciar dos filtraciones de petróleo en las cabeceras de los ríos Colorado y Tarene.

Por otra parte la carrera de Ingeniería Petrolera de la UMSA junto con representantes de la Prefectura paceña, concejales de la alcaldía y el Comité Cívico Paceño realizaron expediciones a los lugares donde se asumen que existen filtraciones de petróleo, realizando para este efecto comisiones para visitar diferentes zonas.

Una comisión a cargo del ingeniero Ángel Escobar Díaz y patrocinada por la Carrera de Ingeniería Petrolera visitó la cabecera del río San Juanito en la región de Palos Blancos pudiéndose observar interesantes emanaciones de petróleo. Todas las observaciones realizadas permitieron realizar un programa exploratorio de hidrocarburos en las zonas de Tuichi y Palos Blancos.

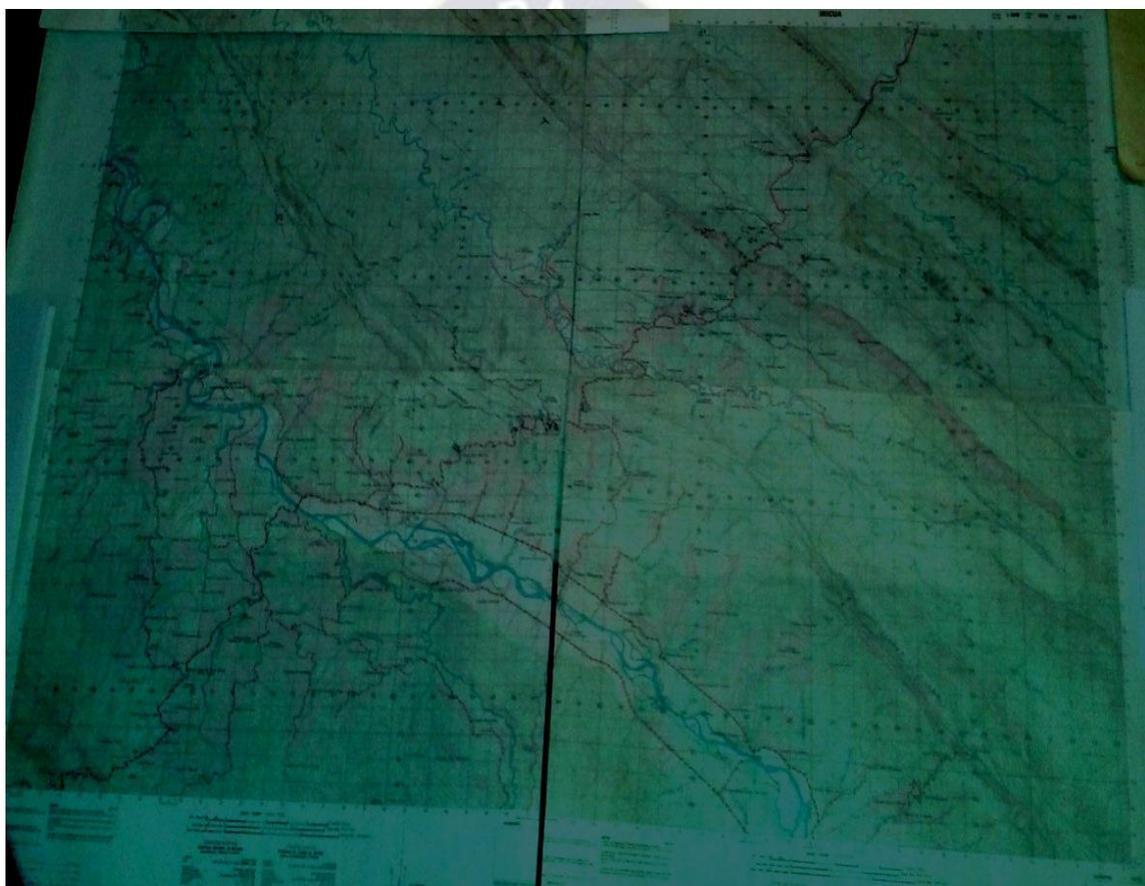
Es necesario continuar con estos trabajos en la región para conocer la existencia de recursos naturales que pueden tener un uso positivo en el futuro, tal como el petróleo, que es una fuente de energía que genera recursos económicos. Por tanto, el Norte de La Paz considerado como una región casi olvidada, debe ser transformada en un polo de desarrollo que sea gravitante en la economía del país, para ello, como primera medida se están habilitando rutas de acceso a las zonas colonizadas, inicialmente con el objetivo de facilitar el comercio de los productos hacia las ciudades.

A fin de proseguir con este objetivo, la carrera de Ingeniería Petrolera está implementando la compra de equipos y material de trabajo para el campo, con presupuesto limitado proveniente de las asignaciones del IDH y de recursos propios.

1.2.5 UBICACIÓN

La zona de estudio incluye parte de las áreas de Lliquimuni y tacuaral. Dichas áreas pertenecen a las hojas topográficas 6048 I, 6048 II, 6147 I, 6147 II, 6147 III, 6147 IV, 6148 III, 6148 IV Esc. 1:50000

Entre las poblaciones principales se tiene: Sapecho, Palos Blancos, Inicua, El Sillar y Padilla.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 1.1, área de estudio mapas topográficos

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Desde hace varios años atrás los pobladores del norte de La Paz estuvieron visitando a la carrera de Ingeniería Petrolera para manifestar su preocupación acerca de la falta de interés de las instituciones por realizar la exploración de petróleo en dicha área.

De haberse realizado se hubiera alcanzado una mejora de la calidad de vida en las poblaciones del norte de La Paz y de Bolivia.

Por otra parte la expectativa está latente y se estima que en un futuro próximo se empiece a aprovechar los recursos naturales pero para esto se requiere de una investigación sostenida hasta alcanzar niveles y objetivos deseados, tal como la ubicación de áreas potencialmente hidrocarburíferas.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Las áreas consideradas expectantes en el campo del petróleo entraran en un muestreo sistemático de rocas, los cuales serán sometidas a análisis de laboratorios y los resultados servirán para la preparación de columnas estratigráficas que reflejen el o los niveles litológicos con posibilidades de confirmar manifestaciones de petróleo junto a un análisis de estructuras tectónicas con posibilidades de estar en asociación con fluidos dentro el área en cuestión.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

El presente proyecto trata de contribuir con los trabajos de exploración geológica en superficie y así determinar áreas expectables para una posterior prospección de hidrocarburos además de recolectar testigos con el propósito de evaluar sus diferentes propiedades y determinar si las condiciones litológicas muestran una posible roca madre o roca reservorio en la región que comprende las áreas de Palos Blancos, El Sillar, Lliquimuni, tacuaral, del norte del distrito de La Paz.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Dentro de los objetivos específicos se consideraran los siguientes:

- Conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas.
- Elaboración de un mapa Geológico de la región.
- Elaborar perfiles estructurales.
- Preparación de columnas estratigráficas.
- Estudio de estructuras tectónicas y sedimentación.
- Análisis de cuencas
- Analizar las propiedades del petróleo recolectado de afloramientos naturales en las diferentes regiones.
- Tener un conocimiento sólido sobre la secuencia estratigráfica del sub andino norte.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

La Universidad Mayor de San Andrés al ser una institución académica incentiva la investigación en las diferentes disciplinas que comprenden la malla curricular de cada carrera.

En el presente caso la carrera de Ingeniería Petrolera contribuye con la Investigación de recursos naturales mediante la exploración particularmente de los hidrocarburos en el subandino norte de Bolivia.

Desde el año 2006 aproximadamente la carrera de Ingeniería Petrolera empezó a enviar comisiones al norte de La Paz para realizar estudios geológicos como parte de la exploración de hidrocarburos cuyos resultados se hicieron llegar tanto a la decanatura de la facultad de Ingeniería como a la Gerencia de la empresa Petroandina.

En esta oportunidad se realizó un trabajo más extenso, para presentar como un proyecto de grado, que tendrá la finalidad de mostrar de una forma más minuciosa y poder así contribuir de alguna manera con los estudios realizados hasta la fecha.

1.6 ALCANCES Y LIMITES

1.6.1 ALCANCE TEMÁTICO

Se proporcionara un mapa geológico que incluire la localización de estructuras tectónicas y a su vez contactos formaciones que incluirá sistemas geológicos. El mapa a semi-detalle que se ha elaborado en el desarrollo del proyecto ayudaría a localizar áreas de interés prospectivo.

1.6.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

Se analizara una región específica del norte de La Paz y Beni correspondiente a las coordenadas del cuadrante:

Punto 1.- Longitud 67° 00'00" O

Latitud 15°00'00" S

Punto 2.- Longitud 68° 00'00" O

Latitud 15°00'00" S

Punto 3.- Longitud 67° 00'00" O

Latitud 15°40'00" S

Punto 4.- Longitud 68° 00'00" O

Latitud 15°40'00" S



Fuente: Google Earth
Foto: 1.2, Área de trabajo vista satelital

CAPÍTULO II **CONSIDERACIONES GEOGRAFICAS DE LA REGIÓN**

2.1 SITUACIÓN GEOGRÁFICA

El departamento de La Paz presenta tres zonas geográficas, la zona altiplánica, la zona subandina (subandino norte) y la zona amazónica. Tiene un clima que varía con la altitud y está dividido en 20 provincias y 78 secciones con 2.706.351 habitantes (censo INE 2012).



Fuente: ultimasnoticiasdebolivia.blogspot.com
Figura 2.1, Mapa político La Paz

2.1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y EXTENSIÓN

La ubicación geográfica que abarca el área de estudio está dado por las siguientes coordenadas:

Latitud : 67° 00'00" - 68° 00'00"

Longitud : 15°00'00" - 15°40'00"

El área de estudio tiene una extensión superficial de aproximadamente 1500 km², dentro esta no está contemplada la irregularidad del terreno sino más bien de manera bidimensional. Teniendo en cuenta que solo se recorrió parte de dicha extensión debido a diferentes causas como ser la accesibilidad, tiempo , etc.

2.1.2 ACCESIBILIDAD

La accesibilidad es limitada para vehículos de transporte terrestre a través de carreteras de tierra, pavimento y ripio, que hacen dificultoso el tránsito. Las poblaciones de la región de Alto Beni están comunicadas con la ciudad de La Paz a través de la carretera Caranavi- Palos Blancos y a su vez con ciudades del departamento de Beni a través de la carretera Palos Blancos – Yucumo. Ambas carreteras son utilizadas para el tránsito del transporte sindicalizado de pasajeros y de carga pese al mal estado de estas rutas de ripio.

También existe comunicación terrestre entre los demás pueblos y colonias a través de escasas rutas que deben ser recorridas por vehículos todo terreno debido a la presencia de excesiva humedad sobre el suelo arcilloso, las altas pendientes que poseen las rutas y los cruces de ríos poco profundos pero susceptibles a aumentar su caudal en cualquier momento debido a precipitaciones pluviales.

El transporte por medio fluvial no es posible y está dirigido hacia algunas acciones específicas como realizar el paso desde la Colonia Porvenir hacia Palos Blancos evitando así la acción recorrer 20 kilómetros hasta el puente La Paz ubicado en cercanías de Sapecho.

Por lo que para la investigación se tuvieron que tomar rutas alternas ya sean con el vehículo todo terreno o procediendo a pie en ciertos sectores, aunque actualmente se está asfaltando la carretera Caranavi – Palos Blancos.



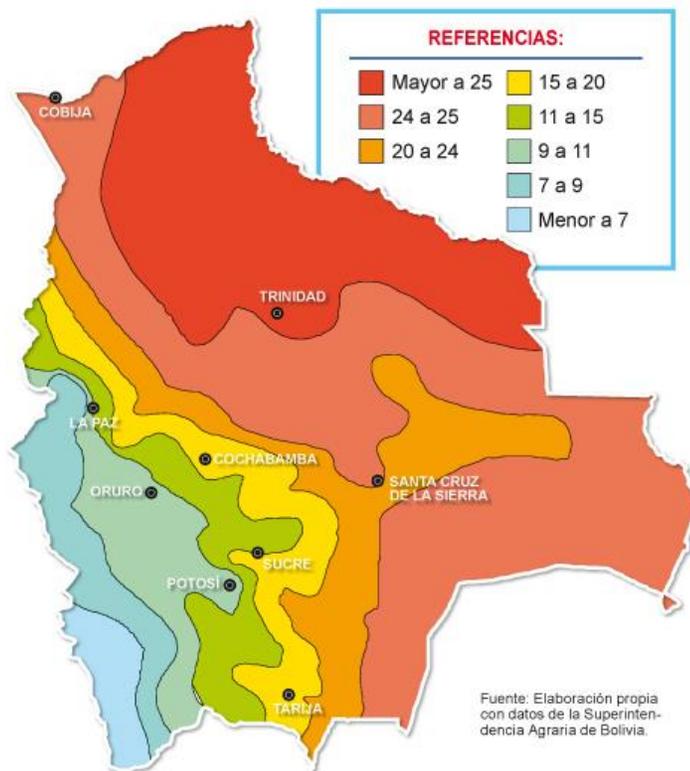
Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 2.1, Camino carretero Caranavi – Palos Blancos

2.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

2.2.2 CLIMA

El clima del área estudiada se puede considerar semitropical en donde las temperaturas medias anuales se encuentran entre los 16°C y los 30°C, tiene una precipitación media anual de 2000 mm y una humedad relativa anual de 80%, gracias a estas condiciones existe cierta producción agrícola de gran variedad, sobre todo yuca, arroz, banano y maíz. (Dmytro Zrazhevskyi)

Las temperaturas en el territorio boliviano. (En °C)



Fuente: www.cedib.org
Figura: 2.2, mapa climatológico Bolivia

2.2.3 OROGRAFÍA

La región de el Alto Beni se sitúa en la parte baja de la Cordillera Oriental de los Andes hacia la cuenca Amazónica, con una altura que varía entre los 400 metros sobre el nivel del mar.

El área de estudio comprende parte de la serranía Marimonos en la zona central norte, en la parte está el inicio de la serranía Tacuaral y en el sector noreste la alineación de Cerro Pelado. Los ejes de estos rasgos del relieve mencionadas se orientan de noreste a sudeste lo que define a toda la región como subtropical.



Fuente: www.cedib.org
 Figura: 2.3, mapa orográfico Bolivia

2.2.4 HIDROGRAFÍA

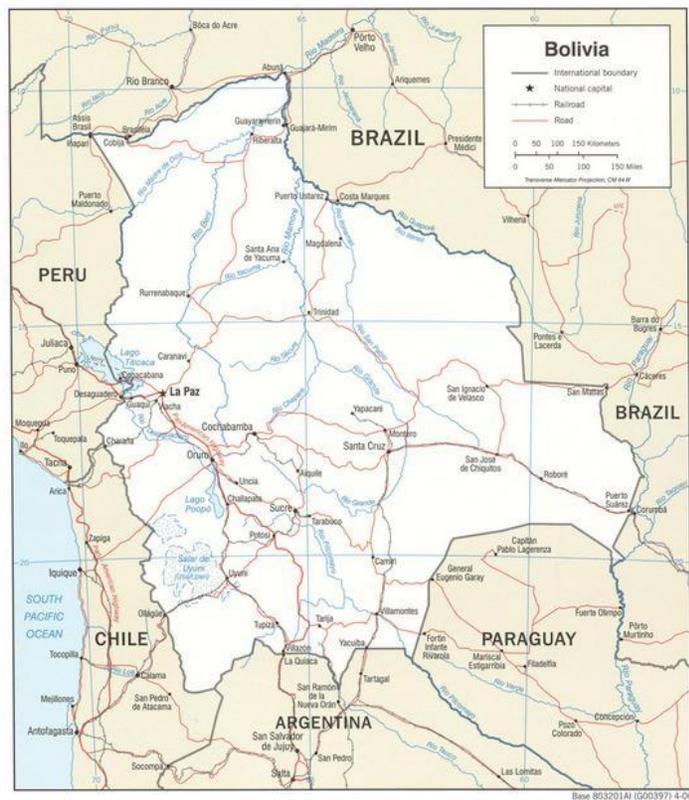
Alto Beni es una región muy húmeda debido a las grandes precipitaciones pluviales y en otras cercanas de mayor altitud, por tal razón existen muchos ríos, todos ellos pertenecen a la cuenca del río Amazonas.

Los ríos más importantes en el área de exploración serían los ríos Alto Beni e Inicua. El río Alto Beni que nace de la confluencia del río Cotajes y el río Santa Elena cerca al límite entre los departamentos del Beni y Cochabamba a una altura aproximada de 2550 msnm. El río Alto Beni tiene una longitud de 178 km. y forma el río Beni en la confluencia con el río Kaka.

El río Alto Beni discurre por gran parte del norte del departamento de La Paz desde el sudoeste hacia el noreste y muchas localidades se asientan en sus orillas, entre los más importantes en el área de este estudio están: San Miguel de Huachi,

Popoy, Colonia Brecha, Palos Blancos, Sapecho, Santa Ana de Mosestenes y Puerto Linares.

En la parte este del sector del Tacuaral se tiene la cuenca del rio inicua que drena desde el sudoeste al noreste; localizado entre la serranía Tacuaral y el cerro Pelado. El rio inicua no tiene el mismo impacto que el rio alto Beni, este se ubica dentro de la subcuenca del rio alto Beni.



Fuente: www.adimapas.com
Figura: 2.4, mapa Hidrográfico Bolivia

2.2.5 FLORA

En la región predomina la vegetación y no pierde su follaje durante todo el año pero puede ser clasificada de la siguiente forma:

- Selvas amazónicas pluviestacionales de tierra firme: son bosques altos a medios, sempervirentes estacionales, con alturas de 18 – 22 m y emergentes dispersos de hasta 30 metros, que constituyen la vegetación potencial clímax climatófila de los suelos bien drenados de las serranías y piedemonte del Subandino inferior externo, con altitudes inferiores a los 1100 metros.
- Ocupan las terrazas fluviales antiguas y laderas de cerros, sobre suelos medianamente profundos, Las especies son: Anacardiaceae Bombacaceae, Burseraceae, Euphorbiaceae, Meliaceae, Moraceae, Myristicaceae, Myrsinaceae, Polygonaceae, Sapotaceae, Sterculiaceae (Maldonado, 2005).
- Selvas amazónicas pre-andinas mal drenadas, son bloques altos sempervirentes estacionales, con alturas de 30 – 35 m y algunos árboles hasta 40 m, que constituyen la vegetación adaptada para crecer en un ambiente húmedo. Estos bosques ocupan las llanuras en suave pendiente o rampas de los grandes sistemas abanicos aluviales y glacis de piedemonte amazónico, sobre suelos mal drenados en profundidad, pero que no se anegan superficialmente debido a la pendiente del terreno. Algunas de las especies más importantes de este tipo de selvas son: Almendrillo, Copaibo, Chirimoyillo, Guayabochi, Leche Leche, Cedrillo. Entre las más importantes podemos citar *Astrocaryum murumuru*, *Euterpe precatoria*, *Iriartea deltoidea*, *Socratea exorrhiza*. El sotobosque de matas se caracteriza por la abundancia de la palma *Jatata*. Los bejucos leñosos de gran porte son también frecuentes con sus especies *Paucoria* y *Combretum* (Maldonado, 2005).
- Selvas amazónicas pluviales de tierra firme, son un conjunto de varios tipos de bosques altos sempervirentes, restringidos a las zonas altas de las serranías, que tienen bioclima pluvial, las principales especies son: Majo y Chía.

- Selvas de Varzea, son bosques altos que se inundan estacionalmente por aguas blancas procedentes en su mayor parte del desbordamiento de ríos, ocupan la región más baja y anegable del piedemonte, penetrando como fajas angostas en el subandino a las llanuras aluviales del río Alto BENI.
- Las especies más comunes son: *Luehea cymulosa* y *Manikara surinamensis* (Maldonado, 2005).
- Vegetación ribereña sucesional, son los mismos grupos de comunidades de vegetación ribereña existente en toda la amazonia de Bolivia, aunque con peculiaridades septentrionales. A su vez se sub-clasifican en:
 - Bosques ribereños sucesionales tardíos, algunos ejemplos son: Palo Balsa, Ambaibo. Estos bosques constituyen la vegetación sucesional tardía de la parte posterior de las playas fluviales arenosas o arenoso – fangoso.
 - Cañaverales ribereños sucesionales tempranos, comunidades casi monoespecíficas de grandes cañas, que forman una cintura sucesional entre los pajobobales de *Tessaia intergrifolia* y los ambaibales de *Cecropia membranacea* (Maldonado, 2005).

Las tierras destinadas a la agricultura (tierras cultivadas) ocupan una extensión pequeña.

2.2.6 FAUNA

Debido a la riqueza de ecosistemas la región de Alto Beni existe una variedad inmensa de fauna los cuales podemos clasificar en:

- Mamíferos. Una especie muy amenazada por las acciones del hombre entre los principales tenemos: Capibara, Chanco de monte (Taitetú), Jochi nocturno o pintado, Jochi diurno o colorado, Mono maneche, Marimono negro, Oso Perezoso, Oso bandera, Oso hormiguero, Tapir o Anta, Tatú, Tejón, Jaguar, Leopardo, Tigrecillo, Cervatillo (Botello, 1981).
- Aves. Las aves a nivel Bolivia muestran una estrecha distribución demográfica en Bolivia se reconocen solo 16 especies endémicas entre las cuales están: Carpinteros, Cubero, Garza Blanca, Garza Gris, murici azul, Morena pico de espátula, Cabeza seca, Caraepe, Loro cenizo, Loro paravichi, Loro Tarechi, Paraba roja, Paraba azul, Paraba amarilla, Pato cuervo, Pato roncador, Pato blanco, Pavo roncador, campanilla, Guaracachi, Perdiz, Tucanes Lampastos, Uchi (Botello, 1981).
- Reptiles. Este grupo contiene animales altamente peligrosos entre estos animales tenemos: Víbora acerillo, Cascabel de chonono, Cascabel de púa o pucara, Coral, Culebra verde, Culebra oscura, Sicurí, Víbora cutuchi, Víbora cinta. Tortuga de tierra, Tortuga acuática (Botello, 1981).
- Anfibios. son conocidos también como especie endémica en Bolivia existe aproximada de 41 especies endémicas entre las que podemos nombrar Bufo

gallardoi, Bufo arenarum, Hyla marianitae, Leptodactylus bufonius, Odontophrymus americanus, Pleudorema borelli. (Botello, 1981).

- Invertebrados. una gran variedad y también debido al clima de la región es un grupo que se puede encontrar en cualquier lugar del área de investigación entre ellos tenemos: Dípteros: Cuicidos, anopheles. Lepidópteros: Dancidos, Nymphelidos, Esfingidos, Thyssanis, Merhe, Papidionido, Satyridés. Arácnidos: Júlidos, Hemípteros, Garrapatas. Miriápodos: Cien pies. Blatellidos: Cucarachas (Botello, 1981).

2.2.7 COLONIZACIÓN DEL ALTO BENI

La iniciativa del proyecto de colonización del Alto Beni empezó en 1958. Ese año el Ministerio de Economía Nacional, otras instituciones bolivianas y la Misión de Operaciones de los Estados Unidos en Bolivia firmaron un acuerdo para promover la colonización. Mediante la ley del 7 de noviembre de 1959; el Gobierno concedió a la Corporación boliviana de Fomento (C.B.F) cerca de 250.000 hectáreas destinadas a programas de colonización, entre los que se contemplaba la zona de Alto Beni. En los años siguientes se realizaron estudios de suelos, reconocimiento de áreas, localización, y se inició la construcción del camino Caranavi – Santa Ana de Huachi (Alto Beni) a cargo de la empresa “Bartos y Cía. “(Navarro, 2005).

En el proceso de colonización de Alto Beni se deben distinguir dos etapas. La primera, el programa de colonización financiada por USAID – Bolivia y ejecutada por la CBF.

Este programa comienza en 1961 con el nombre de “Proyecto de Desarrollo de Alto Beni” y concluye en 1963. Se inicia con el asentamiento de 562 familias. La característica principal de este programa fue diversificar la economía del país incorporando nuevos rubros de producción como: café, cacao, cítricos, y arroz;

integrar la zona con vías de comunicación; eliminar el minifundio en las zonas de alta presión demográfica. El primer contingente de colonizadores del Alto Beni estaba compuesto por originarios del Altiplano en un 94% de los yungas 3%, y el resto de varias provincias de Rurrenabaque (Navarro, 2005).

La segunda etapa de colonización fue financiada por el Banco Internacional de Desarrollo (BID) y ejecutada en un primer momento por la CBF y luego por el Instituto Nacional de Colonización (INC). Se inició en 1964 con la construcción del camino troncal Santa Ana de Huachi – Covendo. Tanto paralela como posteriormente al segundo programa de colonización semi-dirigida, numerosas familias fueron llegando a Alto Beni por sus propios medios. Se establecieron en tierras aledañas a las del programa de colonización y dieron lugar a una población significativa de “colonos espontáneos”. Estos grupos humanos no recibieron ningún servicio ni ayuda de las instituciones. Obtenían sus “chacos” inmediatamente en cuanto iniciaban sus trabajos por su propia cuenta. Posteriormente el INC creó algunos centros de control de las colonias espontaneas con el fin de orientar estos asentamientos y de proporcionarles documentación donde se les reconocía oficialmente la propiedad de sus terrenos. En 1970 concluyó oficialmente el programa de asentamientos en la zona con financiamiento del BID, y en 1978 el INC da por terminado sus actividades en aquella zona (Navarro, 2005).

Originalmente la región del Alto Beni fue territorio Masetén pero su densidad poblacional era demasiado baja y concentrada solo en determinadas localidades, aquello fue recién reconocido y aprobado por el presidente Narciso Campero en un documento del 9 de abril de 1881. El territorio Masetén comprendía tres misiones: Misión Covendo, Misión Santa Ana, y Misión Muchanes. Se debe señalar que cuando se realizaron los programas de colonización, el Gobierno de entonces no respetó ni reconoció en ningún momento el derecho legal que los Masetenés tenían sobre la parte del territorio Alto beniano.

Actualmente los colonizadores del altiplano, prácticamente han arrinconado a los pocos pobladores Mosetenes que viven en áreas muy reducidas en los poblados de Santa Ana y Covendo (Navarro, 2005).

Actualmente en la región de estudio del presente proyecto se encuentra muchas colonias que cuentan con núcleos familiares y poblacionales poco numerosas que se dedican en su integridad a la agricultura produciendo especialmente: arroz, maíz, caña de azúcar, yuca, maní, cacao, papaya, plátano, y una amplia variedad de cítricos como naranja, mandarina, limón, lima, pomelo e injertos de diversos cítricos, también se observó el masivo cultivo de hoja de coca.



CAPITULO III **INTERPRETACIÓN DE MAPAS**

3.1 MAPAS TOPOGRÁFICOS

Un mapa topográfico es una representación del relieve de la superficie terrestre a una escala definida. Los mapas topográficos representan amplias áreas del territorio: una zona provincial, una región o país, o el mundo. En ellos se incluyen curvas de nivel, que permiten reflejar la forma de la superficie de la tierra.

La utilización de colores, símbolos y trazos auxiliares, permiten reconocer montañas, valles, ríos, cerros y otras características del terreno; también incluye información sobre construcciones humanas, tales como: poblaciones, carreteras, puentes, presas, líneas eléctricas, etc.

Los mapas topográficos incluyen la escala, la dirección del norte geográfico y magnético referencias GPS, símbolos, relación con otros planos, el organismo autor y el año de elaboración.

En el presente proyecto se usó mapas topográficos que fueron adquiridos del instituto geográfico militar (I.G.M.), cuyos números y nombres de hoja son:

NOMBRE	HOJA
Estancia Tohomonoco	6147 IV
Palos Blancos	6147 II
Sapecho	6147 III

Fuente: Elaboración propia
Tabla: 3.1 Hojas de mapas topograficos

Estos mapas son la base para la elaboración de los mapas geológicos, perfiles y columnas estratigráficas.

3.2 MAPAS CLIMATOLÓGICOS

Representan la distribución de los factores climáticos: temperaturas, lluvias, vientos, etc. Se elabora utilizando varios tipos de mapas temáticos para representar los diferentes elementos climáticos.

La temperatura se representa mediante isotermas, que son líneas que unen los puntos de la superficie terrestre que tienen la misma temperatura; las precipitaciones, con isoyetas que son las líneas que unen los puntos de la superficie terrestre que tienen igual precipitación; y la presión del aire se cartografía mediante las isobaras, o líneas que unen los puntos con la misma presión.

3.3 FOTOGRAMETRÍA

La fotogrametría es una técnica para determinar las propiedades geométricas de los objetos y las situaciones espaciales de seres vivos a partir de imágenes fotográficas.

La palabra fotogrametría deriva el vocablo “fotograma” (phos, photos = luz, gamma = trazado, dibujo), como algo disponible (una foto) y metron como medir. Por lo que resulta que el concepto de fotogrametría es “medir sobre fotos”. Si trabajamos con una foto podemos obtener información en primera instancia de la geometría del objeto, es decir, información bidimensional. Si trabajamos con dos fotos en la zona común a estas (solape), podemos tener una visión estereoscópica; o dicho de otro modo, información tridimensional.

Utilizando la visión estereoscópica se puede incorporar en el campo de la fotointerpretación, que permite analizar y definir los rasgos geológicos de un área determinada, así como para áreas inaccesibles o poco accesibles.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 3.1, Fotografías aéreas

Las fotografías aéreas desde varias décadas atrás, fueron utilizadas en diferentes campos. En los últimos años, las técnicas se han coordinado en tal forma que en la actualidad, se convirtieron en un instrumento indispensable para su aplicación en las distintas disciplinas que las utilizan y también en el presente proyecto cuyo objetivo secundario es de elaborar un mapa geológico, un perfil estructural, una columna estratigráfica, existentes en el área de estudio.

3.3.1 APLICACIONES

Una de sus aplicaciones más importantes es en el área de la geología y el área de exploración petrolera, otras aplicaciones brindan la ayuda a diferentes disciplinas, como: agronomía, cartografía, Orto fotogrametría, arquitectura, control de estructuras, mediciones, topografía, biomecánica en diversos campos como la

medicina, ergonomía o deporte, investigación policial (reconstrucción de accidentes) y zoología.

GEOLOGÍA

Siendo la geología una de las bases para la investigación de diversos recursos naturales, se hace indispensable su estudio a detalle. A partir de las fotografías aéreas se puede obtener la siguiente información:

- ❖ Descripción geomorfológica de la región.
- ❖ Delimitación de provincias fisiográficas.
- ❖ Determinación de cuencas de captación.
- ❖ Sistemas de escurrimiento superficial.
- ❖ Infiltración y posible existencia de acuíferos subterráneos.
- ❖ Manantiales.
- ❖ Afloramientos de roca y su clasificación general.
- ❖ Modo de ocurrencia de las rocas.
- ❖ Condiciones estructurales y tectónicas.
- ❖ Relaciones estratigráficas.

INGENIERÍA PETROLERA

El impulso más importante recibido por la técnica de la foto interpretación le fue dado por la exploración petrolera. Para que existan grandes posibilidades de la localización y existencia del petróleo en una zona, se debe cumplir mínimamente tres condiciones: roca generadora, roca receptora y estructura geológica acumuladora. La fotointerpretación es una herramienta de trabajo valiosa para determinar las tres condiciones, ya que presta una gran ayuda en:

- ❖ El relevamiento del mapa geológico.
- ❖ El establecimiento de las relaciones entre diferentes tipos de roca y ambientes paleo geológicos.
- ❖ La detección de las estructuras favorables para la acumulación de petróleo.
- ❖ La determinación del sistema de fracturamiento y fallas geológicas.
- ❖ La localización de sitios apropiados para la instalación de campamentos.
- ❖ El trazo de los caminos de acceso a la zona.
- ❖ La localización de pozos de exploración y zonas adecuadas para establecer nuevos pozos.
- ❖ El trazo de red de oleoductos y gasoductos.

3.3.2 TIPOS DE FOTOGRAMETRÍAS

Existen varias formas de hacer fotogrametría entre ellas están:

- Fotogrametría analógica: son los modelos matemáticos utilizados. evidentemente, fue la primera parte de la fotogrametría en desarrollarse.
- Fotogrametría analítica: se encarga de aplicar los modelos matemáticos a objetos físicos. Fue la segunda parte en desarrollarse.
- Fotogrametría digital: con la aparición de los ordenadores, se sustituye la imagen analógica por la imagen digital, del mismo modo que se empiezan a utilizar distintos tipos de programas informáticos. En la actualidad la fotogrametría digital convive con la analítica.
- Fotogrametría terrestre: en este caso las estaciones se encuentran a nivel del suelo.

- Fotogrametría aérea: es cuando las estaciones se encuentran en el air. Se aplica para la elaboración de planos y/o mapas para el desarrollo de proyectos de ingeniería.

3.4 INTERPRETACIÓN DE FOTOGRAFÍAS AÉREAS

Se interpretan los rasgos geológicos en las fotografías aéreas utilizando las simbologías correspondientes para luego verificarlas en el terreno y de esta manera poder preparar un mapa geológico.

Los equipos usados para realizar el trabajo de fotointerpretación, son relativamente económicos y simples en relación a lo que se necesita para implementar un gabinete de fotogrametría. El principal material utilizado para el trabajo de fotointerpretación es el estereoscopio.

Un estereoscopio se usa para observar pares de fotografías aéreas con la finalidad de tener una imagen tridimensional que permite apreciar la profundidad del relieve de una forma casi perfecta.

La observación tridimensional facilita considerablemente la apreciación e interpretación de los detalles de los objetos lo cual es un gran apoyo para observar la estructura superficial y su composición material en ciertas condiciones.

Existen dos tipos de estereoscopios:

- Estereoscopio de bolsillo, de lentes o de refracción: Este es el tipo más sencillo y práctico de estereoscopios, está constituido por un par de lentes biconvexas como el de una lupa corriente, su amplificación suele oscilar entre

2X, 2.8X y 4X, proporcionando una buena imagen estereoscópica del terreno este tipo de estereoscopio fue usado para el trabajo debido a su practicidad



Fuente: www.didaciencia.com
Foto: 3.2, Estereoscopio de Bolsillo

- Estereoscopio de espejos o de reflexión: Este tipo de estereoscopios está constituido por un sistema de espejos y prismas que permiten aumentar considerablemente las distancias entre las fotografías aéreas cuando son orientadas para su observación esto permite una apreciación más amplia de la zona.



Fuente: www.didaciencia.com
Foto: 3.3, Estereoscopio de espejos

Para la interpretación de las fotografías en el presente trabajo primero se hizo la correspondiente selección de las fotografías aéreas, las mismas q corresponden a los siguientes números de fajas y números de fotografías.

N ° de faja	Nº de fotografías
12 A	2949 - 2951
13 A	2882 - 2879
14 A	2856 -2862
15 B	3153 - 3145
16 B	2118 - 2127

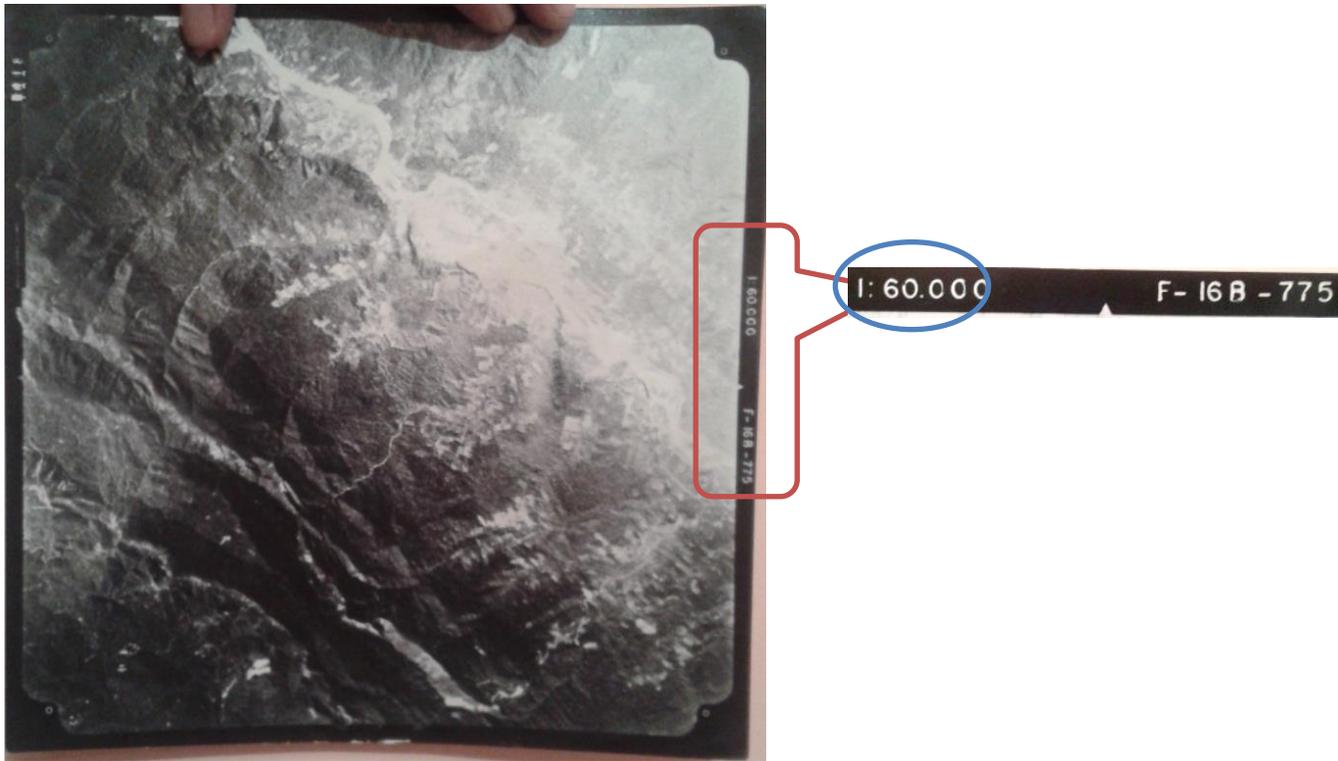
Fuente: elaboración propia

Tabla: 3.2 Números de fotografía aérea

A continuación se un pequeño análisis de las diferentes características necesarias para el estudio:

- **Escala**

Se utilizaron fotografías aéreas de una escala aproximada 1:60.000 convenientemente para la determinación y tipo de información que se pueda reconocer en las fotografías aéreas.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 3.4 Escala en fotografías aéreas

- Simbología

Para la diferenciación de las estructuras preliminares en la confección del mapa preliminar en base a las formas fisiográficas determinadas por medio de la fotointerpretación, en el trabajo se ha utilizado papel cebolla para anotar y remarcar las principales estructuras, como ser: anticlinales, sinclinales, fallas, estratos conspicuos, etc.



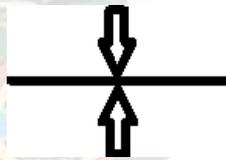
Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 3.5, Simbología en fotografías aéreas

La simbología que se usa está representada por colores:

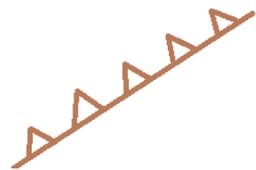
- Anticlinal:



- Sinclinal:



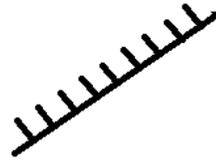
- Falla transcurrente:



- Estratos Conspicuos



- Discordancia



El procedimiento para la interpretación de las fotografías que se utiliza para la elaboración del mapa geológico es el siguiente:

- Orientación de las imágenes: colocación de las fotografías recubriendo 50% de la otra, disponerla en forma correlativa cada par de fotografías.
- Mediante un estereoscopio de espejos o un estereoscopio de bolsillo, se realizó la interpretación.
- Se interpretó los estratos conspicuos que aparecerán en la fotografía.
- Según la dirección que toman los estratos conspicuos se logra la interpretación de estructuras preliminares, ya sean anticlinales, sinclinales o fallas.
- Se los detallo en el papel cebolla colocado en la fotografía.

3.4.1 INTERPRETACIÓN GEOLOGÍA

Existen muchos datos e información que se puede obtener de las fotografías aéreas pero son dos tipos de información las que más nos ayudan para el propósito del proyecto. Ellas son las siguientes:

a) Litología.

Es importante establecer que de acuerdo a la clasificación petrológica de las rocas, los tres grandes grupos de rocas: sedimentarias, ígneas y metamórficas, se hallan constituidas a su vez por una gran variedad de rocas, que puede sobrepasar cientos de unidades individuales, que solamente son diferenciables en base a su composición mineralógica, composición química, colores características texturales, etc., que en algunos casos pueden ser realizados mediante estudios petrográficos detallados complementados con estudios químicos y mineralógicos (Vargas, Edgar, la fotografía aérea y su aplicación a estudios geológicos y geomorfológicos, Tomo I).

Por lo que a la diferencia de todos los tipos individuales de rocas que pertenecen a los tres tipos de rocas anteriormente mencionados, no es posible realizarla en la fotografía aérea ya que los criterios usados para su reconocimiento son distintos a los usados en laboratorio y en campo.

Por esta razón, en fotogeología, la identificación de las rocas se las realiza tratando de agruparlas de acuerdo a características similares que se pueden observar por lo que solo las principales clases de rocas o familias de rocas pueden ser identificadas en las fotografías aéreas.

En la zona de estudio se encontró el problema de que la vegetaciones alta y muy densa y solo en las partes elevadas como la serranía de marimonos, cerro pelado y tacuaral se logra identificar mediante la tonalidad del color areniscas, con lo cual se puede concluir que estas pertenecen al grupo de las rocas sedimentarias, en la zona de estudio afloran rocas sedimentarias.

b) Estructuras tectónicas.

Para obtener la información relacionada con las características estructurales de la región, mediante la interpretación de las fotografías aéreas es necesario identificar los elementos estructurales que nos permitan la clasificación y diferenciación de los diferentes tipos de fallas, pliegues sistemas de diaclasamiento y discordancias, que luego son representados mediante símbolos fotogeológicos en un mapa, que generalmente se lo denomina mapa fotogeológico preliminar, que es usado en cualquier levantamiento geológico de campo, por ello el primer elemento estructural que se debe identificar en las fotografías aéreas es el rumbo y buzamiento de las rocas sedimentarias especialmente, las cuales ayudan a definir la continuidad de los estratos y la litología correspondiente.

Una vez identificado unidades litológicas, contactos litológicos, el rumbo, buzamiento de estratos y de estratos conspicuos de las rocas se puede proseguir a identificar las fallas y pliegues sean anticlinales o sinclinales.

En el área de estudio se pudo identificar varios anticlinales, sinclinales y fallas:

ANTICLINAL	SINCLINAL	FALLAS
Lliquimuni	Alto Beni	Inicua
Tacuaral	Sur Cerro Pelado	Serranía Tacuaral
-	-	Teachi
-	-	Alto Beni
-	-	San Luis

Fuente: Elaboración propia

Tabla: 3.3 Estructuras tectónicas importantes

3.5 FOTINTERPRETACIÓN DE ESTRUCTURAS

Las estructuras preliminares que se obtienen gracias a la interpretación de las fotografías aéreas, se tienen sinclinales, anticlinales, diaclasas y fallas.

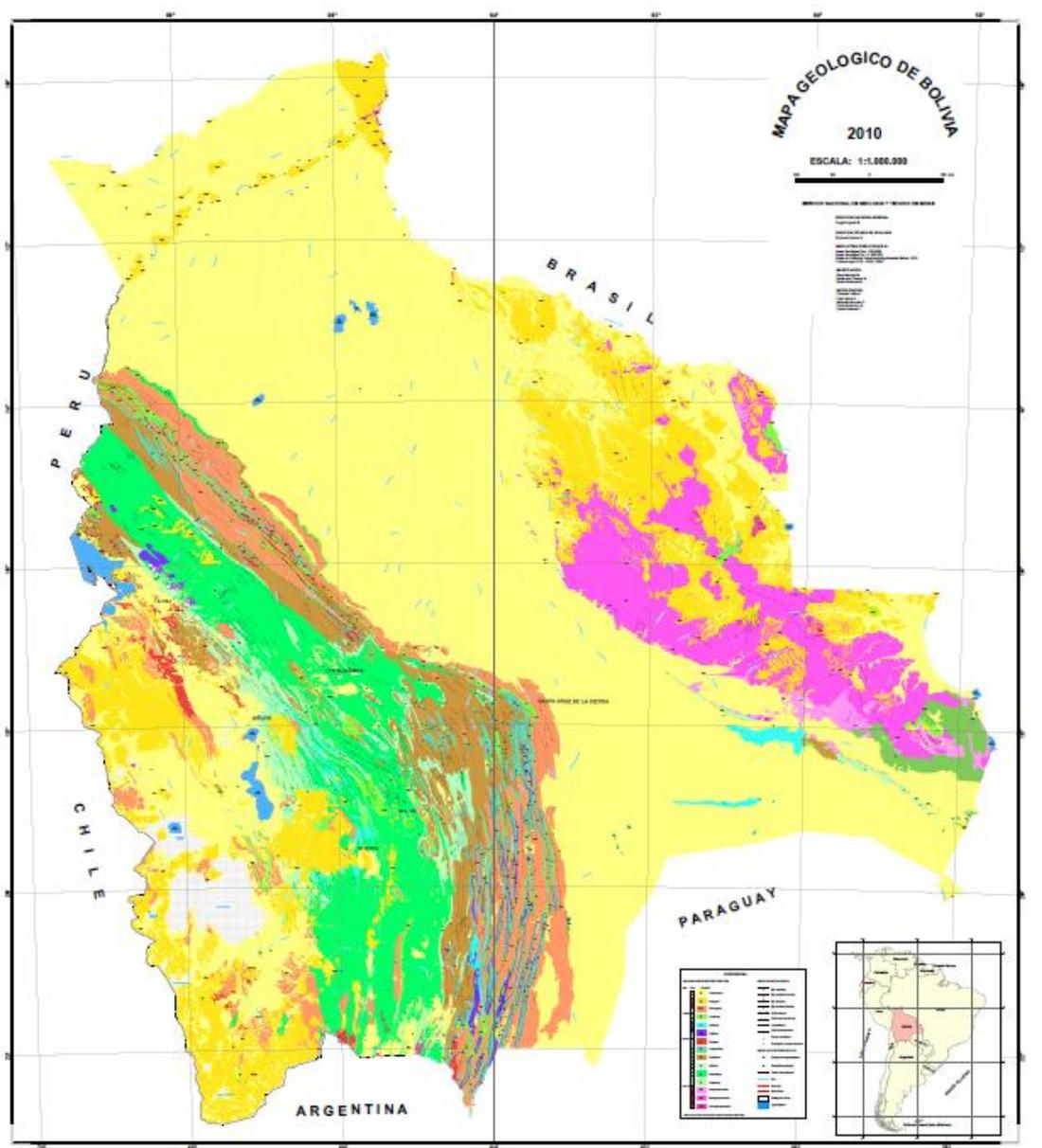
Los anticlinales en los que centraremos más importancia son los anticlinales de Lliquimuni y tacuaral ya que estos anticlinales geológicamente tienen la configuración deseada para entrapar reservas de petróleo.

3.6 MAPAS GEOLÓGICOS

Los mapas geológicos son mapas que representan las unidades litológicas y estructuras geológicas observables en la superficie terrestre. La litología y edad de las rocas se representan codificadas por colores y tramas estandarizados. La simbología indica la inclinación de las capas, los ejes de los pliegues, fallas, etc. Se suelen acompañar de cortes geológicos y columnas estratigráficas.

Para el presente proyecto se obtuvo el mapa geológico de Bolivia del Servicio Geológico y Tecnológico de Minas (Sergeotecmin) enfocándonos principalmente en el subandino norte de dicho mapa se usó como base las diferentes simbologías, litologías y edades para la construcción del mapa topográfico adjunto al proyecto.

A continuación se tiene el mapa geológico de Bolivia.



Fuente: SERGEOTECMIN
 Figura: 3.1, Mapa geológico de Bolivia

3.6.2.1 Elaboración de un mapa geológico

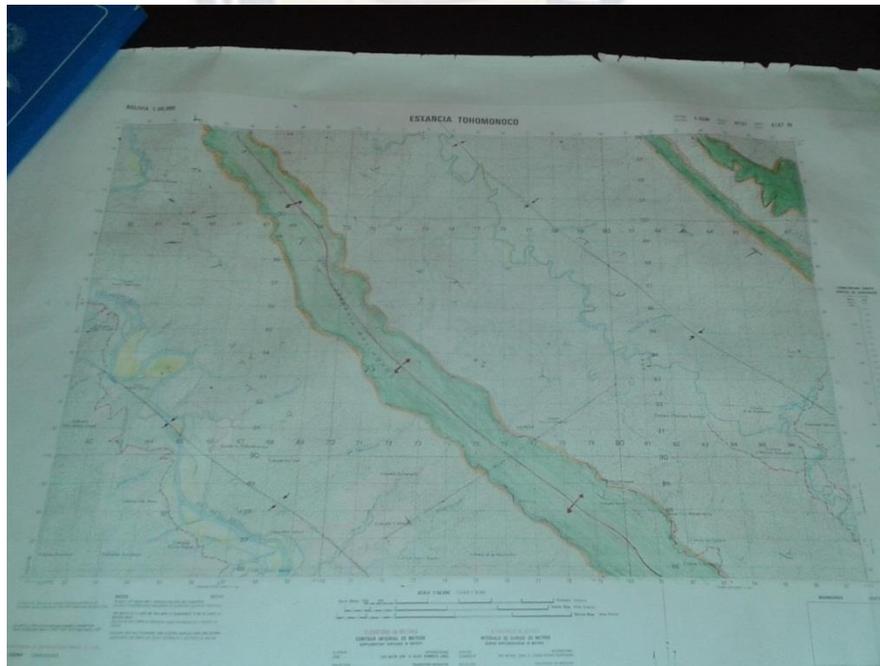
Los pasos para elaborar un mapa geológico son los siguientes:

- Se adquirió los mapas topográficos del Instituto Geográfico Militar (I.G.M.) a escala 1:50000.
- Utilizando las fotografías aéreas interpretadas, transferir los estratos conspicuos al mapa base, haciendo coincidir los rasgos identificados en las fotos aéreas con los del mapa base topográfico.
- Marcar en el mapa base las principales estructuras geológicas identificadas por fotointerpretación en los lugares exactos.
- Marcar en el mapa topográfico los contactos litológicos definidos por fotointerpretación.

Hasta esta parte el trabajo es completamente de gabinete realizado solo con interpretación de las fotografías aéreas apoyada con la interpretación cartográfica, para obtener la confiabilidad y certeza que un mapa geológico requiere, es necesario verificar todas las apreciaciones realizadas en la interpretación cotejando estos datos con observaciones realizadas en campo.

- Marcar en el mapa topográfico todos los puntos en donde se ha realizado alguna medición y según simbología correspondiente señalar el rumbo y buzamiento de los estratos observados.
- Utilizando los datos de campo de rumbo y buzamientos, verificar o descartar la presencia de estructuras geológicas.
- Empleando los datos de campo comprobar los cambios de estratigrafía en la superficie, algunos fenómenos ópticos podrían deberse a sombras producidas durante la toma de fotografías aéreas.

- Con los resultados de toma de muestras, se identificarán los sistemas que están presentes en la región de estudio.
- Asignar los colores para cada unidad y elaborar la leyenda del correspondiente mapa.
- Revisar con un stretchmarker (instrumento óptico utilizado para trasladar líneas de un mapa topográfico o geológico o una fotografía aérea a otra), que las líneas trazadas en las fotografías aéreas lleguen exactamente a donde corresponden en el mapa topográfico.
- Llevar el mapa a formato digital, este procedimiento se realizó en el laboratorio de digitalización de SERGIOTECMIN utilizando el software ArcGIS..

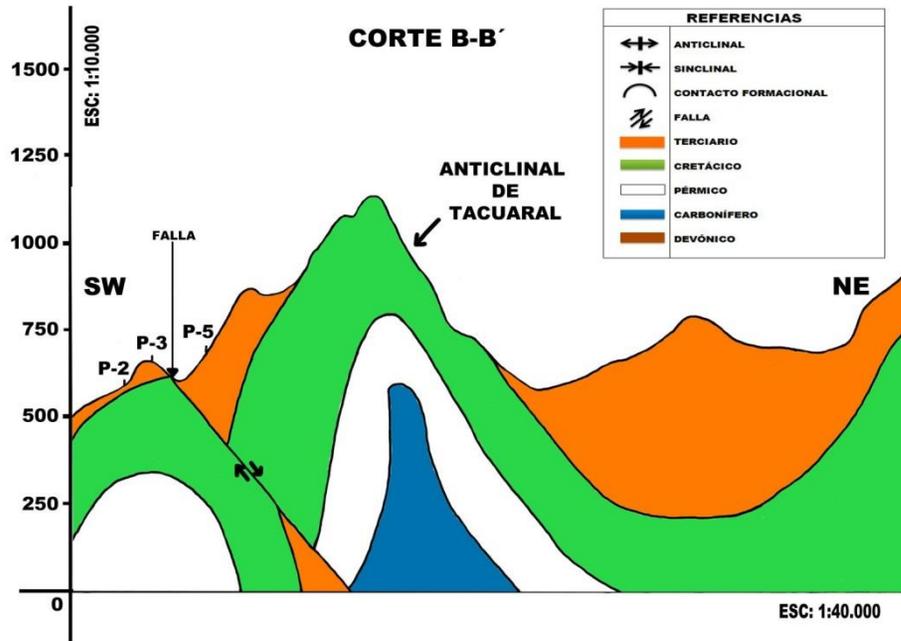


Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 3.6, mapa geológico

3.6.2.2 Elaboración de un perfil geológico

Los siguientes se realizaron para elaborar el perfil geológico:

- Se seleccionó y trazo una línea de corte sobre el mapa geológico.
- Se trazó el perfil topográfico utilizando los puntos que se forman al intersectarse la línea de corte con las curvas de nivel, dicho perfil se obtiene al graficar los datos de una tabla de mediciones de distancias en kilómetros versus altura en metros sobre el nivel del mar.
- Se graficó el perfil sub-superficial utilizando los datos de campo (rumbos y buzamientos de las formaciones que conforman los sistemas), además de la localización de estructuras tectónicas y contactos de sistemas geológicos.
- Se utilizó el método de los tres puntos en el anticlinal de tacuaral debido a datos necesarios faltantes.
- Se incluyó el perfil geológico en el mapa geológico con la escala correspondiente.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 3.7, perfil topográfico

Teniendo en cuenta todos estos pasos se elaboró un perfil geológico del área de estudio (ver mapa geológico).

3.6.2.1 Método de los 3 puntos

Este método se usa para conocer el grado de inclinación la inclinación de un estrato midiendo directamente con datos del mapa topográfico, este método fue de gran ayuda en el proyecto debido a que a la región de tacuaral nos fue imposible el ingreso debido al tiempo, el clima y el estado del camino que fue un impedimento.

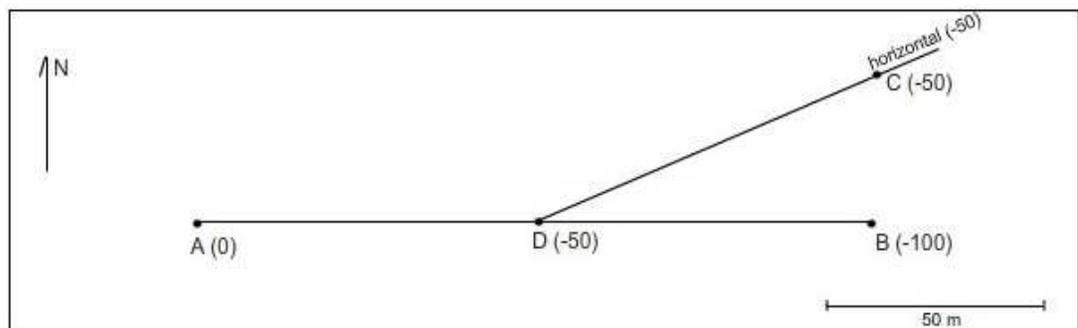
Los pasos que se siguieron fueron:

- Conocida la cota de los tres puntos de partida del problema: A (cota 0), B (cota -100) y C (cota -50), proyectamos los tres puntos en el plano de cota 0.



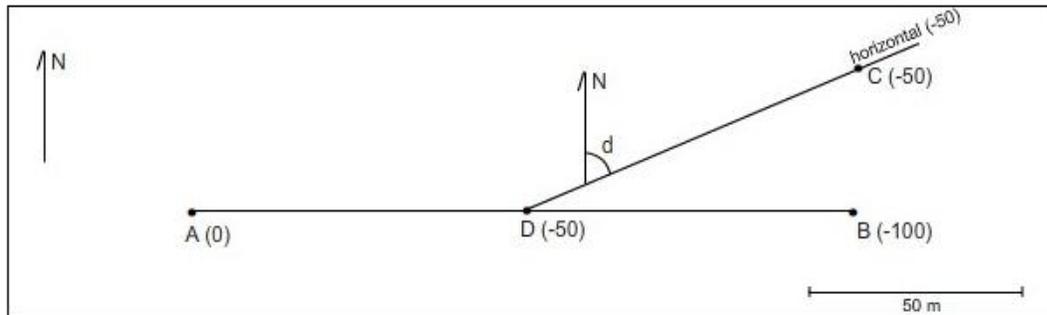
Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.2 Método de los tres puntos paso 1

- Si la cota de A es 0 y la cota de B es -100, en la línea que determinarán habrá un punto medio D que esté a la misma cota que C (-50). Se busca, por tanto, el punto intermedio entre A y B y se dibuja en el plano de proyección.



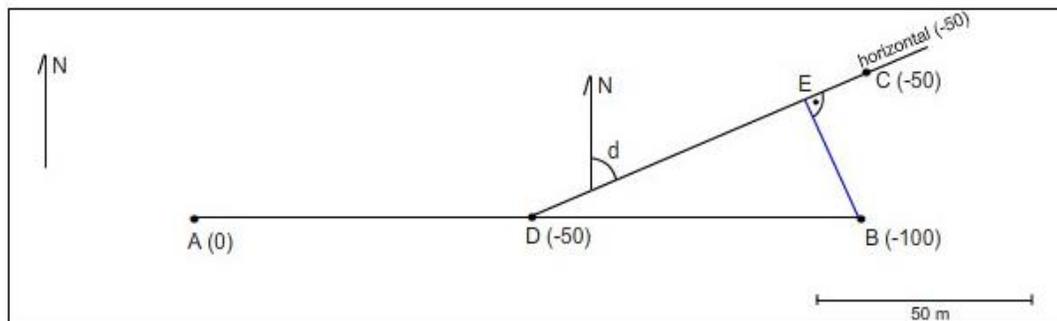
Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.3 Método de los tres puntos paso 2

- Uniendo el punto D con el C se obtiene la horizontal de cota -50 del plano buscado.
- Se mide el ángulo que forma esta horizontal con el Norte y se obtiene así la dirección del plano (cualquier horizontal de un plano determina la intersección del mismo con un plano horizontal, es decir, la línea sobre la que se determina la dirección del mismo).



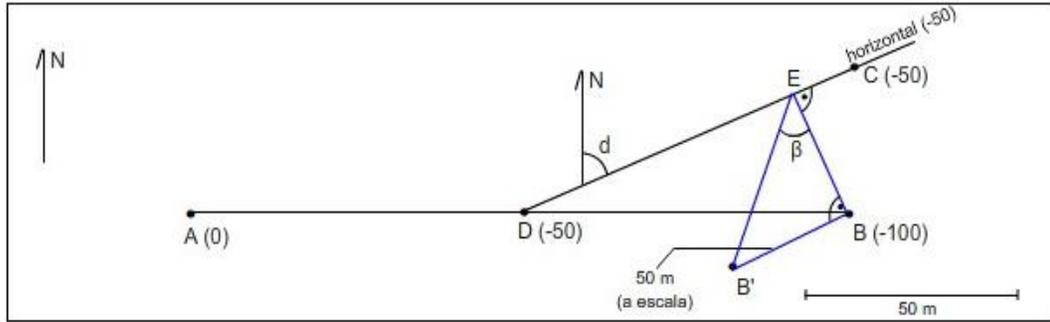
Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.4 Método de los tres puntos paso 3

- Se traza una perpendicular a la dirección por el punto B y se obtiene la línea EB que representa la proyección de una línea de máxima pendiente (perpendicular a la dirección).



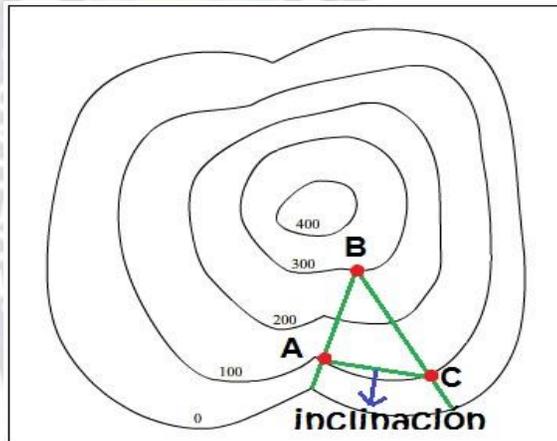
Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.5 Método de los tres puntos paso 4

- Para determinar el buzamiento se calcula la inclinación de la recta EB: se abate el plano vertical EFB (figura tridimensional) en torno al eje horizontal que pasa por E, pasando el punto B a la posición B' de forma que B-B' sea la diferencia de cotas entre B y E ($100-50 = 50$); uniéndolo con B' obtenemos el ángulo BEB' que es el buzamiento del plano (β).



Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.6 Método de los tres puntos paso 5

En el mapa el resultado de todos los pasos descritos resultan de esta manera:



Fuente: Elaboración Propia
 Figura: 3.7, método de los tres puntos final

CAPITULO IV **CONSIDERACIONES GEOLOGICAS**

4.1 GEOMORFOLOGÍA

4.1.1 PROCESOS GEOMORFOLÓGICOS

Los principales factores climáticos: temperatura, precipitación fluvial y humedad en el área de estudio, son los que determinan el grado de meteorización y el predominio en los procesos químicos sobre los físicos. Así la vegetación crece en las laderas hasta con pendientes mayores a setenta grados y se extiende, casi hasta los mismos márgenes de los ríos, impidiendo que la erosión lateral realice esa importante acción en la determinación de la forma de los valles. Aunque la vegetación efectivamente protege el suelo de la lluvia, en algunos lugares los efectos de erosión han sido notables.

Durante los largos periodos de lluvia las masas de arcilla producidas por la meteorización química se saturan y se hacen altamente móviles causando de esta manera derrumbes.

Por otro lado el crecimiento de las raíces de las plantas ayuda al fracturamiento de las rocas. Así también la descomposición de las plantas da lugar a la formación de anhídrido carbónico y ácidos húmicos que contribuyen a la meteorización química. Por lo tanto la descomposición química es uno de los caracteres que más sobresale en el área de estudio.

La erosión predominante en el área de estudio es acompañada por la acción fluvial. Otra observación en la zona es la falta de acumulación de fragmentos de roca en las base de los lados de los valles. Los lados de los valles y sus laderas están libres

de material de roca fragmentada. Esto puede ser atribuido a la presencia dominante de la descomposición química y a los efectos de retención de la vegetación.

La resistencia relativa de la caliza a los procesos gradacionales es un ejemplo interesante de como las diferencias climáticas pueden ser importantes. En las regiones húmedas la caliza están comúnmente más bajas que las áreas circundantes.

Esto no es tanto el resultado de la debilidad física de la caliza como de la susceptibilidad a ser disuelta. Pues en regiones áridas donde la humedad es deficiente y la solución, a menudo encontramos que la caliza es una roca resistente y con frecuencia es un acantilado o formador de crestas (OLLER, J., informe estratigráfico estructural, 1981).

Las personas que comparan la morfología de regiones áridas con las de regiones húmedas, generalmente, quedan impresionadas por la mayor angulosidad que muestran las formas de las regiones áridas.

Si se reconoce que procesos geomorfológicos diferentes producen formas de relieve diferentes, se acepta que las características del relieve deberían reflejar hasta cierto punto las condiciones climáticas bajo las cuales se desarrolló.

El concepto de la región morfoclimática es el siguiente: “Bajo un juego determinado de condiciones climáticas predominaran procesos geomórficos particulares, y por lo tanto, imprimirá al paisaje de la región características que lo distinguirán de otras áreas desarrolladas bajo condiciones climáticas diferentes” (BOTELLO LOZA, R. 1967).

Según las regiones morfo climáticas definidas por Peltier, la zona del proyecto es “selva” estando comprendido el limite estimado de temperatura media anual entre

16°C a 29°C y el límite estimado de precipitación media anual en mm: entre 1400 a 2300, siendo la característica morfológica:

- Acción fuerte de masa
- Efecto leve de lavaje dependiente
- Acción mínima del viento
- Drenaje dendrítico
- Drenaje paralelo
- Derrumbes (Marimonos -Lliquimuni)

4.1.2 SUELOS

Los suelos de toda región reflejan geo formas, valles topográficos que se acomoda a la estructura, altos topográficos que puede formar parte de sub cuencas.

La definición más apropiada:

“Es una parte natural de la superficie de la tierra, caracterizado por capas paralelas a la superficie, resultantes de la modificación de rocas madres, debido a la acción de los procesos físicos químicos y biológicos, que existían bajo las condiciones variables durante periodos de tiempo variable.” (Apuntes, carrera ingeniería petrolera, UMSA).

El suelo de la zona corresponde, según FAO, al grupo de leptosoles y regosoles donde predominan más los afloramientos rocosos, que son suelos que se forman bajo condiciones de clima calido y húmedo, bajo una vegetación boscosa. Tienen una capa organica delgada sobre una capa rojiza lixiviada (debido a la presencia de hidróxido férrico rojizo) , la cual a su vez tienen por debajo una capa aún más roja. La hidrolisis y la oxidación han sido intensas. Son suelos más bien granulares (BOTELLO LOZA, R.,1967).

4.1.3 CICLO GEOMÓRFICO FLUVIAL

La acción de los ríos se destaca en forma predominante como el agente geomórfico dominante formando valles de diversos tipos.

De acuerdo al perfil de equilibrio de los diferentes ríos se encuentran en un estado de juventud temprana los ríos Quiquibey e Inicua, ya que se hallan caracterizados por gradientes altas formando quebradas angostas y profundas. Mientras que el río Alto Beni se encuentra en un estado de juventud avanzada a madurez, pues la profundización ya no se efectúa con la misma rapidez como en su juventud temprana.

Por tanto, los valles se forman por la acción de cuatro procesos relacionados: profundización, ensanchamiento, alargamiento y por influencia tectónica.

La profundización del valle se realiza por varios procesos:

- Acción hidráulica.
- Corrosión o abrasión en el piso del valle.
- Perforación de hoyos de remolino a lo largo del piso del valle y en la base de las cascadas.
- Corrosión.
- Meteorización del lecho del río más la remoción subsiguiente del material meteorizado por acción hidráulica.

Por lo general los valles se ensanchan de manera notable donde se unen tributarios, porque en este lugar la pared del valle es atacada desde dos direcciones, por erosión lateral.

Muchos valles tributarios menores se alargan por procesos de erosión retrograda, el tipo más común de erosión retrograda involucra la extensión de una quebrada por

medio de mantos de agua entrantes con la meteorización y el desmoronamiento consiguiente de las cabeceras de la quebrada.

4.1.4 CLASIFICACIÓN DE VALLES

De acuerdo con su estado dentro del ciclo geomórfico los valles del área en cuestión, todos corresponden a valles juveniles.

Teniendo en cuenta que el área de estudio, morfológicamente va decreciendo en altura de sudoeste a noreste, es de suponer que originalmente existía una pendiente natural del terreno en dirección noreste, es decir que la topografía hacia el sudoeste se hace abrupta mientras se hace llano.

De acuerdo con esto los valles en la región pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Valles consecuentes: son valles cuyos cursos fueron determinados por la pendiente inicial del terreno. Forman valles de esta clase de ríos cascada, Inicua y Quiquibey.

- b) Valles subsecuentes: son aquellos cuyos cursos consecuentes originales se han desplazado a fajas de roca más fácilmente erosionables. Ellos representan cursos de ríos ajustados a la estructura. Se pueden considerar como valles subsecuentes en la zona de estudio, aquellos formados por los ríos Alto Beni, Inicua, Quiquibey.

Será evidente que la mayoría de los valles subsecuentes siguen el rumbo de los estratos y por consiguiente también pueden ser denominados valles de rumbo. A veces se los denomina longitudinales.

Cabe resaltar que podemos encontrar ambos tipos de valle a lo largo del área de estudio.

Con frecuencia es posible clasificar a los valles sobre la base de los tipos de estructuras geológicas que han recogido su evolución. De acuerdo con esto los valles de la región pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a) Valles sinclinales: los que coinciden con los ejes sinclinales tales son los formados por los ríos Beni e Inicua.

4.2 ESTRATIGRAFÍA

La zona de estudio ocupa parte de la Faja Subandina del Norte y la secuencia estratigráfica está representada por una sucesión de sedimentos mayormente psamítica – pelítica y corresponden a los sistemas Devonico, Carbonífero, Pérmico, Cretácico y Terciario, en conjunto que sobrepasan los 5000 metros de espesor (BOTELLO L., R., 1967).

En la nomenclatura de las diferentes unidades reconocidas, se han utilizado los nombres ya establecidos por geólogos que realizaron trabajos anteriormente en la zona. A continuación se describirá los diferentes sistemas encontrados en el área de estudio, detallando las formaciones que comprende cada sistema agrupadas en sus respectivas edades.

En las siguientes columnas estratigráficas se muestran la columna estratigráfica generalizada y una realizada a partir de los datos tomados en el área de estudio.

Columna estratigráfica generalizada

Edad	Formación	Espesor (m)	Litología	
TERCIARIO	TUTUMO	530 - 700	conglomerado y areniscas conglomeradas	
	CHARQUI	3000	areniscas, lutitas y conglomerado	
	QUENDEQUE	2000	areniscas y lutitas	
	BALA	600	areniscas	
CRETASICO	FLORA	240	areniscas, lutitas y conglomerado	
	ESLABON	400	areniscas calcareas	
	BEU	600	areniscas	
PERMICO	BOPI	300	areniscas con intercalaciones de lutitas	
	COPACABANA	400 - 750	calizas y lutitas	
CARBONIFERO	GRUPO RETAMA	KAKA TOREGUA	1000	areniscas y lutitas con algunas intercalaciones de carbon y conglomerado
DEVONICO	TOMACHI	700 - 900	intercalación de lutitas y areniscas	
	TEQUEJE	500	arcillas y lutitas con intercalaciones arenosas	

Fuente: Compendio de geología de Bolivia
Tabla: 4.1, Columna estratigráfica generalizada

En el área de estudio

Edad	Formacion	Espesor (m)
TERCIARIO	QUENDEQUE	500
CRETASICO	BEU	300
PERMICO		200
CARBONIFERO	GRUPO RETAMA	800
DEVONICO	TEQUEJE	1000

Fuente: Propia
Tabla: 4.2, Columna estratigráfica área de estudio

4.2.1 PALEOZOICO

4.2.1.1 Sistema Devónico

Las rocas de este sistema juntamente con las del ordovícico constituyen las rocas más antiguas del área, encontrándose expuestas en los núcleos de los anticlinales y en los sectores donde por efecto del fallamiento afloran como las rocas más antiguas de los pliegues en contacto con unidades más jóvenes.

Este sistema está conformado por dos formaciones:

- Formación Tequeje
- Formación Tomachi

a) Formación Tequeje

Está constituida principalmente por arcillitas y lutitas con algunas intercalaciones arenosas, con espesor que puede variar entre los 700 a 900 m. según el autor, suprayace pseudoconcordante con la formación Tarene e infrayace concordante con la formación Tomachi (Suarez S, RAMIRO. Junio 1996).

En el sector sureste del área de Inicua, exactamente por el camino interdepartamental que pasa por el arroyo Las Cascadas se encuentra expuestas rocas del devónico medio superior, es decir principalmente la formación Tomachi y la parte superior de la formación Tequeje. Hacia el sector sureste y más propiamente en la zona de influencia del río sanjuanito y sobre el núcleo del anticlinal, las rocas expuestas corresponden al Devónico inferior y medio principalmente a la formación Tequeje.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.1, Formación Tequeje, Río San Juanito

b) Formación Tomachi

Esta formación está constituida con intercalación de lutitas y areniscas, tiene un espesor definido de 700 a 900 m. (según información de la columna generalizada), suprayace concordante con la formación Tequeje e infrayace en discordancia con la formación Toregua del grupo Retama (SUAREZ S, Ramiro, junio 1996).

Esta formación la observamos por el camino que pasa por el arroyo Las Cascadas en donde se encuentra expuestas rocas del devónico medio superior, es decir principalmente la formación Tomachi.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.2, Formación Tomachi, Las Cascadas

4.2.1.2 Sistema carbonífero

Este sistema está representado por el grupo Retama, que abarca los pisos Misisipianos alto (viscano – Namuriano) y Pensilvanio bajo (westphaliano). Litológicamente (alternancia de areniscas, pelitas y niveles subordinados de diamictitas), es muy similar a los sedimentos carbónicos de la zona de influencia del lago Titicaca con los que se correlacionan perfectamente; en cambio existe una notable diferencia entre estos sedimentos y la faja subandina del centro y sur, aunque la palinología establece claramente el sincronismo que existe entre estas rocas con la formación Tupambi y parte de la formación Tarija de estos sectores (BOTELLO L., R., 1967). Esto nos indica que la cuenca del subandino norte estaría conectada con el subandino sur a partir del carbonífero (grupo Retama).

Debemos indicar que durante el inicio del periodo carbónico (Misisipiano) en Bolivia se produce una transgresión marina desde el norte que dura hasta el Pensilvanio inferior, época en la que se produce una regresión marina dando lugar a una deposición de mayor influencia continental con presencia de depósitos carbonosos con abundante flora Gondwanica.

Este sistema está constituido por el grupo Retama, el cual litológicamente está conformado por areniscas y lutitas, con algunas intercalaciones de carbón y conglomerado; suprayace concordante con la formación Tomachi e infrayace discordante con la formación Pérmica Copacabana, el espesor que comprende llega hasta los 1000m.

4.2.1.3 Sistema Pérmico

Las rocas calcáreas de la faja subandina norte han sido reconocidas ya por Evans en 1903, quien las describe simplemente como calizas sin especificar

edad. Posteriormente Schlagintweith en 1938 menciona por primera vez la presencia de calizas con fósiles carbónicos.

H.Lopez M. (1967), siguiendo en esto a Schlatter y Nederlof (1966), utiliza el nombre de formación Nube para designar a los sedimentos calcáreos de la faja subandina norte. Estas rocas fueron observadas en el mal paso de Retama – Nube en el río Kaká.

Los geólogos de YPFB (1972) prefieren utilizar la denominación de formación Copacabana para designar a estos sedimentos por su similitud con aquellos descritos por Newell (1949) en los alrededores del lago Titicaca.

Las rocas de la formación Copacabana al igual que los sedimentos carbónicos, se hallan restringidos solamente al sector sur y sureste del ámbito de las Sierras subandinas del norte, suprayace concordante con el grupo Retama e infrayace con la formación Bopi y tiene un espesor variable entre 400 y 750 m.

Otra formación que comprende el sistema Pérmico es la formación Bopi que llega a tener un espesor de hasta los 300 m., suprayace concordante con la formación Copacabana e infrayace discordante con la formación Beu (Suarez S, Ramiro, junio 1996).

4.2.2 MESOZOICO

4.2.2.1 Sistema Cretácico

Las rocas cretácicas fueron reconocidas ya por los primeros geólogos que realizaron trabajos en la zona. Harrington (1926) los denomina con el nombre de formación Wall y los paraleliza con las rocas del Tacurú de la zona del

subandino sur, considerando a las mismas como de edad Mesozoica. Actualmente es reconocida como formación Beu, y en base a la abundante fauna fósil encontrada en los niveles pelitoclacareos de las formaciones Eslabón y Flora, la edad cretácica de estas rocas ha quedado definitivamente confirmada.

Los sedimentos de este sistema que afloran en el área son, después de las rocas Terciarias, los de más amplia distribución en el área de estudio, y por sus características litológicas tan peculiares son los de más fácil reconocimiento.

Estos sedimentos en base a sus características litológicas, petrofísicas y coloración, son divididas en tres unidades formacionales, claramente diferenciables, que del tope a base son:

- Formación Beu
- Formación Eslabón
- Formación Flora

a) Formación Beu

La litología de esta formación está formada principalmente por areniscas macizas, cuyo espesor llega hasta los 600 m. (según columna generalizada), suprayace discordante con la formación Bopi e infrayace discordante con la formación Eslabón.

Dentro la secuencia estratigráfica mesozoica la unidad litológicamente de mayor distribución es la formación Beu, tal como se observa en mayor proporción en las partes elevadas de la Serranía Marimonos.

Las areniscas de Beu tienden a formar paredones altos, lisos, el prototipo de la inaccesibilidad. El color predominante es colorado, pero es a menudo solamente un color superficial de alteración, siendo la roca en su interior amarillenta a blanquecina, intercalaciones de arcillas, coloradas y gris verdosas son escasas y delgadas.

La formación Beu fue observada en los afloramientos de roca cretácica correspondiente a la serranía Marimonos, los bloques de arenisca color rojizo presentan intercalaciones de estratos de arcilla, muestras de esta roca (M – 4, M – 5, M – 6), fue extraída in situ y son estudiadas en detalle en el capítulo V.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.3, Punto (3) formación Beu, Serranía Marimonos

b) Formación Eslabón

Su litología está comprendida por areniscas calcáreas, alcanza un espesor de 400 m. (según columna generalizada), suprayace discordante con la formación Beu e Infrayace concordante con la formación Flora. En el área de estudio tenemos un claro afloramiento de esta formación sobre la Serranía Cajones.

c) Formación Flora

Litológicamente constituida por areniscas, lutitas y conglomerados, tiene un espesor que alcanza los 240 m., suprayace concordante con la formación Eslabón e infrayace discordante con la formación Bala.

4.2.3 CENOZOICO

4.2.3.1 Sistema Terciario

Los sedimentos Terciarios han sido reconocidos y descritos ya desde los primeros trabajos realizados en la zona. Evans los denomina Areniscas blandas rojas; posteriormente Harrington los diferencia como formación Huachi y los correlaciona con los sedimentos del grupo chaco del Subandino sur. Schlagintweith hace la primera diferenciación en unidades de las rocas de este sistema, aunque incluye a las dos primeras unidades de la serie Bermejo de edad Carbónica a Cretácica, de la base al tope como areniscas de Bala (Yarenda), Arcillas Quendeque y Terciario Subandino. Canedo Reyes introduce el nombre de formación Charqui para la unidad Terciaria del subandino. Schlagintweith baja el rango de la serie Cenozoica hasta la base de las arcillas Quendeque. Los geólogos H. Díaz, J. Dávila, V. Ponce de León y C. Vargas que mapearon posteriormente estas unidades mantienen las denominaciones

de Bala, Quendeque y Charqui e introducen el de formación Tutumo para los niveles conglomeradicos que se encuentran por encima de los sedimentos de la formación Charqui.

El sistema está conformado por las siguientes formaciones de base a tope.

- Formación Bala.
- Formación Quendeque.
- Formación Charqui.
- Formación Tutumo.

a) Formación Bala

Litológicamente está constituida por areniscas cuyo espesor alcanza los 600 m., suprayace en discordancia con las diferentes formaciones del sistema Cretácico e infrayace concordante y transicional con la formación Quendeque.

Las rocas de edad terciaria se encuentran expuestas mayoritariamente en zonas topográficamente bajas, tal el caso de aquellas que aparecen a lo largo del río Alto Beni, así como también en la zona del río Quiquibey y el río Inicua, conformando sinclinales.

b) Formación Quendeque

Esta formación está constituida litológicamente por areniscas y lutitas, con un espesor que puede alcanzar los 2000 m., suprayace concordante con la formación Bala e infrayace discordante con la formación Charqui.

El límite inferior de esta formación es concordante con la formación Bala, y el límite superior es discordante con la formación Charqui, el espesor de la formación Quedenque es sorprendentemente elevado entre 1000 y 2500 metros.

La formación Quedenque es una sucesión de bancos de areniscas y cuarcitas con intercalaciones de una arcilla de color escarlata tanto los bancos de arenisca como los de arcilla, tienen un espesor medio de 2 a 4 m.

La diferencia de resistencia a la erosión entre las areniscas, cuarcitas y las arcillas es tanto mayor cuanto más próximos se hallan los sedimentos cerca de la base de la formación. Como consecuencia de ello, puede juzgarse por la morfología si los sedimentos pertenecen a la base o a la parte superior de la formación (Schlaginweit, 1939).

Los pisos superiores acusan una menor resistencia a la erosión y tienen por lo tanto diferentes formas erosionales. En los pisos inferiores de la formación dominan las cuarcitas y areniscas duras de grano fino, de color amarillo y gris violeta. Se trata probablemente de sedimentos depositados en ambiente lacustre.

En los pisos superiores dominan las areniscas rojas de estratificación cruzada, no son raros los bancos de areniscas grises, se trata de sedimentos depositados probablemente en cuencas inundadas por corrientes rápidas o crecientes fluviales torrenciales. Por correlación estratigráfica de los pisos de las areniscas rojas con troncos lignitificados que se presentan en todo lo largo de la zona Subandina boliviana, podemos indicar que la formación Quedenque, así como la superior o suprayacente formación Charqui, son de edad Terciaria.

La formación Quedenque fue observada a lo largo del río Alto Beni aproximadamente a un kilómetro de la orilla del mismo río. Se presenta como

estratos de areniscas rojizas y violetas con intercalaciones de arcilla que varían entre 20 y 80 centímetros.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.4, Punto (1) formación Quendeque, Serranía Marimonos

c) **Formación Charqui**

Litológicamente está constituida por areniscas, lutitas y conglomerados, el espesor supera los 2500m., suprayace discordante con la formación Quendeque e infrayace Discordante con la formación Tutumo.

d) Formación Tutumo.

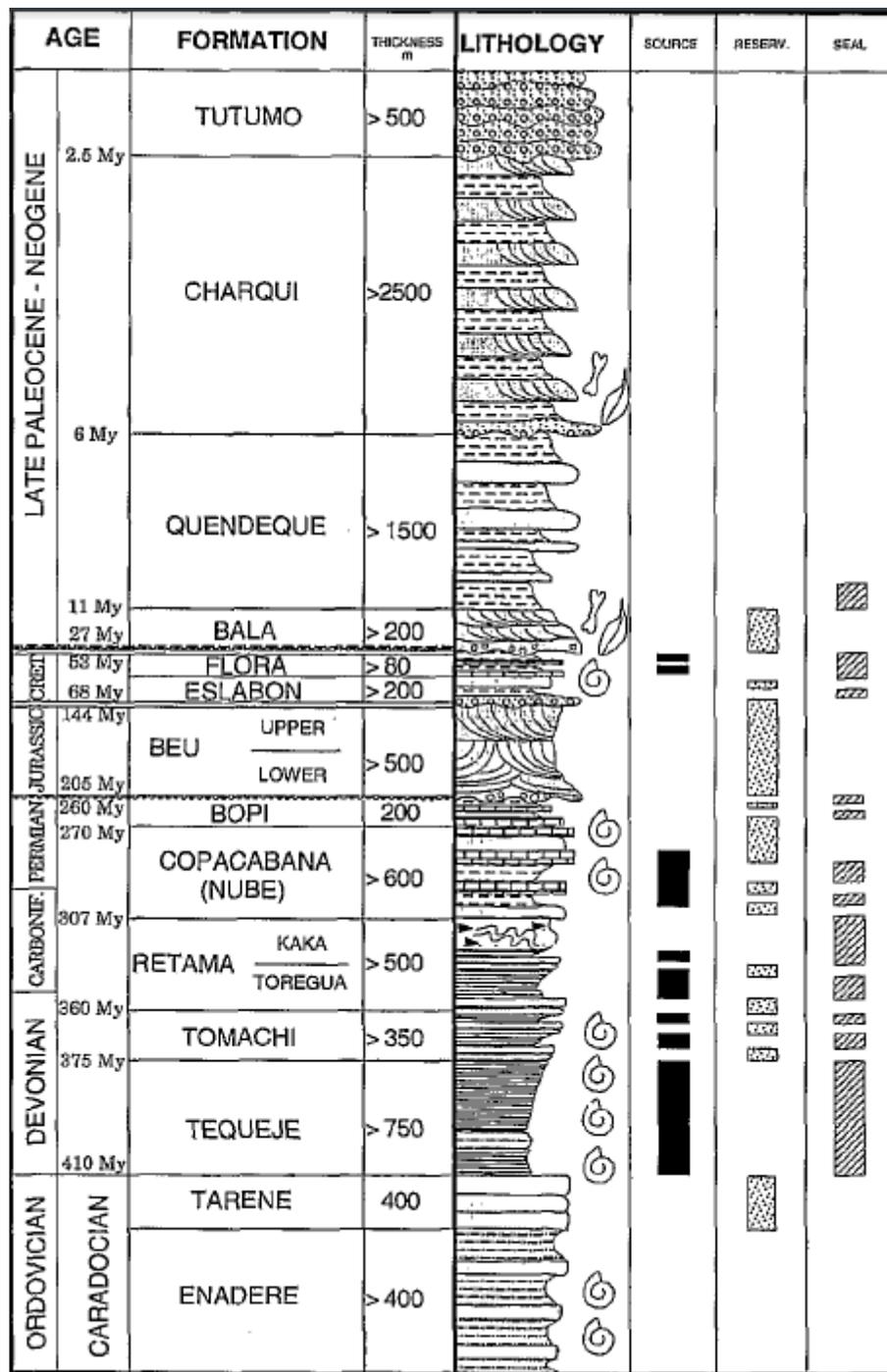
La litología de esta formación es de conglomerado y areniscas conglomeradas, con un espesor variable de 530 a 700 m. (según columna general del subandino norte), su límite inferior es discordante con la formación Charqui.

4.2.3.2 Sistema Cuaternario

Sedimentos de este sistema se encuentran depositados en las partes marginales de los ríos, principalmente del río Alto Beni formando extensos depósitos aluviales y en los ríos afluentes, aunque en forma restringida. Así como otros tipos de depósitos que forman terrazas depósitos coluviales y abanicos.

La columna estratigráfica correspondiente al área de estudio sería la siguiente:

En la tabla se muestra las posibles rocas madre reservorio y sello en el subandino norte del departamento de La Paz, donde Seal es roca sello, reserv es roca reservorio y source es la roca madre.



Fuente: www.scielo.org.
 Figura: 4.1, Columna estratigráfica

4.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

4.3.1 GENERALIDADES

La geología estructural constituye uno de los pilares del conocimiento Geológico. El primer objetivo de la geología estructural es la descripción geométrica de los cuerpos rocosos; desde este punto de vista los cuerpos rocosos pueden ser clasificados en diversos grupos atendiendo a varios criterios geométricos, de significado geológico, de edad de formación, de los procesos que los originan, de los efectos de la deformación frente a un marco de referencia, y del grado de deformación (BOTELLO L., R. 1967).

En consecuencia podemos incluir cualquier roca que nosotros describamos en una o varias de esas clasificaciones; este hecho hace que el estudio de la geología estructural deba hacer hincapié en estas diversas clasificaciones para, posteriormente, poder incluir en ellas, de manera precisa, las distintas estructuras que se describan en el proyecto de grado.

El segundo objetivo a tener en cuenta es el análisis cinemático y dinámico de los procesos que dan lugar a las estructuras que han descrito previamente desde un punto de vista geométrico; es decir, describir los desplazamientos (deformaciones, rotaciones y traslaciones) que dan lugar a la formación de una estructura y establecer el modelo de esfuerzo y la naturaleza de las fuerzas que causan dichas deformaciones.

Un tercer objetivo consiste en la elaboración de modelos que expliquen las estructuras descritas. Estos modelos son de tipo geométrico cuando interpretan la orientación y distribución tridimensional de las estructuras dentro de la tierra; cinemáticos cuando explican la evolución específica de una estructura a lo largo del tiempo, desde el estado no deformado hasta la configuración actual de la

estructura; y mecánicos cuando se utilizan los conocimientos de la física del medio continuo para explicar el comportamiento de las rocas en respuesta a determinadas fuerzas aplicadas sobre ellas. Estos modelos se realizan a todas las escalas, sirven para entender mejor los procesos que intervienen en la dinámica terrestre, deben estar basados en la observación rigurosa de las estructuras y deben perfeccionarse continuamente con nuevas observaciones (BOTELLO L., R. 1967).

4.3.2 PERFIL ESTRUCTURAL

El perfil estructural trata de representar las proyecciones litológicas y estructurales en profundidad del área de estudio; es decir, interpretando la información geológica que dispone el mapa geológico del área. El corte estructural tiene como base el perfil topográfico, es decir, que el corte estructural está limitado en la parte superior por el corte topográfico, por donde pasa la línea de corte.

Este perfil debe estar acompañado de una serie de elementos que permita su correcta interpretación.

- Debe presentar una escala tanto vertical como horizontal, generalmente estas escalas son iguales.
- El corte debe estar orientado es decir se tiene que referenciar en sus dos extremos.
- Debe presentar una leyenda en la que se especifique los diferentes colores y tramas utilizados para representar la edad y litología de los materiales que aparecen en el corte. Normalmente esta leyenda se construye de forma que

los materiales estén ordenados cronológicamente. En la parte inferior de los más antiguos y en la parte superior los más modernos.

- Debemos identificar el corte en referencia al mapa, estableciendo alguna identificación alfanumérica de sus extremos que permita su rápida localización en el mapa.

4.3.2.1 ELABORACIÓN DE PERFIL ESTRUCTURAL

Para realizar el perfil estructural se emplea la misma técnica para realizar un perfil topográfico. Partimos del mapa geológico del área de estudio en el que trazamos el corte a realizar:

- Se realiza el perfil topográfico de la línea de corte. Este perfil es el límite superior del perfil estructural.
- La línea del perfil corta los diferentes elementos estructurales representados en el mapa, ya sean contactos entre materiales, planos de falla o planos axiales de pliegues.
- Se proyecta sobre el perfil topográfico las intersecciones de nuestra línea de corte con los diferentes elementos estructurales.
- En primer lugar se deben pintar los elementos estructurales más importantes como plano de fallas, discordancias o planos axiales de pliegues. Normalmente, estos elementos son planos, así que en nuestro corte estarán representados por líneas. Estas líneas deben pasar por los puntos de intersección correspondientes definidos sobre el perfil topográfico, y deben dibujarse con el ángulo de buzamiento correspondiente a cada una de esas estructuras.

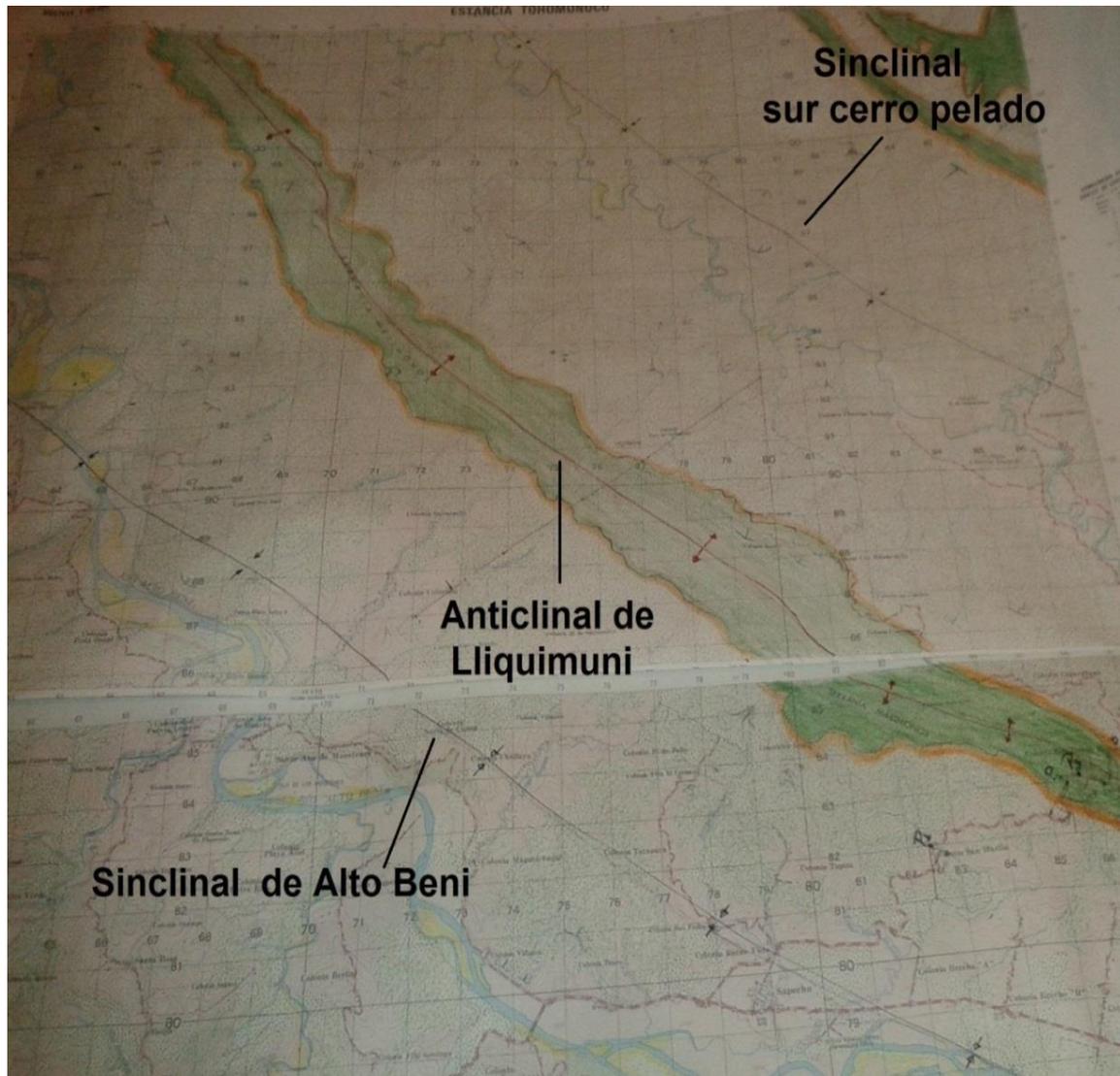
- En segundo lugar se pintan los contactos concordantes entre los diferentes materiales (planos de estratificación). Se sigue el mismo proceso utilizado en el trazado de las estructuras: se traza una línea, con el ángulo de buzamiento adecuado, que pase por la intersección definida en el perfil topográfico.

Todas las líneas que se trazan en un corte geológico deben tener estilo geológico, es decir es conveniente trazarlas a mano y evitar los trazos completamente rectos.

- Después se deben rellenar con tramas y colores las superficies definidas en el corte en función del tipo litológico y edad correspondiente.

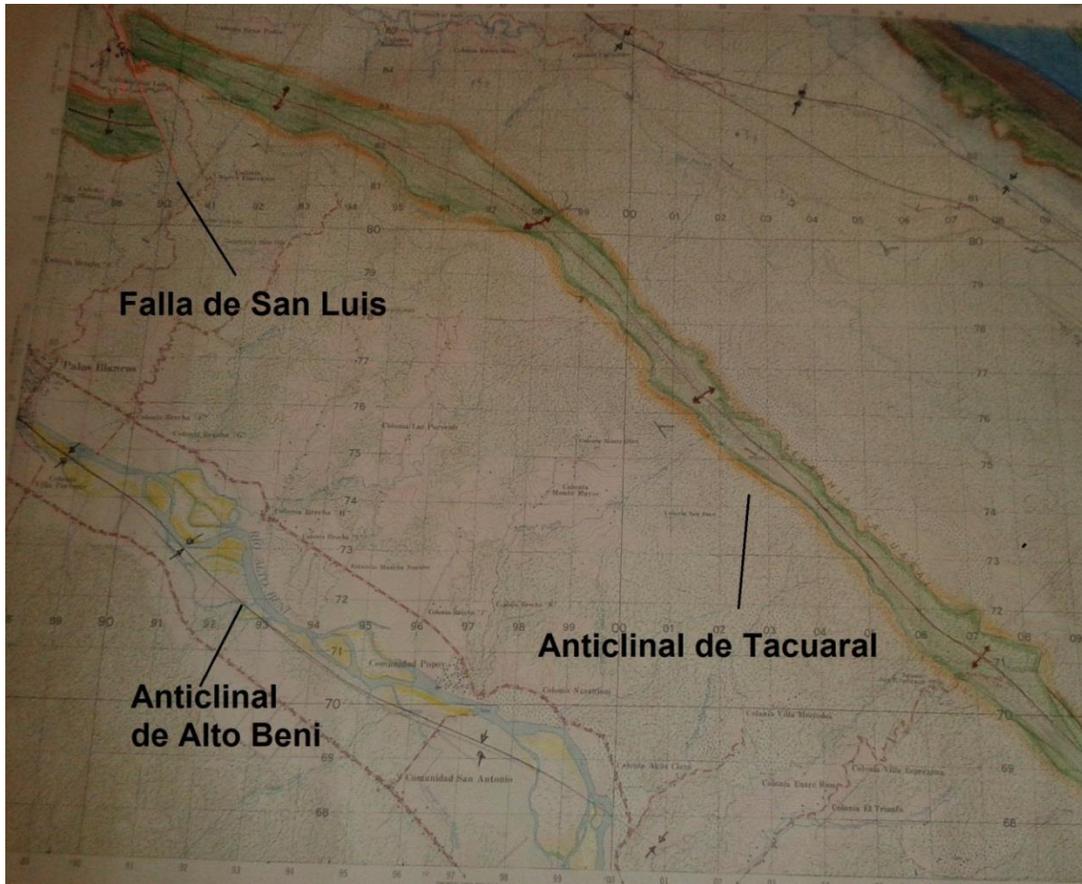
- Y por último, recordar que el corte, siempre debe presentar la orientación del mismo, la escala tanto vertical como horizontal y la leyenda donde se muestran los colores y símbolos utilizados.

Teniendo todo esto en cuenta se elaboró 3 perfiles estructurales (Ver Anexos 1, 2 y 3).

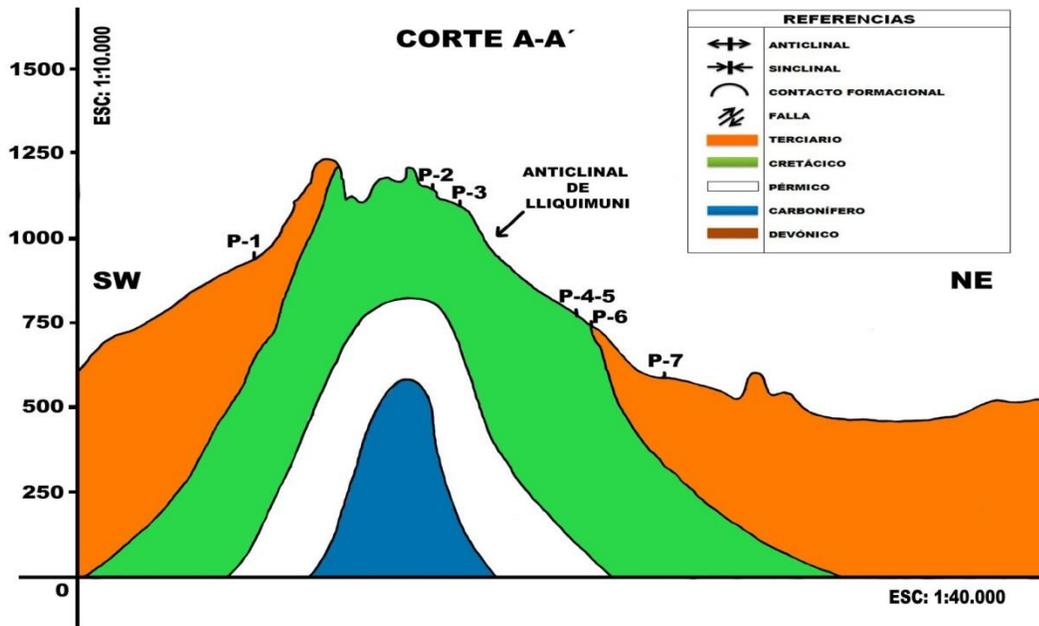


Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.5 Construcción de perfil estructural área Lliquimuni

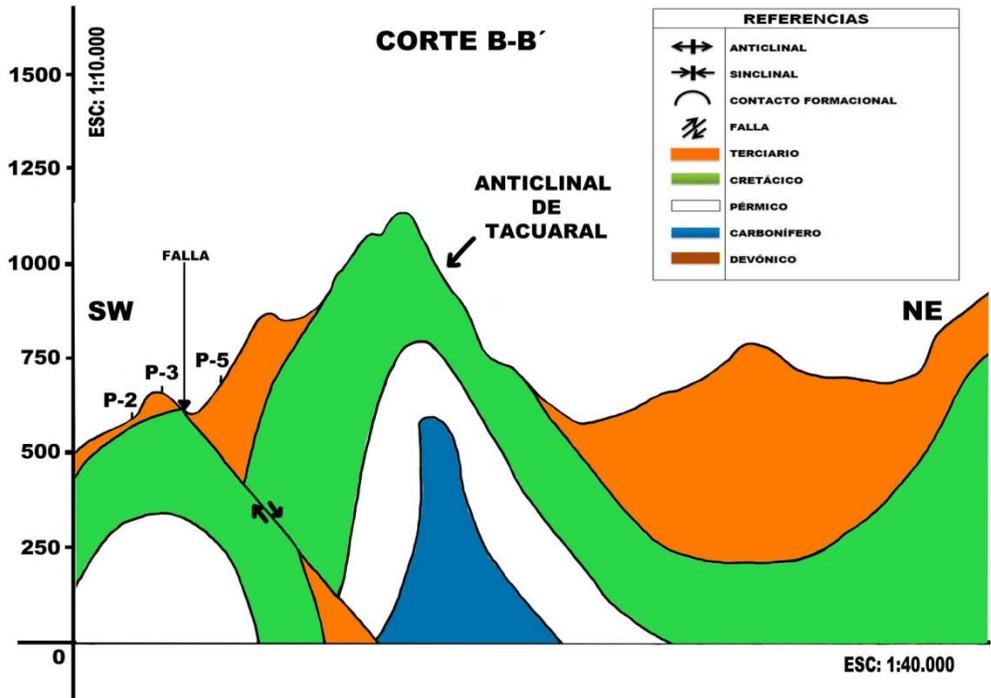
Los perfiles estructurales presentados en las fotos 4.5 y 4.6 fueron construidos usando como base los mapas topográficos de las regiones de Tohomonoco, Palos Blancos y Sapecho, obtenidos del Instituto Geográfico Militar (IGM), identificando mediante las fotografías aéreas estratos conspicuos, anticlinales, sinclinales, fallas, etc y ubicando de la manera más precisa en las hojas topográficas.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogaes
Foto: 4.6 Construcción de perfil estructural área Tacuaral



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogaes
Foto: 4.7 Construcción perfil geológico corte A-A'



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 4.8 Construcción perfil geológico corte B-B

4.3.3 ANTICLINAL

En las formas geológicas plegadas producidas por orogenias, sería el pliegue convexo hacia arriba. Es decir, es la ondulación de una capa de amplitud y forma variable, en la que los estratos más antiguos se encuentran en el núcleo del pliegue. Lo contrario es un sinclinal. Puede ser recto, inclinado o acostado. Un ejemplo de este tipo de relieve se puede ver en el Prepirineo donde existen dos alineaciones montañosas o anticlinales separados por una depresión o sinclinal.

- Anticlinal de Lliquimuni (Ver foto 4.5 y anexo 1)

Este anticlinal es de gran importancia porque en él se realizaron trabajos de exploración, perforando un pozo que alcanzó los 4596 metros de profundidad

ante la posibilidad de ser potencialmente hidrocarburífera, actualmente se reanuda trabajos de perforación en este anticlinal.

Topográficamente está a una altura mayor a 1000 metros, esto nos indica que se ajusta a la estructura tectónica. Uno de los pocos afloramientos que resalta en aquel sector pertenece al terciario o otros puntos al sistema Cretácico formado por capas de arenisca y lutitas.

El eje axial del anticlinal de Lliquimuni se proyecta de sudeste a noreste y el limbo noreste es el que aflora como testigo del anticlinal con un buzamiento que oscila entre 50° a 70° noreste.

- **Anticlinal de tacuaral (Ver foto 4.6 y anexo 2 y 3)**

En el mapa geológico correspondiente al área de Paquíá se observa la estructura tectónica de la serranía de Tacuaral con orientaciones noroeste a sudeste del río Inicua. Aparece en las siguientes coordenadas 15° 30.5' latitud Sur y 67° 14.8' longitud Oeste y desaparece en 15° 40' latitud Sur y 67° 0.7' longitud Oeste. Se extiende longitudinalmente por 30 km y 5 km de ancho, los buzamientos son más altos del lado oriental que del occidental debido a una falla que es paralela al eje sinclinal.

La altura máxima a la cual llega la cresta es aproximadamente superior a los 1500 msnm. La serranía del Tacuaral se extiende por muchos kilómetros más hacia al sud este fuera del área de estudio.

En el anticlinal de Tacuaral Y.P.F.B. ha perforado tres pozos, los cuales no fueron sobre el eje axial, sino perforados en el flanco occidental del anticlinal, donde las perforaciones alcanzaron como máximo la formación Copacabana de edad Carbonífera.

4.3.4 SINCLINAL

Tanto el sinclinal como el anticlinal son formas de disponerse los estratos en una estructura plegada. Los sinclinales corresponden a amplias depresiones que llevan el nombre de “val”. En algunas ocasiones la erosión ataca muy profundamente los anticlinales y son los sinclinales los relieves más elevados adoptando entonces el nombre de “sinclinales colgados”.

- **Sinclinal alto Beni (Ver foto 4.5)**

Este anticlinal se encuentra en el sistema terciario el eje axial atraviesa la formación Quendeque de fácil interpretación en las fotografías aéreas. (ver mapa geológico).

- **Sinclinal sur cerro pelado (Ver foto 4.5)**

Este sinclinal se encuentra ubicado entre los lineamientos del cerro pelado y río Inicua; en esta estructura tectónica se pueden apreciar afloramientos correspondientes al sistema Terciario. El sinclinal aparece, en el presente mapa geológico, en las coordenadas 15°34.5' latitud Sur y 67°00' longitud Oeste y deja de ser apreciable en las coordenadas 15°30' latitud Sur y 67°8.00' longitud Oeste. Se extiende por 18 km aproximadamente dentro del área investigada.

4.3.5 FALLAS

Línea de fractura y discontinuidad entre dos bloques rocosos, a través de la cual se desplazan, de forma vertical u horizontal, dichos bloques. Las fallas suelen coincidir con zonas de alta actividad sísmica y volcánica.

Los macizos antiguos, hechos de materiales muy rígidos, no se pliegan sino que se fracturan. Los relieves de falla son los que accidentan estos macizos antiguos caracterizados por fosas tectónicas y horst. Los escarpes originados por fallas tienen una evolución muy compleja, la erosión, además, se ve favorecida por la presencia de las fallas.

En una falla geológica se pueden identificar los siguientes componentes: “plano de falla”, “bloques de falla”, “orientación o dirección”, “buzamiento”, “desplazamiento” y “facetas triangulares”

Las fallas se clasifican en 3 tipos por su “sentido” o dirección en la que se desplazan los bloques y son en falla normal, inversa y transcurrente.

- **Falla Inicua**

Esta falla está ubicada entre la serranía marimonos y el cerro pelado esta fue clasificada como falla normal ya que lo buzamientos de las estructuras adyacentes a la falla, detallan características de una falla normal (ver mapa geológico).

Esta estructura permite observar contactos formacionales del sistema terciario

- **Falla serranía Tacuaral (Ver foto 4.6)**

La falla de tacuaral se encuentra paralela al eje del anticlinal del mismo nombre en su flanco norte-oriental, su orientación es de noroeste a sudeste y comienza en las coordenadas $15^{\circ} 31.5'$ latitud Sur y $67^{\circ} 10.8'$ longitud Oeste extendiéndose por 24 km y deja de ser apreciable en las coordenadas $15^{\circ} 40'$ latitud Sur y $67^{\circ} 0.3'$ longitud Oeste. Esta estructura es causante de los altos buzamientos que se presentan en el anticlinal de la serranía de Tacuaral.

- **Falla Teachi**

Esta estructura tectónica, con orientación noroeste a sudeste en el río Alto Beni cerca de la localidad de Sapecho y se extiende por 15 km concluyendo en las coordenadas $15^{\circ} 39.5'$ latitud Sur y $67^{\circ} 15'$ longitud Oeste. Esta estructura tectónica permite observar el contacto entre dos formaciones del Sistema Terciario, donde se puede apreciar el afloramiento de la formación Tutumo.

- **Falla Alto Beni (Ver foto 4.5)**

Esta estructura tectónica, con orientación noroeste a sudeste comienza en el margen norte del río Alto Beni cerca de la colonia Brecha "A" extendiéndose por 22 km hacia el sudeste, atravesando el río Alto Beni a la altura de la localidad de Palos Blancos y deja de ser apreciable en las coordenadas $15^{\circ} 40'$ latitud Sur y $67^{\circ} 9'$ longitud Oeste. En la parte final noroeste de la estructura se puede apreciar un cambio de curvatura en la cual comienza la estructura sinclinal río Alto Beni.

- **Falla San Luis (Ver foto 4.6)**

Esta falla es apreciable en el área comprendida entre el final de la serranía Marimonos y el comienzo de la serranía Tacuaral, su orientación es de noroeste a sudeste pero con mayor grado de pendiente que la mayoría de las estructuras regionales. Se inicia en las coordenadas $15^{\circ} 33.3'$ latitud Sur y $67^{\circ} 13'$ longitud Oeste. Esta estructura señala que las serranías tacuaral y Marimonos formaron una sola estructura antes de la aparición de la falla de San Luis.

4.3.6 DISCORDANCIA

Los conceptos de concordancia y discordancia han sufrido una variación desde que se definieron. Hutton (1795) fue el primero que usó el término discordancia (unconformity) bajo su aspecto geométrico, es decir, refiriéndose a la falta de paralelismo entre formaciones superpuestas.

Posteriormente, desde principios del presente siglo, se comenzó a relacionarlo más al sentido de discontinuidad estratigráfica, sin que fuese imprescindible la falta de paralelismo.

Así se llegó a términos tales como discordancia de estratificación y discordancia simple, para denominar la disconformidad y la para-conformidad.

El término discordancia hay que aplicarlo en su sentido original de discontinuidad estratigráfica en la que los materiales que la delimitan no guardan paralelismo entre sí.

Existen varios tipos de discordancias, siendo los criterios para su definición por un lado sus características geométricas y por otro su génesis.

4.4 PALEOGEOGRAFÍA

La configuración de la zona de depósito es irregular debido a la forma del basamento y a la acción del tectonismo, lo que dio lugar a la formación de subcuencas que favorecieron la sedimentación de depósitos euxínicos; uno de estos se encuentra separado por una especie de dorsal, debido principalmente a un control de basamento denominado piggy back.

En estas condiciones la sedimentación devónica muestra una clara variación de facies vertical que marca una secuencia regresiva del mar Devónico. Esto indica que las capas arcillosas y especialmente la secuencia inferior del Devónico tuvo la oportunidad de generar petróleo por su contenido de materia orgánica, bajo condiciones favorables sobre todo de orden térmico, siendo así que YPFB (2006) indica la existencia de 0.5% a 3.4% de TOC en lutitas carbonaceas del Devónico, Carbonífero y Pérmico, mientras que los niveles de arenisca por su porosidad y permeabilidad son capaces de alojar dicho fluido ya que contienen porosidad ente 9 y 16% (YPFB 2006).

Se recolecto muestras de lutitas de edad Devonica en el rio San Juanito. Próximos a las filtraciones de petróleo que dan un contenido de materia orgánica de 1.5 % (TOC).

Una transgresión marina dio lugar a la sedimentación carbonífera influenciada por sedimentos continentales debido a la presencia de cierta fauna fosilífera y procesos de glaciación por el depósito de horizontes de diamictitas (clay grits), en las partes inferiores de los sedimentos, lo cual tuvo lugar hasta el inicio del pensilvanio, por lo que se estima que estaría en conexión con cuencas peruanas. Después se produjo una regresión dando lugar a una significativa influencia continental.

La sedimentación marina Pérmica es diferente a la carbonífera, ya que se trata de una sedimentación marina calcárea, abundante en fauna y flora, que caracteriza a las zonas tropicales, culminando con sedimentos terrígenos de corta duración y de poca profundidad. La carga litostatica del paleozoico sumada a la del cretácico, tuvo que ser suficiente como para coadyuvar en la generación del petróleo, tomando en cuenta además el tiempo de dicha generación, particularmente para la roca madre de edad Devónica, pudiendo haberse realizado la migración y posterior acumulación hasta el Neógeno; para que ocurra dicha migración se debería tomar en cuenta entre otras condiciones, la maduración de los pliegues anticlinales que sirvieron como trampas estructurales.

CAPITULO V

CUENCAS SEDIMENTARIAS

5.1 DEFINICIÓN

Las capas de rocas sedimentarias normalmente sobre yacen a un complejo de rocas ígneas y metamórficas en áreas continentales llamado basamento, una cuenca sedimentaria ocupa una depresión en la superficie del basamento.

En Geología normalmente se le denomina CUENCA a la depresión y al grueso paquete de sedimentos que la rellenan. Sin embargo el término cuenca tiene dos acepciones:

1.- Una muy general es un término geomorfológico en donde el término cuenca involucra toda la depresión rellena de sedimentos sin dividirla en ambientes sedimentarios.

2.- cuenca sedimentológica en donde esta se subdivide en todos los ambientes sedimentarios que tienen lugar en ella. Una cuenca puede tener cualquier forma o tamaño desde cientos de Km² hasta miles de Km² de área, así como cientos de metros hasta miles de metros de espesor de sedimentos que rellenan la cuenca.

5.2 PRINCIPALES CUENCAS DE PETRÓLEO Y GAS EN AMÉRICA DEL SUR

Los hidrocarburos pueden ser encontrados en distintos tipos de contextos geológicos, en América pueden clasificarse en cinco mega sistemas de petróleo crudo:

a) Mega sistema subandino (desde el sur del Perú hasta el sur de Argentina)

Está relacionado con el Ordovícico hasta el margen occidental actual que creó las grandes cuencas de promontorio hacia el sudoeste de las cadenas montañosas. Las rocas madres datan del silúrico y del devónico, se depositaron en entornos marinos poco profundos durante la latencia tectónica; las rocas reservorio datan del paleozoico superior, del cretáceo y del terciario. La mayor parte del petróleo se encuentra atrapado en estructuras subandinas del mioceno y del plioceno; por lo tanto se puede indicar que las rocas madre son antiguas, sin embargo la generación, la migración y la trampas de hidrocarburos son jóvenes.

b) Mega sistema tectónico austral

Durante la apertura del Atlántico, se abrieron varias cuencas de desplazamientos de rumbo más pequeñas en la Patagonia. Los hidrocarburos de las rocas madre del jurásico y del cretáceo migraron hacia reservorios del cretáceo y terciario.

c) Mega sistema tectónico del Atlántico sur

Situado a lo largo de la costa atlántica de Argentina y Brasil. Este sistema se relaciona con la hendidura del Atlántico. Las rocas madre y reservorio datan por su antigüedad, del cretáceo.

d) Mega sistema de promontorios de la región andina y del Caribe

Este sistema se extiende desde Trinidad y Tobago hasta el norte de Perú. Se formó por emplazamiento de la placa del Caribe a lo largo del margen activo del noroeste de América del Sur. La deformación contractiva y de desplazamiento de rumbo creó cuencas de promontorio con estructuras complejas, lo cual generó las acumulaciones de hidrocarburos más grandes del continente. Las rocas madre datan del cretáceo y las rocas reservorio del cretáceo y el plioceno.

e) Mega sistema Intracratónico

Este sistema se encuentra principalmente en Brasil y se extiende hasta el noroeste de Argentina y el este de Bolivia. Se compone de cuencas intracratónicas de sag. Las rocas madre son depósitos ricos en materia orgánica que datan del devónico y las sucesiones de reservorios datan principalmente del paleozoico superior.

5.3 PRINCIPALES CUENCAS GEOLÓGICAS DE BOLIVIA

Bolivia tiene una extensión territorial de 1.098.581 km², a través de estudios geológicos y sísmicos realizados en el país a ciertas áreas con un potencial prospecto para la búsqueda de hidrocarburos de 500.000 Km². Estas áreas están distribuidas en cuatro grandes cuencas geológicas.

a) Cuenca Subandino Sud

Por el momento es la cuenca geológica más importante del país, en esta cuenca se han realizado la mayor cantidad de actividades exploratorias y de explotación

de hidrocarburos y en el cual también se han realizado, el descubrimiento de grandes reservas de gas y petróleo.

Su área tiene una extensión de aproximadamente 50.000 km². Esta faja denominada por algunos como “El Filet Hidrocarburífero de Bolivia” comenzó a desarrollarse con Megacampos, con grandes reservas de gas y petróleo como: San Alberto, Itau, Sábalo y Margarita en Tarija, Huayacaya entre Chuquisaca y Tarija e Incahuasi, entre Chuquisaca y Santa Cruz, todos ellos son reservas probadas y probables.

El modelo geológico está compuesto por los siguientes elementos:

- Rocas madre en el Ordovícico y Silúrico.
- Migración producida a través de grandes fallas y fracturas.
- Rocas reservorios fuertemente fracturadas, ubicadas en la parte media y basal del Devónico.
- Un gran sello lutítico en el tope del Devónico.
- Estructura anticlinal fallada.
- Los niveles productores, se encuentran por debajo de los 4000 m.
- Cierre Oriental del gran Arco Precámbrico

b) Cuenca Subandino Norte

Esta cuenca geológica en la cual se realizó muy pocas actividades de perforaciones exploratorias y ninguna explotación de hidrocarburos. Se han realizado la perforación de pozos exploratorios como el Lliquimuni – x1, el Tacuaral – X1 y el Yariapó – X1, clasificados como secos.

Estos resultados no significan que en la región no existan hidrocarburos. Esta cuenca tiene una extensión areal de aproximadamente 50.000 Km², abarca los departamentos de Cochabamba, La Paz y Beni.

El modelo geológico de esta cuenca es similar al modelo desarrollado en el subandino sur. Tiene las siguientes características:

- Rocas Madres en el Ordovícico y Silúrico.
- Migración producida a través de grandes fallas y fracturas
- Posibilidad de encontrar reservorios fuertemente fracturadas, ubicadas en la parte media y basal del periodo Devónico.
- Un gran sello lutítico en el tope del devónico
- Estructura anticlinal fallada.
- Se encuentra en el subandino
- Cierre oriental del gran cierre Precámbrico.
- Se encuentra al medio de dos grandes cuencas productoras: cuenca de Subandino Sud y la cuenca en el Perú en la parte noroeste.

Esta faja hidrocarburífera se extiende hacia el Perú en cuya unidad Morfoestructural se encuentran los campos de Camisea con importantes reservas de gas y petróleo. Al estar esta gran cuenca al medio de dos cuencas geológicas con grandes reservas de gas y petróleo, se convierte en un área posiblemente con una alta potencialidad para descubrir Megacampos similares a Tarija.

La estimación de reservas de gas que se podrían descubrir en esta gran cuenca geológica estaría en el orden de los 500 TCF de gas y sus correspondientes millones de barriles de petróleo.

La cuenca del subandino norte tiene una similitud a los sedimentos carbónicos de la zona de influencia del lago Titicaca; en cambio la palinología establece claramente el sincronismo que existe entre el sistema carbonífero de la región subandina con la formación Tupambi y parte de la formación Tarija de estos sectores (BOTELLO L., R., 1967). Este último párrafo nos indica cierta relación que existiría entre el Subandino Norte con la Cuenca del Altiplano; por otro lado

nos indicaría la conexión del Subandino Norte con el Subandino Sur a partir del carbonífero (Grupo Retama)

c) Cuenca Altiplano

Es una cuenca geológica en la cual se han realizado muy pocas actividades de perforaciones exploratorias y ninguna explotación de hidrocarburos. Se han realizado la perforación la perforación de pozos exploratorios con resultados negativos.

Esta cuenca tiene una extensión areal prospectable de aproximadamente 25.000 Km², abarcando los departamentos de Potosí y Oruro.

Esta faja Hidrocarburífera, fue poco explorada y reúne condiciones geológicas para haber formado y entrampado reservas de gas y petróleo de relativa importancia.

El modelo geológico de esta cuenca tiene las siguientes características:

- Rocas madres en el Ordovícico y Silúrico
- Migración producida a través de grandes fallas y fracturas.
- Posibilidad de encontrar rocas reservorios fuertemente fracturadas, ubicadas en el Devónico y Cretácico
- Sello lutítico en el cretácico y terciario.
- Estructura anticlinal fallada
- Cuenca geológica cerrada por las cordilleras Oriental y Occidental.

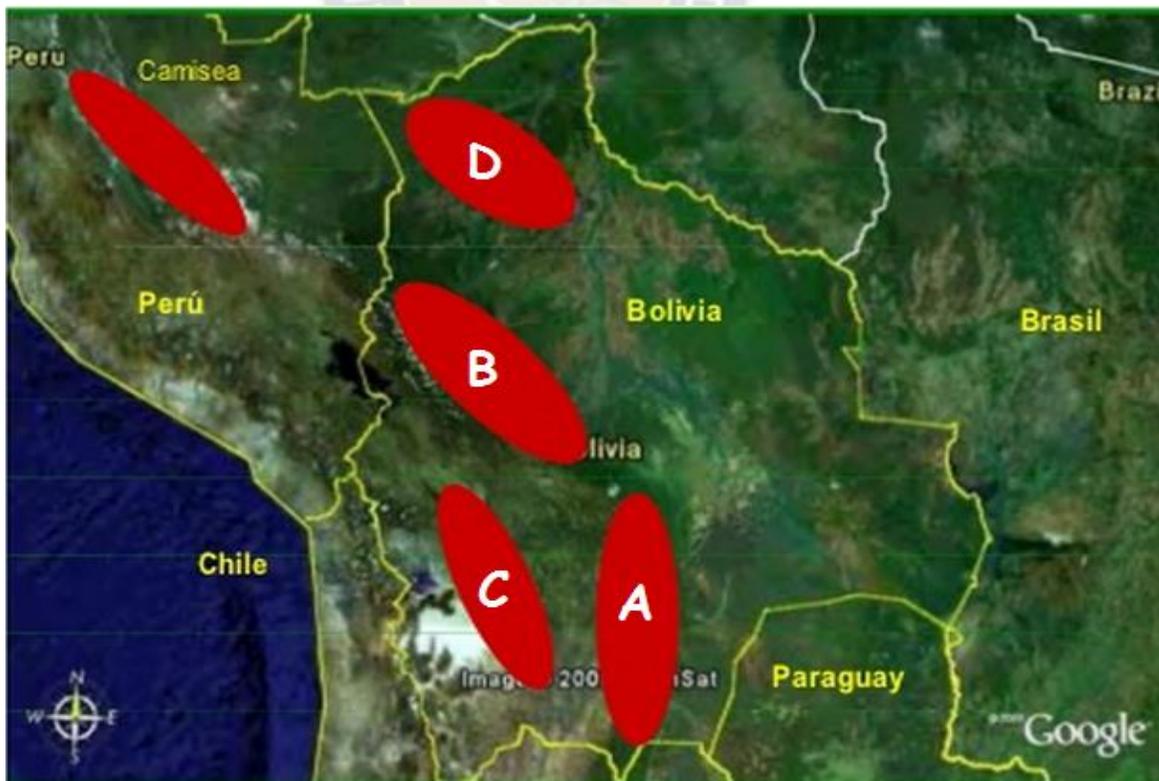
d) Cuenca Madre de Dios

En esta cuenca geológica se han realizado muy pocas actividades de perforación exploratoria y ninguna explotación de hidrocarburos.

La extensión areal prospectable es desconocida y se extiende a lo largo de los departamentos de Beni y Pando.

El modelo geológico de esta cuenca tiene las siguientes características:

- Rocas madres en el Devónico
- Migración producida a través de fallas y fracturas.
- Posibilidad de encontrar rocas reservorio con porosidad primaria en el Carbonífero, Pérmico y Jurásico.
- Sello en el Cretácico y Terciario.



Fuente: Google maps
Figura 5.1, Principales cuencas de Bolivia

CAPITULO VI **APLICACIÓN PRÁCTICA**

6.1 TRABAJO DE CAMPO

6.1.1 MÉTODOS DE MUESTREO

6.1.1.1 Recolección de muestras de roca en superficie

El método para la recolección de rocas usado en campo es sencillo y práctico, se busca afloramientos de rocas in situ cuando se encuentra el mismo se lo puede situar en el mapa topográfico, en las fotografías, en el GPS o en la libreta de campo, en nuestro caso se anotó todos los datos en la libreta de campo.

Una vez encontrado y situado el afloramiento se usa el cateador para extraer muestras de roca del lugar las cuales son guardadas en bolsas para toma de muestras con su respectiva identificación para su posterior estudio en laboratorio.

Se recolectaron muestras de varios puntos durante el recorrido para conocer sus propiedades físicas y realizar análisis de porosidad, granulometría, contenido orgánico, etc.

Los materiales usados para fueron:

- **Cateador**

Es un martillo de punta metálica utilizado ampliamente para la toma de muestras en terreno, su tamaño y su forma hacen que sea fácil de manipular y llevar.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.1, Cateador

- **Sistema de posicionamiento global (GPS)**

Es un sistema que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto (una persona, un vehículo) con una precisión de hasta centímetros importante para obtener coordenadas de puntos importantes.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.2 GPS

- **Brújula Brunton**

Conocida también como brújula de geólogo se usa principalmente para medir rumbos, buzamientos, orientaciones geográficas, triangular una ubicación, medir lineaciones estructurales, planos y lugares geométricos de estructuras geológicas.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.3, Brújula

6.1.1.2 Recolección de muestras de fluidos

Para la recolección de fluidos se utilizó una técnica simple, basándonos en la densidad del petróleo y sabiendo que el mismo tiene una densidad menor a la densidad del agua, por lo cual es posible observar en la fotografía que el petróleo se encuentra en la parte superior del agua.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales

Foto: 6.4, Filtración de petróleo en el río San Juanito (fuera del área de estudio)

La fuga del petróleo se produce aprovechando fracturas y planos de estratificación en rocas, luego debe vencer la fuerza de la columna de agua del río San Juanito para salir a superficie en forma de burbujas o aceite.

El petróleo se queda atrapado en las orillas del río o en el mismo fango que se encuentra a los lados del río o es llevado por el río.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.5, Fuga de petróleo aprovechando las fracturas en lutitas (fuera del área de estudio)



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 5.6, Petróleo acumulado en fango de río San Juanito (fuera del área de estudio)

La recolección del fluido se lo realizo con pequeños vasos de plástico introduciéndolos en los pequeños pozos y sacando la parte superior del fluido ya que por razones de densidades este se acumula en la parte superior de las dos fases que se forma.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.7, Recolección de petróleo (fuera del área de estudio)

Luego de recolectar una buena cantidad de petróleo y agua se procedió a quitar el remanente de agua en la botella con el fin de recolectar la mayor cantidad de petróleo posible, para este fin se aplicó un método simple en el cual se daba vuelta la botella tapada y se esperaba unos segundos a que se separen los líquidos en dos fases nuevamente, luego se procedió a quitar el agua dejando fugar el agua lentamente hasta que casi no quede agua en la botella donde se recolecto el petróleo.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.8, Quitando remanente de agua (fuera del área de estudio)

6.2 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS Y MÉTODOS APLICADOS

6.2.1 POROSIDAD

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

La porosidad puede ser expresada en porcentaje y como el volumen de espacios disponibles para almacenar fluidos no puede ser mayor que el volumen total de la roca, la porosidad es una fracción y el máximo valor teórico que puede alcanzar es 1 o 100%, el valor ideal para la porosidad es de 30%.

Esta propiedad puede ser determinada matemáticamente por la siguiente relación general:

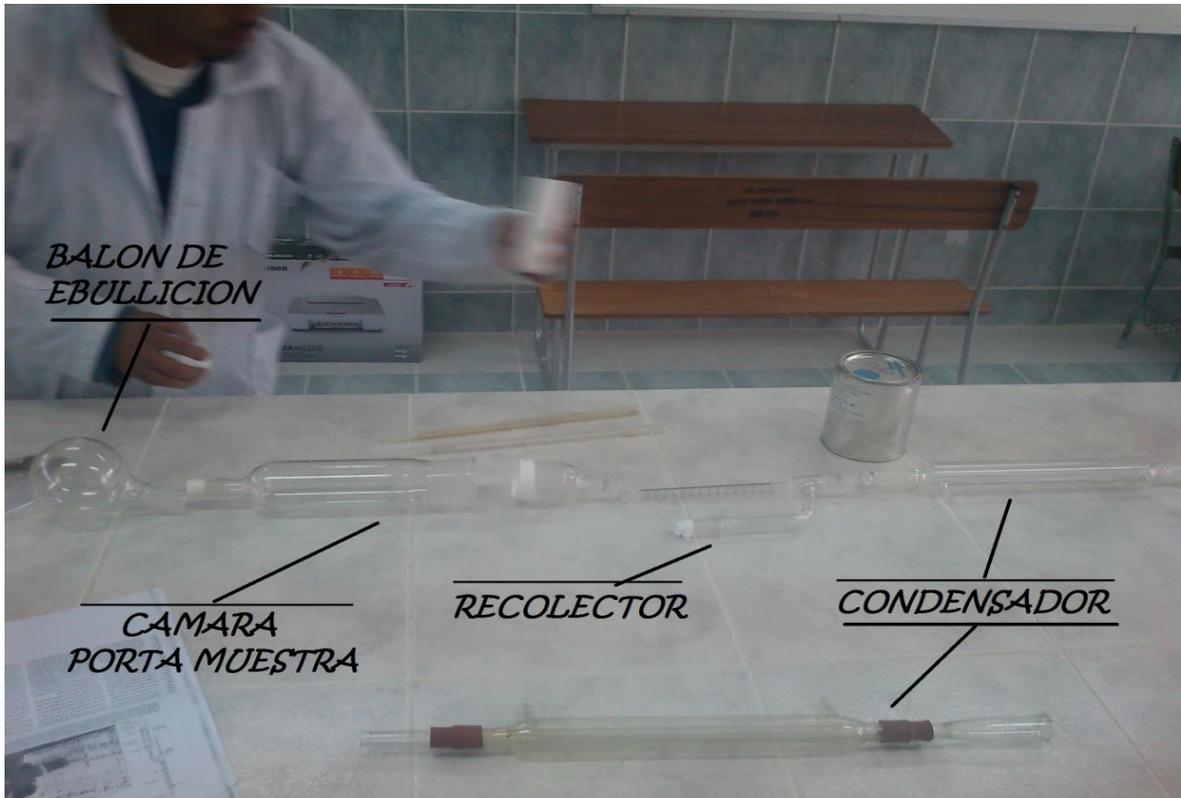
$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales}}{\text{volumen total}} * 100 \% \quad (1)$$

Dónde: \emptyset = porosidad

Esta es la relación que se utilizó para obtener la porosidad de las distintas muestras de roca que se tiene.

El método aplicado para obtener la porosidad fue el método Dean Stark, los materiales necesarios para este método son:

- Recolector
- condensador
- Cámara porta muestra
- Balón de ebullición (25ml)
- Silica gel
- Algodón
- Celulosa
- Calefactor
- Soporte
- Pinzas de sujeción
- Vaso de precipitado (100 ml)
- Gasolina
- Barniz



Fuente Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.9, materiales utilizados en porosidad



Celulosa



Silica gel



Calefactor

Fuente Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.10 Celulosa, Silica gel y calefactor

El procedimiento que se llevó a cabo fue:

- Se armó el sistema Dean Stark como se muestra en la figura



Fuente Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.11, Sistema Dean Stark

- Se llenó el balón de ebullición con 15 ml de gasolina



Fuente Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.12 Llenado de gasolina

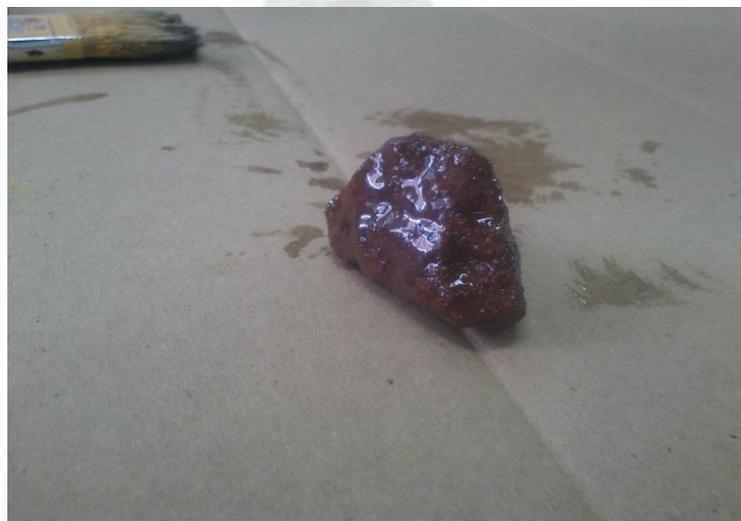
- Se sumergió la muestra 1 (arenisca) en agua por 3 minutos para llenar los espacios porales.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.13, Muestra sumergida en agua

- Se colocó la muestra 1 en la celulosa y está junto con la muestra se colocó dentro de la cámara porta muestra.

- Se llenó el recolector con 2ml de agua destilada que sirvió como una trampa de agua.
- Una vez verificada la buena unión de todas las piezas del sistema se procedió a encender el calefactor.
- A los 10 minutos aproximadamente empezó a subir el nivel de agua en el recolector.
- Se apagó el calefactor una vez que el nivel de agua en el recolector se mantuvo constante.
- Se tomó nota de la cantidad de agua recolectada en el recolector.
- Se sacó la muestra de roca del sistema y se procedió a barnizarlo para impermeabilizar la muestra.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.14, Muestra barnizada

- Se esperó el secado del barniz 10 minutos.
- Se llenó un vaso de precipitado con 50 ml de agua.
- Se puso suavemente la muestra de roca barnizada en el vaso de precipitado y se tomó nota de la cantidad de agua q subió en el vaso de precipitado.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.15 Muestra barnizada sumergida en agua

- Se repitió los mismos pasos para todas las muestras de roca

Con los datos obtenidos de los volúmenes de cada muestra se utiliza la ecuación (1) ya mencionada de porosidad y se realiza los cálculos correspondientes para obtener las porosidades de las muestras recolectadas en campo.

Muestra 1. Arenisca arcillosa, edad terciaria, formación Quendque.

Volumen total (V_T) = 1,5 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 0.2 ml

$$\phi = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\phi = \frac{0.2 \text{ ml}}{1.5 \text{ ml}} * 100 \%$$

$$\phi = 13.33 \%$$

Arenisca arcillosa, edad terciaria, formación Quendque.

Muestra 2.

Volumen total (V_T) = 6 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 0.1ml

$$\phi = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\phi = \frac{0.1 \text{ ml}}{6 \text{ ml}} * 100 \%$$

$$\phi = 1.6 \%$$

Arcilla, edad terciaria, formación Quendque.

Muestra 3.

Volumen total (V_T) = 6 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 1 ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{1 \text{ ml}}{6 \text{ ml}} * 100 \%$$

$$\emptyset = 16.67 \%$$

Arenisca arcillosa, edad terciaria, formación Quendeque.

Muestra 4.

Volumen total (V_T) = 4 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 0.1ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{0.1 \text{ ml}}{4 \text{ ml}} * 100 \%$$

$$\emptyset = 2.5 \%$$

Marga Verde, edad cretácica, formación Beu.

Muestra 5.

Volumen total (V_T) = 3 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 0.5 ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{0.5 \text{ ml}}{3 \text{ ml}} * 100 \%$$
$$\emptyset = 16.67 \%$$

Arenisca blanca, edad cretácica, formación Beu.

Muestra 6.

Volumen total (V_T) = 6.5 ml

Volumen Recolectado (V_R) = 0.5 ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{0.5 \text{ ml}}{6.5 \text{ ml}} * 100 \%$$
$$\emptyset = 7.69 \%$$

Arenisca arcillosa, edad cretácica formación Beu.

Muestra 7.

Volumen total (V_T) = 4 ml

Volumen Recolectado (V_R)= 3.5 ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{3.5 \text{ ml}}{4 \text{ ml}} * 100 \%$$
$$\emptyset = 12.5 \%$$

Arenisca arcillosa, edad terciaria, formación Quendeque.

Muestra 8.

Volumen total (V_T) = 5 ml

Volumen Recolectado (V_R)= 1 ml

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de los espacios porales o volumen recolectado } (V_R)}{\text{volumen total } (V_T)} * 100 \%$$

Reemplazando valores en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{1 \text{ ml}}{5 \text{ ml}} * 100 \%$$
$$\emptyset = 20 \%$$

Arenisca color salmón, edad cretácica, formación Beu.

6.2.2 GRANULOMETRÍA

La granulometría estudia el tamaño de las partículas, granos y rocas, esto incluye también la medición de partículas de formaciones sedimentarias y el análisis de los tipos de componentes de la roca (minerales).

Las rocas se componen de partículas cuyos tamaños y formas varían ampliamente y la distribución proporcional de las partículas minerales de diferentes tamaños determina, de manera considerable, muchas de las propiedades básicas de la roca. Estos factores dependen completamente de los procesos y características sedimentológicas que dieron origen a la roca.

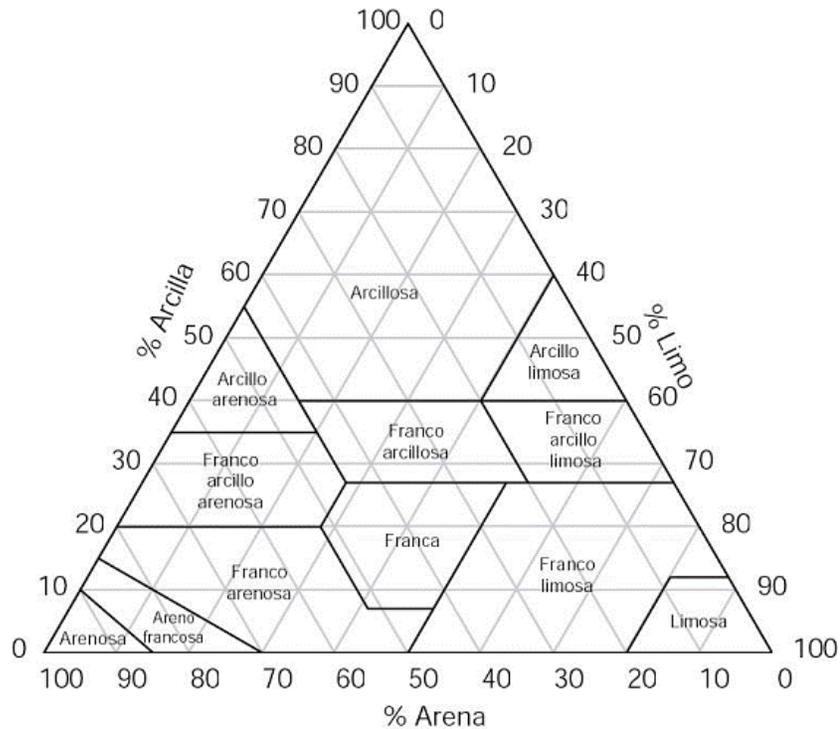
Los nombres de las clases de textura se utilizan para identificar rocas con mezclas parecidas de partículas minerales. Las rocas sedimentarias pueden agruparse de manera general en tres amplias clases de texturales, que son las arenas, limos y arcillas; además se utiliza una combinación de estos nombres para indicar los grados intermedios. Los tamaños de los tres tipos de partículas que componen una roca se encuentran detallados en la siguiente tabla:

PARTICULA	TAMAÑO
Arena	0.05 a 2.0
Muy gruesa	1.0 a 2.0
Gruesa	0.5 a 1.0
Mediana	0.25 a 0.5
Fina	0.1 a 0.25
Muy Fina	0.05 a 0.10
Limo	0.002 a 0.05
Arcilla	Menor a 0.002

Fuente: Manual de sedimentología (Técnicas de Laboratorio)
Tabla: 6.1, Escala Granulométrica Wentworth

El triángulo de textura es una importante herramienta empleada para clasificar una determinada textura de un suelo o roca sedimentaria. El triángulo de textura consta de un diagrama que muestra como cada muestra se clasifica en base al porcentaje en masa de arena, limo y arcilla contenida.

El objetivo de determinar la textura de las rocas recolectadas en el área de estudio es saber la composición de la muestra y corroborar si dicha muestra puede ser roca reservorio, roca madre o roca sello.



Fuente: según clasificación USDA.
Figura: 6.1, triángulo para clasificación de texturas

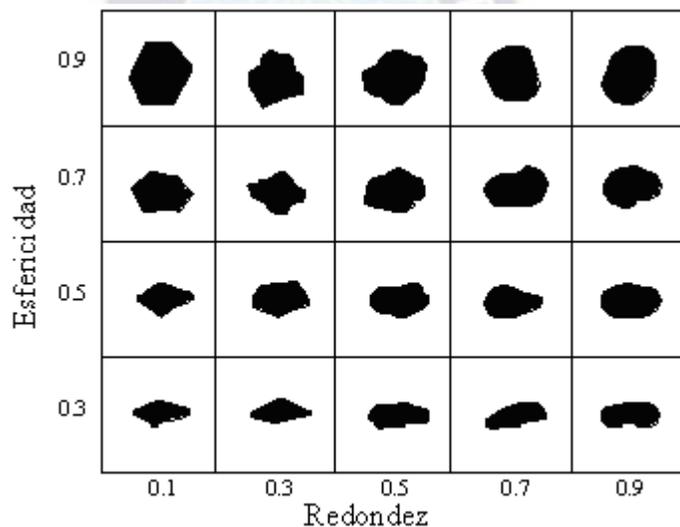
A tiempo de realizar la medición del tamaño de partículas se observó también su forma, la cual estudia de manera más específica la especialidad denominada morfoscopia.

La esfericidad es el primer parámetro en el estudio de la forma de las partículas componentes de una roca sedimentaria, se define como el grado en el que un elemento clástico se aproxima en su forma a una esfera.

El segundo parámetro en el estudio de la forma de las partículas es la redondez, la cual se define como el grado de angulosidad que presentan las aristas y vértices de un clasto.

Con el propósito de determinar la forma (redondez y esfericidad) de las partículas componentes de las rocas sedimentarias se utilizan cuadros de comparación. El cuadro utilizado es el de krumbein.

Para determinar la forma de las partículas de arena se utilizó un microscopio Nikon Binocular "AlphaPhot – 2 ", las fotografías fueron captadas utilizando los objetivos de aumento 10X, 40X Y 100X.



Fuente: manual de sedimentología (Técnicas de laboratorio)
Figura: 6.2 Cuadro de Krumbein

El método de determinación granulométrico más sencillo es hacer pasar las partículas por una serie de mallas de distintos diámetros de entramado que actúen como filtros de los granos, estos son comúnmente llamados tamices.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.16 Tamices

El procedimiento llevado a cabo fue el siguiente:

- Se disgrega cuidadosamente cada muestra utilizando un mortero, evitando que las partículas componentes de la muestra se destruyan.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.17 Roca disgregada

- Se realizó la medición del peso total de la muestra disgregada, utilizando una balanza analítica.

- Se preparó la columna de tres tamices colocando por debajo, por encima de él; el tamiz numero 400 normado por la A.S.T.M.E 11- 70 que permite separar arcilla de limo. Por encima del tamiz 400 se colocó el tamiz 270 normado también por la misma entidad que permite separar arena de limo.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.18 Columna de tamices

- Se colocó cuidadosamente el sedimento sobre el tamiz superior y se procedió al armado de la columna en el equipo rotor vibrador.
- El dispositivo rotor proporciona de un fuerte movimiento vibracional a todo el sistema, después de 10 minutos de vibración el proceso de tamizado está completo.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto 6.19, Rotor vibrador

- Se desarmo la columna de tamices y se pesó el contenido de cada uno de ellos, conteniendo el primer tamiz (n 270) la arena, el segundo tamiz (n 400) el limo, y la base de la columna la arcilla.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.20 Muestra de roca tamizada

- Se determinó la masa de cada tamiz utilizando una balanza analítica y se registraron los resultados obtenidos.
- Se repitió el proceso para cada una de las muestras.

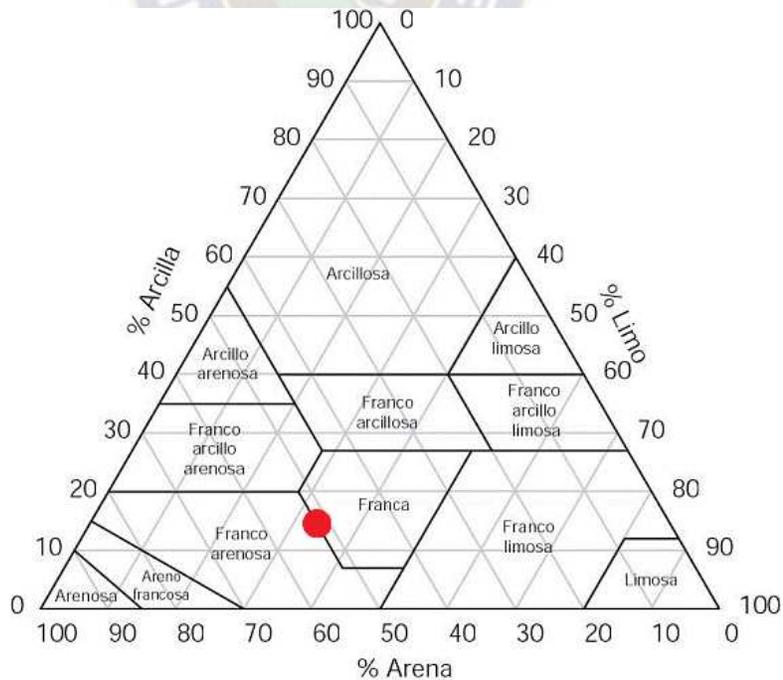
Con los resultados obtenidos se procedió a determinar la textura de cada muestra de roca

Muestra 1

Peso total = 237 g

	Porcentaje en peso
Arena = 122 g	52.1 %
Limo = 78 g	33.3 %
Arcilla = 34 g	14.6 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **FRANCA ARENOSA**.

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.9

Redondez = 0.3

Arenisca arcillosa, formación Quendeque de edad terciaria

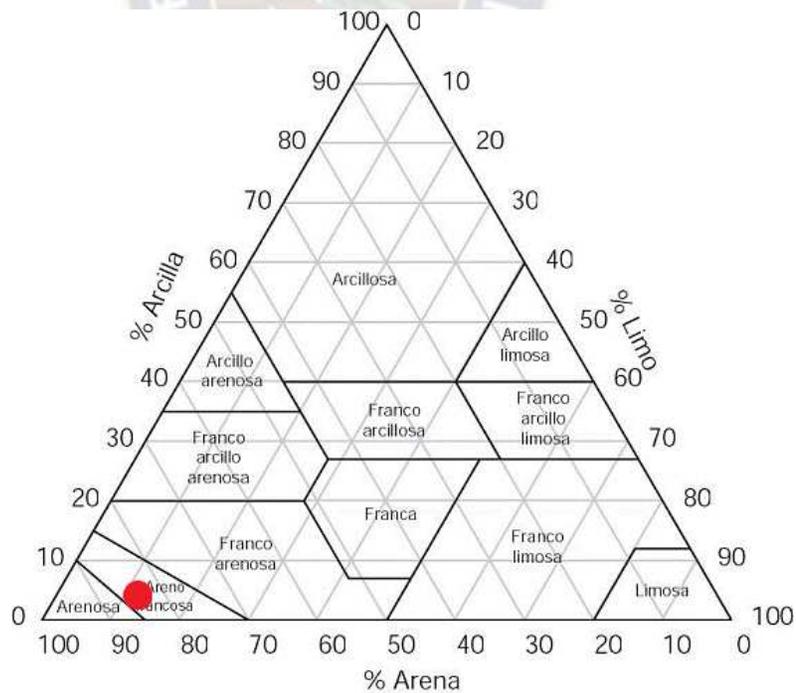
Muestra 2

Peso total = 321 g

Porcentaje en peso

Arena = 279 g	86.9 %
Limo = 28 g	8.7 %
Arcilla = 19 g	4.4 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **ARENA y ARENA FRANCA.**

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.5

Redondez = 0.3

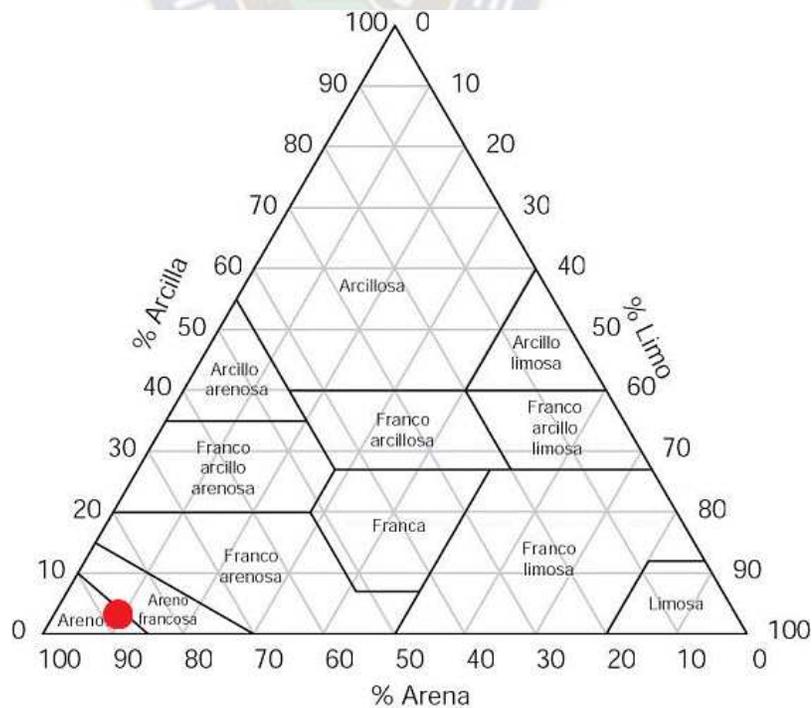
Arcilla, formación Quendeque de edad terciaria

Muestra 3

Peso total = 221 g

	Porcentaje en peso
Arena = 194 g	87.9 %
Limo = 20 g	9.0 %
Arcilla = 7 g	3.1 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **ARENA y ARENOSA FRANCA.**

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.7

Redondez = 0.5

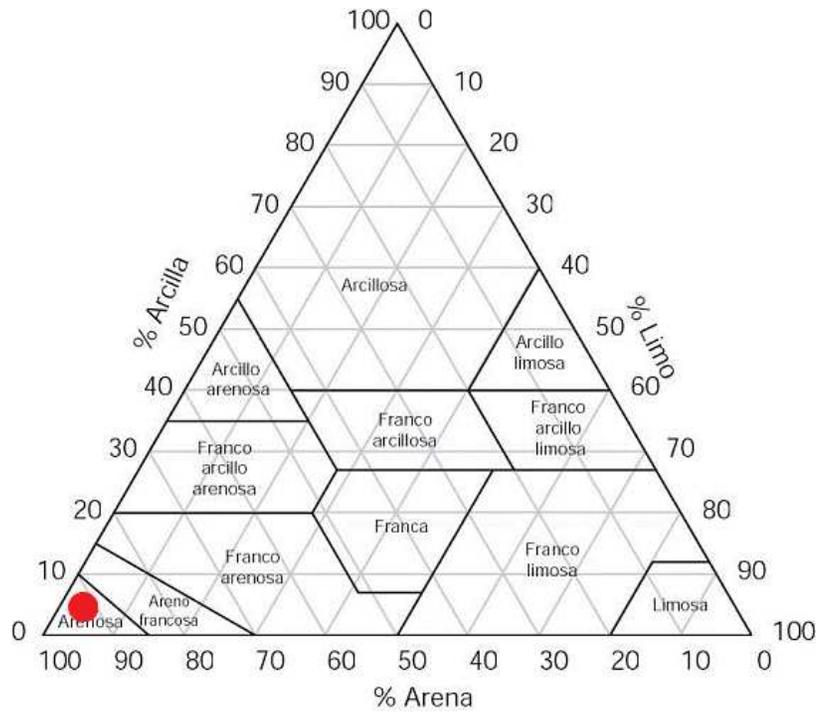
Arenisca arcillosa, formación Quendeque de edad terciaria

Muestra 5

Peso total = 261 g

	Porcentaje en peso
Arena = 245 g	94.2 %
Limo = 8 g	2.7 %
Arcilla = 8 g	3.1 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **ARENA**.

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.7

Redondez = 0.7

Arenisca arcillosa, de edad cretácica

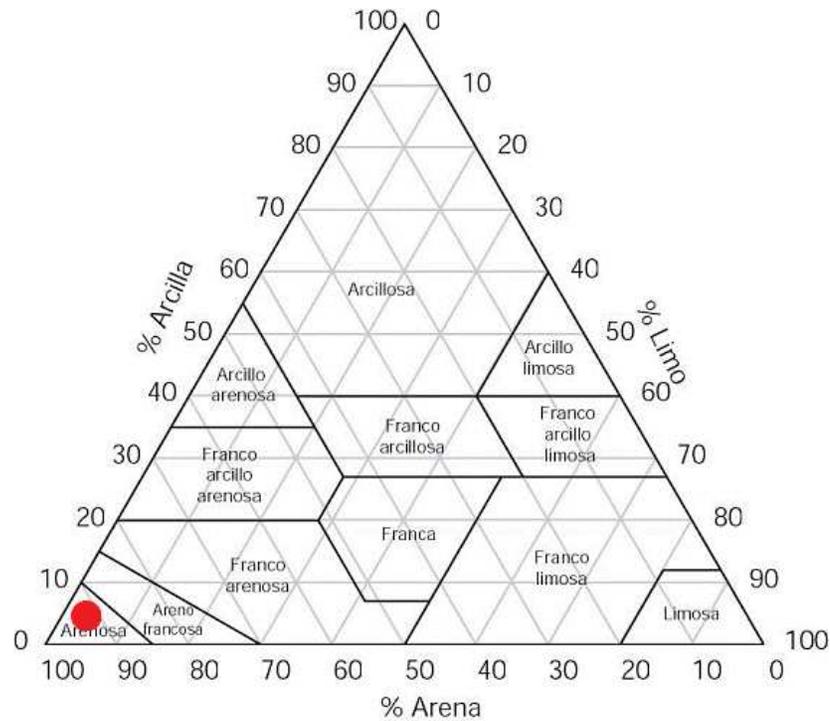
Muestra 6

Peso total = 324 g

Porcentaje en peso

Arena = 300 g	92.6 %
Limo = 12 g	3.7 %
Arcilla = 12 g	3.7 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **ARENA**.

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.3

Redondez = 0.1

Arenisca arcillosa, edad cretácica.

Muestra 7

Peso total = 184.36 g

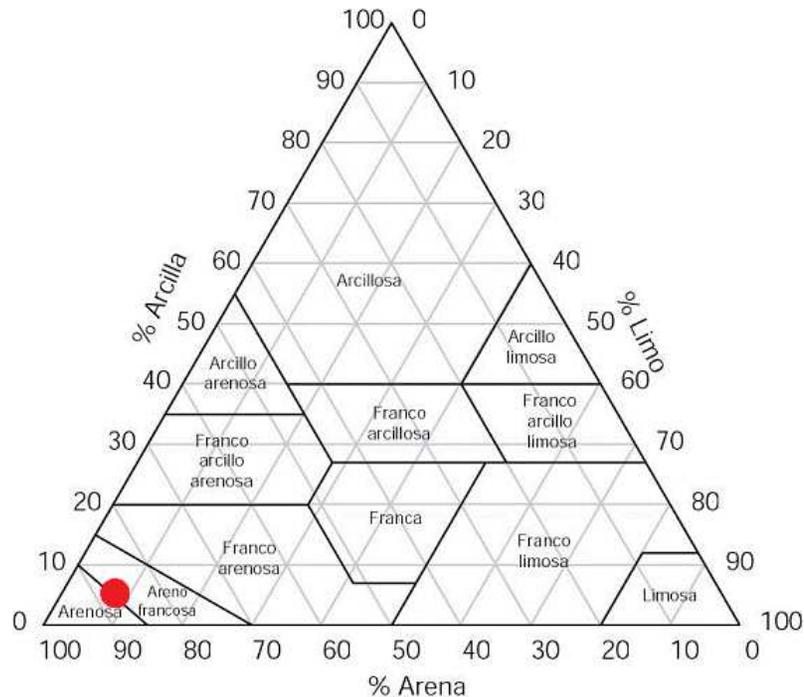
Porcentaje en peso

Arena = 159.9 g 86.73 %

Limo = 15.05 g 8.16 %

Arcilla = 9.4 g 5.11 %

Con los porcentajes obtenidos se procede a utilizar el triángulo para clasificación de texturas.



Con la lectura del triángulo se tiene que la muestra estudiada es clasificada como **ARENA y ARENOSA FRANCA.**

Comparando la muestra de arena con la figura 5.2 se tiene:

Esfericidad = 0.9

Redondez = 0.3

Arenisca arcillosa, formación Quendeque de edad terciaria

Como se pudo observar la mayoría de las muestras da una textura arenosa o arena francosa, la esfericidad también varía entre 0.9 y 0.7, lo cual se podría indicar que reúne condiciones de ser roca reservorio.

6.2.3 CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA

Se conoce como materia orgánica a un conjunto de residuos orgánicos de origen animal y/o vegetal, que están en descomposición, y que se acumulan dentro del perfil del suelo inter estratificado de lutitas de edad devónica.

En el área de estudio no se encontraron aflorando lutitas, pero se tomaron como referencia muestras de lutitas con contenido orgánico cerca el área de estudio y a el rio San Juanito. Estas muestras son la muestra 10 y muestra R – 2.

Los métodos más conocidos para determinar el contenido de materia orgánica son método por calcinación y método húmedo o método de Walkley y Black

Calcinación

Este método determina el contenido total de materia orgánica que posee el suelo, completo o en alguna de sus fracciones. Debe tenerse presente que con este método se obtienen valores más altos en el contenido de materia orgánica del suelo, ya que con él se volatizan todas las formas de carbono orgánico (C₂) presentes en la muestra.

La manera de hacer esta determinación de la materia orgánica del suelo consiste en:

- Se pesa una muestra de 6 ó 7 g de suelo seco al aire y tamizado a 2 mm (o en la fracción requerida) y se coloca en crisoles de porcelana.
- Se seca el conjunto (la muestra y el crisol) en horno a 105° C hasta peso constante (aproximadamente entre 24 y 48 horas), se retira del horno y se deja enfriar en desecador, luego se pesa.

- Se calcina la muestra en una mufla a 650 ó 700° C, durante 3 ó 4 horas.
- Se retira de la mufla el conjunto, se deja enfriar en desecador y se pesa nuevamente.
- Se calcula la diferencia de peso entre las medidas antes y después de calcinar; esta diferencia de peso equivale a la cantidad de materia orgánica que se perdió de la muestra por efecto de la calcinación.
- Se expresa la diferencia de peso en porcentaje (%), con respecto al peso inicial de la muestra (seca a 105° C) y ese es el porcentaje de materia orgánica que tenía aquella.

Método de Walkley y Black

Con este método se estima el contenido de carbono orgánico total de una muestra de suelo, completo o de alguna de sus fracciones.

Es el método más utilizado en los laboratorios edafológicos para evaluar la materia orgánica del suelo.

Según el Soil Survey Laboratory [Laboratorio de Estudios de Suelos] (1995), este método actúa sobre las formas más activas del carbono orgánico que posee el suelo y no produce una oxidación completa de dichos compuestos, por lo que se deben hacer ajustes a los resultados obtenidos en el laboratorio, cuando se quieren expresar en términos de contenido de materia orgánica. El SSL (1996) recomienda utilizar un factor de corrección igual a 1.724, asumiendo que la materia orgánica tiene 58% de carbono orgánico.

Los procedimientos para llevar a cabo esta determinación son los siguientes:

- Se pesan entre 0,2 y 2 g de suelo seco al aire y tamizado a 2 mm (o al tamaño de la fracción requerida), dependiendo del color del suelo: más oscuro menos cantidad y viceversa.
- Se coloca la muestra en un erlenmeyer de 250 mL y se le adicionan 5 mL de dicromato de potasio 1N y 10 mL de ácido sulfúrico concentrado, se agita y se deja enfriar; hay que tener precaución en este punto pues la reacción que se presenta es violenta.
- Cuando se enfría el conjunto anterior, se diluye con 50 mL de agua destilada y se le agregan 5 mL de ácido fosfórico y 3 gotas de difenilamina o 5 gotas de ortofenantrolina.
- Se prepara un blanco, es decir, una mezcla de todos los reactivos mencionados pero sin suelo.
- Se titulan la mezcla inicial y el blanco con una solución de sulfato ferroso 1N, la titulación está completa cuando se obtiene un color verde.
- Se calcula el contenido de carbono orgánico

Los análisis de contenido orgánico fueron realizados en el instituto de ecología laboratorio de calidad ambiental, Universidad Mayor de San Andrés, donde se obtuvo los siguientes resultados

Muestra 10

Esta muestra se tomó fuera del área de estudio y se trata de una muestra de roca lutítica con presencia de lajas de la formación Tomachi el resultado obtenido fue de **0.76 %**

Muestra R – 2

Esta muestra se tomó fuera del área de estudio y se trata de una roca lutítica de edad carbonífera posiblemente del grupo retama muestra extraída del río San Juanito el resultado obtenido fue de **1,5 %**.

Con los resultados obtenidos tenemos que la muestra R- 2 tiene un alto contenido de materia orgánica con lo cual se podría indicar que es generadora de petróleo (Roca madre) y la muestra 10 de la formación Tomachi se encuentra en etapa de maduración para formación de hidrocarburos.

6.2.4 Resumen de los métodos aplicados

Punto	Muestra	Granulometría	porosidad %	contenido orgánico	Formación
p-1	M-1	Franca arenosa	13,33	-	Quendeque
p-2	M-2	Arena y arena franca	1,67	-	Quendeque
p-3	M-3	Arena y arena franca	16,67	-	Quendeque
p-4	M-4	-	2,5	-	Beu
	M-5	arena	16,67	-	Beu
p-5	M-6	arena	7,69	-	Beu
p-8	M-8	Arena, arenosa franca	12,5	-	Beu
p-11	M-10	-	-	0,76 %	Tomachi
p-26	R-2	-	-	1,5 %	Tomachi

Fuente: Elaboración propia
Tabla: 6.2 Resumen de análisis aplicados

Tomando en cuenta la granulometría y porosidad de las muestra 5 de edad cretácica tiene alta porosidad y una granulometría arenosa con lo cual se podría decir que esta formación podría ser una buena roca reservorio.

Las muestras 1, 3 y 8 presentan una granulometría franca arenosa y arena, su porosidad es óptima (13.3%, 16.67% y 12.5% respectivamente), su esfericidad durante las pruebas fueron de 0.9, 0.7 y 0.9 respectivamente y su redondez vario

de 0.3 a 0.5 con lo que se pudo observar que guardaban cierta relación y se podría sacar la conclusión que son posibles rocas reservorio debido a los resultados analizados.

6.2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES EVALUADAS A TRAVÉS DE MUESTRAS

De los resultados de análisis efectuados se concluye que se trata de la formación Quendeque de edad Terciaria está compuesta por arenisca arcillosa fácilmente deleznable de granulometría fina presenta estratos de arena arcillosa con, areniscas, arcillas, lutitas y una intercalación de lutitas y arenisca, las muestras tomadas en terreno son en su mayoría areniscas, el color de la muestra de arenisca tomada en superficie es Marrón oscuro en superficie fresca y marrón claro en superficie alterada.

Esta formación presenta un espesor real de aproximadamente 2000 metros y en superficie de 500 metros, presenta fracturas transversales y fracturas concoidales por su textura es fácilmente fracturable. las muestras tomadas en terreno pertenecen a los puntos 1, 2, 3, 7, 8 y 9 se obtuvo que pertenecen a una textura arena, arena francosa y franco arenosa para el punto 1, respecto a los análisis de porosidad se obtuvo un valor de 13.33% para el punto 1, 1.67% para el punto 2, 16.67% para el punto 3 y 12.5% para el punto 8, la porosidad tan baja del punto 2 se debe a que esta muestra se trata de arcilla mientras que las otras tres se tratan de areniscas.

Asimismo de los análisis efectuados se deduce que la formación Beu de edad cretácica presenta arenisca arcillosa, areniscas, lutitas, conglomerado, areniscas con intercalación de lutitas y areniscas calcáreas, las muestras tomadas en terreno son areniscas y algunas margas. Su color es variable ya que se encuentran areniscas blancas, areniscas marrones y areniscas de color salmón el cual puede

evidenciarse que es dominante, presenta un espesor real de aproximadamente 1240 metros y en superficie de 300 metros, se rompe a la presión con el tacto.

Las muestras tomadas en terreno pertenecen a los puntos 4, 5, 6 y 10, en donde la textura dio como resultado arena respecto a el análisis de porosidad en el punto 4 que se divide en dos muestras (M -4 Y M-5) dio como resultado 2.5% y 16.67% respectivamente, en el punto 5 dio como resultado 7.69% , el resultado de 2.5% en la porosidad se debe a que la muestras se trata de una Marga.

6.2.6 ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO OBTENIDAS

La región del Subandino Norte presenta un largo historial de emanaciones naturales de petróleo, durante el tiempo que se realizó el estudio se programó un viaje al río San Juanito, lugar donde se han encontrado filtraciones de petróleo, el petróleo se encuentra aflorando de lutitas. Se llegó hasta las emanaciones de petróleo con el propósito de recolectar muestras de petróleo en superficie y verificar la autenticidad de la emanación. El petróleo recolectado se encuentra en filtraciones cuyas coordenadas geográficas son:

LATITUD	15° 26` 39.2”
LONGITUD	67° 08` 14.5”
ALTITUD	1297 m

El punto de recolección se encuentra fuera del área que comprende el presente proyecto de grado pero parte de la estructura tectónica en la que aparecen las emanaciones de petróleo se localizan en el área además por ser áreas cercanas podrían tener alguna relación.

El petróleo recolectado no pertenece al área de estudio y fue tomado del río San Juanito un área cercana a la misma.

El presente proyecto incluye los resultados de todos los análisis posibles que se pudo realizar al petróleo recolectado en el río San Juanito.

6.2.6.1 Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10 significa que es mucho más liviano que el agua y que por lo tanto flotaría en esta. Matemáticamente la gravedad API no posee unidad de medida sin embargo a el número obtenido se le denomina grado API.

$$^{\circ}API = \left(\frac{141,5}{GE} \right) - 131,5 \quad (2)$$

Dónde:

GE = Gravedad específica del agua

$^{\circ}API$ = Gravedad API

En un producto obtenido en refinería un mayor valor de gravedad API representa un mayor valor comercial. Esto es debido a la facilidad operacional y económica de producir destilados de gran valor como la gasolina, jet fuel y diesel con altos rendimientos de los mismos. Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de este valor las cadenas moleculares son muy cortas y hacen que los productos tengan menor valor comercial.

El petróleo es clasificado como liviano, mediano, pesado y extra pesado, de acuerdo con su medición de gravedad API.

- Crudo liviano tiene gravedad API mayor a 31.1 ° API
- Crudo mediano tiene gravedad API entre 22,3 y 33,1 ° API
- Crudo pesado tiene gravedad API entre 10 y 22,3 °API
- Crudos extra pesados tienen gravedades API menores a 10 ° API

Para la medición de la densidad de la muestra de petróleo se siguieron los siguientes pasos:

- Acondicionamiento de la muestra, esto implicó filtrado del fluido recolectado y refrigeración a 15 °c de temperatura.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.21 Muestra de petróleo

- Utilizando una balanza electrónica se determinó el peso de un picnómetro.



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 6.22 Peso de Picnómetro

- Se llenó el picnómetro con petróleo



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 5.23 Vaciado de petróleo en picnómetro

Se determinó la masa del sistema picnómetro + petróleo, utilizando la balanza electrónica.

- Se registró el valor del volumen del picnómetro, que es una constante propia del instrumento de laboratorio.

Los datos obtenidos fueron los siguientes:

Peso petróleo + picnómetro:	131.15 gr.
Peso del picnómetro:	48.84 gr.
Volumen picnómetro:	100 ml
Temperatura:	24 °c

Aplicando la ecuación (2) para calcular la gravedad API

$$^{\circ} API = \left(\frac{141,5}{GE} \right) - 131,5 \quad (2)$$

dónde:

$$GE = \frac{\text{peso del petroleo}}{\frac{\text{volumen del picnometro}}{\text{densidad del agua}}} \quad (3)$$

$$\text{Peso del petroleo} = \text{Peso}_{(\text{petroleo} + \text{picnometro})} - \text{peso picnometro} \quad (4)$$

Reemplazando (4) en (3) datos tenemos:

$$GE = \frac{\text{Peso}_{(\text{petroleo} + \text{picnometro})} - \text{peso picnometro}}{\frac{\text{volumen del picnometro}}{\text{densidad del agua}}} \quad (5)$$

(5) en (2)

$$^{\circ} API = \left(\frac{141,5}{\frac{\text{Peso}_{(\text{petroleo} + \text{picnometro})} - \text{peso picnometro}}{\text{volumen del picnometro}} \cdot \frac{1}{\text{densidad del agua}}} \right) - 131,5 \quad (6)$$

Reemplazando datos tenemos

$$^{\circ} API = \left(\frac{141,5}{\frac{(131.15 - 48.84) \text{ g}}{100 \text{ cc}} \cdot \frac{1}{1 \text{ g/cc}}} \right) - 131,5$$

$$^{\circ} API = 41.06$$

Se pudo observar que el petróleo recolectado en el río San Juanito tiene un color verde oscuro y naranja cuando se encontraba en la superficie del río, por el grado API de 41.06 se puede indicar que se trata de un **petróleo liviano**.

CAPITULO VII **IMPACTO**

7.1 IMPACTO MEDIO AMBIENTAL

En toda campaña petrolera ya sea de exploración, perforación, producción, etc., se debe realizar un estudio del impacto ambiental causado durante estas campañas a fin de ver distintas alternativas de minimizar dicho impacto y ver las mejores alternativas de poder realizarse un trabajo de calidad causando el mínimo impacto posible al ambiente, para medir el impacto ambiental se debe realizar estudios de impacto ambiental (EIA).

En Bolivia se cuenta con un reglamento ambiental que norma actividades en el sector hidrocarburífero es el D.S 24335 Reglamento ambiental del sector hidrocarburífero.

7.1.1 REGLAMENTO AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBURIFERO

El reglamento ambiental del sector hidrocarburífero dictado el 30 de abril de 1996 mediante el decreto supremo 24335 establece distintos cuidados y procedimientos al momento de realizar cualquier actividad petrolera en cualquier región de nuestro país.

Las partes más importantes del reglamento consideradas para el proyecto realizado fueron las siguientes:

TÍTULO II

NORMAS TÉCNICAS AMBIENTALES PARA LAS ACTIVIDADES EN EL SECTOR HIDROCARBUROS

CAPITULO I

DE LAS NORMAS TECNICAS GENERALES

ARTICULO 20. Para la realización de toda actividad, obra o proyecto en el sector hidrocarburos, la Responsable debe cumplir con las normas del presente Capitulo, además de las que se señalan en este Reglamento, en sus distintas fases.

ARTICULO 21. Cuando se planifique un proyecto, obra o actividad, durante la realización del EIA, en cumplimiento del Art. 93 de la Ley del Medio Ambiente N° 1333 y el art. 162 del Reglamento de Prevención y Control Ambiental, la Responsable deberá realizar la respectiva consulta pública.

ARTICULO 22. Para la selección del sitio, la Responsable debe:

- a) considerar los efectos del proyecto, obra o actividad sobre la seguridad pública y la protección del medio ambiente.
- b) Seleccionar un sitio donde se produzca el menor impacto ambiental posible sobre las tierras agrícolas, bosques y pantanos, evitando de esta manera la innecesaria extracción o tala de árboles y daños al suelo, debiendo además evitar cortes y rellenos del terreno en el sitio.
- c) Planificar el uso de áreas y caminos de acceso ya existentes, líneas sísmicas abiertas anteriormente o cualquier otra vía de acceso realizada y en la zona, para reducir daños ambientales en áreas que no hayan sido afectadas previamente.

h) Evitar en lo posible, la realización de operaciones en áreas protegidas de flora, fauna y reservas o territorios indígenas.

CAPITULO II DE LA PROSPECCION SUPERFICIAL

ARTICULO 38. Para el manejo y control de la erosión, sedimentación y vegetación, la Responsable debe:

a) Evitar, en lo posible, la alteración de la vegetación y los suelos durante las operaciones sísmicas, reduciendo el área de deforestación y limpieza del suelo al mínimo necesario, tomando las precauciones para que las operaciones se ejecuten de acuerdo a normas de seguridad. El ancho normal de la senda será de 1.2 metros y el máximo permitido será de 1.5 metros.

b) Mantener las raíces de las plantas intactas, para prevenir la erosión y promover la revegetación.

ARTICULO 39. Para el manejo de los desechos y residuos sólidos, la Responsable debe:

a) Recolectar, seleccionar y disponer todos los desechos y residuos, de manera que no constituyan un peligro para la salud pública. Para este efecto se permitirá la incineración de desechos sólidos, considerados no peligrosos, únicamente en incineradores portátiles, equipados con sistemas de control de emisiones a la atmósfera.

b) Enterrar los desechos sólidos no combustibles, que no sean tóxicos o metálicos, a una profundidad mínima de un metro, siempre y cuando el nivel freático lo permita.

c) Recolectar y disponer de todas las marcas temporales y estacas, después de finalizar operaciones, excepto las marcas permanentes y estacas que marcan las intersecciones de las líneas sísmicas que serán reutilizadas. Asimismo deben recolectarse todos los remanentes de cables utilizados en la operación de registros sísmicos.

ARTICULO 40. Para el manejo de desechos y residuos líquidos, la Responsable deberá

Elaborar registros en libretas específicas, con el propósito de contar con un adecuado control de todos los materiales peligrosos usados, almacenados y dispuestos fuera del sitio.

7.1.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es en síntesis un recopilado de los estudios sobre los elementos físicos naturales, biológicos, socioeconómicos y culturales dentro del área de influencia del proyecto.

El principal objetivo de estos consiste en caracterizar las condiciones que se presentan y sus capacidades de respuesta a perturbaciones. Por medio del estudio también se pretende la prevención de los impactos (efectos y consecuencias) de los proyectos y determinar las medidas de control necesarias para asegurar la compatibilidad entre las actividades petroleras y el Medio Ambiente.

7.1.3 IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

Las actividades técnicas se contrastan con cada uno de los componentes del medio natural, sociocultural y económico. De tal forma, que se presentan tres grandes etapas o fases (pre operativa, adecuación y vía de acceso, estudios en campo (geológicos, magnetometría, gravimetría o sísmica)), que a su vez contienen actividades, las cuales se enuncian en la Tabla xx. Los componentes del medio se clasifican en cuatro grupos, ellos son el medio físico, el medio perceptual que encierra el elemento paisajístico, el medio biótico que cubre los elementos flora y fauna; y el medio socioeconómico y cultural.

ETAPAS	ACTIVIDADES
Pre- operativa	Información a la comunidad
	Negociación de predios
Adecuación y vías de acceso	Movilización de maquinaria
	Instalación y operación de campamentos
	Estabilización de taludes
	Montaje de equipo
Estudios de campo	Estudios geológicos y toma de muestras
	Magnetometría
	Gravimetría
	Sísmica

Fuente: Elaboración Propia
Tabla: 7.1 Identificación de impactos

Existe un listado donde se puede identificar los distintos tipos de impactos de acuerdo al medio.

MEDIO	ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL
FÍSICO	Agua	Alteración de la calidad del agua
		Modificación de caudales
	Suelos	Cambio en las propiedades
		Alteración de horizontes edáficos
	Aire	Cambio en la calidad del aire
Alteración de niveles sonoros		
Hidrogeología	Alteración de la calidad	
PERCEPTUAL	Paisaje	Alteración de la calidad visual
BIÓTICO	Fauna	Migración de fauna
	Flora	Afectación de áreas sensibles ambientales
		Cambio de la cobertura del suelo
SOCIO ECONÓMICO	Económico	Cambio en el uso del suelo
		Generación de empleo
		Cambio en el precio de los predios
	Socio cultural	Afectación de la salud de los trabajadores
		Generación de expectativas
		Afectación de sitios de interés arqueológico

Fuente: Elaboración propia
 Tabla: 7.2 Identificación de impactos de acuerdo al medio

Finalmente se realiza un análisis cuantitativo y un análisis cualitativo para determinar el grado de daño ambiental.

7.1.4 ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL EN EL ÁREA DE ESTUDIO

El análisis que se realizó es un análisis a grandes rasgos identificando los factores más importantes que podrían afectar en una exploración a las áreas de estudio.

Primero se identificó las actividades y componentes que intervendrían en una etapa exploratoria, para este efecto se identificaron los factores más importantes y tenemos como resultado:

Etapas pre operativas

Como un paso antes de iniciar cualquier actividad debemos realizar lo siguiente:

- Información de las actividades a la comunidad de Palos Blancos
- Negociación del ingreso al área de Tacuaral y Lliquimuni.

Adecuación de vías de acceso

En el terreno se evidenció que existen caminos que tienen un ingreso limitado, restringido y en muchos casos no existe ingreso debido a la espesa vegetación y mantenimiento de las vías de acceso.

En el ingreso a Lliquimuni se vio que existía un camino carretero (foto 7.1 y foto 7.2), pero a poca distancia se evidenció que el camino se encontraba errumbado y cubierto de vegetación (foto 7.3 y foto 7.4).



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 7.1, Ingreso al área de Lliquimuni



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 7.2, Camino área Lliquimuni



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 7.3, Camino a Lliquimuni derrumbado



Fuente: Juan Carlos Sánchez Nogales
Foto: 7.4 Camino cubierto por vegetación

Por esta razón se identificó que se requeriría de lo siguiente:

- Adecuación y apertura de caminos
- Movilización de equipos y maquinaria
- Instalación y operación de campamentos
- Estabilización de taludes
- Montaje de equipo de trabajo

Estudios de campo

En esta fase se procedió primero a fijar la o las áreas de interés, luego se debe proceder a:

- Toma de muestras
- Estudios de sísmica
- Estudios de gravimetría
- Estudios de magnetometría

Se realizó un análisis del impacto que podría causarse de acuerdo al medio y elemento, los medios tomados en cuenta fueron el medio físico, perceptual, biótico y socioeconómico y se los presenta de manera detallada en la siguiente tabla:

MEDIO	ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL	ANALISIS DEL IMPACTO
Físico	Agua	Alteración de la calidad del agua	Mínimo
		Modificación de caudales	Mínimo
	Suelos	Cambio en las propiedades	No hay alteración
		Alteración de horizontes edáficos	Mínimo
	Aire	Cambio en la calidad del aire	No hay alteración
		Alteración de niveles sonoros	Medio
Hydrogeología	Alteración de la calidad	No hay alteración	
Perceptual	Paisaje	Alteración de la calidad visual	Mínimo (Media una vez iniciada perforación)
Biótico	Fauna	Migración de fauna	Mínimo
	Flora	Afectación de áreas sensibles ambientales	Mínimo
		Cambio de la cobertura del suelo	No hay alteración
Socio económico	Económico	Cambio en el uso del suelo	Medio
		Generación de empleo	Mínimo (Alta una vez iniciada perforación)
		Cambio en el precio de los Predios	Mínimo (Alta una vez iniciada perforación)
	Socio cultural	Afectación de la salud de los trabajadores	Mínimo
		Generación de expectativas	Medio (Alta una vez iniciada la perforación)
		Afectación de sitios de interés arqueológico	Mínimo

Fuente: Elaboración Propia
 Tabla 7.3 Impacto ambiental en el área de estudio

Como se pudo observar en la gran mayoría de los casos el impacto causado durante la fase exploratoria es mínimo y no se altera el ecosistema, no se degrada el suelo en algunos casos favorece indirectamente el asentamiento humano.

En caso de que el estudio mostrara grandes indicios de un potencial de reservorio se entraría en etapa de perforación en donde el impacto causado al medio ambiente sería mucho mayor y requeriría de un análisis más detallado y exhaustivo.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- El área de estudio presenta estructuras que indican que hubo una gran actividad tectónica, es evidente en el sector de Lliquimuni y Tacuaral donde se puede observar que sus estructuras son óptimas para almacenar hidrocarburos.
- La sedimentología de la región implica que existen formaciones con todas las características para ser rocas madre de hidrocarburos, bibliográficamente se considera a las formaciones: FLORA de edad cretácica, COPACABANA de edad pérmica y TEQUEJE de edad devónica.
- Se observó la formación Copacabana durante el trabajo de campo, formando bloques grandes de caliza los resultados e informes de las muestras realizadas en el área de Lliquimuni, señalan que la formación Copacabana presenta una cantidad considerable de hidrocarburos, pero no se tiene la maduración adecuada ni suficiente para formar grandes reservorios.
- La formación Tequeje se encuentra a gran profundidad sometida a gran presión litostática y gradiente geotérmica, lo que le permitió madurar completamente como roca madre. El estudio de dicha formación es muy importante, debido a que ninguna perforación en el subandino norte alcanzó esta importante formación. El autor I. Moretti señala en el artículo "las rocas madre en Bolivia" la importancia de dicha formación. El devónico medio es la roca madre clásica en Bolivia, así lo evidencian los campos productores en todo el subandino sur y también en el área del boomerang. Basados en esa información se puede creer que la formación Tequeje hace también de la roca madre más importante en el subandino norte.

- El anticlinal de Lliquimuni tiene las características necesarias para entrapar hidrocarburos, sin embargo la perforación realizada por YPFB en 1991 dio un resultado negativo debido a que solo llegó a la formación Copacabana de edad Pérmica, actualmente se encuentra en perforación pozo Lliquimuni centro x-1 cuyo objetivo es alcanzar las formaciones de edad devónica, de acuerdo a los análisis realizados en el presente proyecto existe una gran posibilidad de encontrar hidrocarburos en dicha formación.
- El anticlinal de Tacuaral tiene características que pueden hacer posible que albergue hidrocarburos, tiene una importante falla paralela a su eje lo que podría provocar un entrapamiento en subsuperficie. Los resultados de la perforación en este anticlinal fueron fallidos y pueden darse en gran medida al hecho de que ninguna perforación ha llegado a la profundidad a la que se encuentran las formaciones de edad devónica otro factor importante es que los pozos fueron perforados en el flanco occidental del anticlinal y no así sobre su eje.
- Los análisis de las muestras de roca ha permitido conocer algunas características petrofísicas de diferentes formaciones; lamentablemente las formaciones estudiadas y muestras tomadas en campo fueron identificadas en su mayoría pertenecientes al sistema terciario y cretácico, se encuentran en profundidades someras que no participan directamente en la generación de hidrocarburos, acumulación ni migración.
- Los análisis de granulometría son importantes para conocer la dureza de las rocas, esto es importante para seleccionar y planificar los tipos de trepano a utilizarse durante la perforación.

El estudio de la granulometría permite conocer también el contenido de arcilla de las formaciones, este dato es importante para seleccionar de manera

adecuada los fluidos de perforación para evitar hinchar o dañar las formaciones con fluidos de perforación equivocados.

- Gracias a las muestras de petróleo recolectado del río San Juanito (fuera del área de estudio) se tiene información de algunas propiedades del petróleo, su grado API de 41 nos indica un petróleo liviano, la presencia y propiedades de este petróleo es muy probable que forme parte de los posibles reservorios en las áreas estudiadas.

8.2 RECOMENDACIONES

- Se debe continuar con las perforaciones exploratorias en Tacuaral ya que se tiene muchos indicios de que las formaciones de edad Devónica se encuentran asociadas con el petróleo.
- Asimismo en el pozo Lliquimuni centro X-1 que actualmente se está perforando debería alcanzar la formación Tomachi y Tequeje.
- Se recomienda realizar una exploración de hidrocarburos detallada en áreas cercanas al área de estudio especialmente cercana a el río San Juanito donde se tomaron las muestras de petróleo debido a que en el recorrido se pudo evidenciar estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos además de distintos puntos de fuga de petróleo.
- De la misma manera se recomienda el equipamiento de equipos para análisis de petróleos en la carrera para tener un conocimiento más sólido y variado de los hidrocarburos y diversos métodos de análisis de los mismos.

BIBLIOGRAFIA

- 1. ALEGRIA, Luis F. y Ugarte, R. informe Geológico Final Pozo Tacuaral X-1 – X1D, Informe interno YPFB.1994**
- 2. ASTM STANDARDS METHODS, section 05 – Petroleum Products, lubricants and Fossil Fuels.2004**
- 3. BOTELLO, R. Estudio geológico de la región Alto Beni – Faja Subandina del norte, provincia Caupolitan y Larecaja. La Paz, Bolivia.1967**
- 4. CARTOGRAFIA DEL IGM Y SERGEOTECMIN, Mapas Topográficos, Fotografías Aéreas, Imagen de Satélite. La Paz, Bolivia.2007**
- 5. CENTENO, Daniel. 1000 TCF. Tarija, Bolivia.2007**
- 6. ESCOBAR, Ángel. Exploración Geológica en el Departamento de La Paz. La paz, 2007**
- 7. ESCOBAR, Ángel. Exploración Geológica en el Departamento de La Paz Área del Rio San Juanito. La paz, 2010**
- 8. HIDROCARBUROS EN EL NORTE DEL DEPARTAMENTO DE LA PAZ. Informe YPFB. La Paz, Bolivia. Septiembre 2006**
- 9. L.A.,RODRIGO Y F., Coumes. Manual de Sedimentología – Tecnicas de Laboratorio. Universidad Mayor de San Andres, La Paz, Bolivia, 1973**
- 10.OLLER VERAMENDI, J. Informe geologico Estructural Anticlinal Lliquimuni – Tacuaral. Informe interno YPFB (GXG -2883)**

- 11. OLLER VERAMENDI, J. Informe estratigráfico estructural del camino La Paz – Beni, entre Caranavi – Puerto Linares y Santa Ana de Huachi – RIO Alto Quiquibey. La Paz, Julio.1981.**

- 12.PRADEL, B. M. Resumen Informe Geológico Final Pozo Lliquimuni X1. Informe interno DTXC –DPSS,YPFB.1992**

- 13.REVISTA TECNICA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS. Volumen 16, núm. 1-2,1995**

- 14.SECO, R. Geomorfología: Procesos Exogenéticos. Facultad de Geografía de la Universidad de La Habana, Ministerio de Educación Superior, Cuba,157P.2000**

- 15.Spalleti, Luis A. Rocas Ricas En Materia Orgánica – Sedimentitas Organogénas, Carbones, Lutitas Petrolíferas y Petróleo. Universidad Nacional de La Plata. 2006 – 2009.**

- 16.SUAREZ, Ramiro. Compendio de Geología de Bolivia. Revista técnica de YPFB. Volumen 18, núm. 1- 2, 2000**

- 17.VARGAS, Edgar. La Fotografía Aérea y Su Aplicación A estudios Geológicos y Geomorfológicos – Principios de percepción Remota. Universidad Mayor de San Andrés. TOMO I. La Paz, Bolivia, 1992**

GLOSARIO DE TERMINOS

Afloramiento: Parte de un terreno visible en la superficie de la tierra.

Antepaís: Región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual vergen las estructuras de esta última al menos en la región en que se da el con el contacto entre ambas.

Arcilla: material sedimentario de grano muy fino compuesto principalmente por minerales del grupo de las arcillas, es decir, silicatos de aluminio. Fracción granulométrica de un sedimento cuyos componentes son todos menores a 0.004 mm en tamaño.

Arena: sedimento clasico compuesto predominantemente por granos de tamaño entre 0.062 y 2 mm.

Banco: Acumulación elongada común en mares, ríos y lagos. La misma puede ser de arena, conchilla, limo, etc.

Basamento: corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovic.

Bituminoso/a: Dícese de las rocas que contienen compuestos orgánicos hidrocarburos que les confieren color negro, tacto grasiento y olor frecuente fétido.

Boudinage: Troceado por estiramiento de una capa rigida (competente) entre dos capas plásticas (incompetentes) con formación de "boundins", es decir, de prismas alargados y redondeados según la dirección del esfuerzo intermedio.

Buzamiento: Angulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

Cabalgamiento: Conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.

Cemento: Precipitación química, fina o ampliamente cristalizada, que empasta los granos y clastos de una roca.

Clástico: Sedimento formado por material de desintegración de otras rocas.

Concordancia: Relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacente.

Cuarcita: Roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por granos de cuarzo de tamaño arena.

Cuenca sedimentaria: Es una acumulación de sedimentos que se produce por la erosión de la superficie terrestre. El espesor de los sedimentos supone, al menos, varios cientos de metros y una extensión de decenas de kilómetros cuadrados.

Diaclasa: Fractura de rocas o de materiales sin desplazamiento relativo de las partes separadas.

Discordancia: superficie de erosión o de no depósito que separa estratos jóvenes de estratos antiguos.

Erosión: conjunto de fenómenos externos que en la superficie del suelo o a escasa profundidad, quitan en todo o en parte los materiales existentes modificando el relieve.

Evaporitas: Término general que designa los depósitos ricos en cloruros y sulfatos alcalinos. La precipitación de estas sales es resultado de su concentración, por evaporación intensa de masas de agua.

Falla: Fractura o zona de fractura a lo largo de la cual se registran movimientos o desplazamientos relativos entre los bloques que la delimitan.

Flanco: En un pliegue, cada uno de sus lados.

Fósil: Resto o molde natural de un organismo conservado en un sedimento.

Formación: unidad lito estratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

Geoforma: formas definidas exclusivamente sobre la base de sus rasgos topográficos. Superficies depositacionales o erosionales reconocidas por sus características topográficas.

Granulometría: se refiere a la composición de un sedimento en lo que respecta al tamaño de los clastos que lo constituyen.

Grava: Sedimento inconsolidado formado por clastos de dimensiones comprendidas entre 4 y 256 mm.

Limo: Sedimento compuesto en su mayor parte por partículas de diámetro comprendido entre 1/16 y 1/256 mm.

Lineación: estructural: Área longitudinal (lineal) que sigue la dirección de estructura de la superficie terrestre (por ejemplo las direcciones de fallas).

Marga: Roca más o menos dura, de color gris, compuesta principalmente de carbonato de cal y arcilla en proporciones casi iguales.

Matriz: Material detrítico más fino que ocupa los intersticios entre los clastos principales de una roca, y que actúa como liga entre los mismos.

Piedemonte: Zona de pendiente suave al pie de una cadena montañosa. Está constituida fundamentalmente por acumulaciones detríticas procedentes de la erosión de los relieves vecinos.

Pliegue: deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

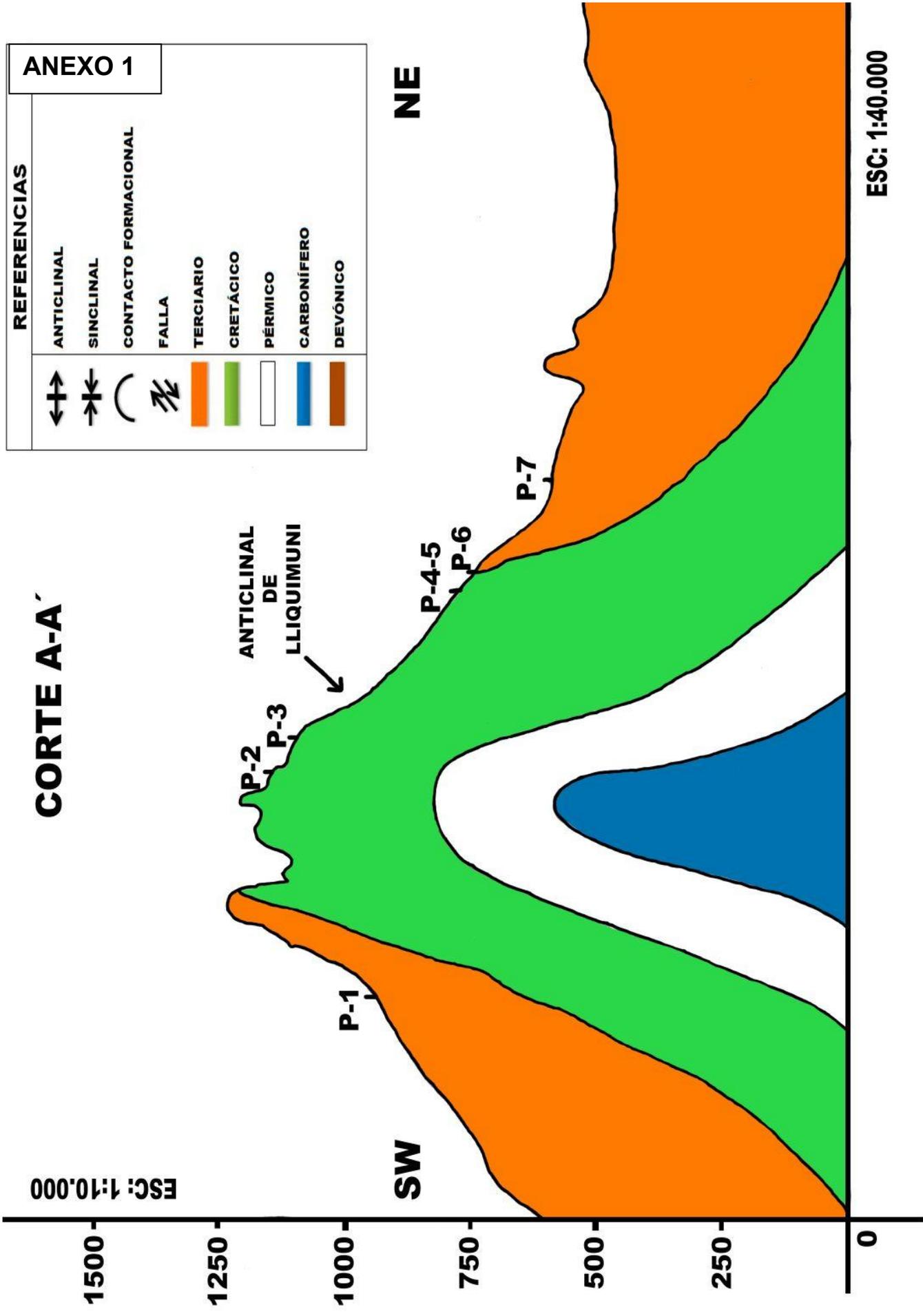
Textura: Conjunto de caracteres morfológicos y relaciones espaciales de los elementos individuales de un sedimento. Está representada por el tamaño, la forma y ordenamiento de las partículas, sean estas elementos clásticos o químicos.

Transgresión: Avance del mar sobre los continentes. Puede ser originado por el ascenso del nivel del mar o por el descenso del continente.

ANEXOS

CORTE A-A'

REFERENCIAS	
	ANTICLINAL
	SINCLINAL
	CONTACTO FORMACIONAL
	FALLA
	TERCIARIO
	CRETÁCICO
	PÉRMICO
	CARBONÍFERO
	DEVÓNICO

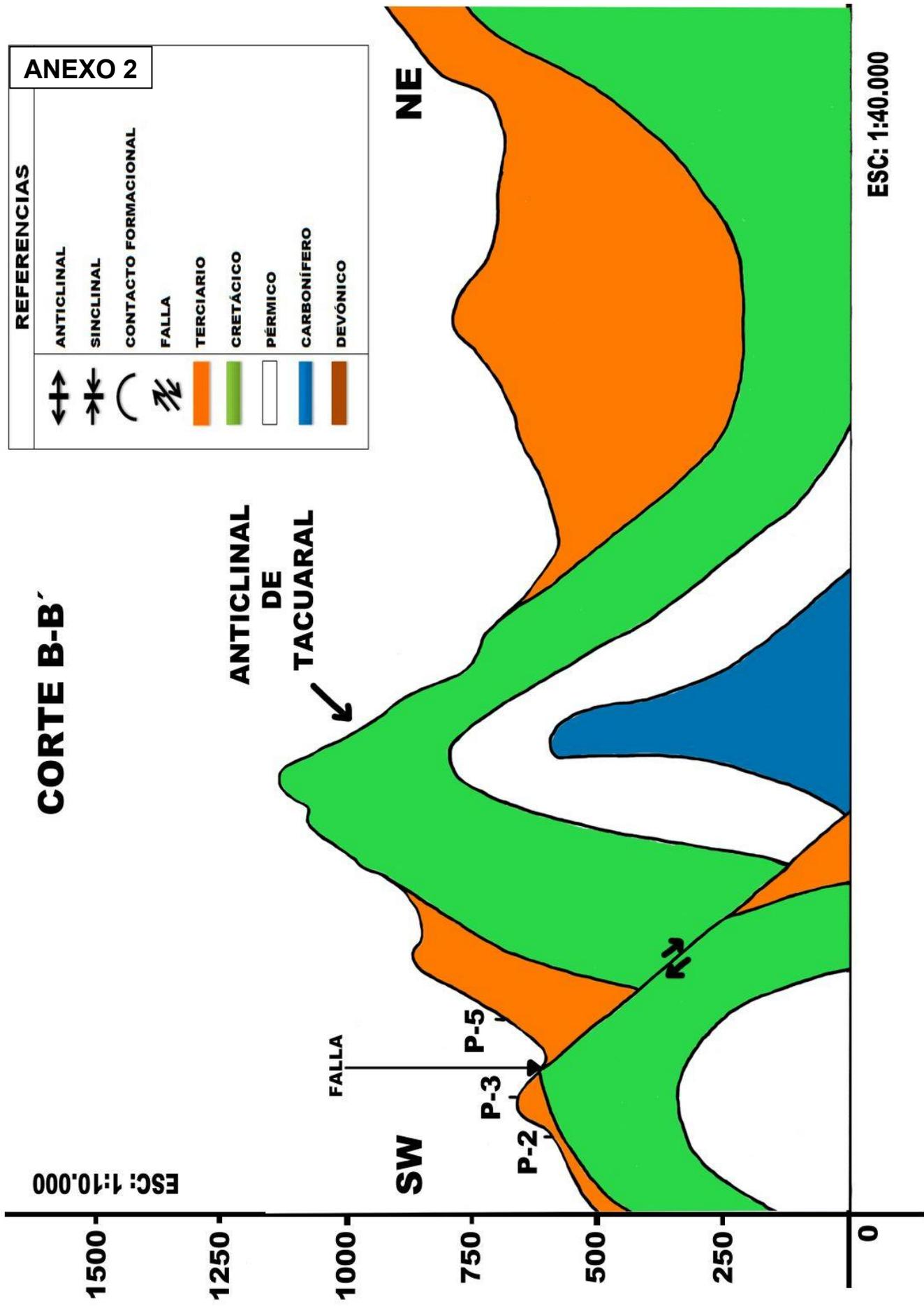


ANEXO 2

REFERENCIAS

	ANTICLINAL
	SINCLINAL
	CONTACTO FORMACIONAL
	FALLA
	TERCIARIO
	CRETÁCICO
	PÉRMICO
	CARBONÍFERO
	DEVÓNICO

CORTE B-B'



ESC: 1:40.000

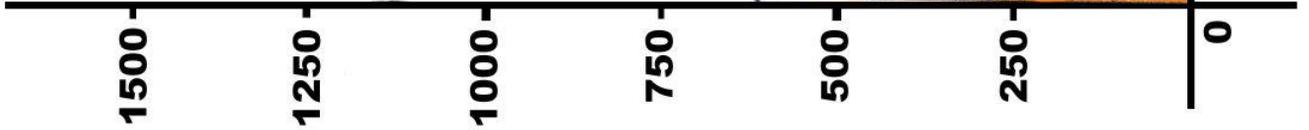
ANEXO 3

REFERENCIAS	
	ANTICLINAL
	SINCLINAL
	CONTACTO FORMACIONAL
	FALLA
	TERCIARIO
	CRETÁCICO
	PÉRMICO
	CARBONÍFERO
	DEVÓNICO

CORTE C-C'

ANTICLINAL DE TACUARAL

ESC: 1:10.000



SW

NE

ESC: 1:40.000

ANEXO 4

Puntos de muestreo tomados en campo

PUNTO	RUMBO	BUZAMIENTO	COORDENADAS
P-1	N 45 O	S 66 E	LONGITUD S. 15°32'13,1 LATITUD W. 67°18'10,6
P-2	N 30 O	S 40 O	LONGITUD S. 15°31'49 LATITUD W. 67°16'55
P-3	N 50 O	N 70 E	LONGITUD S. 15°31'48 LATITUD W. 67°16'18
P-4	-	-	LONGITUD S. 15°31'11 LATITUD W. 67°15'43
P-5	N 40 O	S 20 E	LONGITUD S. 15°31'9 LATITUD W. 67°15'37
P-6	-	-	LONGITUD S. 15°31'24 LATITUD W. 67°15'24
P-7	N 75 O	N 40 O	LONGITUD S. 15°30'54,1 LATITUD W. 67°14'39,3
P-8	N 80 O	N 45 E	LONGITUD S. 15°28'4,3 LATITUD W. 67°11'38,5
P-9	N 40 O	N 80 E	LONGITUD S. 15°27'20,7 LATITUD W. 67°10'15
P-10	N 50 O	90	LONGITUD S. 15°26'46,9 LATITUD W. 67°10'0,3

Anexo 5

Costos de exploración estimados en el área de estudio

Para estimar el costo de una exploración en el área de estudio se tomo en cuenta los puntos de corte más importantes son los cortes A-A', B-B' Y C-C'

Se tomó en cuenta las obras civiles a realizarse, maquinarias y equipos

OBRAS CIVILES

CONCEPTO	COSTO
Construcción de caminos	2.420.000
Limpieza del terreno	100.000
Instalación de equipos y maquinaria	24.090.000
Instalación de campamentos	450.000
Construcción de helipuertos	500.000
INVERSION TOTAL	27.560.000

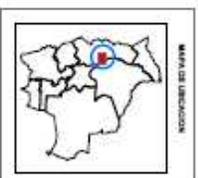
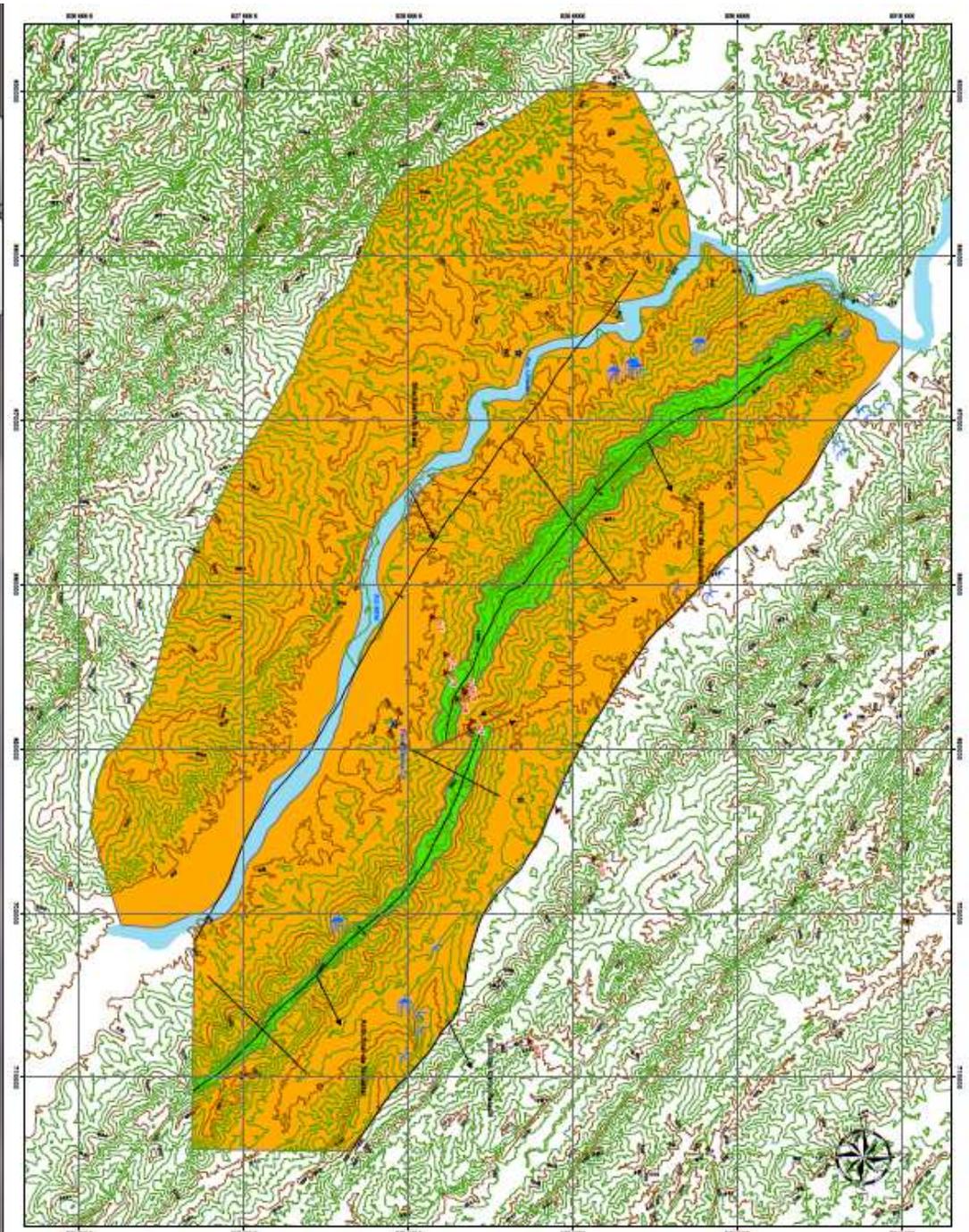
MAQUINARIA Y EQUIPOS

CONCEPTO	COSTOS
Radars	50.000
Mapa geológico (perfiles columnas estratificas) análisis de muestras	450.000
Aparatos Aero magnéticos	380.000
Aparatos geoquímicos	490.000
Geófonos	60.000
Cable sísmico	80.000
Registadores	150.000
INVERSION TOTAL	1.660.000

PRESUPUESTO DE COSTOS FINAL

CONCEPTO	COSTO
Obras civiles	27.560.000
Maquinaria y equipos	1.660.000
Sueldos y salarios	280.000
INVERSIÓN FINAL TOTAL	29.500.000

MAPA GEOLOGICO AREA LLIQUIMUNI - TACUARAL



REFERENCIAS

- ▲ PUNTOS DE MUESTREOS
- ▲ ESTRATO CONSÓCICO
- ▲ ESTRATO CONSÓCICO
- ▲ SINCLINAL
- ▲ ANTICLINAL
- ▲ FALLA
- SECCION ESTRUCTURAL
- CURVAS DE NIVEL
- TERCIARIO
- CRETACICO
- * POBLACIONES

UNIVERSIDAD MAJOR DE SAN ANDRES
 Facultad de Ingeniería
 Carrera de Ingeniería Petrolera

Tema: Geología en la explotación de hidrocarburos en el área de Lliquimuni - Tacuaral

Tutor: Ing. Angel Escobar Diaz

Universidad: Juan Carlos Siles de Nogales

Edic.: 1/2018 Edic. actual

