

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA PETROLERA



**ANALISIS PARA EL USO DEL AGUA EN ACTIVIDADES DE
EXPLOTACION DE SHALE GAS EN EL CHACO BOLIVIANO**

Proyecto de Grado Para la Obtención del Grado de

Licenciatura en Ingeniería Petrolera

POR : LENIN BENJAMIN NINA FORONDA

TUTOR: ING. FERNANDO CUEVAS BANDA

La Paz – Bolivia

2021



**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.

DEDICATORIA

A mi madre Nieves Foronda mi padre Virgilio Nina, a mis hermanos y todas las personas que me han acompañado durante todo este camino y han hecho posible lo que soy hoy.

AGRADECIMIENTO

Agradezco especialmente al Ingeniero Fernando Cuevas Banda que estuvo apoyándome y asesorándome en el transcurso de este proyecto de grado.

Doy mi gratitud al Ingeniero Marco Antonio Montesinos Montesinos que estuvo guiándome desde que inicie mis estudios en la carrera de ingeniería petrolera. Así mismo agradezco a mis padres por haberme dado esta oportunidad de formarme como profesional .Y por último, a todas las personas que me acompañaron durante este proyecto y me brindaron todos sus conocimientos como fueron los docentes y compañeros.

CONTENIDO

CAPITULO I

MARCO INTRODUCTORIO.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.	3
1.2.2. FORMULACION DEL PROBLEMA.	7
1.3. OBJETIVOS.....	9
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.	9
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACIÓN.	9
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	9
1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.....	10
1.5. ALCANCE.....	10

CAPITULO II

CONSIDERACIONES GENERALES.....	11
2.1. DEFINICION DE LUTITAS.....	11
2.1.1. TEXTURA DE LA LUTITA	12
2.1.2. ESTRUCTURA.....	12
2.1.3. AMBIENTE SEDIMENTARIO	13
2.1.4. COLOR.....	14
2.1.5. TIPOS DE LUTITA	15
2.2. USOS DE LA LUTITA.....	16
2.3. YACIMIENTOS DE LUTITA.....	17
2.4. ORIGEN Y FORMA CON.....	18
2.5. FORMACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	19
2.5.1. ROCA MADRE.....	20
2.5.2. INFLUENCIA DE LA CONSOLIDACION DE LA ROCA.....	20
2.5.3. ROCA ALMACEN	21
2.6. GENESIS DE LOS YACIMIENTOS DE LUTITA.....	23
2.7. GÉNESIS DE LAS LUTITAS.....	23
2.8. GÉNESIS DEL GAS.....	24

2.9. ESTRUCTURA Y MINERALOGIA DE LAS LUTITAS.....	28
2.10. PROPIEDADES MECANICAS.....	31
2.10.1. ELASTICIDAD Y ANISOTROPÍA	31
2.10.2. FRACABILIDAD	33
2.11. PROPIEDADES GEOQUÍMICAS.....	34
2.11.1. TOC (CARBONO ORGÁNICO TOTAL).....	34
2.11.2. VOLUMEN DE SHALE GAS	35
2.11.3. MADUREZ TÉRMICA	38
2.11.4. PERMEABILIDAD.....	39
2.12. GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	40
2.13. FRACTURA HIDRAULICA O FRACKING.....	43
2.13.1. PASOS PARA LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.....	47
2.14. CASOS DE ESTUDIO.....	50
2.14.1. SITUACIÓN EN ARGENTINA.....	50
2.14.2. SITUACIÓN EN ESTADOS UNIDOS.	51
2.14.3. SITUACIÓN EN CANADÁ	55

CAPITULO III

MARCO TEORICO

INFORMACION GENERAL DEL CHACO BOLIVIANO Y SITUACION DEL AGUA.....57

3.1. EL CHACO BOLIVIANO.....	58
3.1.1. ASPECTOS FISIOGRÁFICOS	59
3.1.2. CLIMA	60
3.1.3. HIDROGRAFÍA.....	61
3.2. CENTROS POBLADOS.....	61
3.3. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTES.....	62
3.4. ZONAS GEOGRÁFICAS DEL CHACO BOLIVIANO.....	62
3.5. SITUACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA EN BOLIVIA.....	65
3.6. INFORMACIÓN DISPONIBLE SOBRE AGUA SUBTERRÁNEA EN BOLIVIA.....	66
3.7. RESERVAS SUBTERRÁNEAS DE AGUA.....	69
3.8. CAPACIDAD DEL CHACO BOLIVIANO.....	70
3.9. SUBANDINO SUR Y PIE DE MONTE.....	70

3.10. FORMACIÓN LOS MONOS.....	83
3.11. EL FRACKING EN BOLIVIA.....	86
3.12. EL FRACKING REQUIERE AGUA A ALTA PRESIÓN Y QUÍMICOS.....	88
3.13. USOS DE LAGUA EN BOLIVIA.....	89
CAPITULO IV	
DISPOSICION DE AGUA PARA EXPLOTACION DE SHALE GAS.....	93
4.1. HIDROGRAFIA DE BOLIVIA.....	93
4.2. RECURSOS HÍDRICOS SUPERFICIALES.....	94
4.3. CUENCA DEL AMAZONAS	94
4.3.1. SUBCUENCA MAMORE.....	94
4.3.2. SUBCUENCA ITENEZ.....	95
4.3.3. LAGUNAS EN LA CUENCA DEL AMAZONAS.....	95
4.4. CUENCA DEL PLATA.....	95
4.4.1. SUBCUENCA PARAGUAY.....	96
4.4.2. SUBCUENCA PILCOMAYO	96
4.4.3. SUBCUENCA BERMEJO.....	96
4.5. CUENCAS Y SUBCUENCAS DE INTERES EN EL AREA DEL CHACO.....	98
4.5.1. DATOS DE LA CUENCA DEL PLATA	98
4.5.2. CARACTERIZACION HIDROGEOLOGICA DEL SISTEMA ACUIFERO YRENDA.....	99
4.5.3. HIDROGEOLOGIA.....	101
4.5.4. ACUÍFERO TARIJEÑO	106
4.5.5. EXTENSIÓN.....	110
4.5.6. POTENCIA DEL ACUÍFERO.....	111
4.5.7. ÁREAS DE RECARGA.....	111
4.5.8. TIPOS DE ACUÍFEROS	115
4.5.9. CALIDAD DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS	117
4.6. CUENA DEL AMAZONAS O DEL NORTE.....	119
4.6.1. SUBCUENCA ITENEZ.....	122
4.7. DESARROLLO DE SHALE GAS EN BOLIVIA.....	141

CAPITULO V

DATOS TECNICO ECONOMICO PARA EL USO DEL AGUA EN ACTIVIDADES DE EXPLOTACION NO CONVENCIONAL.....144

5.1. SELECCIÓN DE CRITERIOS.....	144
5.1.1. MATRIZ DE COSTOS	146
5.2. VALOR ECONÓMICO.....	151
5.3. COSTOS.....	153
5.4. COSTOS DE PERFORACION DE UN POZO PARA SHALLE GAS.....	153
5.5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS.....	155
5.6. USO DE RECURSOS HIDRICOS DEL CHACO BOLIVIANO.....	167
5.7. DATOS HIDRÁULICOS DEL SISTEMA ACUÍFERO.....	169
5.8. CONDICIONES PARA USAR EL AGUA EN EL FRACKIG.....	170

CAPITULO VI

ANALISIS PARA EL USO DEL AGUA Y FLUIDO DE FRACTURA EN LA EXPLOTACION.....172

6.1. FUENTES DE AGUA PARA LA EXPLOTACION.....	172
6.2. ORIGEN DE LA SALINIDAD.....	173
6.3. RELACIÓN ENTRE AGUA SUBTERRÁNEA DULCE Y SALADA EN EL SECTOR DEL SISTEMA ACUÍFERO.....	174
6.4. EL FLUIDO DE FRACTURA Y SUS COMPONENTES.....	174
6.5. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA.....	180
6.6. FLUIDOS DE FRACTURA Y SUS ADITIVOS.....	182
6.7. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA.....	182
6.8. REOLOGIA DEL FLUIDO.....	184
6.9. MODELOS REOLOGICOS.....	187
6.10. FLUIDOS DEL SISTEMA GELSIFICADO PARA LA FRACTURA.....	190
6.11. COMPOSICION DEL FLUIDO.....	190
6.11.1. PARAMETROS REOLOGICOS TIPICOS DEL FLUIDO DE FRACTURA.....	191
6.11.2. MODELO REOLOGICO DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA.....	191

CAPITULO VII

ENSAYO DEL FLUIDO PARA FRACTURA.....	193
7.1. INTRODUCCION.....	193
7.2. PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO DE FRACTURA.....	193
7.3. MATERIALES Y EQUIPO.....	193
7.4. PROCEDIMIENTO.....	193
7.4.1. VISCOSIDAD DE EMBUDO.....	193
7.5. VISCOSIDAD EFECTIVA (μ_e).....	205
7.6. VISCOSIDAD APARENTE (μ_a).....	205
7.7. VISCOSIDAD PLASTICA (VP).....	205
7.8. PUNTO CEDENTE O YIELD POINT (YP).....	206
7.9. ESFUERZO GEL.....	207
7.10. VISCOSIMETRO DE FANN Y SHEAROMETRO.....	208
7.11. TABLA DE DATOS.....	212
7.12. CALCULOS Y GRAFICAS.....	213
7.13. RESULTADOS.....	224

CAPITULO VIII

TRATAMIENTO DE AGUA EN PROCESO FLOWBACK.....	226
8.1. CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA PARA PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO..	226
8.2. IMPLEMENTACION DE SUPERFICIE.....	228
8.3. CONTROL DE CALIDA DEL FLUIDO DE FRACTURA EN EL CAMPO.....	230
8.4. ALMACENAMIENTO.....	232
8.5. ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS ARTIFICIALES.....	233
8.6. ALMACENAMIENTO EN TANQUES.....	234
CONCLUSIONES.....	235
GLOSARIO.....	243
BIBLIOGRAFIA.....	248
ANEXOS.....	253

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1.1: Problemas Presentes en la Producción de Gas Natural que Justifican el Uso del Agua	3
---	---

CAPITULO II

Tabla 2.1: Composición del Gas Natural Boliviano	25
Tabla 2.2: Mineralogía De Las Lutitas	35
Tabla 2.3: Potencial en Función de TOC	35

CAPITULO III

Tabla 3.1: Zonas Geográficas del Chaco	64
Tabla 3.2: Consumo de Agua por Sectores	91

CAPITULO IV

Tabla 4.1: Datos Climáticos en Diferentes Sitios de la Cuenca Itenez	128
Tabla 4.2: Clasificación de los Ambientes Acuáticos de la Cuenca Itenez en Bolivia	133
Tabla 4.3: Comparación de Las Unidades de Regionalización Ecología Propuesta para la Cuenca de Itenez en Bolivia	135

CAPITULO V

Tabla 5.1: Ubicación de las Fuentes de Agua de Mar	146
Tabla 5.2: Costos en el Uso de Distintas Fuentes de Agua	150
Tabla 5.3: Costos de Perforación de un Pozo de Shale Gas	154
Tabla 5.4: Clasificación de la Salinidad del Agua	156
Tabla 5.5: Porcentaje de Uso de Agua con Respecto a Caudales de Ríos....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.6: Parámetros y Valores Recomendados	170
Tabla 5.7: Escenario Posibles en el Uso del Agua	171

CAPITULO VII

Tabla 6.1: Comparación Entre Componentes del Fluido de Fractura y Su Uso Cotidiano	176
Tabla 6.2: Requerimientos Que Debe Cumplir El Fluido De Fractura	182
Tabla 6.3: Parámetros Reológicos Del Fluido De Fractura	191

CAPITULO VIII

Tabla 7.1: Componentes Del Lodo 1	194
Tabla 7.2: Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 1	195
Tabla 7.3: Componentes Del Lodo 2	196
Tabla 7.4: Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 2	197
Tabla 7.5: Componentes Del Lodo 3	197

Tabla 7.6: Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 3.....	198
Tabla 7.7: Densidad De Lodo De Fractura.....	199
Tabla 7.8: Datos Del Viscosímetro de Marsh.....	202
Tabla 7.9: Método Analítico Vs, Método Grafico.....	203
Tabla 7.10: Datos De Lodo De Fractura.....	212
Tabla 7.11: Datos De Viscosímetro De Fann.....	212
Tabla 7.12: Datos De Shearometro.....	212
Tabla 7.13: Datos De Esfuerzo De Corte y Velocidad De Corte Lodo 1.....	221
Tabla 7.14: Datos De Esfuerzo De Corte y Velocidad De Corte Lodo 2.....	222
Tabla 7.15: Datos De Esfuerzo De Corte y Velocidad De Corte Lodo 3.....	223
Tabla 7.16: Resultados De Fluidos De Fractura.....	225

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Figura 1.1: Diagrama Causa y Efecto	6
Figura 1.2: Árbol de Problemas	8

CAPITULO II

Figura 2.1: Vista de Lutita	11
Figura 2.2: Estratos y Laminación de Lutitas	12
Figura 2.3: Fisilidad en Lutitas	14
Figura 2.4: Tipos De Lutitas.....	15
Figura 2.5: Formas de Extracción de Gas Natural	18
Figura 2.6: Estructura de Formación y Almacenamiento de Hidrocarburos	22
Figura 2.7: Diagrama de Van Krevelen	26
Figura 2.8: Etapas de Maduración del Kerógeno, Oil and Gas Windows	27
Figura 2.9: Diagrama de Mineralogía.....	30
Figura 2.10: Carbonatos o Areniscas con Baja Anisotropía	32
Figura 2.11: Lutitas con Fuerte Anisotropía	32
Figura 2.12: Isoterma de Langmuir y Capacidad de Almacenamiento de Gas	37
Figura 2.13: Cantidad de Gip Mediante Isotermas de Langmuir.....	38
Figura 2.14: Relación Entre Madurez, Fragilidad y Flujo de Gas	41
Figura 2.15: Rango de Profundidad de los Plays de Shale Gas	43
Figura 2.16: Fracturamiento de Formaciones Para Shale Gas	46
Figura 2.17: Evolución de la Fracturación Hidráulica.....	49
Figura 2.18: Esquema del Fracking	51
Figura 2.19: Producción y Consumo en EEUU Con Base en Tendencias.....	52
Figura 2.20: Regulación de Retiro de Agua en EEUU	54
Figura 2.21: Reservas Mundiales No Convencionales	56

CAPITULO III

Figura 3.1: Mapa de Áreas Hidrocarburíferas de Bolivia.....	57
Figura 3.2: Mapa del Chaco Boliviano	59
Figura 3.3: Sistema Hidrográfico de Bolivia	68
Figura 3.4: Columna estratigráfica generalizada del Chaco Boliviano Subandino Sur.....	71
Figura 3.5: Región del Subandino sur.....	75
Figura 3.6: Región del Santa Cruz.....	77
Figura 3.7: Ubicación de yacimientos de Petróleo y Gas	80
Figura 3.8: Mapa Isopaquico del Ciclo Devónico de la Cuenca Tarija	82
Figura 3.9: Modelo Estratigráfico para el Devónico entre el norte de Argentina y la Zona de Santa Cruz y Sentido de Migración de los Hidrocarburos.....	85
Figura 3.10: Pliegue de Flexión de Falla en la Estructura de Mandeyapecua	86

Figura 3.11: Consumo de Agua Por sectores 2008.....	89
Figura 3.12: Consumo de Agua Por sectores 2013.....	90
Figura 3.13: Consumo de Agua Por sectores 2020 p.....	91

CAPITULO IV

Figura 4.1: Grandes Cuencas y Subcuencas Hidrográficas de Bolivia.....	97
Figura 4.2: Ubicación de la Cuenca del Plata.....	98
Figura 4.3: Sistema Acuífero Yrenda.....	101
Figura 4.4: Mapa Esquemático Geológico de la Región Occidental Chaco.....	103
Figura 4.5: Bloque Diagrama Esquemático de la Parte Norte del Chaco Paraguayo, Mostrando un Modelo Conceptual de Descarga del Sistema Acuífero Yrenda.....	105
Figura 4.6: Límites del Acuífero Tarijeño.....	106
Figura 4.7: Alta Cuenca del Rio Bermejo.....	119
Figura 4.8: Provincias Fisiográficas de Bolivia.....	124
Figura 4.9: Mapa Hidrográfico de la Cuenca del Rio Itenez en Bolivia.....	126
Figura 4.10: Rio Parapeti.....	137
Figura 4.11: Mapa de los Sistemas Ecológicos Acuáticos (SEA) de la Cuenca Itenez Bolivia.....	140
Figura 4.12: Mapa de Reservas Hidrocarburíferas No Convencionales de Bolivia.....	141

CAPITULO V

Figura 5.1: Niveles de Profundidad del Acuífero YRENDA.....	149
Figura 5.2: Mapa de Precipitaciones de Bolivia.....	158
Figura 5.3: Mapa de Temperaturas de Bolivia.....	160
Figura 5.4: Evapotranspiración Media Multimensual Periodo 1980 - 2016.....	161
Figura 5.5: Caudal de Entrada y Salida Cuenca del Plata.....	163
Figura 5.6: Ciclo del Agua Modelo de Temez.....	166

CAPITULO VI

Figura 6.1: Porcentaje De Componentes Del Fluido De Fractura.....	176
Figura 6.2: Modelos Reologicos.....	186
Figura 6.3: Modelo Newtoniano.....	187
Figura 6.4: Variación De Viscosidad Aparente En Función De La Velocidad De Corte.....	188
Figura 6.5: Variación De Curvatura Para Fluido De Fractura.....	192

CAPITULO VII

Figura 7.1: Grafico de Marsh en Función del Tiempo y Densidad.....	204
Figura 7.2: Viscosímetro de Fann.....	209
Figura 7.3: Shearometro.....	211
Figura 7.4: Grafico Lodo 1 "Fuerza Gel Vs. Tiempo".....	217
Figura 7.5 ;Grafico Lodo 2."Fuerza Gel Vs. Tiempo".....	218
Figura 7.6: Grafico Lodo 3."Fuerza Gel Vs. Tiempo".....	218

Figura 7.7: Grafico Lodo 1 "Esfuerzo de Corte Vs, Velocidad de Corte"	221
Figura 7.8: Grafico Lodo 2 "Esfuerzo de Corte Vs, Velocidad de Corte"	222
Figura 7.9: Grafico Lodo 3 "Esfuerzo de Corte Vs, Velocidad de Corte"	223

CAPITULO VIII

Figura 8.1: Diagrama Del Sistema Flowback.....	228
Figura 8.2: Vista De Equipo De Superficie.....	229
Figura 8.3: Distribución Del Equipo Para Flowback.....	230
Figura 8.4: Control De Cálida Del Fluido.....	231
Figura 8.5: Pileta De Acopio	233

ANEXOS

Anexo A. Mecanismo de Formación de los Yacimientos y la Clasificación de los tipos de Yacimientos Continuos y no ContinuosFuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas	253
Anexo B. Columna Litológica del Sub Andino.....	254
Anexo C. Formación Los Monos	255
Anexo D. Mapa de Potencial y Zonas de Explotación de Hidrocarburos	256
Anexo E. Evapotranspiración en Zonas del Chaco Boliviano	257
Anexo F. Caudales de Ríos de Bolivia.....	257
Anexo G. Hidroregiones de Bolivia	257
Anexo H. Calidad del Agua en El Rio Pilcomayo.....	260
Anexo I. Material y Equipo.....	261
Anexo J. Preparación de Lodo.....	263
Anexo K. Procedimiento Balanza de Lodo.....	264
Anexo L. Procedimiento Embudo de Marsh.....	265
Anexo M. Uso del Viscosímetro de Fann.....	266
Anexo N. Uso del Shearometro.....	267

RESUMEN

La producción de shale gas o gas natural de lutita en los Estados Unidos y demás regiones pioneras en esta forma de explotación, han sorprendido al mundo por su rápido desarrollo y repercusión en la disminución del precio del combustible y el aumento de reservas de hidrocarburos. Este desarrollo ha crecido junto con la oferta de petróleo y de condensados de gas natural. Se estima que Bolivia puede llegar a ser un referente a nivel sud americano por las reservas no convencionales que posee, pudiendo ser autosustentable para la industria hidrocarburifera por al menos 30 años.

La perdurable promoción de los hidrocarburos no-convencionales empieza a ser visto como una "revolución energética" que dará nuevo dinamismo a la economía del país y la región chaqueña. Por su primicia, la evaluación completa de estos recursos desarrolla confronta dificultades en su implementación por la falta de fuentes de agua para su producción y puesta en marcha en los yacimientos de shale gas. Sin embargo, dado lo novedoso de su explotación, no existe un historial lo suficientemente largo para sacar conclusiones sobre procesos de exploración en las zonas del Chaco, picos y declives de producción y técnicas de recuperación de los recursos. Las analogías y experiencias varían entre países y/o yacimientos no convencionales. Las dudas crecen ante la posibilidad de implementar esta forma de explotación en el país al no poder encontrar una forma satisfactoria para desarrollar esta técnica.

Pero al definir eficazmente la provisión y uso eficiente del agua para esta técnica significaría tener una forma permanente de solventar la economía nacional y desarrollar la industria hidrocarburifera y anexos en la región del Chaco Boliviano

ABSTRACT

The production of shale gas or natural gas from shale in the United States and other pioneering regions in this form of exploitation, have surprised the world with its rapid development and impact on the decrease in the price of fuel and the increase in hydrocarbon reserves. This development has grown along with the supply of oil and natural gas condensates. It is estimated that Bolivia can become a benchmark in South America due to the unconventional reserves it has, being able to be self-sustaining for the hydrocarbon industry for at least 30 years.

The enduring promotion of unconventional hydrocarbons is beginning to be seen as an "energy revolution" that will give new dynamism to the economy of the country and the Chaco region. For its first, the complete evaluation of these development resources faces difficulties in its implementation due to the lack of water sources for its production and start-up in the shale gas fields. However, given the novelty of its exploitation, there is not a long enough history to draw conclusions about exploration processes in the Chaco areas, production peaks and declines, and resource recovery techniques. Analogies and experiences vary between countries and / or unconventional sites. Doubts grow in the face of the possibility of implementing this form of exploitation in the country as they cannot find a satisfactory way to develop this technique.

But by effectively defining the provision and efficient use of water for this technique, it would mean having a permanent way of solving the national economy and developing the hydrocarbon industry and annexes in the Bolivian Chaco region.

INTRODUCCION

El termino gas no convencional o Shale Gas ha tomado mayor importancia en estos últimos años, más cuando en nuestro país las reservas de hidrocarburos están en decaimiento. Una alternativa para la reactivación hidrocarburifera en el país, es la implementación de la recuperación de gas natural mediante la técnica del Shale Gas que consiste en el fracturamiento hidráulico de la formación que contiene lutita sometidas a alta presión con agua.

En el territorio nacional la zona del Chaco es el lugar que más posibilidades y mejores condiciones presenta para llevar a cabo este procedimiento, ya que el potencial Boliviano de shale gas sería de 36 (TCF) de gas y 600 (MMbbl) de petróleo. Según el director ejecutivo de la canadiense Cancambria Energy Corp destacó en el foro Inversiones Gas y Petróleo Tarija 2018.

Para el desarrollo de este método es necesario la identificación de fuentes de agua más optimas que puedan cumplir con el desarrollo de esta técnica.

Es obvio que vamos a convivir muchos años con los hidrocarburos no convencionales y que, muy posiblemente, van a jugar un papel muy importante en el futuro energético de la humanidad.

Bolivia no es ajena a este tema, el desarrollo del potencial gasífero no convencional en el Chaco Boliviano es de vital importancia para el futuro energético de nuestro país el cual debe ser desarrollado tomando en cuenta las ventajas y desventajas que se generan en estas actividades con el uso de agua

Bolivia se caracteriza por tener una gran cantidad de fuentes de agua dulce provenientes de ríos, afluentes y por sobre todo de acuíferos subterráneos que usados de forma coherente pueden ser destinados a la industria del Fracking sin poner en riesgo el consumo humano, ganadero y agrícola.

Es necesario considerar esta técnica para poder desarrollar las actividades hidrocarburíferas con mayor soltura, de tal modo que se puedan cumplir con la exigencias del mercado internacional y también satisfacer la demanda interna además de esta manera impulsar la industria de la petroquímica en el territorio nacional.

CAPITULO I

MARCO INTRODUCTORIO

1.1. ANTECEDENTES

El potencial hidrocarburífero de Bolivia ha ido en descenso en la última década, la búsqueda de nuevos campos productores es y seguirá siendo el principal objetivo para el desarrollo y crecimiento de la industria petrolera y gasífera del estado Boliviano.

Bolivia ha decidido incursionar en la exploración de las reservas de gas no convencional que tiene el país. Esta noticia fue anunciada por el gobierno, en abril de 2018, cuando se firmó un convenio con la empresa canadiense Cancambria Energy Corp en el foro “Inversiones Gas y Petróleo Tarija 2018”.

Una de las alternativas que ha estado tomando una significativa importancia es la extracción de hidrocarburos a través de la implementación de la fractura hidráulica “Fracking” en campos productores que están próximos a terminar su vida útil o también en campos nuevos, extrayendo el gas de fuentes de lutitas que son parte del reservorio de hidrocarburos. Con un gran potencial de hidrocarburos no convencionales Bolivia y la región Chaqueña constituyen una de las principales fuentes de Shale Gas de la región, la implementación de este método de extracción permitiría a Bolivia poder cumplir con la demanda energética nacional y cumplir con los contratos ya establecidos con Argentina y Brasil.

El Chaco Boliviano es de gran interés por la cantidad de reservas no convencionales de shale gas para lo cual se requiere un gran cantidad de agua para la implementación de la técnica del fracturamiento hidráulico, este recurso es de gran importancia y sea

demostrado que la región del Chaco puede tener la cantidad de agua suficiente para poder cumplir con esta técnica.

El agua a ser empleada, puede ser obtenida de distintas fuentes las cuales no afectarían el consumo humano, agrícola y ganadero, el territorio chaqueño cuenta con un gran potencial acuífero que satisface la implementación de este método.

Además El director ejecutivo de la canadiense Cancambria Energy Corp destacó en el foro “Inversiones Gas y Petróleo Tarija 2018” la experiencia de su empresa, que en las tres últimas décadas ha estado involucrada “en la exploración y el desarrollo de estas tecnologías hidrocarburíferas en distintas partes del mundo” y agregó que esperan trabajar de la mano con YPFB Chaco para poder “entender mejor la naturaleza y la distribución in situ de los recursos de gas natural y así poder asistir en el descubrimiento y en el desarrollo”.

El potencial Boliviano de shale gas sería de 36 (TCF) de gas y 600 (MMbbl) de petróleo. Por su parte Paraguay tendría 75 (TCF) y 3.700 (MMbbl) y Chile un potencial de 49 (TCF) de gas y 2.400 (MMbbl) de petróleo, por lo cual Bolivia es un potencial referente de reservas no convencionales y el uso de distintas fuentes de agua para su implementación, deben ser prioritarias para poder desarrollar la industria nacional.

Bolivia se caracteriza por tener una gran cantidad de fuentes de agua dulce provenientes de ríos, afluentes y por sobre todo de acuíferos subterráneos que usados de forma coherente pueden ser destinados a la industria del Fracking sin poner en riesgo el consumo humano, ganadero y agrícola.

Tabla 1.1: Problemas Presentes en la Producción de Gas Natural que Justifican el Uso del Agua

Problemas Internos	Problemas Externos
Déficit para poder cumplir la Demanda interna de la industria nacional	Sanciones por no poder cumplir con los contratos de venta de gas a Brasil y Argentina
Falta de materia prima para la industria de la petroquímica	Falta de competitividad de las Empresas de Hidrocarburos en Bolivia en el desarrollo de la petroquímica
Incremento de la importación y subvención de hidrocarburos	Defectos y problemas en la implementación de nuevas política para el desarrollo no convencional de reservas de gas

Fuente: Elaboración En Base A Datos Observados Y Situación Actual De La Industria Hidrocarburifera

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.2.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

La canadiense Sproule Internacional Limited presentó el informe de las reservas de hidrocarburos, la cual cuantifica las reservas hidrocarburíferas de Bolivia al 31 de diciembre de 2017, la existencia de 10.7 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural y 240.9 millones de barriles de petróleo y condensados líquidos (gasolina y gas licuado de petróleo).

Añadiendo que la existencia de reservas probadas de gas natural en Bolivia, más las probables, suman 12.5 (TCF); y las probadas, más probables y posibles ascienden a 14.7 (TCF).

Mientras que las reservas probadas y probables de petróleo y condensados líquidos suman 297.7 millones de barriles; y de probadas, probables y posibles ascienden a 376.1 millones de barriles. Todos estos datos fueron presentados por el expresidente Evo Morales.

Para inicios de 2019 se dio a conocer un ajuste a las reservas de hidrocarburos La estatal YPF ajustó el nivel de las reservas de 8.95 a 8.34 (TCF) y anunció la realización de un nuevo estudio de certificación, cuyo informe preliminar hasta marzo de 2020 certifica que. De los 8.34 (TCF) se tienen comprometidos 5.4 (TCF) con el mercado de Argentina (3,7 TCF) y con Brasil (1.7 TCF), y el remanente de 2.9 (TCF) sería para el mercado interno que crece cada año.

Por ejemplo, en abril de 2019 el país consumió 13.16 millones de metros cúbicos día (MMmcd), mientras que el volumen comercializado ese mes a Brasil fue de 12.52 y a Argentina de 10.72.

Aunque cabe mencionar que los envíos a Argentina aumentan a partir de mayo en cumplimiento de la adenda firmada entre Bolivia y ese país, el cual establece un envío de 16 y 18 (MMmcd) durante el periodo de invierno.

En su mejor época el país exportaba un promedio de 30 (MMmcd) a Brasil y 16 (MMmcd) a Argentina a un precio de 9 y 10 dólares por millar de (BTU), en cambio las ventas actuales a ambos mercados no superan los 30 (MMmcd) y a precios promedios de 5 y 6 dólares por millar de (BTU).

El precio de exportación y el mayor volumen comercializado permitían subsidiar el gas que consume el mercado interno, el cual paga entre 1 y 1,5 dólares por millar de (BTU).

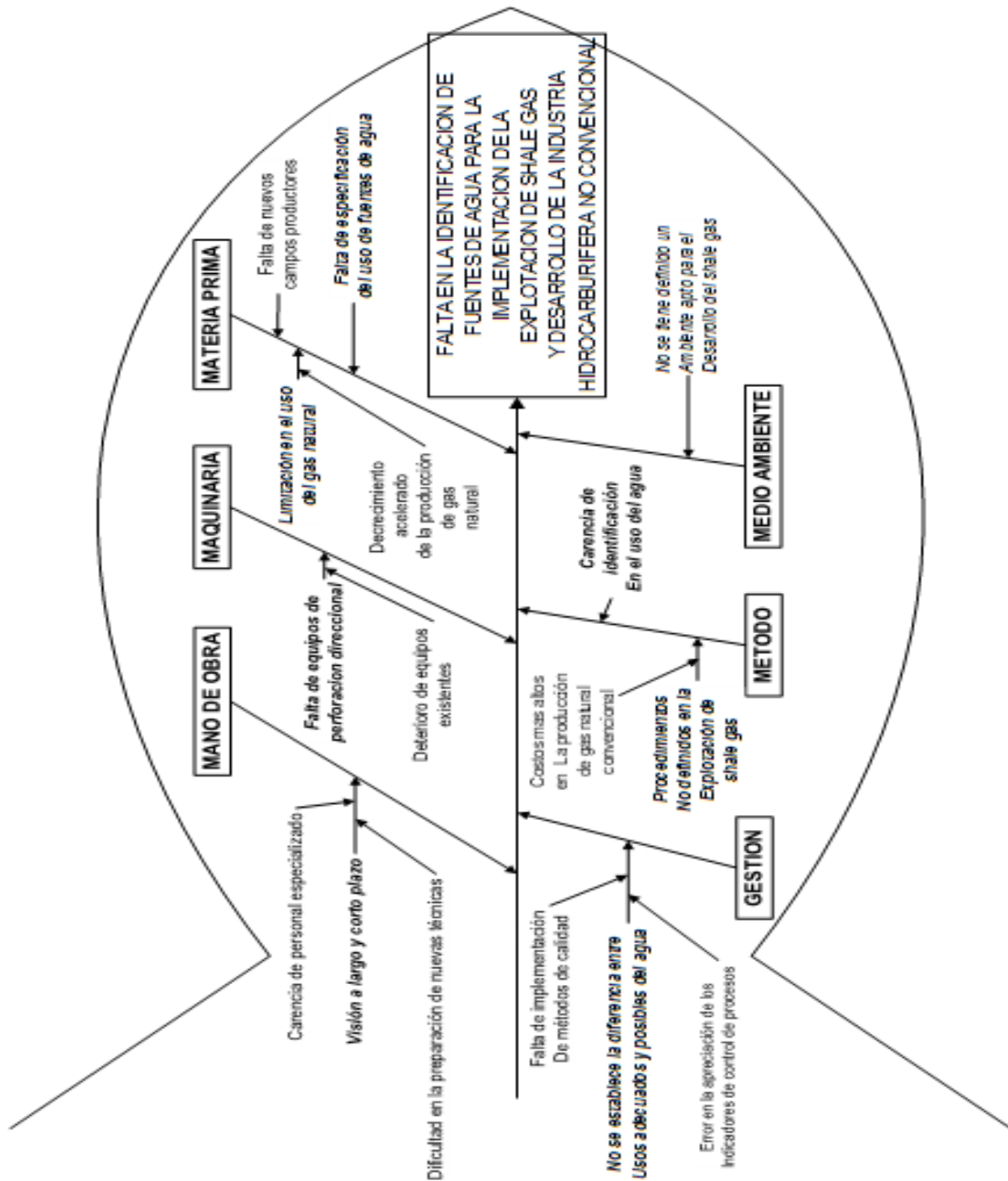
A mediados de 2019, el exministro de Hidrocarburos Luis Alberto Sánchez anunciaba que Bolivia prevé tener en 2025 al menos 15 (TCF) de reservas hidrocarburíferas, luego de una inversión de 10.000 millones de dólares en exploración y explotación.

A medida que pasa cada año Bolivia va disminuyendo sus reservas para lo cual uno de los objetivos de este proyecto es poder validar la implementación de la explotación de Shale gas con un uso adecuado del agua para poder explotar las reservas no convencionales de gas en el territorio chaqueño.

Estudiando fuentes de agua que puedan usarse para poder implementar esta técnica, obteniendo este recurso de ríos afluentes, acuíferos etc. Para lo cual se hace un análisis de distintos tipos de fuentes de agua que serán empleadas en el Fracking.

La implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico implica una alta demanda de agua para su desarrollo, la cual al ser declarada como un recurso con prioridad para consumo Humano. animal y agrícola puede significar una alternativa para la implementación de este sistema de explotación de shale gas, si se efectúa de manera adecuada, pudiendo de esta manera brindar una nueva alternativa al desarrollo de la industria no convencional de hidrocarburos en Bolivia.

Figura 1.1: Diagrama Causa y Efecto



Fuente: Elaboración en base a datos de Y.P.F.B., Y.P.F., PETROBRAS y CHEVRON

1.2.2. FORMULACION DEL PROBLEMA.

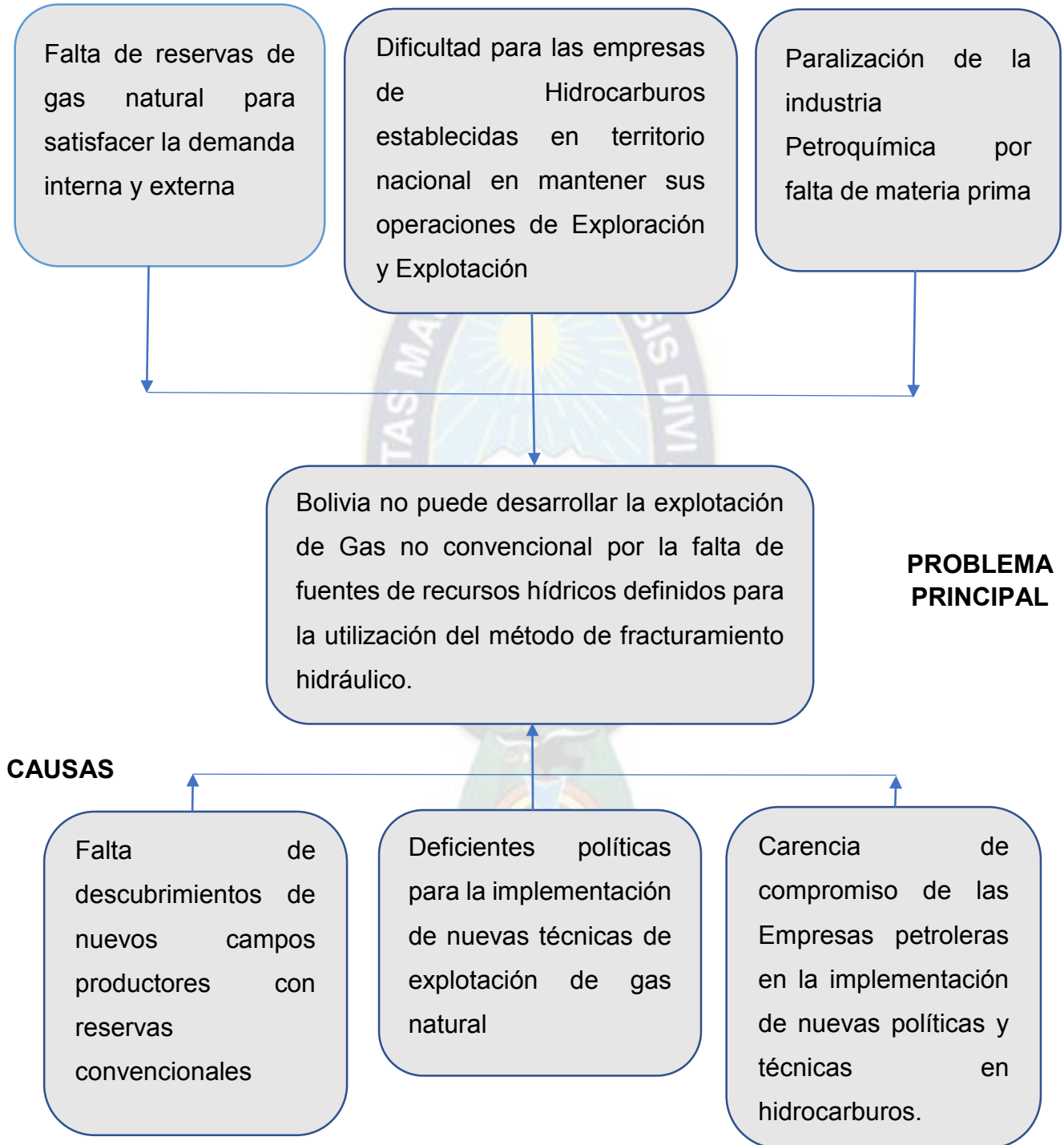
Al Observar el árbol de problemas se puede notar que el principal problema es la falta de definición de una fuente fija de agua para el proceso del Fracking, notando además que las principales causas son la falta de descubrimiento de nuevos campos productores lo cual dificulta mantener la industria gasífera una vez acabados los recursos convencionales de gas, las deficientes políticas en el incentivo de la explotación es otro factor que afecta la continuidad de la producción. La carencia de compromiso de las empresas nacionales y extranjeras establecidas en el territorio nacional para el desarrollo de nuevas alternativas de tratamiento hidrocarburífero que afectan el normal desenvolvimiento de la cadena de los hidrocarburos.

Las consecuencias que presenta el problema son, falta de gas natural para la satisfacción de la demanda interna y externa que a futuro significaría depender de la importación de recursos hidrocarburíferos de otros países, la paralización de la industria petroquímica es otro aspecto que afectaría el desarrollo de la industrialización de hidrocarburos a nivel nacional. Empresas petroleras se ven en la necesidad de abandonar operaciones en territorio nacional debido a la falta de materia prima para continuar con la producción y desarrollo de la industria hidrocarburífera. Por estos motivos es de gran importancia poder determinar las posibles fuentes de solución del problema y ponerlas en práctica para un mejor desarrollo de las actividades petroleras.

ARBOL DE PROBLEMAS

CONSECUENCIAS

Figura 1.2: Árbol de Problemas



Fuente: Elaboración En Base A Datos Recopilados De La Industria Hidrocarburifera Nacional

1.3. OBJETIVOS.

1.3.1. OBJETIVO GENERAL.

- Analizar y conocer las características del agua a ser empleada en actividades de explotación de shale gas en el Chaco Boliviano, además de conocer los volúmenes y procedencia del agua disponible en el territorio chaqueño para la explotación y producción de reservorios no convencionales de gas, con un determinado fluido de fractura adecuado a ser empleado en esta región del país.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACIÓN.

- Conocer la cantidad de agua disponible para las actividades de explotación
- Conocer las zonas más aptas para este tipo de explotación de hidrocarburos no convencional
- Establecer un parámetro de costos para el uso de distintas fuentes de agua a ser utilizadas.
- Conocer las características del fluido de fractura y de sus componentes.
- Establecer un procedimiento estándar para el tratamiento del fluido de fractura y evitar posibles riesgos de contaminación ambiental.

1.4. JUSTIFICACIÓN.

Bolivia certifico en diciembre de 2019 que las reservas de gas están en menos de 10 (TCF) lo cual indica que a medida que no se descubren nuevas reservas comerciales la industria de hidrocarburos del país se va paralizando.

Actualmente las reservas existentes varían en función de lo consumido y producido, estas reservas no son de larga duración al conocerse la declinación de mega campos

como el de San Alberto, Margarita y otros . Por lo cual el desarrollo de una nueva forma de explotación de este recursos energéticos es una alternativa a ser considerada para el desarrollo de actividades de explotación y extracción de gas en el territorio del Chaco Boliviano, Identificar las fuentes de aguas disponibles para estas actividades es de vital importancia ya que de esta depende el éxito del fracturamiento hidráulico para poder desarrollar las reservas no convencionales que existen el territorio nacional y que cuentan con un gran potencial de shale gas.

1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.

El territorio del Chaco Boliviano está comprendido por 3 departamentos, Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija que forman parte de la cuenca de Itenez por parte de Santa Cruz y Chuquisaca y también forman parte de la cuenca del Plata en Chuquisaca y Tarija lo que proporciona una fuente de agua que puede ser extraíble de ambas cuencas que pueden ser una fuente constante de agua para el desarrollo del Fracking en este territorio además que estas cuencas también están a disposición de la formación de Miraflores lugar donde se tiene más posibilidades de implementar esta técnica.

1.5. ALCANCE.

El alcance de este proyecto se delimita a las fuentes de agua salada que se encuentran en el territorio del Chaco Boliviano, considerando la calidad del agua que se necesita y la fuente de procedencia del agua para el desarrollo del Shale Gas. El uso de fuentes de agua dulce solo se considera como alternativas a ser usadas con un previo consentimiento y demostrable que estas aguas y el procedimiento a ser usado no son de carácter contaminante en dicho territorio.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES GENERALES

2.1. DEFINICION DE LUTITAS

Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor formada principalmente por granos que tienen un tamaño menor a 0.002(mm) (arcillas) dispuestos en una textura laminada, mineralógicamente está compuesta de minerales arcillosos y micáceos como caolinita, clorita, montmorillonita, moscovita, illita, además, cuarzo, feldespatos y óxidos de hierro. (Geología, ramas y aplicaciones, 2020)

Figura 2.1: Vista de Lutita



Fuente: Tomado de www.geologiaweb.com

Además, contienen cantidades de cuarzo, feldespatos potásicos y plagioclasas.

También es común que tengan óxidos de hierro (hematita, goethita y ferrihidrita).

Dependiendo de donde se hayan depositado pueden tener cantidades significativas de materia orgánica, carbonatos (calcita) y sulfuros como la pirita

2.1.1. TEXTURA DE LA LUTITA

Las Lutitas se forman por sedimentos muy bien sorteados, es decir que la granulometría en su mayoría es del tamaño de arcilla (menor al 0.002 mm), en donde será raro encontrar granos de mayor tamaño.

2.1.2. ESTRUCTURA

La Lutita se asocia principalmente con laminación y estratos menores a 10 (cm) de potencia que ocurre al momento de la sedimentación en la cuenca sedimentaria.

Figura 2.2: Estratos y Laminación de Lutitas



Fuente: Tomado de www.geologiaweb.com

Sin embargo, hay una textura de fisilidad en estas rocas que no siempre se forma por la sedimentación, también ocurre como el resultado de procesos de compactación diagenética mecánica que se producen debido a la alta presión a mayores profundidades de cobertura, lo que conduce a la destrucción de la estructura compacta de partícula a manera de láminas. La laminación y la fisilidad en ambos casos es favorecida por el alto contenido de minerales arcillosos micáceos. También es común encontrar laminaciones cruzadas y huellas de seres vivos que han vivido en los sedimentos arcillosos. (Geología, Ciencias de la Tierra, sus Ramas y Aplicaciones, 2020)

2.1.3. AMBIENTE SEDIMENTARIO

Las lutitas necesitan de un ambiente sedimentario “tranquilo” donde no exista alta influencia de mareas o corrientes fluviales.

Por lo tanto, el mejor ambiente de sedimentación es el Lacustre, donde, los pequeños granos arcillosos tienen tiempo para poco a poco irse enterrando en el fondo.

Además, se pueden formar en ambientes litorales lacustrinos y deltaicos donde no exista mayor influencia de las corrientes marinas o de las olas.

También pequeños lentes de lutitas pueden ocurrir en los sectores de sedimentación de los ríos, es decir en las partes internas de los meandros.

Debido a los pisos geológicos del Chaco Boliviano se tiene evidencia de la presencia de lutitas para la explotación si bien no comercial por el momento, se pueden hacer pruebas piloto.

Figura 2.3: Fisilidad en Lutitas



Fuente: Tomado de www.geologiaweb.com

2.1.4. COLOR

El color de las lutitas va a depender estrictamente de su composición mineralógica.

Es así que las lutitas negras y grises tienen alto contenido de materia orgánica y se formaron en un ambiente deficiente de oxígeno.

Las lutitas rojas o rojizas contienen principalmente óxidos de hierro, como la hematita, goetita y ferrihidrita. Cuando es marrón o amarillenta puede ser por el contenido de ferrihidrita o goetita.

Las de color verde se forman por el contenido de esmectita, glauconita y clorita principalmente. (Geologia Web, 2020)

2.1.5. TIPOS DE LUTITA

Figura 2.4: Tipos de Lutita



Fuente: Tomado de www.geologiaweb.com

2.1.5.1. Lutita bituminosa

Es decir, la roca contiene mucha materia orgánica como kerógeno (hasta 1/3 de la roca en kerógeno). Al calentar la roca y tratarla con ciertos solventes, se puede extraer una gran cantidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos de la roca. Sin embargo, actualmente es imposible controlar adecuadamente las emisiones y residuos generados por la extracción de hidrocarburos de la lutita bituminosa. Por lo tanto, los depósitos masivos de estas rocas no se han aprovechado al máximo.

2.1.5.2. Lutita Negra y Gris

Son aquellas rocas que contienen al menos un 2% de materia orgánica en su composición, incluso en forma de grafito. Esto significa que la roca se forma en un entorno deficiente en oxígeno, lo que también favorece la formación de pirita, que es un mineral muy común en la lutita negra. En un entorno geológico adecuado, tales rocas pueden ser rocas generadoras de hidrocarburos líquidos y gases, especialmente cuando su porcentaje de materia orgánica es superior al 2%.

2.1.5.3. Lutitas Rojas, Marrones y Amarillas.

Este tipo de lutitas se desarrollan en ambientes enriquecidos en oxígeno, el mismo que actúa sobre las partículas de óxido de hierro o minerales de hidróxido de hierro como la hematita, goetita o ferrihidrita.

Es así que la hematita es el mineral que produce los colores rojizos, mientras que la goetita produce colores marrones y la ferrihidrita genera colores amarillos

2.1.5.4. Lutita Verde

Está relacionado con la presencia de clorita, glauconita y esmectita, que pudieron formarse en ambientes lacustres litorales principalmente.

2.2. USOS DE LA LUTITA

Sus usos son:

- En la industria del petróleo convencional y gas natural son importantes debido a que pueden ser las rocas madres de hidrocarburos, sobre todo cuando su contenido de materia orgánica sobrepasa el 2%.
- En la industria del petróleo y gas natural no convencional, lo que se hace es un fracturamiento hidráulico (aumentar la permeabilidad) de las lutitas bituminosas

para obtener los hidrocarburos atrapados en la roca casi impermeable. (Geología, Ciencias de la Tierra, sus Ramas y Aplicaciones, 2020)

2.3. YACIMIENTOS DE LUTITA

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se compone principalmente de gas metano en 95%, con cantidades variables de etano, propano, butano y otros gases. Es ampliamente utilizado a nivel mundial en los sectores eléctrico, petrolero, industrial, residencial, servicios y transporte.

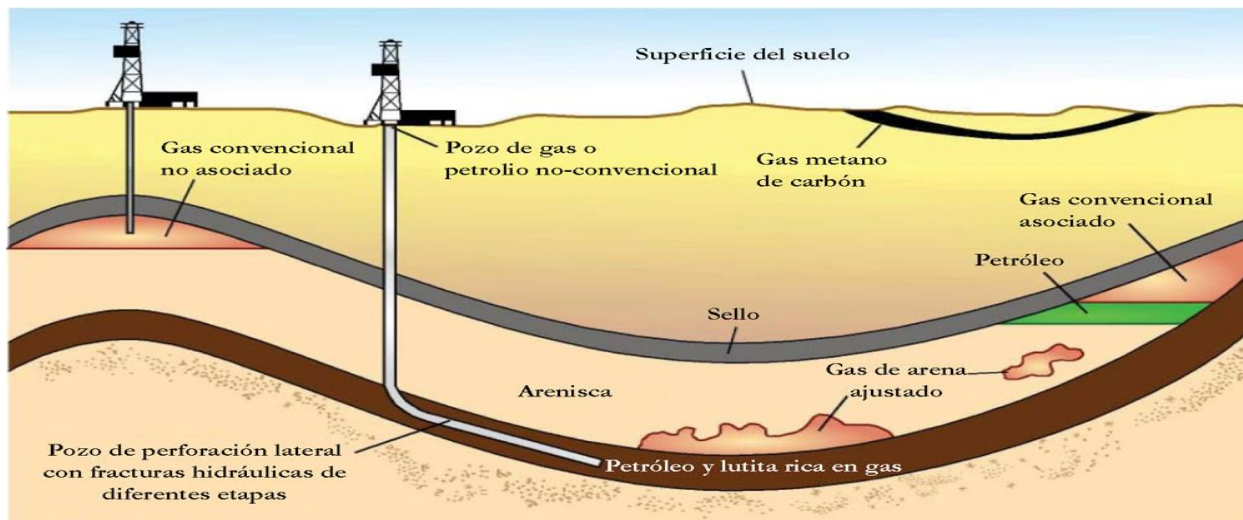
La producción y exploración de gas se clasifica en yacimientos convencionales y no convencionales. Considerando las características geológicas, en los yacimientos convencionales el gas se encuentra atrapado en una estructura de roca porosa limitada por una capa de roca impermeable que evita que el gas escape a la superficie. Los yacimientos no convencionales son más extendidos y consisten en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad que atrapan el gas entre ellas. Las características geológicas de los yacimientos no convencionales hacen difícil la extracción, por lo que su producción no es económicamente rentable a menos que se utilicen tratamientos de estimulación y tecnologías especiales para su recuperación.

(Villegas, 2015)

El shale gas se encuentra en yacimientos combinados predominantemente por esquistos o pizarras, que son rocas de baja permeabilidad, por lo que su producción en cantidades comerciales solicita técnicas de fracturación para aumentar su permeabilidad y de esta manera poder llegar a los poros que almacena el gas. Por todo ello, el shale gas se clasifican entre los recursos no convencionales. (Navarro, 2015)

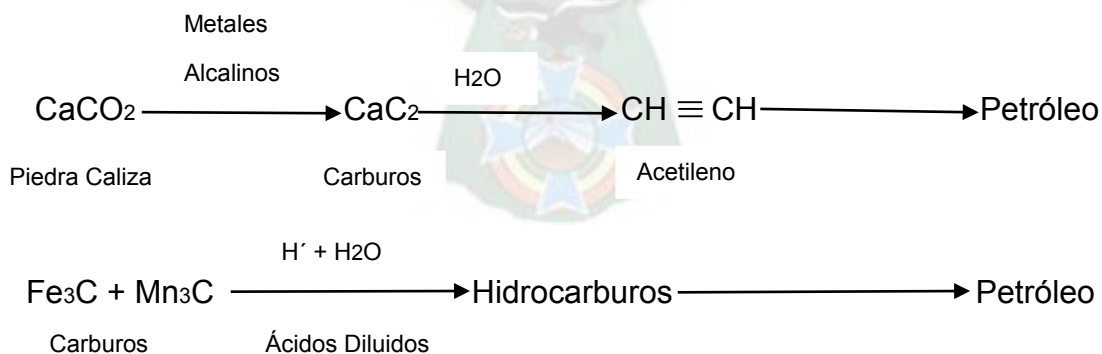
La figura 2.5 muestra los tipos de yacimientos de gas natural, que son clasificados en convencionales y no convencionales.

Figura 2.5: Formas de Extracción de Gas Natural



Fuente: Tomado de [wwwhttp://web.ecologia.unam.mx/oikos3](http://web.ecologia.unam.mx/oikos3)

2.4. ORIGEN Y FORMACION



Las teorías originales en las que se atribuyó al petróleo un origen inorgánico, como las teorías de Berthelott y Mendelejev han quedado descartadas. constituye La Teoría de Engler (1911), en las cuales se dispone lo siguiente:

1ra Etapa.- Los organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo del océano interior (laguna marina). Las bacterias actúan descomponiendo los componentes de los carbohidratos en gases y sustancias solubles en agua, y de esta manera eliminan los depósitos. Quedan componentes estables y solubles en aceite, como ceras, grasas y otras sustancias

2da Etapa. En condiciones de alta presión y alta temperatura, los compuestos con grupos carboxilo liberan dióxido de carbono y los hidroxiácidos y alcoholes liberan agua, dejando un residuo bituminoso. La exposición continua al calor y la presión provocará un ligero agrietamiento y la formación de olefinas (aceite virgen).

3er Etapa. En presencia de catalizadores naturales, los compuestos insaturados se polimerizan y ciclan para generar hidrocarburos (parafinas). Los compuestos aromáticos se pueden formar a través de reacciones de condensación que acompañan al craqueo y ciclación o durante la descomposición de proteínas

2.5. FORMACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Para la formación de un depósito de petróleo o gas natural se requieren tres condiciones:

1. Rocas generadoras que den origen a los hidrocarburos.
2. Una roca almacenadora suficientemente porosa e impermeable, a la cual puedan migrar los hidrocarburos.
3. Una trampa en algún lugar de la capa almacenadora, para que queden aprisionados los hidrocarburos.

Para la formación de yacimientos de gas y petróleo económicamente importantes deben cumplirse las tres condiciones mencionadas. Debe existir una roca-madre que haya sido capaz de suministrar las sustancias bituminosas. Es necesario que exista una roca-

almacén que se encuentre en condiciones de acumular dichas sustancias de tal modo que sea imposible que se escapen de ella. (Petrascheck, Carlos , & Lopez Ramos, 1965)

2.5.1. ROCA MADRE

Una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (tales como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas. La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo. En las condiciones adecuadas, las rocas generadoras también pueden ser rocas yacimiento, como sucede en el caso de los yacimientos de gas de lutita.

2.5.2. INFLUENCIA DE LA CONSOLIDACION DE LA ROCA

Las potentes series de sedimentos del mismo tipo muestran, a medida que aumenta la profundidad, una capacidad creciente. Debido a la reducción de los poros y a la expulsión del agua encerrada, el peso específico aumenta. La arcilla muestra una capacidad mayor que la arena. Si se forma gas en la arcilla o aparece petróleo, ambos encuentran un espacio mayor en la arena inmediata, por lo que se desplazan a ella. A esto hay que añadir que líquidos con una tensión superficial menor (petróleo) emigran a los poros de mayor tamaño, mientras que el agua, cuya tensión superficial es mayor, ocupa los poros más reducidos. Con la dureza aumenta el agrietamiento, con lo que el petróleo y gas de

la zona antracitosa podría haberse evadido hacia la superficie exterior, evaporándose allí.

2.5.3. ROCA ALMACEN

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos más apropiadas, pueden ser las siguientes:

- Areniscas poco cementadas
- Areniscas semi-consolidadas
- Conglomerados o gravas
- Calizas y dolomitas
- Fracturamiento de cualquier clase de roca: ígnea, sedimentaria o metamórfica

Las rocas-almacén deben ser porosas. Las más frecuentes son la arena y la arenisca. Debido al aglomerante, la arenisca posee ya una porosidad menor. La arena pura de grano uniforme, de fino a medio (0.1 hasta 0.2 mm) es la mejor. Las arenas con una granulometría media de 0.075 (mm), son impermeables al agua, pero buenas para los petróleos ligeros. Un pequeño contenido en arcilla es ya perjudicial. Las arenas de grano fino retienen mayor cantidad de petróleo por adhesión. Al abrirse o separarse los granos pueden formarse grandes huecos, rebasando la media normal del volumen de poros. El contenido en petróleo es entonces muy abundante, pero la arena se pone fácilmente en movimiento. Las calizas y todavía más, las dolomías pueden ser porosas, pero las grietas y las diaclasas son aún de mayor importancia.

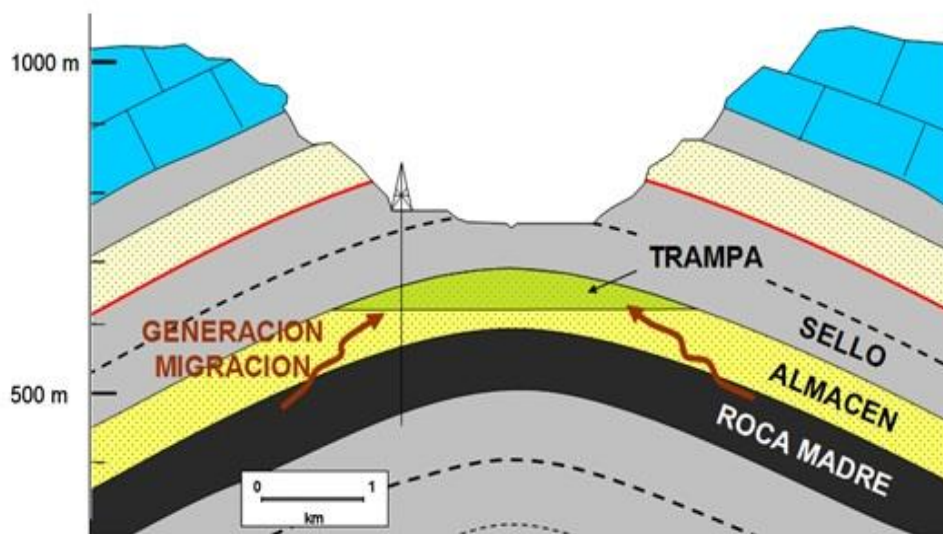
Debido a la posición natural de los granos, el volumen de los poros debe determinarse en testigos de la arena, no en muestras sacudidas en un recipiente. En las arenas está comprendido entre un 25-30%, y en las areniscas es del 5-20%. La permeabilidad de la arena es de la máxima importancia para la producción y debe determinarse también en

testigos o en el propio yacimiento. Se mide con aparatos especiales, como los empleados en Hidráulica, y puede variar dentro de amplios límites. Una acidificación eleva la permeabilidad de la caliza y la dolomía, y se emplea con éxito en campos antiguos para aumentar la producción. La permeabilidad puede variar en el curso de la explotación, ya que cabe el que se deposite sílice sobre los granos de arena o que estos se recubran por adsorción de una película negra dejada por el petróleo.

Existen, como demuestran los ensayos realizados, arenas petrolíferas hidrófilas e hidrófobas. Esta última propiedad es, a menudo, un fenómeno que acompaña a la explotación. Los poros de una arena petrolífera contienen también agua. La saturación de petróleo no es, en ningún modo, idéntica a la porosidad.

En el transcurso de la explotación, sobre la permeabilidad efectiva repercute también el contenido en agua del petróleo, a menudo creciente, conforme aquella avanza hacia su fin, así como la viscosidad del petróleo, también en aumento. (Castells, 1965)

Figura 2.6: Estructura de Formación y Almacenamiento de Hidrocarburos



Fuente: Tomado de Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo

2.6. GENESIS DE LOS YACIMIENTOS DE LUTITA

Las lutitas son la forma de roca sedimentaria más abundante en la corteza terrestre, representando aproximadamente al 60% de éstas. Son generadoras de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, debido al contenido en materia orgánica que poseen. Se las denomina a menudo lodolitas o fangolitas (mudstones) ya que se formaron a partir de lodo, aunque la diferencia fundamental con éstas radica en su estructura. En cuanto al cómo se formaron, debemos distinguir entre la formación del yacimiento en sí, es decir, el origen de las lutitas, y la formación del gas natural.

2.7. GÉNESIS DE LAS LUTITAS

Las lutitas son rocas formadas por la acumulación de granos finos, consecuencia de la compactación de partículas del tamaño de los limos y las arcillas. Estas partículas fueron depositándose lentamente en ambientes someros como lagos o el propio fondo marino, hasta quedar completamente enterrados en profundidad en un proceso de millones de años. Las lutitas con mayor interés son aquellas que tienen la capacidad de producir hidrocarburos, es decir, las que poseen relativamente grandes cantidades de materia orgánica. La condición complementaria que se tiene que dar para que estas formaciones conserven los sedimentos orgánicos en su matriz es que en los ambientes de deposición no existiera (prácticamente) oxígeno. Durante el devónico, que empezó aproximadamente hace 395 Millones de años, se dieron condiciones óptimas para la formación de depósitos de lutitas: clima cálido, niveles del mar elevados, y gran cantidad de la Tierra estaba cubierta por mares tropicales. Sin embargo el devónico no fue el único periodo donde se originaron; se han identificado lutitas con material orgánico que datan del precámbrico (hace más de 570 Ma), y la mayoría de yacimientos gasíferos que

cumplen las condiciones de madurez térmica requeridas para que su explotación sea rentable, fueron formados durante un rango de tiempos que va desde el ordovícico (hace 500 Ma) hasta finales del pensilvaniense (hace 280 Ma). La génesis de las lutitas es un proceso lento; la acumulación de unos pocos centímetros de partículas arcillosas y material orgánico puede llevar miles de años. Los restos de animales, organismos, plantas y algas (fundamentalmente lípidos y lignina), se depositan en el fondo de lagos y océanos, y a medida que se va acumulando más material, el lodo subyacente se compacta poco a poco y empieza a producirse un enterramiento. Posteriormente se produce una litificación: el peso de las capas superiores de sedimentos que siguen depositándose continuamente hacen que los líquidos sean expulsados y la lodolita se compacte. La materia orgánica se empieza a descomponer y se transforma en kerógeno, insoluble en agua, por acción del progresivo incremento de la temperatura y la presión. El kerógeno es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos, y se hablará de él con más detalle en las páginas siguientes, pero cabe mencionar aquí que según el tipo de kerógeno se generarán unos productos específicos (petróleo, gas húmedo, gas seco).

2.8. GÉNESIS DEL GAS

El gas natural, es un compuesto químico en cuya composición se presentan moléculas de hidrocarburos, formadas por átomos de carbono e hidrógeno y, por otras, en pequeñas proporciones de óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y compuestos sulfurosos, todos estos componentes se presentan en estado gaseoso. En Bolivia, el gas natural que se produce se encuentra libre de compuestos sulfurosos, por esto es conocido como “gas dulce”. (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2018)

Independientemente de su composición, el gas natural proviene del proceso de maduración del kerógeno. Relacionado con esto, el kerógeno es una sustancia que se descompone cuando la materia orgánica se entierra en condiciones anóxicas. El kerógeno se clasifica según la procedencia de la materia orgánica que lo ha originado, y según esto podemos distinguir 4 tipos de kerógeno, representados en el diagrama de Van Krevelen (Fig. 2.7).

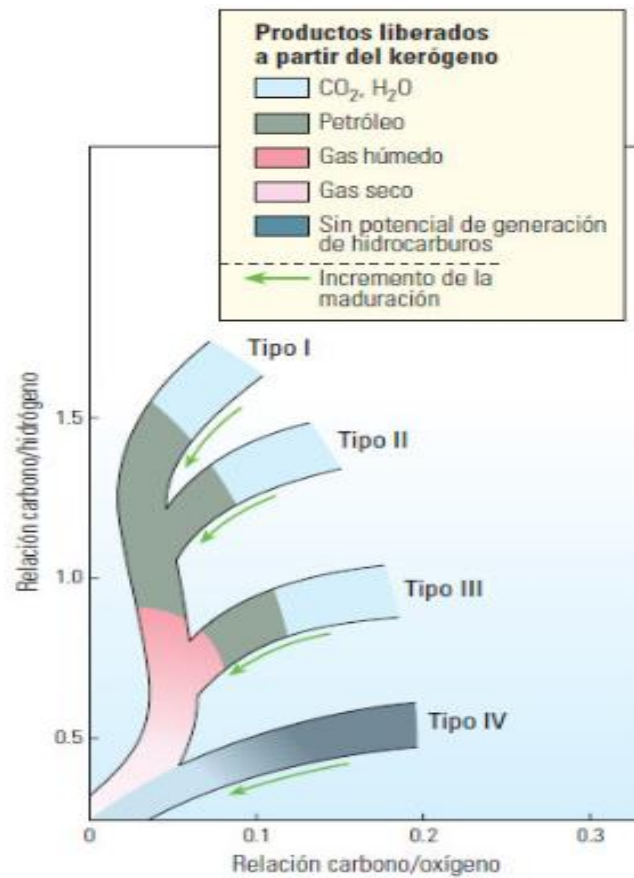
En el eje de abscisas se representa el ratio carbono/oxígeno mientras que en el eje de ordenadas se usa el ratio carbono/hidrógeno. Según este diagrama, los kerógenos de Tipo I y II proceden de ambientes marinos o lacustres, y tienden a producir petróleos; los de Tipo III, proceden de ambientes terrestres, y tienden a producir gas. El Tipo IV se considera sin potencial para producir hidrocarburos, ya que tiene muy bajo contenido en hidrógeno. procede de materia orgánica residual.

Tabla 2.1: Composición del Gas Natural Boliviano

Componente	Composición	Clasificación
Metano	80 – 90 %	Gas Natural Seco
Etano	4 – 10 %	Gas Natural Seco
Propano	2 – 3 %	Gas Licuado de Petróleo GLP
Butano	0.5 – 2 %	Gas Licuado de Petróleo GLP
Pentano	< 1 %	Gasolina Natural
Hexano	< 1 %	Gasolina Natural
Heptano Pus (+)	< 0.5 %	Condensados del Gas

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Figura 2.7: Diagrama de Van Krevelen



Fuente: Tomado de www.Schlumberger.com

Los kerógeno ricos en hidrógeno desempeñan un papel más importante en la generación de petróleo, mientras que aquellos con bajo contenido en hidrógeno generarán gas. El Recurso del Shale Gas Mientras se va sepultando, el kerógeno se ve sometido a un rango de temperaturas y presiones ascendentes. A mayor profundidad, mayor transformación según los gradientes térmico y de presiones. Las etapas de maduración del kerógeno se ven reflejadas en el diagrama de la figura 2.7 Durante la Diagénesis, la temperatura es inferior a 50 °C, y en esta etapa puede producirse metano biogénico procedente de bacterias: éstas se nutren de la materia orgánica de los sedimentos la

digieren, y producen el gas biogénico.

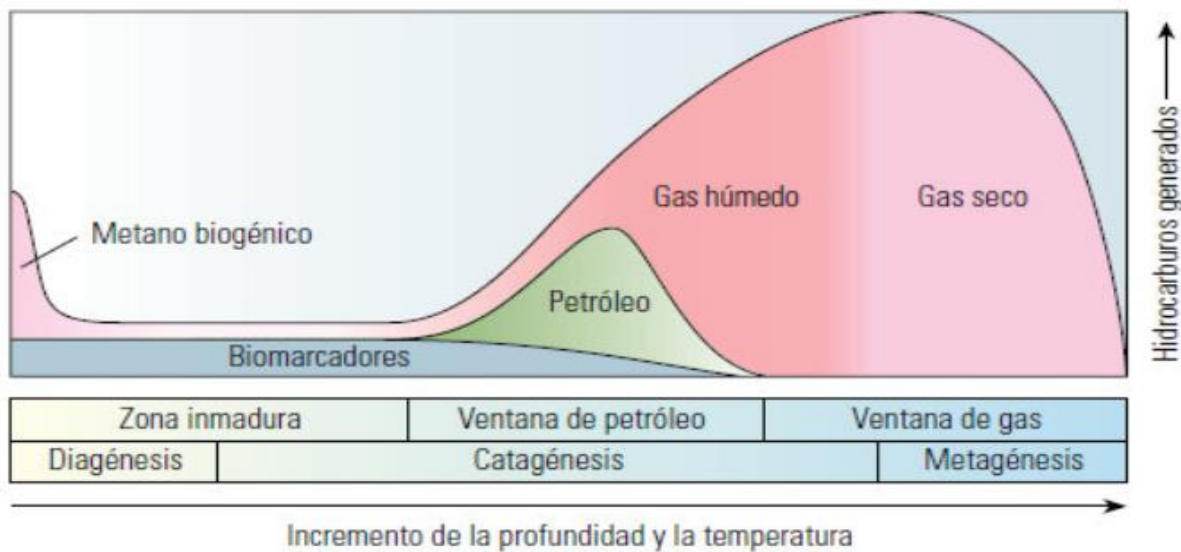
Posteriormente en la Catagénesis aumenta la temperatura (50 - 150 °C) y la presión de confinamiento, lo que produce la rotura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno ("cracking térmico"). En esta etapa es donde se producen los hidrocarburos líquidos, es decir, el petróleo, y también el metano húmedo. Si el sepultamiento continúa, las condiciones de temperatura y presión siguen ascendiendo se llega a la Metagénesis

El kerógeno es transformado en carbono debido a los cambios químicos y al calor. Se produce metano seco, además de otros gases como CO₂, N₂, y H₂S.

Aunque el origen del gas natural sea el kerógeno, hemos visto que hay dos formas en las que el metano puede generarse: metano biogénico y metano termogénico. El metano biogénico procede de la actividad microbiana.

Se genera por tanto en las fases tempranas de la maduración, cuando las temperaturas no superan los 50 °C y las bacterias pueden desarrollar procesos vitales.

Figura 2.8: Etapas de Maduración del Kerógeno, Oil and Gas Windows



Fuente: Tomado de www.Schlumberger.com

El termogénico se genera por la acción del "cracking" térmico, que necesita de temperaturas de hasta más de 150 °C, y unas condiciones de presión mucho mayores. Sea biogénico o termogénico, el gas puede ser encontrado en los yacimientos de shale de tres formas distintas:

- Gas libre: es el gas acumulado en los poros, fracturas naturales, y otros espacios libres dentro de la roca.
- Gas adsorbido: las moléculas de gas se adhieren eléctricamente a las partículas de arcilla y de materia orgánica de la roca.
- Gas disuelto: pequeñas cantidades de gas se encuentran disueltas en la materia orgánica de la roca. El gas libre suele ser la fuente mayor de producción en comparación con el gas adsorbido y el gas disuelto en los yacimientos de shale. Por lo general, el gas de lutitas es un gas seco que contiene entre un 60 % y un 95 % en volumen de metano, aunque algunas formaciones producen también gas húmedo. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

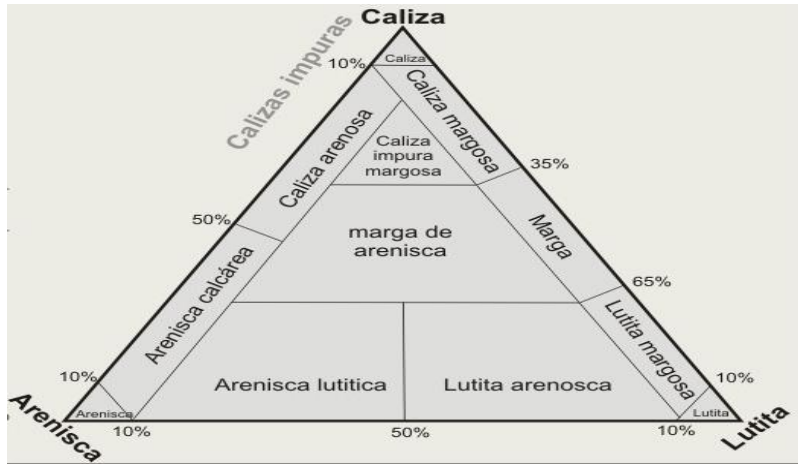
2.9. ESTRUCTURA Y MINERALOGIA DE LAS LUTITAS

Hay que tener presente que las lutitas se diferencian del grupo de las lodolitas (mudstones) en una característica estructural: presentan laminaciones. Esto quiere decir que su estructura está formada por finas láminas que crean estratificaciones y que aportan otra propiedad importante, la fisibilidad. Que una roca sea fisible equivale a decir que tiene la capacidad de quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar. La propiedad de quebrarse (fracabilidad), sin embargo, también depende de la composición de cada lutita en particular y de sus propiedades mecánicas. Algunas de

estas rocas contienen mayores cantidades de sílice o carbonatos, lo que las hace más frágiles, y por lo tanto son más fáciles de romper que otras con mayor cantidad de arcilla, que tienen a deformarse o abombarse antes que partirse. Los diagramas de mineralogía nos permiten identificar el tipo de comportamiento que va a tener la roca según las cantidades de arcilla, sílice y carbonatos que ésta presente en su estructura (Fig. 2.9). Cuanto más cerca del vértice de las arcillas nos encontramos en el diagrama significa que la roca tiene más contenido de arcillas en su estructura, y será más dúctil. Los carbonatos y el cuarzo, por el contrario, aportan fragilidad, y son interesantes para asegurar la fracabilidad. Los contenidos en arcilla de más del 40 % producen que la estimulación sea mala o ineficiente. Las lutitas se asocian frecuentemente a deslizamientos de tierra. Suele presentar una baja resistencia al corte, y especialmente con condiciones de humedad. Si se sobrecarga puede originar fallas. Algunas lutitas se hinchan en presencia de agua y son más problemáticas que otras. Esto se debe a ciertos tipos de arcilla que se hinchan en presencia de agua (swelling clays). Las partículas arcillosas que forman las lutitas provienen principalmente de minerales arcillosos como la illita, la caolinita y la esmecita. Usualmente pueden encontrarse cuarzo, feldespato y sílice en partículas de tamaños similares a los de las arcillas, pero en porcentajes mucho menores de material orgánico, minerales carbonatados, óxidos, sulfuros (pirita), y algunos elementos pesados (molibdeno, uranio, vanadio y zinc).

Otros constituyentes que pueden hallarse en la constitución de las lutitas son partículas La presencia de todos estos minerales en los depósitos de shale viene determinada por el ambiente bajo el cual se formó el yacimiento millones de años atrás.

Figura 2.9: Diagrama de Mineralogía



Fuente: Tomado De Clasificación de Carbonatos, Lutitas, Margas y Areniscas, Modificado de CORRENS (1949)

En general pueden distinguirse dos variedades de lutitas en función del color; unas presentan un color oscuro o negro ("Black shales"), y las otras son las de colores más claros ("Light shales"). Las primeras se formaron en ambientes con muy poco o nada de oxígeno, lo que impidió que la materia orgánica se descompusiera, y por eso presentan colores oscuros. Tan sólo entre un 1% y un 2% de materia orgánica es necesario para darle el característico color negro o gris oscuro a la roca que nos permite identificar su potencial como generador de hidrocarburos. La presencia de grandes cantidades de oxígeno en los ambientes de formación provoca que la materia orgánica se descomponga y no adquiera colores oscuros. El color es por tanto un indicador de la cantidad de oxígeno presente en el ambiente de formación. La presencia de pirita también es un indicador de la cantidad de oxígeno, ya que este sulfuro se forma en condiciones reductoras, y además esté presente en muchos yacimientos de lutitas. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

Tabla 2.2: Mineralogía de las lutitas

Mineralogía De Las Lutitas	
Constituyente	Observaciones
Cuarzo	Representa el 20 al 30 %, principalmente detrítico
Feldespato	la Plagioclasas más abundante que el feldespato potásico
Zeolita	Generalmente presente como alteración del vidrio volcánico
Minerales de Arcilla	
Caolinita - Montmorillonita	Se forma en condiciones de fuerte lixiviación (Lluvia abundante, buen drenaje y aguas acidas)
Esmectita - Illita - Muscovita	La illita es la arcilla más abundante en la lutita
Clorita - Vermiculita	La clorita se forma durante la diagénesis
Sepiolita	Arcilla rica en magnesio principalmente en lagos salinos
Otros	
Oxido de hierro	La hematita es la más común, goetita y limonita
Gibbsita	Hidróxido de aluminio
Calcita	Tanto en continentales como en marinas
Sulfato	Bajo condiciones Hipersalinas de deposito

Fuente: Elaborado En Base A Datos De Schlumberger

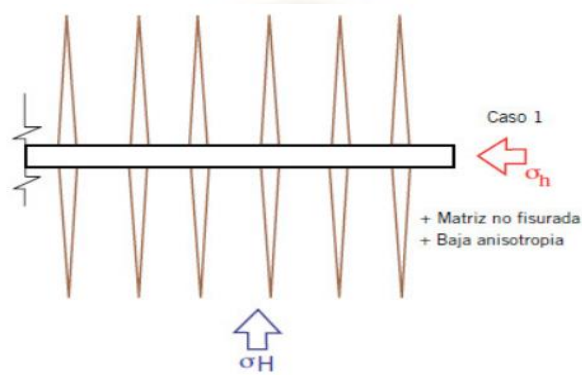
2.10. PROPIEDADES MECANICAS

2.10.1. ELASTICIDAD Y ANISOTROPÍA

La anisotropía es la propiedad de la materia según la cual las propiedades físicas de ésta pueden variar al ser examinadas en las diferentes direcciones del espacio. Si un material presenta anisotropía, sus características físicas variarán según la dirección en la que se observen. Las formaciones de shale gas exhiben una anisotropía significativa. Las propiedades elásticas están estrechamente relacionadas con la cantidad de materiales blandos contenidos en las lutitas (arcillas y materiales orgánicos), y la distribución anisotrópica también está ligada a la elasticidad. El estudio de esta propiedad en las formaciones de lutitas es de vital importancia a la hora de fracturar, ya que la dirección

en la que se orientan las fracturas es determinada, además de por los esfuerzos principales in situ, por la anisotropía de la roca. En el caso de una arenisca o un carbonato (Fig.2.10) la dirección de las fracturas es paralela al esfuerzo máximo horizontal (σ_h), ya que estas rocas presentan una baja anisotropía.

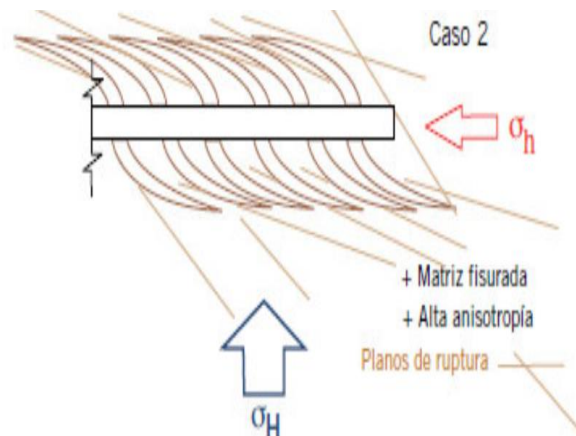
Figura 2.10: Carbonatos o Areniscas con Baja Anisotropía



Fuente: Tomado de Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas

En cambio en una lutita, la alta anisotropía provoca que exista una red de planos de clivaje o ruptura que cambian la orientación de las fracturas, pues éstas tienden a propagarse por estos planos (Fig. 2.11).

Figura 2.11: Lutitas con Fuerte Anisotropía



Fuente: Tomado de Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas

Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, éstas pueden llegar a ser longitudinales o albeadas, casi paralelas a la dirección del pozo. En general, el impacto de la presencia de fracturas naturales o fisuras, y una gran anisotropía en la roca originan:

- Propagación de fracturas normales al esfuerzo horizontal máximo (σ_h).
- Un esfuerzo horizontal diferencial por anisotropía muy bajo.
- Amplia red de fracturas secundarias (nube de fracturas).

Para evaluar la anisotropía de una roca es necesario realizar ensayos geo mecánicos sobre núcleos extraídos del yacimiento en cuestión. La dirección desde la cual se extrae el núcleo debe ser tenida en cuenta puesto que la anisotropía varía con respecto a la dirección. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

2.10.2. FRACABILIDAD

Existen dos factores fundamentales que establecen la capacidad de una lutita para fracturarse: la presencia de minerales duros, y la presión interna de la lutita. La presencia de minerales duros como el silicio, y en menor medida la calcita, implica una mayor facilidad para que se produzcan fracturas, dado que estos minerales aportan fragilidad a la lutita. Las arcillas, sin embargo, tienden a absorber más las presiones y acaban doblándose en lugar de partirse cuando se les aplica una presión hidráulica. Un alto contenido en arcillas implica por tanto que la lutita sea dúctil, como ya se ha explicado. Por lo tanto, las formaciones de shale ricas en sílice son candidatas óptimas para la fracturación hidráulica. En cuanto a la presión interna, cabe indicar que durante la formación de gas natural en la lutita se va aumentando su presión. Esto se debe a que las condiciones de baja permeabilidad impiden que la mayor parte del gas generado

pueda escapar, quedando atrapado en poros como gas libre o adhiriéndose a la superficie de la materia orgánica como gas adsorbido, incrementando la presión interna. Cuanto mayor sea la presión interna, con más facilidad se producirán las fracturas, ya que la formación estará más cerca de su presión de ruptura. Otro aspecto clave en el desarrollo de yacimientos de shale es la existencia de fracturas naturales y de planos de debilidad que pueden dar lugar a geometrías de fractura complejas durante la estimulación. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

2.11. PROPIEDADES GEOQUÍMICAS

Las propiedades geoquímicas de las lutitas deben ser determinadas con objeto de identificar el potencial del yacimiento de interés. Estas propiedades se identifican en el laboratorio a partir de núcleos obtenidos directamente del propio yacimiento, aunque también pueden ser identificadas in situ gracias a sensores de fondo de pozo. No obstante, para calibrar dichos sensores, se necesitan previamente muestras de núcleos para crear unos registros de datos a partir de los cuales sintonizar los aparatos de medida. Las propiedades geoquímicas más importantes que determinan la capacidad de un yacimiento para producir son: Carbono Orgánico Total (TOC), volumen y capacidad de gas, permeabilidad y madurez térmica.

2.11.1. TOC (CARBONO ORGÁNICO TOTAL)

Las lutitas contienen carbono orgánico e inorgánico. El carbono orgánico procede de la materia orgánica, y una forma de medir la cantidad de ésta presente en la lutita es mediante la determinación del contenido total en carbono orgánico. Los objetivos interesantes de exploración suelen variar entre un 2% y un 10% de índice TOC (Tabla

2.3). Una cantidad de carbono orgánico superior al 10% generalmente indica que la roca es demasiado inmadura para el desarrollo de gas. Para determinar el carbono orgánico total, se toma una muestra del yacimiento y se somete a una prueba de combustión. Primero, se trata la muestra con ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico, y posteriormente se quema en un horno a 1350°C en un ambiente rico en oxígeno. El CO₂ resultante se mide con una celda de detección infrarroja situada a la salida del horno, y el contenido volumétrico se transforma a % en peso. Se ha de tener en cuenta que el índice TOC puede variar considerablemente de una parte del yacimiento a otra.

Tabla 2.3: Potencial en Función de TOC

TOC (% En Peso)	Potencial de los Recursos
< 0.5	Muy Pobre
0.5 – 1	Pobre
1 – 2	Medio
2 – 4	Bueno
4 – 10	Muy Bueno
>10	Desconocido

Fuente: Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas

2.11.2. VOLUMEN DE SHALE GAS

El gas en los yacimientos de shale puede encontrarse de tres maneras distintas: libre, en poros y huecos intersticiales; adsorbido en la superficie del kerógeno; y en pequeñas cantidades, disuelto en la materia orgánica de la roca. El volumen total del yacimiento

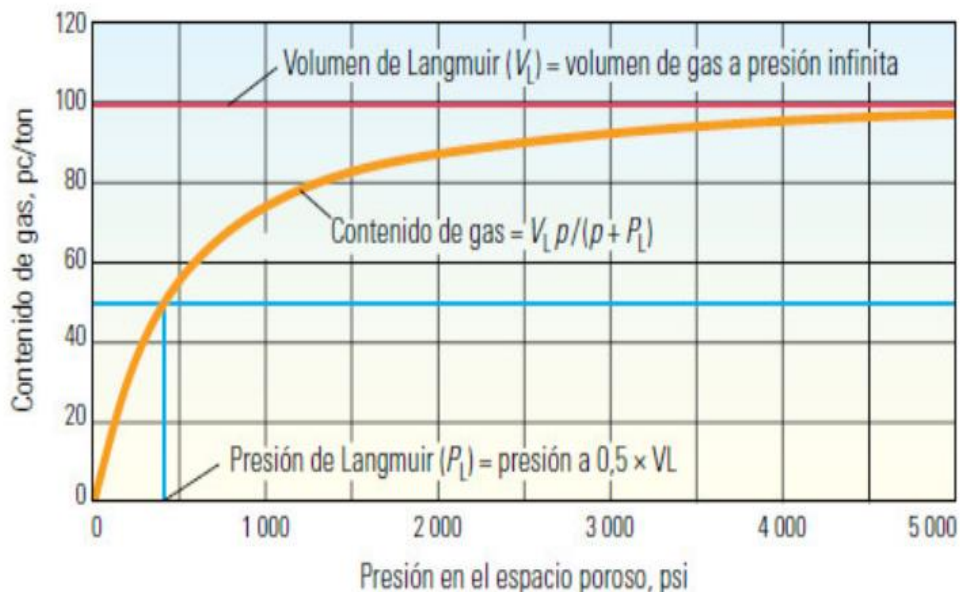
(GIP) es la suma de todas estas cantidades. A medida que se va produciendo (explotando) el gas libre del yacimiento, la presión en los poros se reduce, y el gas absorbido será liberado o desorbido, desde la superficie del kerógeno, aunque la desorción también es función del tamaño de poro de la lutita, y ha de ser tenido en cuenta cuando se calcula el potencial de producción. La cantidad de gas total (GIP) se calcula a partir de núcleos, que nada más cortados, son inmediatamente sellados en cartuchos y enviados al laboratorio para su análisis. Una vez allí, el gas es extraído de los cartuchos para su medición volumétrica y su análisis composicional en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo permite estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. El volumen de gas adsorbido también es medido a partir de relaciones de presión que estiman el potencial de adsorción de la roca. Con este fin, se realiza otro ensayo en el cual la muestra es pulverizada para aumentar la superficie de contacto y posteriormente se calienta para que pierda todo el gas adsorbido.

Luego la muestra se somete a metano a temperatura constante pero presiones cada vez más elevadas. El volumen adsorbido por la muestra se representa mediante una isoterma de Langmuir (Fig.2.12), medido en pies cúbicos estándar por tonelada ($\frac{ft^3}{ton}$), o bien ($\frac{pc}{ton}$). Una vez se obtiene la isoterma, es posible estimar la capacidad de almacenamiento de la roca a partir de una referencia de la presión de poro de la formación (la cual representa a la presión del yacimiento in situ).

Se calcula el volumen de gas adsorbido a partir de las Isotermas de Langmuir y de los índices TOC obtenidos de las muestras de núcleos. El volumen de gas libre en cambio se estima usando datos de los registros (logs) como la porosidad efectiva y el nivel de

saturación de gas. Utilizando las isothermas de Langmuir también se puede determinar el GIP total para un yacimiento específico, en función de la presión (Fig. 2.12).

Figura 2.12: Isotherma de Langmuir y Capacidad de Almacenamiento de Gas

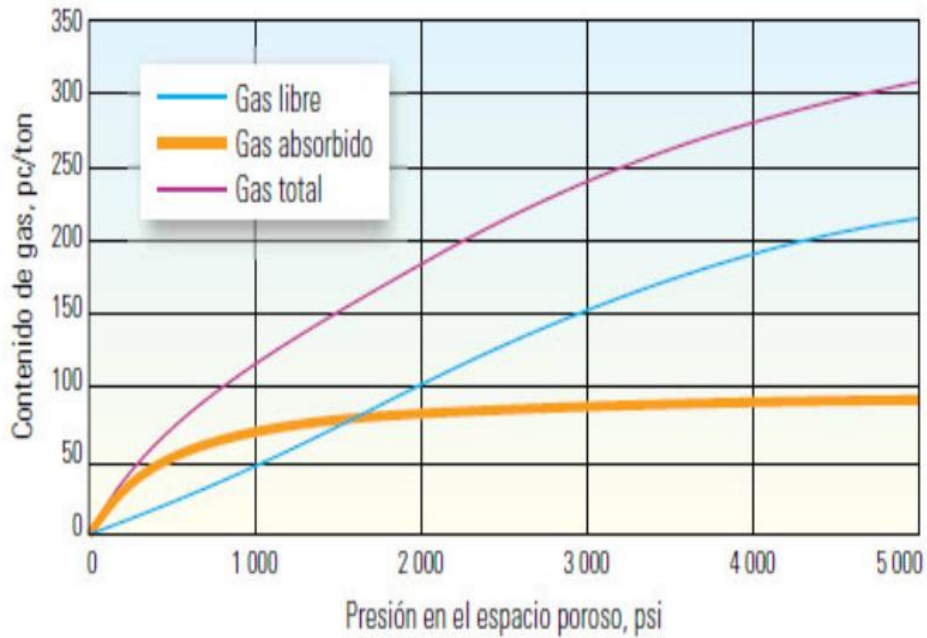


Fuente: Tomado de www.Schlumberger.com

Se calcula el volumen de gas adsorbido a partir de las Isothermas de Langmuir y de los índices TOC obtenidos de las muestras de núcleos. El volumen de gas libre en cambio se estima usando datos de los registros (logs) como la porosidad efectiva y el nivel de saturación de gas. Utilizando las isothermas de Langmuir también se puede determinar el GIP total para un yacimiento específico, en función de la presión (Fig. 2.12).

A medida que la presión aumenta, el gas de los poros aumenta proporcionalmente. En la mayoría de los yacimientos que producen en la actualidad, el gas se obtiene del almacenamiento en poros. El gas adsorbido cobra importancia a medida que la presión dinámica en el fondo del pozo disminuye. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

Figura 2.13: Cantidad de GIP Mediante Isotermas de Langmuir



Fuente: Tomado de www.Schlumberger.com

2.11.3. MADUREZ TÉRMICA

La vitrinita es el material que constituye las paredes celulares y el tejido de la madera de las plantas preservadas en rocas, y cambia cuando se somete a temperaturas y presiones cada vez más altas. Entre los cambios irreversibles en las vitrinitas, uno de ellos es el aumento de la reflectancia. La medición de reflectancia de vitrinita (R_0) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

La reflectancia (R_0) se determina mediante mediciones con microscopio de al menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca madre. Los valores de (R_0) generalmente varían entre el 0 % y el 3 %; un valor de (R_0) mayor de 1,5 % es indicador de que la roca madre genera gas seco, y por tanto un indicador positivo; los valores entre un 0,8 % y un 1,1 % indican gas húmedo; entre un 0,6 % y un 0,8 % indican petróleo. Anteriormente se consideraba que entre 0,6 % y 1,1 % eran indicadores negativos, pero hoy en día ya ha

habido éxitos en la producción de petróleo y condensados a partir de yacimientos de lutitas. Un valor por debajo de 0,6 % indica que el kerógeno es aún inmaduro que no ha estado suficiente tiempo expuesto a temperaturas para que se produzca la conversión de su materia orgánica en hidrocarburos. Puede estimarse la reflectancia si se conoce la temperatura de la formación objetivo mediante la siguiente fórmula:

$$R_o \% = 0.018 * T_{Max} - 7.16 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde la $T_{m\acute{a}x.}$ es la temperatura máxima medida a la profundidad de la muestra, aunque a medida que aumenta la madurez se vuelve más imprecisa.

2.11.4. PERMEABILIDAD

Una de las características de las lutitas es su baja permeabilidad. Normalmente la permeabilidad del gas en una lutita suele variar entre 10^{-3} (mD) y 10^{-7} (mD). Para hacerse una idea de lo bajas que son estas permeabilidades, hay que tener en cuenta que un yacimiento convencional suele tener cientos de milidarcies. Es una de las propiedades más difíciles de determinar por los ingenieros y los petrofísicos. La permeabilidad es función de la porosidad efectiva, la saturación en hidrocarburo, y la mineralogía. Para medirla en una roca convencional, los ingenieros fuerzan fluidos a través de las muestras y miden el volumen y las velocidades, pero la permeabilidad del orden de nanodarcies de las lutitas hacen que estos procedimientos resulten inútiles a la hora de caracterizarlas.

Análisis han sido desarrollados sobre rocas compactas con la técnica de pirolisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. Esta técnica también proporciona otros datos importantes como la densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por

gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas. Existen otras pruebas de estimación de la permeabilidad, consistentes en inyectar nitrógeno en periodos de corta duración en la formación y analizar posteriormente las caídas de presión. La ventaja de estas pruebas es que proporcionan una estimación no sólo de la permeabilidad de la matriz sino también de las fracturas naturales existentes en el yacimiento. (Risco, 2015)

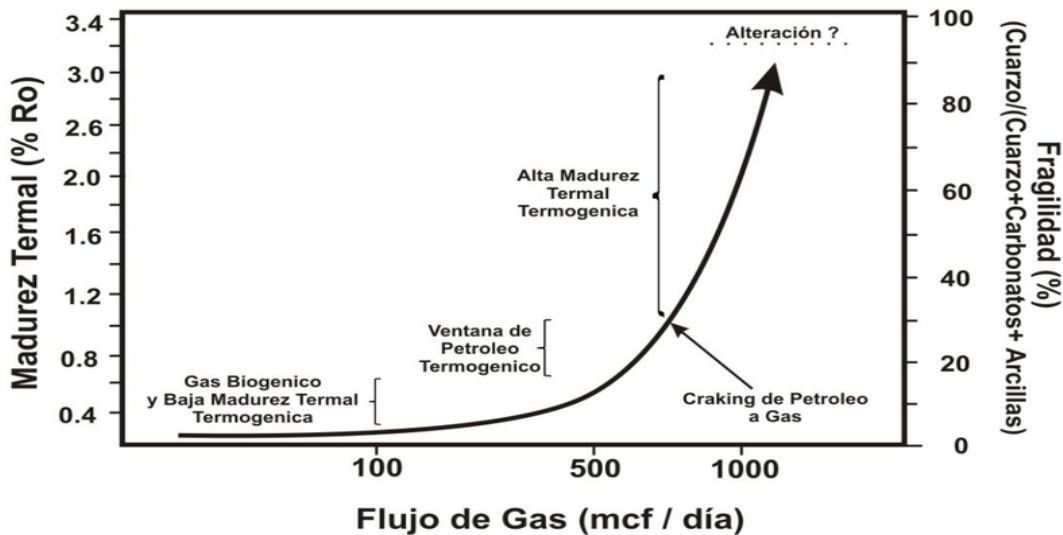
2.12. GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

La evaluación inicial de yacimientos y la evaluación cuantitativa y cualitativa del mismo, se vuelve necesaria para proveer un punto de partida en el cual los datos de pozos subsecuentes puede ser un punto de referencia. Los datos geológicos representan el fundamento de la evaluación de la Lutita, son usados para tomar decisiones informadas en los pozos piloto exploratorios en etapas de desarrollo, y también para facilitar la planeación de la perforación a futuro. En las fases iniciales de un nuevo play en lutitas gasíferas se requiere un tiempo considerable para describir (caracterizar) cualitativa y cuantitativamente al mismo. Un completo y profundo entendimiento de la geología sirve como base en el desarrollo de este tipo de campos. Los datos geológicos son usados para definir la fuente, identificar el potencial productivo de los objetivos, diseñar todas las fases del programa de construcción de pozos, programa de perforación, el diseño de la terminación, los métodos de estimulación y el Fracturamiento hidráulico. La geología también influye en la producción. Los atributos y propiedades geológicos son generalmente usados en múltiples flujos de trabajo necesarios para reconocer los múltiples retos en el desarrollo de campos de Shale Gas. En análisis geológico igualmente sirve para conocer las propiedades hidráulicas de la roca, como la

permeabilidad y porosidad, las cuales reflejan la habilidad para mantener y transmitir fluidos como agua y gas natural. La arcilla tiene un tamaño pequeño de partícula, por lo tanto, los espacios intersticiales son muy pequeños. De hecho, estos son tan pequeños que el gas natural y el agua presentan severas dificultades para moverse a través de la roca. Las arcillas, por lo tanto, sirven como una capa de roca que atrapa de manera natural al gas que define los límites de flujo de fluidos.

Es por medio del entendimiento de la geología, que es posible ubicar las zonas objetivo por medio de la concurrencia de parámetros favorables como porosidad, espesor, permeabilidad, mineralogía, fragilidad, fracturamiento natural, madurez termal y contenido de gas. Los parámetros más críticos para determinar si la lutita es capaz de producir son el espesor mínimo, el contenido de gas (que es a su vez función de la madurez termal y la riqueza orgánica) y la fragilidad (potencial de fracturamiento (Fig. 2.14) (Wang y Gale, 2009).

Figura 2.14: Relación Entre Madurez, Fragilidad y Flujo de Gas



Fuente: Tomado de Geología de Hidrocarburos y Carbones 2007

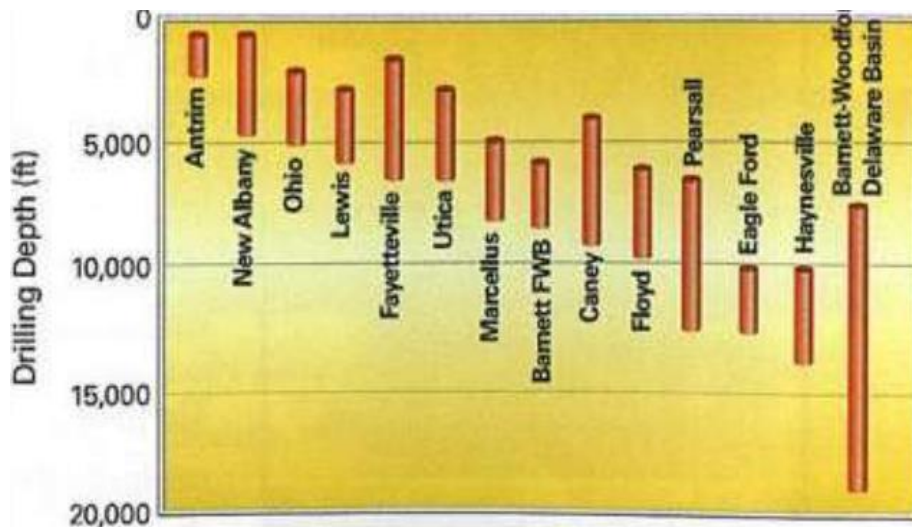
La producción comercial de las lutitas depende del gran contenido de gas, la capacidad natural de almacenamiento y la capacidad de la roca para permitir el flujo. La cantidad de gas producido por desorción está directamente relacionada con la superficie expuesta del yacimiento. Consecuentemente, existen dos factores críticos en el desarrollo de las arcillas:

1. alcanzar la máxima exposición del yacimiento a través de pozos horizontales
2. fracturamiento hidráulico para crear una red de fractura lo suficientemente larga para producir canales de permeabilidad que mejoren el flujo.

Mientras que diferentes formaciones de lutitas comparten distintas características generales, existe una amplia variabilidad en su profundidad (Fig. 2.14), geología, geomecánica, petrofísica y características de ingeniería, Incluso dentro de la misma lutita puede haber gran variabilidad (heterogeneidad) de forma vertical y horizontal, lo que resulta patente en pozos de alto desempeño a lado de otros de bajo desempeño. Para los fines del desarrollo de los yacimientos de lutitas es más importante definir las diferencias entre arcillas que sus similitudes (Ver Anexo A). El gran éxito de la lutita de Barnett ha generado un modelo de desarrollo que está basado en lecciones aprendidas y el desarrollo de mejores prácticas para el desarrollo económico de las reservas de hidrocarburos en formaciones de lutitas. Algunos operadores simplemente han aplicado el modelo de Barnett a otros plays, sin embargo un concepto crítico y esencial en el desarrollo de las lutitas es que no existen dos arcillas exactamente iguales y el éxito en un play de arcilla no garantiza el que el mismo enfoque resultara en éxito para otro play. Cada yacimiento de lutita requiere un set único de métodos y estrategias para la caracterización, perforación, terminación y la producción.

La elección incorrecta puede revertir la rentabilidad del proyecto. Lo anterior es la razón por la que se debe contar con un conocimiento específico de cada yacimiento de lutitas. Es crítico también el mantener los costos de desarrollo bajo control a través de la optimización de la producción y la recuperación final estimada (EUR) a lo largo de la vida del pozo y del yacimiento (Rodríguez, 2012)

Figura 2.15: Rango de Profundidad de los Plays de Shale Gas



Fuente: Tomado de Estudio de las Tecnologías Para la Recuperación de Shale Gas; Javier Criado Risco

2.13. FRACTURA HIDRAULICA O FRACKING

Toda técnica combinada de perforación vertical y horizontal, que lleva aparejada la inyección de gran cantidad de agua a presión mezclada con sustancias de estimulación, y que supone la fracturación y disgregación de las rocas del subsuelo de baja permeabilidad, para posibilitar la obtención y extracción de hidrocarburos, principalmente gas metano, de reservas no convencionales. (Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o "fracking" en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo, pág. 17)

Es decir, que definimos el fracking como una combinación de cuatro elementos:

1. las técnicas de fracturación hidráulica
2. la aplicación de “estimulación” química directamente en el subsuelo
3. la combinación de la perforación horizontal y vertical
4. la extracción de hidrocarburos de rocas madre de baja permeabilidad

Una breve explicación de cada uno de estos cuatro elementos nos ayudará a entender mejor el fracking. Podremos observar que en los cuatro casos hablamos de técnicas que se conocen desde hace años o incluso décadas y siglos, pero por separado; lo realmente novedoso y que supone revolucionar la extracción de gas natural es la aplicación conjunta de estos cuatro elementos. De nuevo, como vimos en las primeras líneas de este artículo-, asistimos a una de las confusiones terminológicas tan habituales en el ámbito de las actividades extractivas y en especial de los hidrocarburos, que consiste en transmitir la idea de que la aplicación de Fracking acumula una experiencia de varias décadas, cuando no es exactamente así.

El gas natural normalmente está atrapado en bolsas de roca porosa (como una esponja) a mucha presión. Para extraerlo basta con perforar hasta llegar a la bolsa. Cuando la bolsa se pincha el gas fluye hacia arriba por la diferencia de presión. Este gas, es relativamente fácil de extraer, basta con perforar hasta la profundidad de la bolsa, que suele estar a unos pocos cientos de metros bajo tierra. Los gases no convencionales, se caracterizan por estar en rocas de baja porosidad y baja permeabilidad, lo que hace que estén en mucha menos concentración y se haga más difícil su extracción. Los gases no convencionales se clasifican en:

- Gases en areniscas de baja permeabilidad (tight gas) - Gas en esquistos o pizarra

(shale gas)

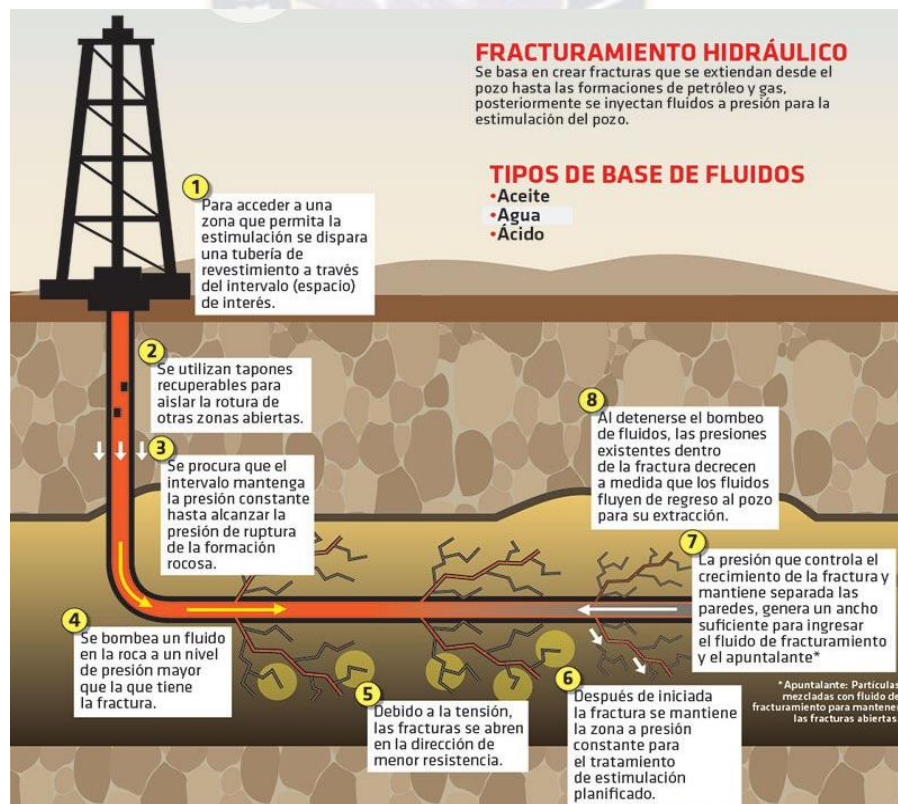
- Metano en capas de carbón (coal bed methane)
- Hidratos de metano (moléculas de metano atrapadas en compuestos helados de agua)

La fractura hidráulica o Fracking se utiliza para la extracción del gas en esquistos o pizarra, entre otros. El gas de pizarra se encuentra atrapado en estratos o capas de pizarra a mucha profundidad (desde los 400 a los 5.000 metros). Dado que la pizarra tiene una permeabilidad muy baja, el gas está distribuido en pequeños poros o burbujas, muchas veces microscópicas, no conectadas entre sí, lo que hace necesario romper las capas de pizarra para conseguir reunir el gas y que fluya hacia la superficie para ser recogido. La compleja y cara técnica que se utiliza para llevar a cabo la extracción del gas de pizarra se conoce con el nombre de fractura hidráulica horizontal o Fracking en inglés. La fractura hidráulica horizontal consiste en hacer una perforación vertical hasta la capa de pizarra. A esta perforación se le pone un tubo de acero, con un recubrimiento de cemento para proteger los acuíferos de los aditivos químicos que posteriormente se utilizan. Una vez se alcanza la pizarra se realiza una perforación horizontal, a través de la propia capa de pizarra. Esta perforación horizontal tiene, como media, un kilómetro y medio, aunque puede llegar hasta los 3 (km). Una vez se ha realizado la perforación horizontal en la capa de pizarra se utilizan explosivos para provocar pequeñas fracturas. Una vez provocadas estas fracturas se inyectan, por etapas, miles de toneladas de agua a muy alta presión, mezclados con arena y aditivos químicos

Este agua a presión fractura la roca liberando el gas que luego, junto con el agua, la arena y los aditivos retorna a la superficie (retorna entre un 15 y un 80% del fluido

inyectado). El pozo se fractura a lo largo de entre 8 y 12 etapas, con lo cual el conducto sufre unos cambios de presión muy grandes con el consiguiente peligro de quiebra del revestimiento de cemento. Entre los aditivos químicos utilizados se encuentran bencenos, xilenos o cianuros, hasta llegar a unas 500 sustancias químicas, muchas de ellas cancerígenas, mutagénas, y con otras propiedades altamente preocupantes. El fluido de retorno también trae a la superficie otras sustancias que pueden contener las capas de pizarra. Es muy común que estas rocas contengan sustancias muy peligrosas, tales como metales pesados (mercurio, plomo...), radón, radio o uranio, y otros elementos radiactivos que llegan a la superficie. (Risco, Estudio de las Tecnologías para la Recuperación de Shale Gas, 2015)

Figura 2.16: Fracturamiento de Formaciones Para Shale Gas



Fuente: Tomado de <https://i.pinimg.com/originals/.jpg>

2.13.1. PASOS PARA LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

La técnica consistía en excavar galerías por las que introducían agua provocando el derrumbamiento y el posterior arrastre de tierra y roca hasta los lavaderos de material. Por tanto, hablamos de utilizar el mismo fundamento mecánico de la fuerza del agua, pero actualizado a las explotaciones de hidrocarburos en el interior de la Tierra. Es decir, en estratos rocosos a cientos o miles de metros de profundidad. El mecanismo consiste en inyectar un fluido en un sustrato rocoso roto, de manera que, al mantener y aumentarla presión, propaga la fractura formando un canal de flujo y drenaje, que comunica los distintos puntos de la roca con la perforación vertical, permitiendo que el gas pueda salir hasta la superficie. (Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o “fracking” en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo)

La técnica Fracking, permite mejorar la extracción de los hidrocarburos almacenados en los poros de las rocas que tienen una baja permeabilidad, es decir, en aquellas rocas cuyos poros están poco o nada interconectados entre sí. Consiste en producir pequeñas fracturas en la roca, para favorecer y aumentar esta interconexión, permitiendo que el gas fluya hacia el pozo y de ahí hasta la superficie.

Se trata, en definitiva, de generar las condiciones que, a veces y de un modo natural, se presentan en ciertos yacimientos de hidrocarburos que tienen porosidad y permeabilidad mayores. A continuación le contamos el paso a paso de este proceso de extracción de hidrocarburos.

1. Primero, se perfora un pozo vertical hasta el nivel donde se encuentran las rocas de baja permeabilidad que contienen los hidrocarburos. Una vez alcanzado el nivel deseado, se continúa la perforación horizontalmente.

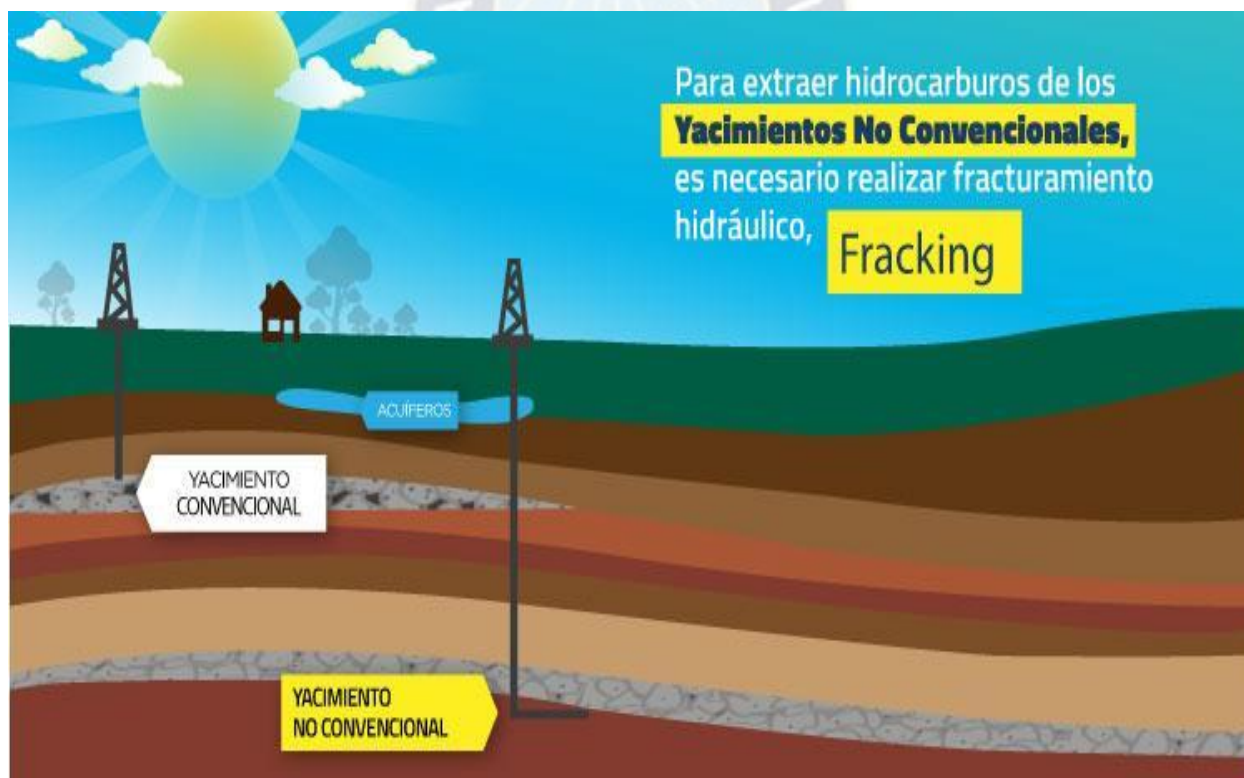
2. Luego se introduce en el pozo una tubería de acero, desde la superficie hasta el final del pozo. A continuación se inyecta cemento entre el espacio que queda entre la tubería y las paredes del pozo, de tal manera que el pozo queda totalmente aislado de todas las rocas y acuíferos que haya atravesado. Por dentro de la tubería se introducen una serie de dispositivos, que permiten realizar selectivamente pequeñas y múltiples perforaciones a través de la tubería y el cemento hasta la roca que contiene los hidrocarburos.
3. A través de estos pequeños orificios se inyecta agua a una presión suficiente que permita producir grietas y pequeñas fisuras en la roca, para generar un aumento de la permeabilidad. El agua inyectada va acompañada de arena que permite que estas grietas no se cierren una vez que han sido abiertas por la fracturación. Al agua también se le añaden pequeñas cantidades de aditivos, para favorecer la inyección y penetración en las rocas.
4. A lo largo del proceso de fracking, y para garantizar la total seguridad de las operaciones, las operadoras controlan en tiempo real las presiones del fluido de fracturación y la extensión y localización de la red de microfracturas que se van generando.
5. El proceso de fracturación dura entre tres y cinco días, y normalmente se hace una sola vez en la vida del pozo.
6. Una vez terminado, el pozo devuelve parte del fluido inyectado, acompañado del hidrocarburo y agua originalmente presente en la roca. Al cabo de unas horas o días, dependiendo de cada caso, el pozo ya está listo para producir un flujo de hidrocarburo durante años o décadas

Como se puede observar la perforación de pozos no convencionales de hidrocarburos es la composición de la perforación vertical para alcanzar la formación objetivo

Una vez alcanzado el objetivo se procede a la perforación horizontal para luego proceder a la fracturación de la formación deseada para la producción de shale gas.

Este proceso debe tener en cuenta el cuidado de los posibles acuíferos que puedan ser encontrados en el trayecto de la perforación con objeto de no contaminarlos o causar daños en el equilibrio ambiental predominante en determinado lugar de las operaciones de exploración, perforación y producción.

Figura 2.17: Evolución de la Fracturación Hidráulica



Fuente: Tomado de <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/967-fracturacion-hidraulica>

2.14. CASOS DE ESTUDIO

2.14.1. SITUACIÓN EN ARGENTINA

2.14.1.1. Vaca Muerta

Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Su gran potencial se debe a sus características geológicas y su ubicación geográfica.

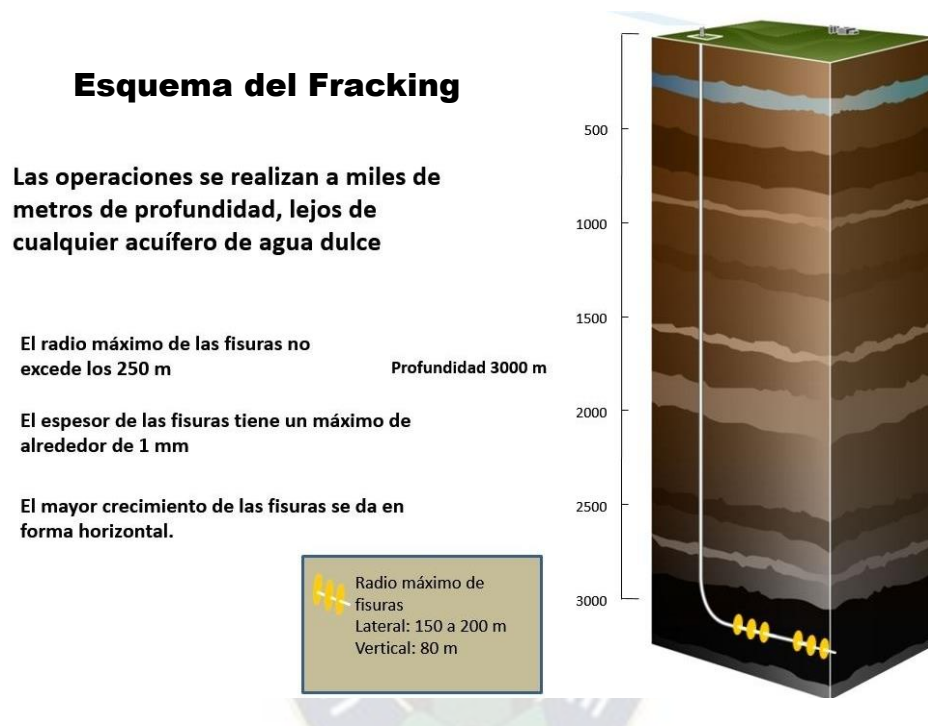
La formación Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país, y tiene una superficie de 30 mil (Km^2), de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 (Km^2), sobre los que ha realizado estudios para evaluar con más precisión el potencial de los recursos. Los resultados obtenidos han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y que cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina.

La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor, lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reduce significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la extracción de estos recursos

En la operación, Vaca Muerta, Neuquén. Vaca Muerta tiene 4 propiedades geológicas que la distinguen como una formación de shale única en el mundo: importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), alta presión, buena permeabilidad y gran espesor. A su vez, a diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de shale, se encuentra alejada de centros urbanos, lo que facilita notablemente las operaciones. Otra ventaja es que se encuentra a una profundidad mayor a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos

ambientales. Además, en esta región existe una importante actividad de producción de gas y petróleo convencional, por lo que se cuenta con la infraestructura necesaria para el desarrollo del shale.

Figura 2.18: Esquema del Fracking



Fuente: Tomado de Instituto Argentino del Petróleo y Gas

2.14.2. SITUACIÓN EN ESTADOS UNIDOS.

Estados Unidos desbancará a Arabia Saudita como el principal productor de energía para el 2015, esto según un reporte de la Agencia Internacional de Energía (AIE). La inversión masiva en la producción de gas y aceite de lutita ha impulsado el auge de la oferta estadounidense, gracias, como ya se ha visto, a las nuevas tecnologías, como el fracturamiento hidráulico, que ha permitido que la extracción de aceite y de gas desde las lutitas sea comercialmente viable. De esta manera, un aumento mayor de lo esperado en las reservas de aceite de lutita de Estados Unidos está por cambiar el equilibrio global

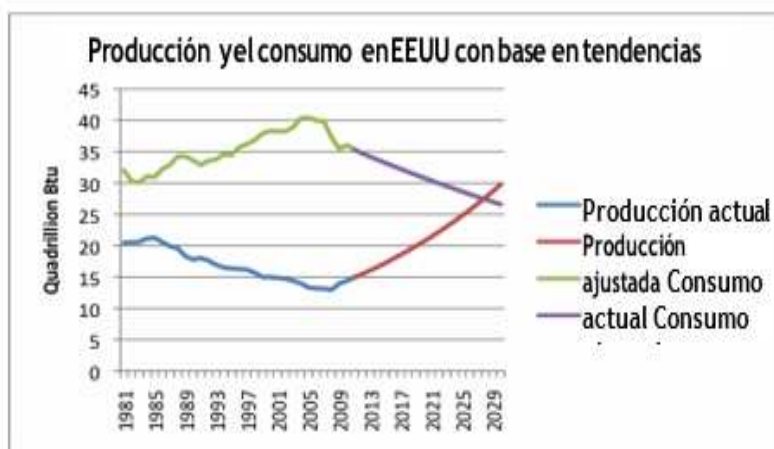
de poder entre los productores nuevos y existentes, según un informe de la AIE. A lo largo de los próximos años, Estados Unidos representará una tercera parte de los nuevos suministros de aceite. Así, ese país pasará de ser el principal importador del mundo a un exportador neto.

Como resultado, la demanda por crudo de los países productores del Medio Oriente disminuirá.

Asimismo, el aumento en la producción estadounidense reconfigurará toda la industria, por lo que se espera que Estados Unidos supere a Rusia como el productor más grande de gas del mundo en 2015 y se convierta en prácticamente autosuficiente en sus necesidades de energía para el año 2035 (Fig. 2.19).

Por otro lado, varios de los estados que conforman ese país han discutido sobre la pertinencia de normar el retiro de agua que será utilizada en la industria del aceite y gas de lutitas, pero ninguno ha aprobado dicha legislación. Se encontró que treinta estados regulan de manera general la extracción superficial y subterránea de agua (Fig. 2.20).

Figura 2.19: Producción y Consumo en EEUU Con Base en Tendencias



Fuente : Tomado de Información Histórica de la Agencia Internacional de Energía

Algunos requieren permisos para la extracción de agua, algunos requieren de un registro, además de la presentación de informes, y otros más requieren ambos.

Veintiséis de los estados de la Unión Americana, requieren permisos generales para el retiro de agua de la superficie y/o aguas subterráneas. Doce de estos estados requieren permisos para todo tipo de retiro. Los catorce estados restantes requieren permisos sólo para aquellos retiros por encima de un umbral determinado.

Ocho estados requieren el registro y la notificación de la extracción de agua. Cinco de ellos (Illinois, Indiana, Ohio, West Virginia y Vermont) requieren tanto un permiso, como la presentación de informes (también se incluye en el grupo de los veintiséis estados ha señalado anteriormente que requieren permisos). De los estados que requieren la presentación de informes, sólo Louisiana lo hace para todos los retiros. Los siete estados restantes requieren la presentación de informes sólo para aquellos retiros por encima de un umbral determinado. Por su parte, el estado de Kentucky exime a la industria de los hidrocarburos de la regulación del retiro de agua.

Además de requisitos de permisos o de informes anteriormente señalados, algunos estados tienen otras regulaciones que rigen la extracción de agua. Ohio requiere el registro y la notificación de los retiros de más de 100.000 galones por día ($\frac{gal}{dia}$), pero no requiere permisos a menos que el retiro sea superior a 2 millones de galones diarios.

Pennsylvania requiere un Plan de Gestión del Agua que cubre el ciclo de vida completo del agua utilizada en la producción de aceite y gas de lutitas, incluyendo la ubicación y la cantidad retirada, además de un análisis del impacto del retiro del agua en el lugar de origen. Pennsylvania requiere permisos para cualquier extracción de agua para fracturamiento hidráulico, además de la operación de Modelos de Ecosistemas que

2.14.3. SITUACIÓN EN CANADÁ

En Canadá, la exploración y explotación de recursos no convencionales existe principalmente en una provincia: Alberta. En esa provincia del oeste canadiense, se ha tomado como criterio básico privilegiar los procesos de ingeniería para su tratamiento con el objetivo de reducir al mínimo las necesidades de agua.

En Alberta es preciso que se elabore un Plan de Manejo de Agua Integral por Play.

En dicho documento es necesario hacer una valoración previa de las principales opciones para fuentes de extracción y adicionalmente, debe haber un amplio conocimiento de los inventarios, el uso y los ecosistemas de agua en el sitio a perforar. Por otro lado, también es importante identificar las oportunidades de colaboración para estudios científicos y técnicos de recursos hídricos.

Asimismo, el Plan deberá contener una propuesta de sistema de manejo de agua que resulte eficiente para el acceso, el transporte, el almacenamiento, el uso y la eliminación. Además, el Plan deberá identificar las oportunidades más importantes para la reducción en el uso de agua dulce para el fracturamiento hidráulico.

De la misma manera, dicho Plan deberá privilegiar la reutilización de agua de retorno (flowback), así como de otras fuentes, además de identificar posibles restricciones técnicas y económicas para el acceso al agua. Adicionalmente, se deberá contar con un programa para el adecuado monitoreo y la valoración de línea base y la calidad de las aguas subterráneas.

Finalmente, la regulación de esa provincia también recomienda la integración del Plan específico por Play a planes de manejo de agua a nivel regional. Además el Plan de Manejo de Agua deberá tener especificaciones con ejercicios prospectivos sobre el

impacto futuro en los recursos hídricos de las cercanías. (Rodríguez & Perez Milchorena, 2014)

Algunas enseñanzas

Los principales resultados de un estudio de GasProm sobre la disponibilidad de agua dulce subterránea en la región son sujetas a control del estado nacional el cual no permite contaminar estos recursos, por tal motivo es necesario utilizar fuentes de agua no aptas para el consumo humano o que no afecten dicho recurso.

además de tomar en cuenta las necesidades crecientes para uso agrícola, doméstico e industrial, las cantidades resultan insuficientes.

Para el caso de Bolivia, sería deseable una legislación que incentive el reciclaje o la reutilización de las aguas de retorno o flowback (tal y como sucede en Texas, Estados Unidos). Además de fuertes restricciones para el retiro de agua, condicionándola a que sea agua no potable y que además no tenga posibilidades reales de tratamiento.

Figura 2.21: Reservas Mundiales No Convencionales



Fuente: Tomado de Métodos de Extracción de Hidrocarburos No Convencionales

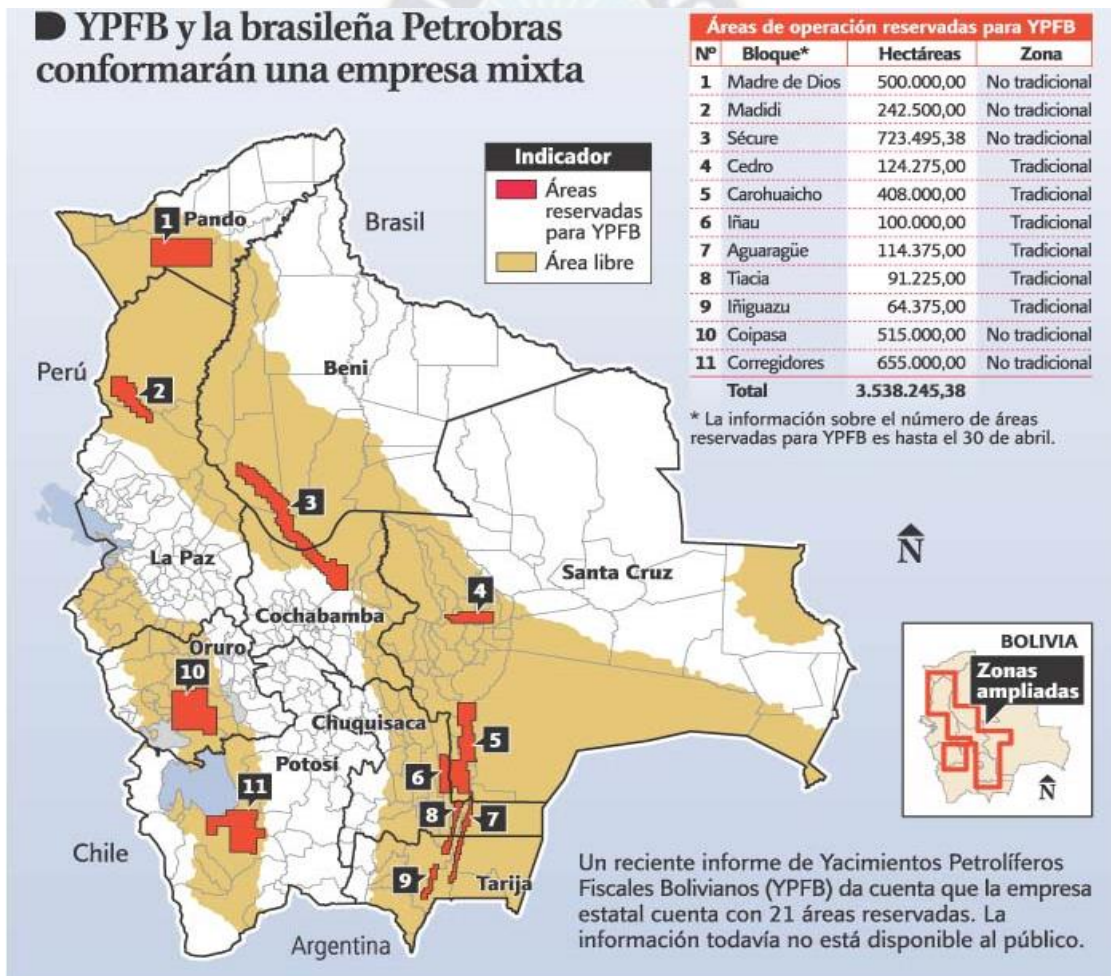
CAPITULO III

MARCO TEORICO

INFORMACION GENERAL DEL CHACO BOLIVIANO Y SITUACION DEL AGUA

Bolivia está situada en el centro de América del Sur. Tiene una extensión de 1.098.581 kilómetros cuadrados, limita al norte y este con Brasil, al sur con Argentina, al oeste con Chile y Perú y al sudeste con Paraguay.

Figura 3.1: Mapa de Áreas Hidrocarburíferas de Bolivia



Fuente : Tomado de Gas Natural Word Pres.com.

Las Principales zonas geográficas del país son:

- Andina
- Valles o Subandina
- Llanos orientales, al que pertenece el Chaco

En la Zona Andina se encuentran los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí.

En la Zona Subandino se encuentran los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca y Tarija.

Los Llanos orientales comprenden las últimas estribaciones de la Cordillera Andina, comprende los departamentos de Santa Cruz, Pando y Beni.

Población

El país cuenta con más de 8.000.000 de habitantes, de los cuales más del 60% son de origen indígena.

Idioma. El idioma oficial es el Castellano pero se reconocen también como tales al Aymará, Quechua y Guaraní. Existen más de 32 grupos étnicos que hablan diferentes dialectos.

3.1. EL CHACO BOLIVIANO

Puntos de ingreso a la región Chaqueña:

Santa Cruz: Aeropuerto Internacional de Viru Viru

Vía Terrestre en transporte internacional desde Brasil

Vía férrea desde Puerto Suárez desde Brasil

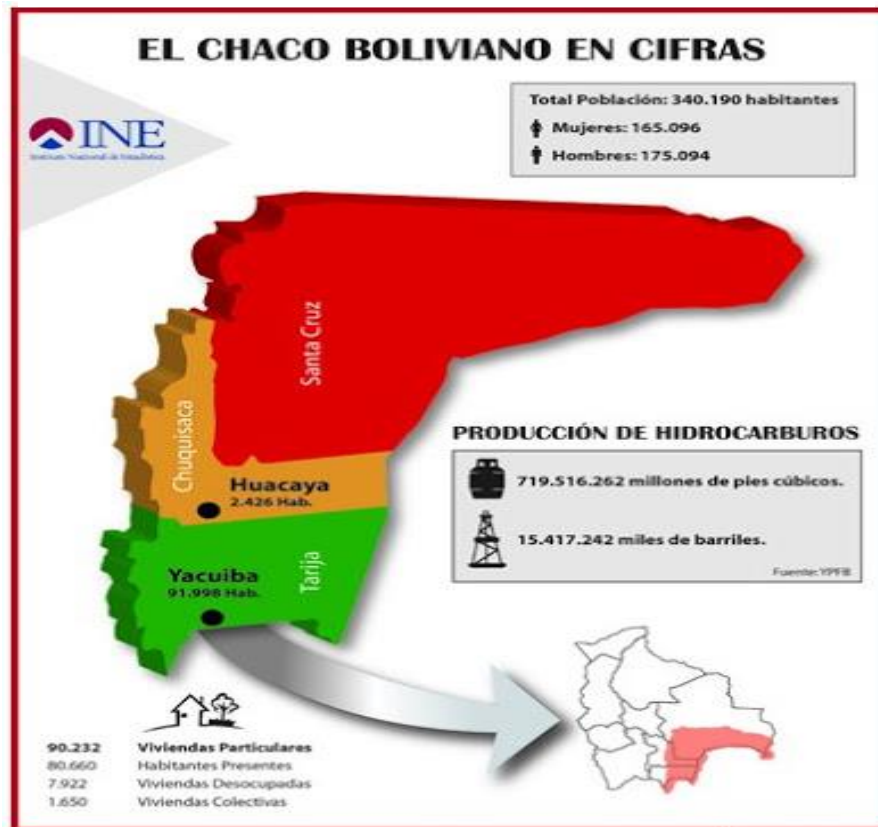
Yacuiba: Aeropuerto internacional de Yacuiba

Vía Terrestre en transporte internacional desde cualquier punto del norte argentino.

Sucre: por vía terrestre en transporte Inter. Departamental.

Hito Villazón: Vía Terrestre en transporte internacional desde cualquier punto de la república del Paraguay.

Figura 3.2: Mapa del Chaco Boliviano



Fuente : Tomado de Instituto Nacional de Estadísticas - YPFB

3.1.1. ASPECTOS FISIOGRAFICOS

El Ecosistema del Chaco cuenta con el bosque xerofítico más gran del mundo, con una superficie estimada en 1.090.000 (Km²) que comprende parte de las Repúblicas de Argentina (46%), Paraguay (34%), Bolivia (20%). La parte boliviana del Chaco está ubicada en sudeste del territorio y ocupa una superficie de 127.755 (km²) . Abarca parte de los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz; limita al norte con la Provincia Chiquitos del Departamento de Santa Cruz, al este con la República del Paraguay, al sur

con la República Argentina y al oeste comprende las últimas estribaciones del Subandino.

El ecosistema del Chaco Boliviano, comprende tres grandes unidades fisiográficas que tienen características particulares respecto a los aspectos climáticos, poblacionales y socioeconómicos.

El Subandino es una unidad que consiste en la sucesión irregular de serranías, colinas y valles, con una altura que va desde los 800 hasta los 2.000 (m.s.n.m.) Abarca una superficie aproximada de 24.772 (Km²)

El pie de monte es una zona de transición de las últimas estribaciones del Subandino hacia la llanura chaqueña. Las características físico- climáticas tienen estrecha relación con los contrafuertes del Subandino. Abarca una superficie estimada en 9.180 (Km²)

La llanura chaqueña tiene una topografía casi plana, interrumpida por la presencia de dunas estabilizadas por la vegetación y por zonas depresivas, conocidas como bañados. Tiene una altura que disminuye de oeste a este de 450 hasta los 270 (m.s.n.m.). Abarca una superficie de alrededor de 93.803 (Km²). (Gutierrez, 2004)

3.1.2. CLIMA

Por su morfología el Chaco presenta condiciones heterogéneas de clima, caracterizadas por microclimas definidos por sus precipitaciones pluviales, las cuales se dan entre los meses de noviembre a marzo, período en el que ocurren alrededor del 85% de lluvias.

En el Subandino la temperatura media anual se encuentra alrededor de 19°C con una máxima media de 25.5 y una mínima de 17.2 (°C).. En el Pie de Monte la temperatura media anual se encuentra alrededor de los 21.9 (°C). con una máxima media de 27 y una mínima de 14.6 (°C).

En la Llanura Chaqueña la temperatura media anual se encuentra alrededor de los 23.4 (°C) con una máxima media de 35.5 (°C) y una mínima de 16.2 (°C)

3.1.3. HIDROGRAFÍA

Los ríos que surcan el Chaco Boliviano pertenecen a dos grandes cuencas: la del Amazonas y la del Plata.

El Río Grande que tiene sus nacientes en la cordillera de los Andes y surca por el subandino y parte del Chaco, para luego dirigirse hacia el río Ichilo que es afluente del Amazonas.

El Río Parapetí, ubicado al norte, surca transversalmente el subandino, donde recibe el agua de varios ríos y quebradas para dirigirse a la llanura drenando sus aguas en los bañados del Alto Izozog.

El Río Pilcomayo, que se encuentra al sur, tiene un recorrido de noroeste a sudeste. Cruza transversalmente la región subandina, dirigiéndose hacia la llanura, insumiendo sus aguas en el Chaco Paraguayo.

Características poblacionales del Chaco boliviano

3.2. CENTROS POBLADOS

La población que se encuentra asentada en el Chaco Boliviano es de 233.509 habitantes y representan el 3.08% de la población nacional. Se encuentra distribuida en 90 cantones que corresponde a 16 municipios y tres departamentos. La densidad poblacional promedio es de 1.62 ($\frac{hab}{Km^2}$) y la tasa de crecimiento de 1.76 %.

La región tiene un reducido número de núcleos urbanos (capitales de municipio), en los cuales se encuentra asentada la mayor parte de la población, por ofertar mejores condiciones de habitabilidad, de infraestructura social y oportunidades económicas. La

población se concentra especialmente en Camiri, Yacuiba y Villamontes que, en conjunto, acogen alrededor del 70% del total de la población chaqueña.

3.3. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTES

La región cuenta con una carretera asfaltada en el corredor Yacuiba – Santa Cruz, que cruza el Chaco de sur a norte y la segunda una ruta de interconexión Tarija, Villamontes, Ibibobo, Picada Sucre (cañada Oruro), que une al Chaco con la Ruta de los Libertadores, a través de vía la ciudad de Tarija, y con el Paraguay. En lo que se refiere a la infraestructura ferroviaria, el Chaco cuenta con la red del Oriente que conecta Yacuiba (frontera con Argentina) con la ciudad de Santa Cruz, y Puerto Suárez (frontera con Brasil), con servicio de carga y ferrobús turístico para pasajeros. La infraestructura aeroportuaria del Chaco es de un aeropuerto internacional en Yacuiba, pistas de aterrizaje en Villamontes, Camiri, Monteagudo y Charagua.

3.4. ZONAS GEOGRÁFICAS DEL CHACO BOLIVIANO.

La zona del Chaco boliviano comprende la zona sudeste del país, e involucra a 16 Municipios de los departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija

La superficie total que abarca la zona del Chaco es de 127.755 (Km²) , aproximadamente un 12% de la superficie total del país. En el Chaco Boliviano en general habita la población de origen mestizo, que tiene presencia en toda la zona, como así también pequeños grupos étnicos originarios, con rasgos culturales propios. La población mestiza se caracteriza por la predominancia de la familia nuclear y el empleo del idioma castellano. Existen dos grupos étnicos originarios, el más importante los Weenayeck llamados también “Matacos” pertenecen a la familia lingüística Mataco-Noctene y los Tupí Guaraníes. En todo el Chaco Boliviano habitan 45.018 guaraníes y 2.670 habitantes de otras etnias en las que se incluyen los "matacos".

La población total que se encuentra asentada en el Chaco Boliviano es de 294.380 habitantes y representan aproximadamente el 3,5% de la población nacional. Del total de población chaqueña, un 56,8% se considera población rural.

La densidad poblacional promedio es de 1,62 ($\frac{hab}{Km^2}$) y la tasa de crecimiento poblacional de 1,76 %

En la zona de estudio, los procesos migratorios históricamente han jugado un papel decisivo en la conformación social. En las Secciones Municipales de Villamontes y Yacuiba el crecimiento de la población tanto urbano como rural es estimulado por el asentamiento de población migrante proveniente del interior del país. La población migrante tiene preferencia a establecerse en centros urbanos de mayor actividad comercial, pero también se establecen en el área rural formando nuevos asentamientos, su actividad principal es la agricultura en las áreas rurales, el comercio y servicios en los centros urbanos.

Los principales receptores de mano de obra son las ciudades de Tarija, Yacuiba, Camiri y Santa Cruz, donde la población migrante busca trabajos agrícolas temporales; en la cosecha de algodón, el corte de caña en la zafra azucarera, desmontes o carpidas. La población más susceptible a emigrar temporal y definitivamente son los hombres, dejando por largos periodos a las mujeres y ancianos como responsables del mantenimiento de la economía del hogar y la familia.

El Plan de Desarrollo Municipal de Villamontes indica que "El área es eminentemente expulsora de la población" por la similitud en las condiciones socioeconómicas con las demás áreas del estudio, se concluye que sucede el mismo fenómeno migratorio en menor o mayor grado, el Chaco se caracteriza por ser seco y caluroso en el período de

verano, entre noviembre y marzo, mientras que los meses de junio y julio se presentan como los más fríos del año.

Tabla 3.1: Zonas Geográficas del Chaco

Departamento	Provincia	Municipio	Superficie Km²
Santa Cruz	Cordillera	• Lagunillas	22.737
		• Charagua	
		• Cabezas	
		• Cuevo	
		• Gutiérrez	
		• Camiri	
		• Boyuibe	
Chuquisaca	Hernando Siles	• Machareti	18.772
		• Monteagudo	
		• Huacareta	
	Luis Calvo	• Muyupampa	
		• Huacaya	
Tarija	Gran Chaco	• Yacuiba	86.246
		• Carapari	
		• Villa montes	
	O" Conor	• Entre Ríos	
Total	5	16	127.755

Fuente: Elaboración en Base a Datos del Instituto Nacional de Estadísticas INE

El clima es cálido y árido a subhúmedo con una precipitación media anual de 400 (mm) en el sector más oriental (frontera con el Paraguay) hasta 900 - 1000 (mm) próximo al Subandino (serranía del Aguaragüe). La época seca dura de 7 a 9 meses con algunas lloviznas invernales. Durante el invierno se presentan frentes fríos (conocidos como surazos) con fuertes descensos de temperatura.

3.5. SITUACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA EN BOLIVIA.

En Bolivia existen más de 4.000 pozos de aguas subterráneas. Un estudio preliminar, sobre la base de una recopilación informativa, estableció que en el territorio nacional existen más de cuatro mil pozos de aguas subterráneas, según informó el viceministro de Recursos Hídricos y Riego, Carlos Ortuño.

Situación actual del agua subterránea en Bolivia

- Bolivia tiene un gran potencial de agua subterránea.
- La mayoría de los centros poblados utilizan, aunque en diferentes porcentajes, el agua subterránea para su abastecimiento de agua potable, uso agropecuario, industrial, de recreación y otros.
- Existen áreas urbanas y rurales cuya fuente de agua para su abastecimiento, agropecuaria e industria es 100 % de origen subterráneo.
- Se desconoce si las prefecturas, municipios, comunidades y/o empresas o cooperativas de agua protegen sus fuentes de agua subterránea.
- Aun no existe financiamiento estatal significativo dirigido específicamente al agua subterránea.
- No se conoce con el detalle suficiente donde hay agua subterránea, en que cantidad y de que calidad.

- No se tiene planificado cómo se la va a aprovechar ni cómo se la va a cuidar para garantizar su aprovechamiento sostenible y disponibilidad a futuro.
- No hay suficientes especialistas en hidrogeología y menos aún en cada una de sus subdisciplinas.

3.6. INFORMACIÓN DISPONIBLE SOBRE AGUA SUBTERRÁNEA EN BOLIVIA

Existe una cantidad considerable de información relacionada al agua subterránea en Bolivia. Lamentablemente esta información está dispersa en varias entidades públicas (Prefecturas, SERGEOTECMIN, Min. Agua, Universidades) y privadas (Empresas, ONG y bibliotecas particulares).

- No existe un mecanismo legal ni formal para que dichas entidades entreguen al Ministerio de Medio Ambiente y Agua su información (pasada, presente y futura) a fin de centralizarla e incluirla en el Sistema de Información Hidrogeológica de Bolivia, SIHIBO.
- Si se centraliza y procesa esta información se puede iniciar de manera efectiva una gestión sostenible de los Recursos Hídricos Subterráneos del país.

Si bien Bolivia es un país con un gran potencial comprobado de recursos hídricos subterráneos, no se tiene un conocimiento a cabalidad ni la cuantificación de este potencial. Bolivia cuenta con un mapa hidrogeológico a escala 1:1'000,000 (solamente de carácter referencial) que muestra las zonas con potencial de agua subterránea en roca sedimentaria. (Escuela antigua). Existen varios estudios y mapas hidrogeológicos hechos en el país a escalas referenciales (1:250000, 500000) y de mayor detalle (1:100000; 1:50000) que ya son útiles para la gestión de agua subterránea. Estos mapas cubren menos del 20% del país y se encuentra dispersos, no responden a una leyenda uniforme ni metodología de elaboración.

En los siguientes años se irán incorporando diferentes municipios del Departamento cuyo sistema de provisión de agua es a través de pozos.

La “Red de Monitoreo de la Calidad de las Aguas Subterráneas del Dpto. de Santa Cruz”, cuenta con la participación y apoyo de las siguientes instituciones:

1. Los 7 Gobiernos Municipales con quienes se viene trabajando a través de sus Direcciones de Medio Ambiente.
2. Cooperativas de Agua que vienen operando en estos Municipios y cuentan con pozos de agua

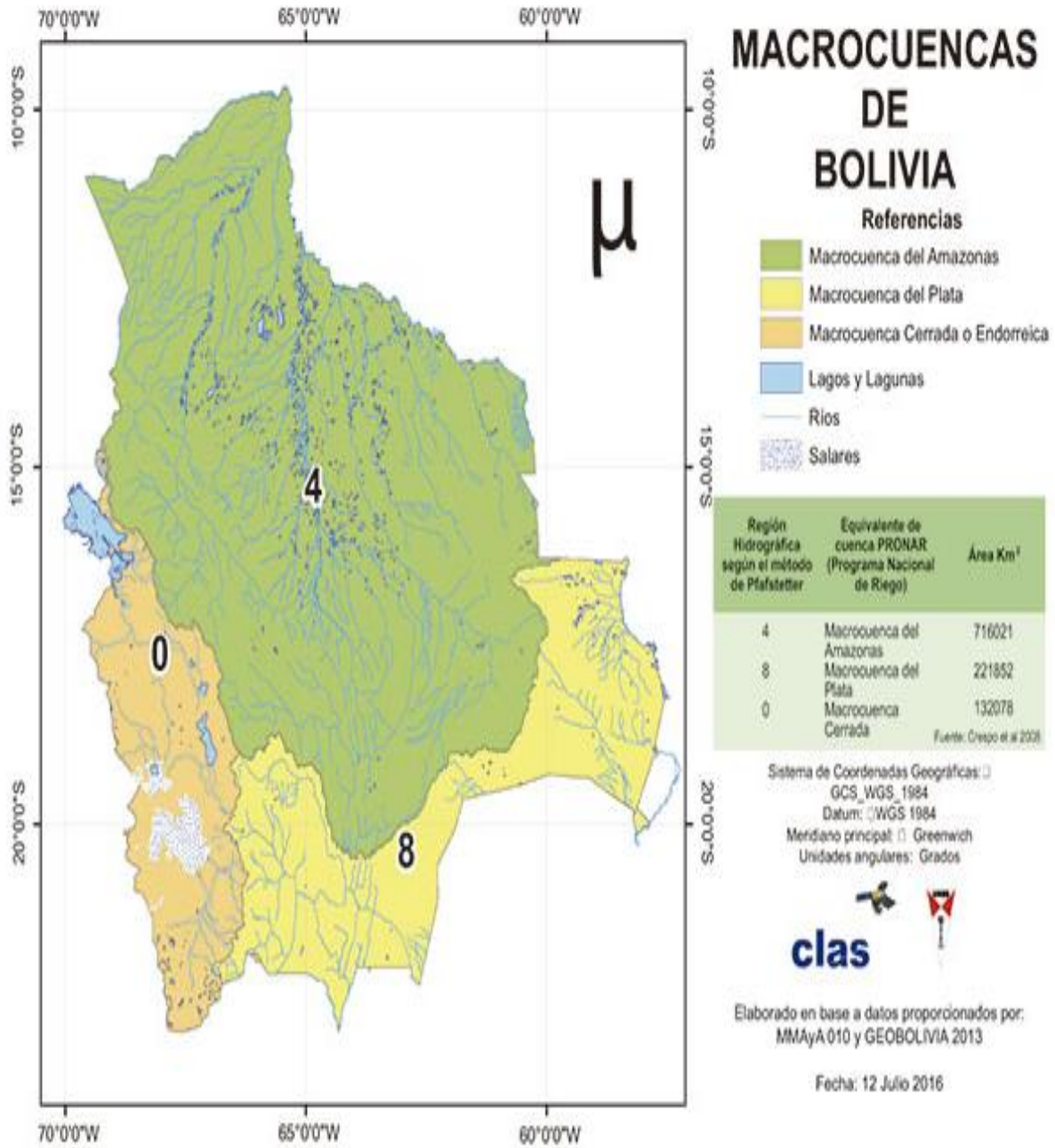
Se recurre al agua subterránea para atender las demandas del consumo humano, del riego y más recientemente de la industria.

A los efectos de una evaluación del recurso y su integración en los planes de aprovechamiento en el período bajo estudio, la Unidad Técnica realizó una recopilación de toda la información existente, y encaró el inventario hidrogeológico, complementado con informaciones diarias del nivel freático en pozos expresamente elegidos y con ensayos de bombeo.

Teniendo en cuenta la metodología y los alcances del estudio, las conclusiones que siguen no son definitivas ni representan el juicio de investigaciones exhaustivas propias de un programa especial para tales fines.

Sobre la base de la información disponible, las zonas abarcadas por el inventario hidrogeológico fueron 9. (Secretaria General de la Organización de los Estados Americanos OEA, 1974)

Figura 3.3: Sistema Hidrográfico de Bolivia



Fuente : Tomado de Ministerio de Medio Ambiente y Aguas y Geo Bolivia

3.7. RESERVAS SUBTERRÁNEAS DE AGUA

La región del Gran Chaco Americano conformada por territorios de Bolivia, Argentina y Paraguay comparte un hallazgo que se convertirá una garantía para afrontar la escasez de recursos hídricos superficiales.

Se trata de un reservorio de agua subterránea denominado Irendá Tobá. El director general de Cuencas y Recursos Hídricos del Ministerio de Desarrollo Sostenible, Carlos Alberto Zamora, explica que dicha reserva abarca casi 100 mil (Km^2) del Gran Chaco Americano.

En el caso de Bolivia señala Zamora se trata de la reserva de agua subterránea más grande e importante del país. La virtud de este tipo de reservas es que no se evaporan como las aguas superficiales y no son usadas abusivamente por estar bajo tierra. Zamora indica que actualmente el Programa de Acción Subregional (PAS) del Gran Chaco Americano trabaja en un proyecto que, lejos de iniciar la explotación inmediata del Irendá Tobá, logre garantizar que el reservorio se convierta en una fuente segura para cuando se tenga problemas con las aguas superficiales. El principal objetivo del PAS es mejorar las condiciones socioeconómicas de los habitantes del Chaco en Bolivia, Argentina y Paraguay. También busca preservar y restaurar el ecosistema a través de acciones para el aprovechamiento de los recursos.

.- Fuentes de agua para la explotación

- Acuíferos
- Ríos y lagunas de agua dulce
- Agua Salada

3.8. CAPACIDAD DEL CHACO BOLIVIANO

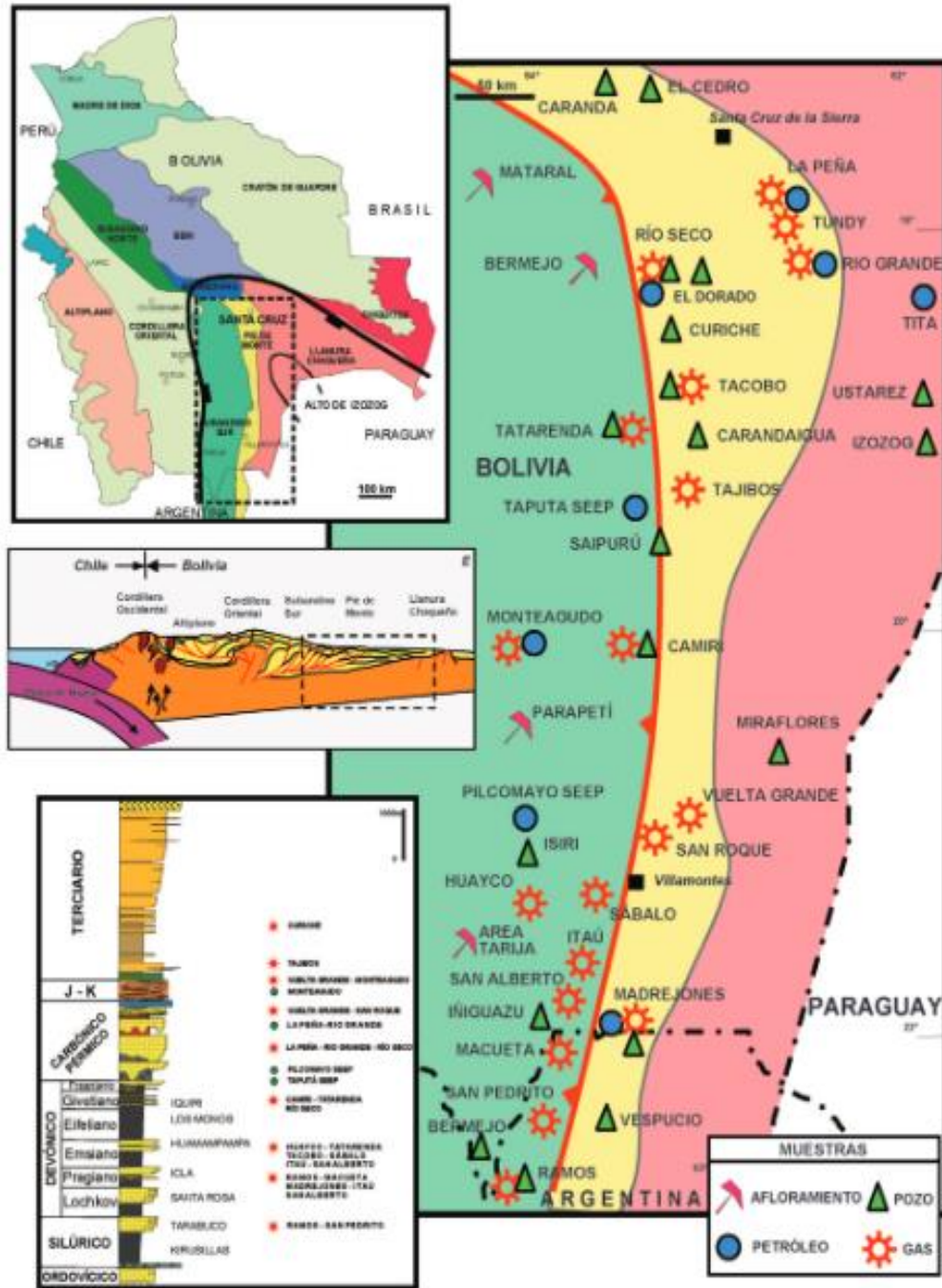
YPFB y YPF de Argentina firmarán en las próximas semanas tres convenios para la exploración de gas natural y shale gas, anunció el 23 de mayo DE 2013 en Santa Cruz el presidente de la estatal petrolera y ya difunto, Carlos Villegas Quiroga

Villegas indicó que la petrolera estatal de la vecina nación está interesada en concretar un nuevo convenio de estudios para tres áreas de exploración y en el inicio de “inéditos estudios de shale gas en Bolivia, considerando la amplia experiencia argentina en el área”. La firma para esos estudios debía llevarse a cabo el 23 de mayo en el III Congreso Gas & Petróleo, pero el presidente de la petrolera argentina, Miguel Matías Galuccio, suspendió a última hora su viaje, por lo que se decidió aplazar la rúbrica en dos semanas más. Hay dos tipos de reservorios no convencionales de gas y petróleo: los shale gas, presentes en formaciones lutíticas (arcillas compactas), y los tight gas, presentes en niveles arenosos laminados compactos. A lo largo del Subandino sur, centro y norte hay al menos 106 manaderos naturales de petróleo y gas, según YPFB.

3.9. SUBANDINO SUR Y PIE DE MONTE

La región del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija, en Bolivia, es una provincia gasífera que abarca un área cercana a los 100.000 (Km^2). Sus reservas recuperables finales probadas más probables (EUR P1 + P2) de petróleo y gas al año 2005, según Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, ascienden a 956×10^6 (bbl) y 52×10^{12} (scf). El sector analizado comprende, desde el punto de vista geológico, la Faja Corrida Externa y el Pie de Monte ubicado entre el Codo de Santa Cruz al Norte y la región del límite político Bolivia – Argentina hacia el Sur (Fig 3.4).

Figura 3.4: Columna estratigráfica generalizada del Chaco Boliviano Subandino Sur



Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar

ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca de Tarija presenta espesores mayores a los 10.000 m de rocas sedimentarias, cuyas edades comprenden del Silúrico al Reciente (Fig. 3.4). Se pueden reconocer varios ciclos sedimentarios con jerarquía de conjunto de súper secuencias (Ver Anexo B) que tienen diferentes mecanismos de subsidencia e historias depositacionales. Estos ciclos se superponen en discordancia a rocas de edad Cámbrico, Ordovícico consideradas hasta el momento basamento económico. (E. Cruz, Oller Veramendi, Di Benedetto, Pereira, & J. Villar)

Ciclo Siluro-Devónico

Está compuesto por más de 3.000 (m) de sedimentos clásticos de origen marino, donde alternan facies arenosas y arcillosas. La geología de campo, el análisis paleontológico y la interpretación de información sísmica y de pozos, han permitido que una marcada ciclicidad y la continuidad lateral de ciertos límites litológicos, sean tomadas como base para la división de este ciclo en secuencias y conjuntos de secuencias (Starck, 1995; Albariño et al., 2002). Las facies arcillosas, predominantemente de colores negro y gris oscuro tienen potencial como roca madre de hidrocarburos, siendo hasta el momento comprobadas solamente las que se asignan a la formación. Los Monos (Disalvo y Villar, 1999, Cruz et al., 2002).

Adicionalmente a su capacidad generadora estas facies finas constituyen sellos regionales. Las facies de areniscas cuarcíticas de las formaciones Santa Rosa, Icla, Huamampampa e Iquiri constituyen los reservorios que alojan las mayores reservas de gas de esta cuenca.

Ciclo Carbónico-Pérmico

Está separado del ciclo anterior por una marcada discordancia erosiva, destacándose en algunos lugares profundos valles excavados (incised valley). Su espesor excede los 1.500 (m) y están compuestos principalmente por facies clásticas continentales con una importante influencia de eventos glaciales que afectaron al Súper continente de Gondwana durante el Carbónico (Eyles et al., 1995). Estos sedimentos y sus paleoambientes deposicionales han sido también interpretados dentro de un modelo estratigráfico secuencial (Schulz et al., 1999; Viera y Hernández, 2001). Las facies glaciales y periglaciales están compuestas por una alternancia de areniscas de canales y rellenos de valles(reservorios) y limoarcillitas rojas y diamictitas (sellos). Este ciclo culmina con calizas de edad Permo-Triásica, asignable a la Fm. Vitiacua, depositada en condiciones climáticas más cálidas y con influencia marina

Ciclo Mesozoico

Durante el Jurásico se depositaron cerca de 1.000 (m) de facies clásticas de origen continental, principalmente de ambiente eólico (Grupo Tacurú). Estas rocas son reservorio en numerosos campos como Monteagudo, San Roque y Vuelta Grande entre otros. Durante el Cretácico Superior se produjeron eventos transgresivos que alcanzaron el área de Santa Cruz de la Sierra desde el nor-noroeste, que dejaron registros de aproximadamente 300 (m) de sedimentos clásticos calcáreos.

Ciclo Terciario

El levantamiento tectónico de la Cordillera de los Andes, durante el Terciario, generó una antifosa con espesores de rocas clásticas continentales mayores a los 5.000 (m). Este relleno exhibe una secuencia típica-mente grano y estrato creciente, característica de

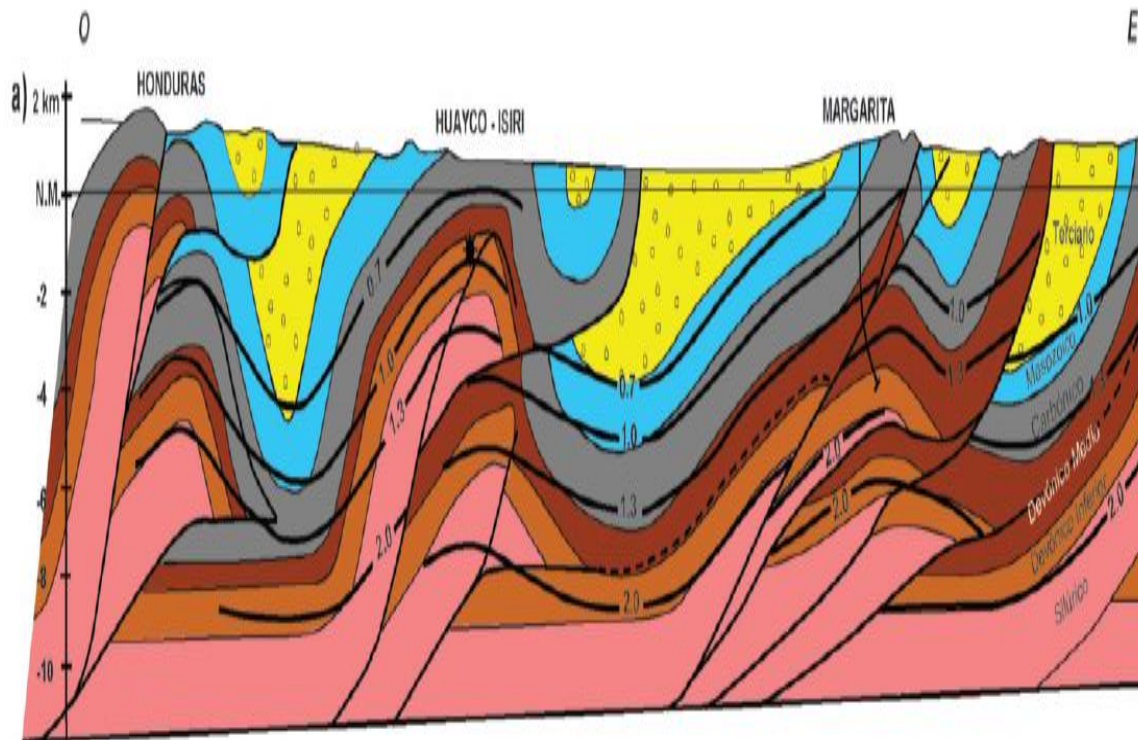
depósitos sinorogénicos. La porción basal de este ciclo, denominada Fm. Yecua, se considera un sello regional y representa una ingresión marina ocurrida durante el Mioceno.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de Tarija fue afectada por la Orogenia Andina durante el Terciario Superior. Esa deformación terciaria no afectó la región de la Llanura Chaqueña, ubicada en el sector oriental de la cuenca. Allí se destaca el Alto de Izozog, una gran estructura enterrada cuyo levantamiento más importante fue a fines del Cretácico, asociado a un máximo térmico que se interpreta ha desempeñado un rol preponderante en la maduración de las rocas madre de esa parte de la cuenca. El Subandino Sur es una región montañosa con altitudes medias de 1.2 (km) y sectores que superan los 2 (km). Se trata de una faja fallada y plegada de lámina delgada, con despegue inferior ubicado en la sección basal del Silúrico hacia el sur, cambiando hacia la latitud de Santa Cruz de la Sierra a niveles ordovícicos, indicando la existencia de despegues en niveles estratigráficos más viejos (Baby et al., 1995). El acortamiento es transmitido desde su despegue basal, cortando en rampa y generando sistemas dúplex de anticlinales de rampa (Belotti et al., 1995; Dunn et al., 1995; Starck, 1999) o pliegues de propagación trasladados (Kozlowski et al., 2001) en las areniscas cuarcíticas silúricas y devónicas. Este sistema suele tener un despegue superior en la sección basal de arcillas negras de la Fm. Los Monos que no transmite el acortamiento hacia adelante sino que se deforma como una doble zona triangular con puntos ciegos ubicados en base y techo de Los Monos (Giraud et al., 1999). Esta deformación característica de Los Monos es distintiva del estilo estructural del sistema Subandino Sur y origina el desacople estructural entre

las unidades siluro-devónicas, ubicadas por debajo, y las unidades más jóvenes principalmente carboníferas a cenozoicas, ubicadas por encima del conjunto Los Monos-Iquiri. Como variante a este modelo clásico, algunas estructuras perforadas en los últimos años muestran la existencia de despegues intermedios en limoarcilitas interestratificadas con las cuarcitas devónicas de las formaciones Icla y Huamampampa, deformándose estas a modo de retro corrimientos, como por ejemplo aquellas prospectadas por los pozos Ramos-1009 (en Argentina) y Rosario del Ingre-X1 (Muzzio et al., en prensa). Por otro lado, también se ha encontrado a la Fm. Los Monos solamente fallada (Fig. 3.5) y no repetida por apilamiento anti formal (Zapata et al., 2001).

Figura 3.5: Región del Subandino sur



Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar

Por encima del nivel de despegue localizado en la parte alta de Los Monos, las unidades estratigráficas se deforman en anticlinales de flancos con alto buzamiento, que llegan a exponer en su núcleo, frecuentemente fallado, al Devónico Superior. Estos anticlinales angostos conforman trenes estructurales positivos regionales de varias decenas de kilómetros de extensión, rumbo meridiano y clara expresión topográfica, que en número de seis a ocho constituyen el Cinturón Subandino. El Pie de Monte representa la posición externa y muestra una deformación no tan intensa y un relieve plano con suaves ondulaciones. Los trenes estructurales de esta región, de tenue manifestación superficial, se originan por corrimientos que despegan del Silúrico y cortan en rampa secuencia arriba hasta la base de la Formación. Los Monos, donde adquieren geometría de plano generando anticlinales de rampa en el Devónico Inferior. En ese nivel de despegue se ha propuesto que:

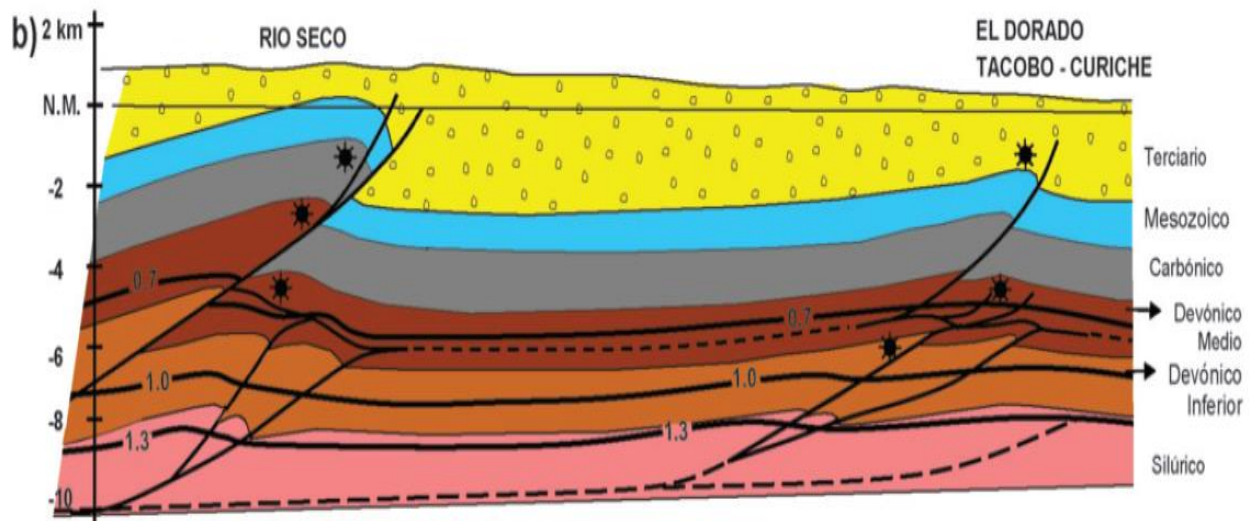
1. el acortamiento se ha transmitido hacia atrás dando lugar a un thrust wedgedel activo y luego corta en rampa secuencia arriba originando pliegues de flexión o de propagación de falla (Giraud et al., 1999) como en la zona de Villa montés, La Vertiente, Ñupuco;
2. sea transmitido hacia delante por medio de la sección basal de Los Monos y en el siguiente tren estructural, pocas decenas de kilómetros al Este, corte en rampa secuencia arriba generando pliegues de propagación de falla (Cruz et al., 2003) como en la zona de Río Seco, Tacobo ,El Dorado, Guanaco (Fig. 3.6).

Toda la región está caracterizada por el corrimiento frontal emergente de la faja corrida, llamada Falla de Mandeyapecua entre los ríos Pilcomayo y Parapetí, que con un rechazo superior a los 2.000 metros se extiende desde poco al Surde la latitud de

la localidad de Villamontes hasta casi la desembocadura del Río Grande en la zona del Chaco.

Se excluye de este análisis la zona de la cuenca denominada Boomerang, situada al Norte del Codo de Santa Cruz. Este trabajo pretende caracterizar el hábitat de hidrocarburos del área y su entrapamiento, diferenciando regiones con patrones determinados de generación y tipo de hidrocarburos. Sobre esta base, se definen zonas donde las evidencias apuntan a un sistema petrolero único o, alternativamente, sugieren la interacción de sistemas petroleros múltiples. Algunas de las conclusiones y parte de las hipótesis que aquí se discuten fueron presentadas en AAPG Denver 2001 (Cruz et al., 2001), Hedberg Mendoza 2001 (Cruz y Villar, 2001) y V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Mar del Plata 2002 (Cruz et al., 2002).

Figura 3.6: Región del Santa Cruz



Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar

Los sistemas petroleros que se proponen están basados en el análisis de la información geoquímica aportada por algo más de 1000 muestras de rocas (contenido orgánico total –COT–, pirólisis Rock-Eval, microscopía del querógeno y extractos orgánicos) de diversos pozos y afloramientos del área de estudio, muestras de hidrocarburos líquidos obtenidas de diversos yacimientos, manaderos superficiales y descubrimientos recientes como Río Grande, La Peña, Tita, Río Seco, Tacobo, Tajibos, Monteagudo, Arroyo Taputá (Sierra de Charagua), Río Pilcomayo y Madrejones y muestras de gas correspondientes a los yacimientos Río Grande, La Peña. Tundy, Río Seco (Escarpment e Iquiri), Tacobo, Tajibos, Monteagudo, San Roque, Vuelta Grande, Camiri, Tatarenda(Iquiri y Huamampampa), Huayco, San Alberto, Sábalo, Ramos (Santa Rosa y Huamampampa), San Pedrito (Huamampampa y Santa Rosa), Itaú, Macueta y Madrejones (Fig. 3.7).

ROCAS MADRE

El contenido orgánico en la mayoría de las muestras analizadas pertenecientes a las potenciales rocas madre no supera el 1%, alcanzando algunas ocasionalmente el 2%. El querógeno es de tipo II/III a III (Fig. 2.7.), en general no estructurado y, debido a su carácter parcialmente refractario y bajo contenido orgánico, requiere niveles relativamente altos de stress térmico ($RVE > 0.9-1.0\%$, reflectancia de vitrinita equivalente) para comenzar la etapa de expulsión de hidrocarburos, en este caso predominantemente gaseosos. En este trabajo, las posibles rocas madre reciben de manera informal el nombre de la edad a la que se ha asignado el correspondiente conjunto de secuencias o episodios (Albariño et al., 2002). Las secciones Givetiano y Eifeliano (formaciones Iquiri y Los Monos, (Fig. 3.4) presentan con mayor frecuencia valores de COT (Carbono Orgánico Total) entre 0.5 -1.5%, siendo el Givetiano la sección

con una buena proporción de muestras con querógeno que tiende a tipo II, lo que significa mayor propensión para originar primariamente petróleo. No obstante ello, los niveles del Givetiano se encuentran en condiciones desfavorables como roca generadora debido a su baja madurez térmica general. La sección Emsiano (Los Monos-Huamampampa), tiene pobre contenido de materia orgánica en la zona de Santa Cruz, pero constituye una roca generadora gasífera en el noroeste argentino y sur de Bolivia (Disalvo y Villar, 1999). La sección Lochkoviano (Devónico basal, Icla, Santa Rosa, Jumbate, Boomerang Shale) registra el mayor contenido de materia orgánica en el área de influencia de Santa Cruz y en el Alto de Izozog, constituyendo probablemente una roca generadora activa en esa zona. La poca cantidad de muestras de esta sección es consecuencia del limitado número de pozos que la han perforado. La información disponible sobre el Silúrico es escasa e indica elevada sobre madurez, por lo que su análisis no ha sido incluido en este trabajo

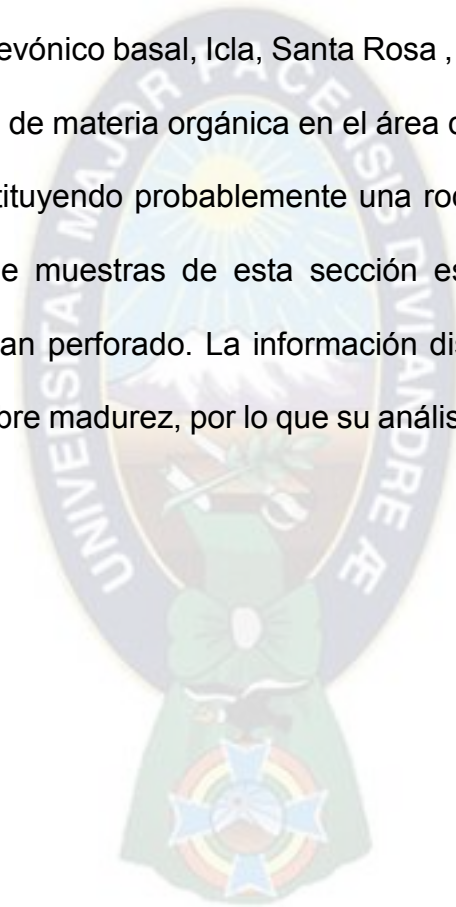
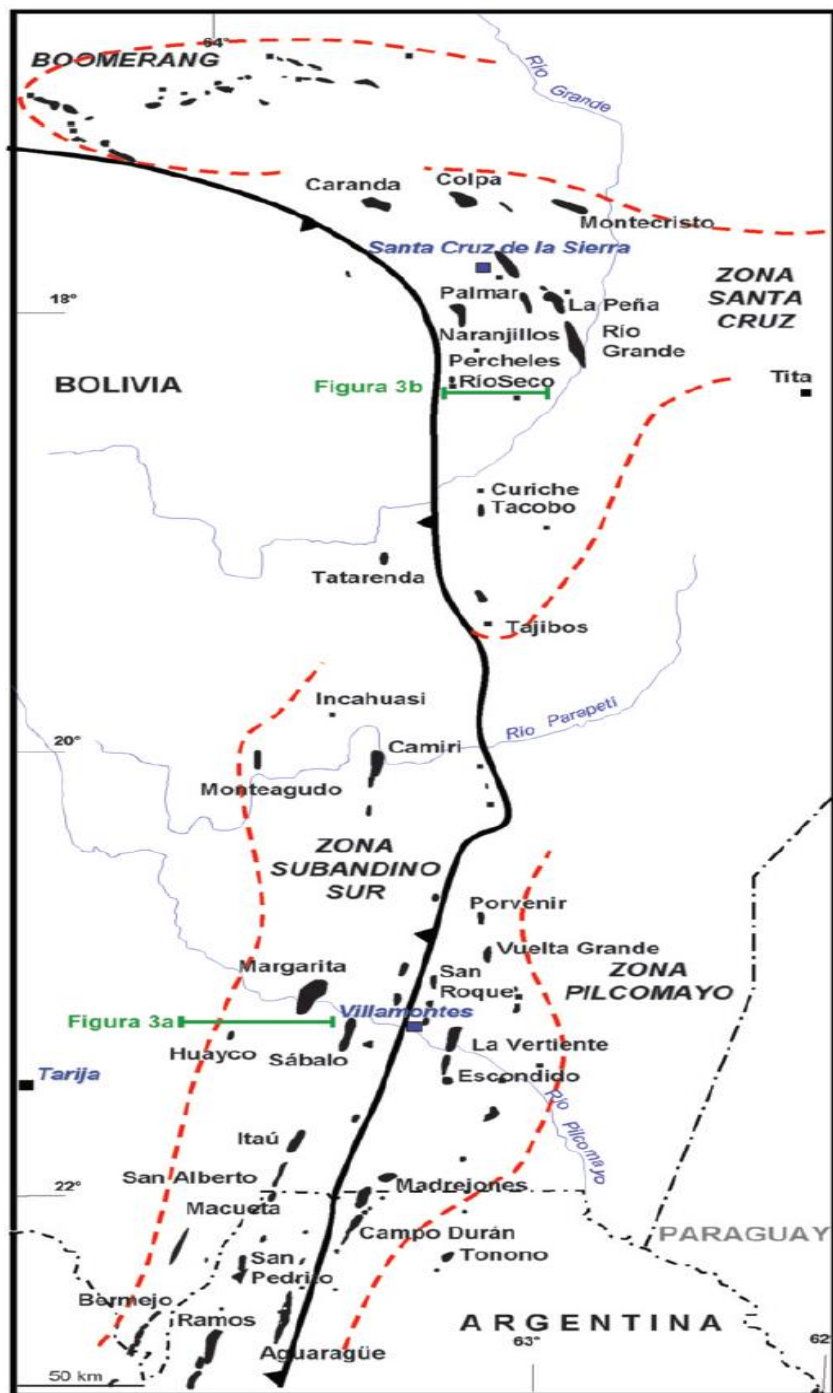


Figura 3.7: Ubicación de yacimientos de Petróleo y Gas

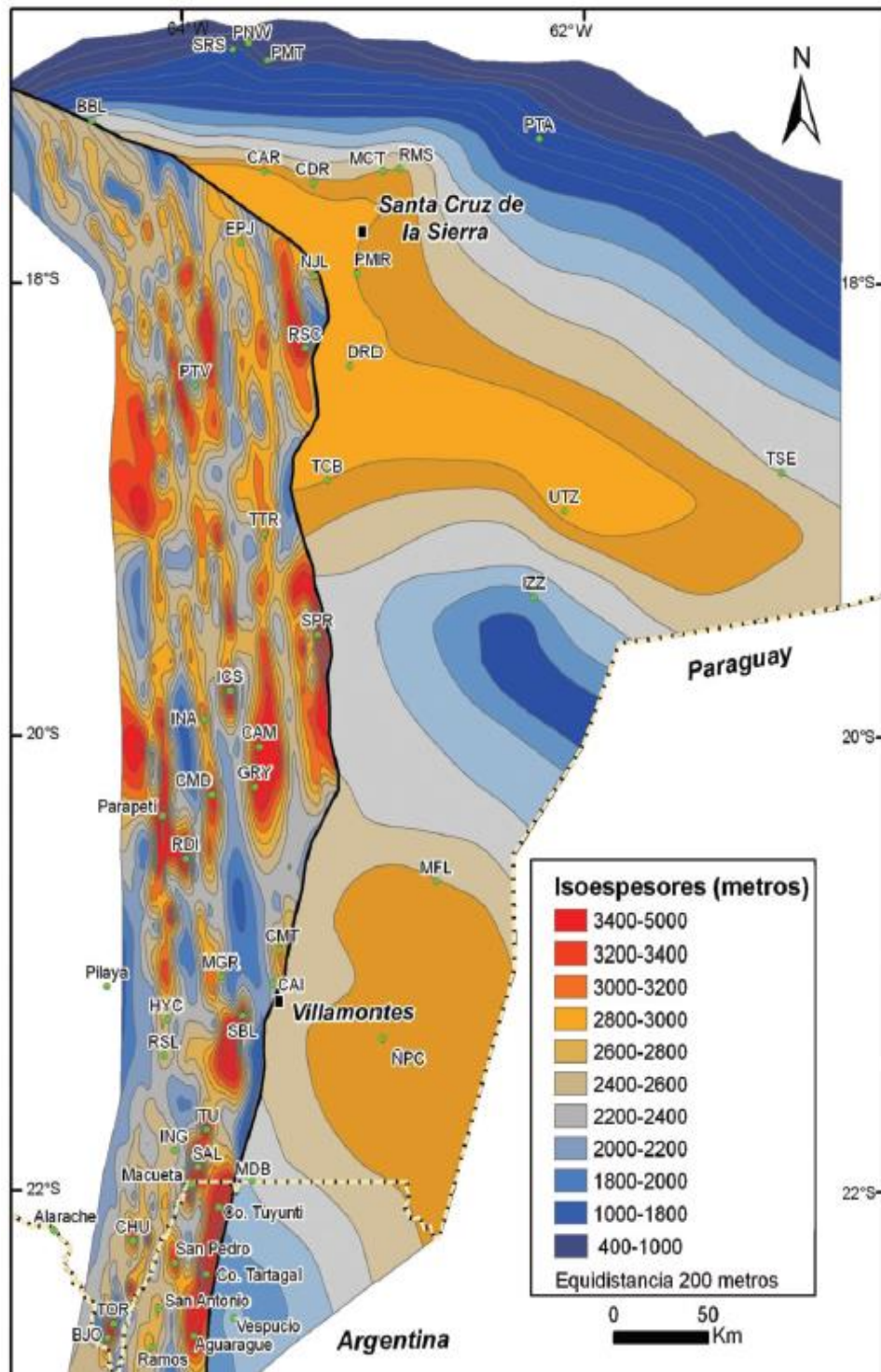


Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martin Pereira y Héctor J. Villar

GENERACIÓN Y EXPULSIÓN

La Cuenca de Tarija se destaca porque su sección estratigráfica devónica, edad a la que se asignan sus principales rocas madre, tiene un espesor muy importante y presencia constante. El mapa isopáquico del Devónico al presente (Fig. 3.8) fue confeccionado con mayoría de pozos que atravesaron total o parcialmente la sección devónica, extrapolando espesores donde hubiera información parcial o nula, con apoyo de información sísmica y cortes estructurales regionales (Dunnet et al., 1995; Starck et al., 1997; Giraud et al., 1999; Kozlowski et al., 2005). La finalidad del mapa fue la estimación de la eficiencia de generación y acumulación de las rocas madre devónicas, partiendo de la consideración de que la generación y, principalmente expulsión, tienen lugar luego de la deformación andina durante el Terciario. El empleo de mapas geológicos e imágenes satelitales fue de gran utilidad para definir la continuidad de los grandes ejes estructurales, tanto anticlinales como sinclinales.

Figura 3.8: Mapa Isopaquico del Ciclo Devónico de la Cuenca Tarija



Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar

3.10. FORMACIÓN LOS MONOS

Las rocas madre de la cuenca se encuentran dentro de las secuencias silúrico-devónicas. En ellas, cada una de las porciones basales de las supe secuencias descritas es susceptible de ser considerada como una roca madre potencial. Corresponden a las formaciones Kirusillas, Icla y Los Monos, que se caracterizan por estar constituidas por facies distales de plataforma. El estudio geoquímico de estas rocas madre potenciales (Disalvo y Villar 1998) ha mostrado que son de regular calidad debido a los pobres contenidos de materia orgánica. Por otro lado, la correlación de bio marcadores entre los hidrocarburos entrampados y las rocas madre potenciales apunta a que la única roca madre efectiva en la cuenca es la Formación Los Monos. (Ver Anexo C)

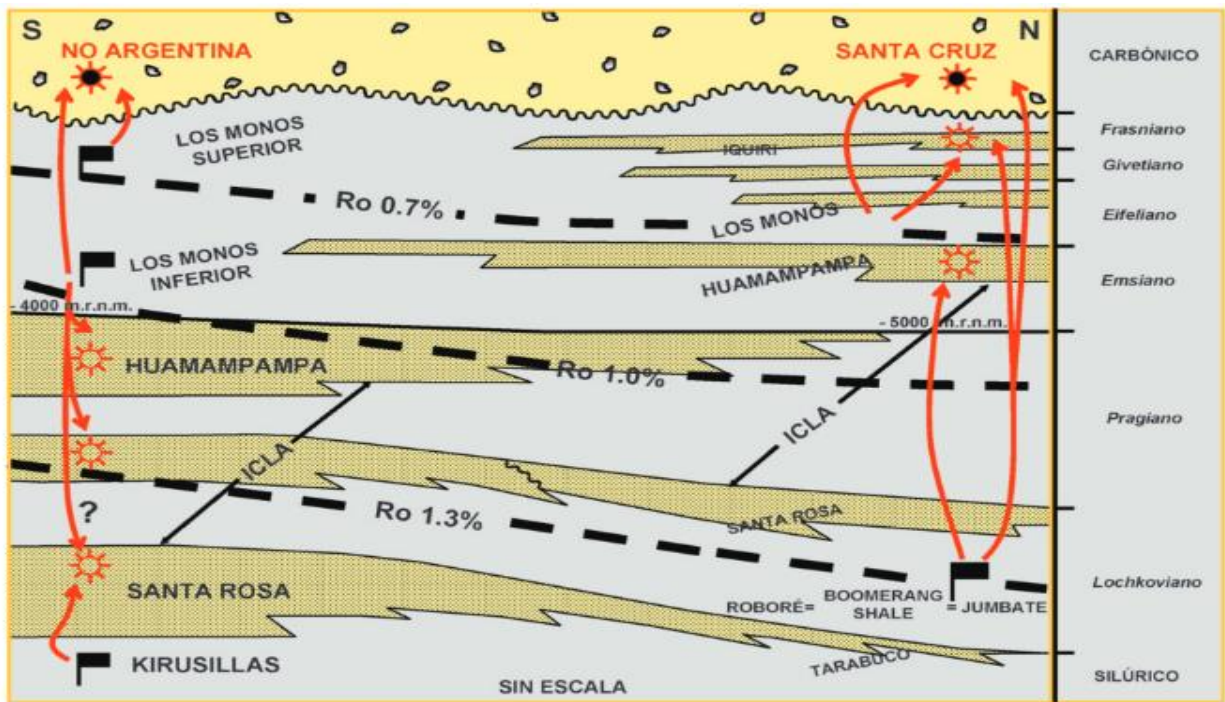
La Formación Los Monos alcanza aproximadamente 700 a 1.000 (m) de espesor y se encuentra constituida mayoritariamente por pelitas oscuras, con delgadas intercalaciones de areniscas muy finas. Desde el punto de vista geoquímico la Formación Los Monos presenta tenores de COT del orden del 1% y contenido de hidrocarburos (S1+S2) entre 2 y 3 ($\frac{mg}{g}$) en promedio. Estos, si bien son bajos, se compensan con el abultado espesor de la unidad. Además, brinda un alto *Source Potencial Index* (SPI) de poco más de 4 ($\frac{tHC}{m^2}$) (toneladas de hidrocarburos por metro cuadrado); valores similares son mencionados por Disalvo y Villar (1998) para la zona del Chaco Salteño, mientras que en Bolivia se mencionan valores mayores (5 ($\frac{tHC}{m^2}$), Moretti *et al.* 1997).

El querógeno de la unidad prácticamente carece de estructura, y es de Tipo II/III a Tipo III/IV de acuerdo a análisis por el método de Rock-Eval. Estos kerógeno tenderían a generar principalmente gas. Disalvo y Villar (1998) postulan una división de la Formación

Los Monos de acuerdo a sus características geoquímicas. Reconocen una sección superior, con predominio de kerógenos de Tipo II/III de origen mixto marino-continental y generadores de gas y petróleo; y una sección inferior con mayor contenido de querógeno amorfo, marino, mal preservado (Tipo III/IV), probablemente generador de gas. Otros estudios realizados (Cerqueira y Schulz 1998di Pasquo 2007) indican distribuciones distintas. Parte de estas diferencias se deberían a una alternancia de niveles con distintos contenidos de distintos tipos de kerógenos, que originan las anomalías de distribución por muestreos no muy densos. Una característica general de la unidad es su tendencia a generar hidrocarburos livianos (petróleo, condensado, gas) debido a la dilución del querógeno (marino amorfo-algal con variable contribución terrestre) en la roca (bajo COT%) y a su calidad regular (picos S2 de pirolisis originales promedio estimados en no mayores de $400 \left(\frac{mgHC}{g}\right)$ COT. Ello origina un déficit en el proceso de expulsión, retención de los hidrocarburos generados en la roca madre y un craqueo continuo hacia compuestos cada vez más livianos. Razones análogas son invocadas por Moretti *etal.* (1996) y Moretti (1997) para explicar los altos valores de *Gas Oil Relation* (GOR) del Subandino sur de Bolivia.

Debido al limitado contenido de materia orgánica y al carácter parcialmente refractario del querógeno, se cree que la etapa de expulsión de hidrocarburos comienza a niveles relativamente altos de *stress* térmico, a una Reflectancia de Vitrinita Equivalente (RVE) mayor a 0.9-1.0%, con predominio de hidrocarburos gaseosos.

Figura 3.9: Modelo Estratigráfico para el Devónico entre el norte de Argentina y la Zona de Santa Cruz y Sentido de Migración de los Hidrocarburos

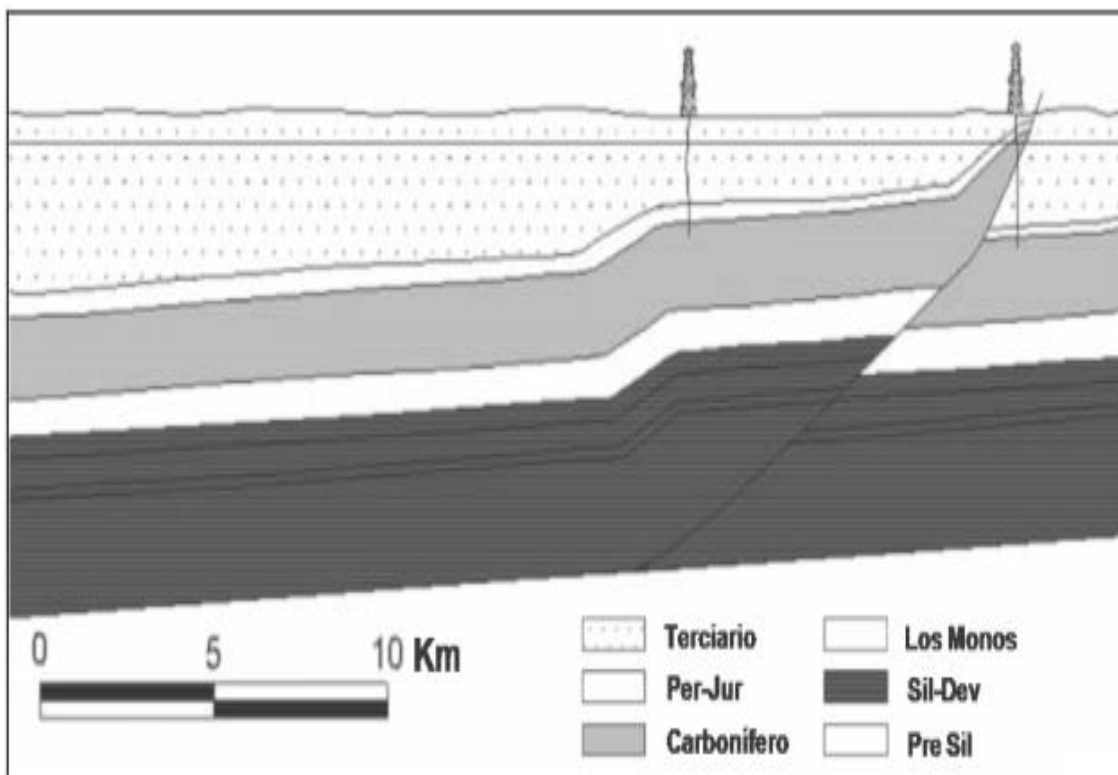


Fuente: Tomado de Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar

Los estudios realizados en la Formación Los Monos consideran que en general sus características geoquímicas se mantienen más o menos constantes a lo largo de toda la cuenca, lo que combinado con la distribución homogénea de espesores, facies y de madurez, asegura la disponibilidad de roca madre prácticamente en toda la cuenca. Esta situación no rige en posiciones más occidentales de la cuenca (Sierras Subandinas Occidentales), donde la disminución de los espesores de la Formación Los Monos reduce la disponibilidad volumétrica de roca generadora.

En este contexto de abundancia de roca madre, la acumulación de volúmenes comerciales dependerá entonces de la eficiencia de la expulsión y del entrapamiento

Figura 3.10: Pliegue de Flexión de Falla en la Estructura de Mandeyapecua



Fuente: Tomado de Giraudo y Limachi, 2001

3.11. EL FRACKING EN BOLIVIA

YPFB y la empresa canadiense Cancabria suscribieron un convenio de estudio para la exploración de gas no convencional con la técnica del fracking (fracturación de la roca para extraer gas y petróleo con la presión de fuertes cantidades de agua).

Las tareas se realizarán en las regiones del Chaco (Santa Cruz, Chuquisaca y principalmente, Tarija) donde la empresa Cancambria Energy calcula que hay recursos por más de 100 trillones de pies cúbicos (TCF).

El CEO de esa compañía, Christopher Cornelius, afirmó ayer que su equipo está involucrado en este tipo de trabajos, hace más de tres décadas.

“Nuestro objetivo es evaluar recursos no convencionales a gran escala en el área de Miraflores, basados en nuestros estudios. Actualmente creemos que los recursos in situ, en el área de Miraflores, pueden exceder los 100 (TCF) y más aún en el Chaco”, anticipó el CEO, tras suscribir el convenio de estudio de shale gas con YPFB Corporación y YPFB Chaco.

Se planea perforar varios pozos en los siguientes 25 años, actividad que requerirá una inversión de varios millones de dólares.

El Ex ministro de Hidrocarburos, Luis Sánchez, aseguró que la firma canadiense tiene experiencia en operaciones de shale gas, porque ya intervino más de 1.200 pozos en los lugares que opera. Sobre la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas protegidas como Tariquía, en Tarija, el Expresidente Morales afirmó ayer que con la tecnología hay varias formas de cuidar el medioambiente.

“Claro, es nuestra obligación cuidar el medioambiente, a la Madre Tierra y ahora con la tecnología hay tantas formas de cómo cuidar el medioambiente”, sostuvo durante el encuentro denominado “Inversiones Gas y Petróleo Tarija”.

En el evento participaron representantes de las empresas petroleras que operan en el país como Repsol, Petrobras, Shell, Vintage, entre otras.

Asimismo, reprochó que algunas personas se opongan a las operaciones hidrocarburíferas, de las cuales los únicos afectados por el rechazo son las comunidades, por no beneficiarse del desarrollo.

Para 2019 el Gobierno promulgó dos leyes para la exploración y explotación de los campos San Telmo y Astillero. El ministro de Hidrocarburos de la gestión 2019 ,

Luis Sánchez, afirmó que las dos áreas se superponen a la reserva de Tariquía, pero que la afectación sólo llega a 0,014%.

3.12. EL FRACKING REQUIERE AGUA A ALTA PRESIÓN Y QUÍMICOS

La fracturación hidráulica o fracking es una técnica que permite extraer el llamado gas de esquisto, un tipo de hidrocarburo no convencional que se encuentra literalmente atrapado en capas de roca, a gran profundidad, según BBC Mundo.

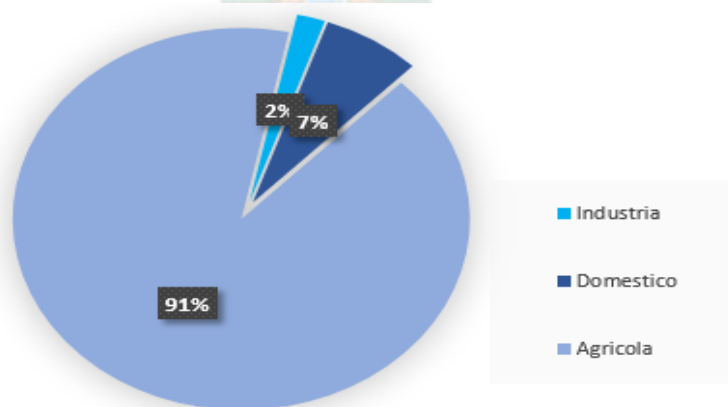
Luego de perforar hasta alcanzar la roca con reservas, se inyectan a alta presión grandes cantidades de agua con aditivos químicos y arena para fracturar la roca y liberar el gas. Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Es fundamental destacar entonces que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, sino también saber qué se hará con el producido después del tratamiento de fractura. La disposición del agua producida suele ser una preocupación para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el casing hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (flowback). El 20% al 40% del agua usada para fractura retorna a la superficie como flowback y, más tarde, como agua de producción. Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros. Uno de los ingredientes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también estarán presentes el bario, estroncio, hierro, numerosos metales, petróleo, tensio activos y otros componentes. La calidad de este flowback difiere según la geología de cada región y el

tipo de fluido de fractura diseñado. Este fluido es tratado convenientemente antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reusó en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones. Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y últimamente hay disponibles desarrollos de tratamiento con productos y equipamiento nacional de efectiva performance en nuestro país.

3.13. USOS DE LAGUA EN BOLIVIA

En Bolivia el uso del agua está condicionado para el consumo humano desde la declaración de este recurso natural como derecho humano, pero esto no implica que solo se usa para consumo doméstico, de echo el uso en la industria implica más consumo de agua para 2008, la industria agrícola representa el 91 % del uso del agua el 7% para consumo doméstico y solo el 2% para uso industrial incluida la industria minera y petrolera.

Figura 3.11: Consumo de Agua Por sectores 2008

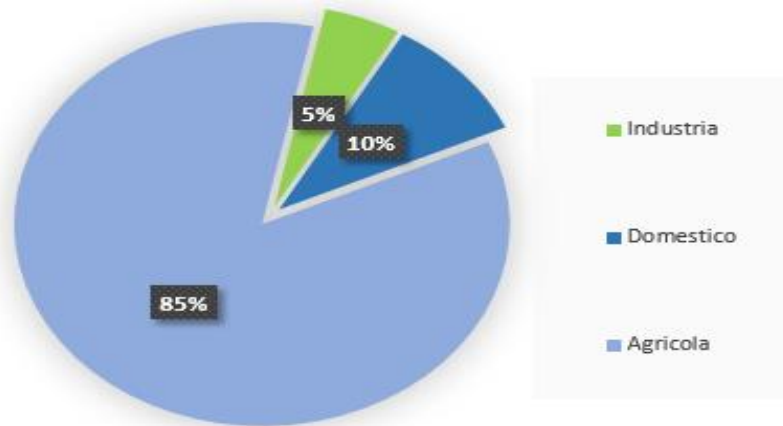


Fuente: Tomado de <http://www.fao.org/aquastat>

En 2013 En Bolivia, el 85% de agua potable es destinado para el riego agrícola, seguida del 10% para el consumo doméstico y 5% para el uso industrial, según un informe proporcionado por la Fundación Solón.

El consumo del agua potable en la región oriental de Bolivia es de “250 litros por habitante al día y en el caso del occidente sólo 80 litros por habitante. El sector que explota más cantidad de agua es la industria principalmente el sector agrario que absorben por mes unos 40 hectómetros cúbicos, y el sector minero, haciendo el 86% de las extracciones totales. El restante 14% se distribuye para otros usos; dentro de este porcentaje, consumido en las ciudades, el 75% es para consumo doméstico, el 15% consumo comercial, el 3% industrial y el 6% para otros usos” (Instituto Para el Desarrollo Rural de Sudamerica, 2013)

Figura 3.12: Consumo de Agua Por sectores 2013

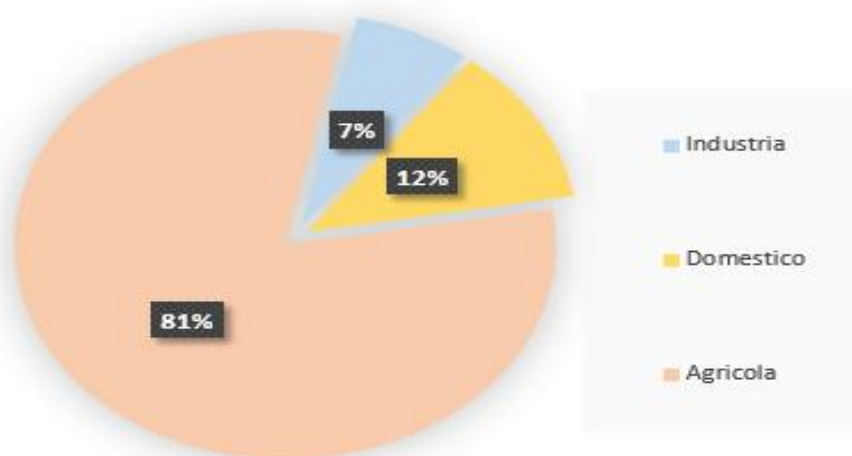


Fuente: Tomado de <https://www.sudamericarural.org/noticias-bolivia/que-pasa/2648-bolivia-el-85-del-agua-potable-es-destinado-al-riego-agricola>

Para 2020 la proyección del Instituto Nacional de Estadísticas INE indica que el sector industrial llega a un consumo general de 7%, el consumo doméstico llega a un porcentaje del 12% y sector agrícola si bien bajo su porcentaje de consumo de agua se

mantiene a la cabeza como el sector que más consume con 81%

Figura 3.13: Consumo de Agua Por sectores 2020 p



Fuente: Elaboración Propia en Base a Datos del Instituto Nacional de Estadísticas INE

La industria Minera y Petrolera registran para 2020 un proyección en el uso del agua del 7 % lo cual es un factor beneficioso para el sector hidrocarburífero ya que para la implementación del fracking el uso del agua no será determinante en un cambio a gran escala del consumo de agua a nivel nacional.

Tabla 3.2: Consumo de Agua por Sectores



BOLIVIA: ÍNDICE DE CONSUMO DE AGUA POTABLE POR CATEGORÍA SEGÚN AÑO Y MES, 1990 - 2020
(1990=100)

PERIODO	CATEGORÍA				GENERAL
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	ESTATAL	
2020 ^(p)	289.86	128.57	75.00	106.15	194.34
Enero	296.14	162.85	92.60	110.79	210.74
Febrero	271.54	156.71	94.84	116.21	198.19
Marzo	277.09	156.15	93.61	126.69	201.39
Abril	285.40	133.29	71.09	110.12	193.61
Mayo	292.63	96.82	54.18	93.40	181.77
Junio	281.58	105.21	52.30	94.26	179.11
Julio	286.04	110.18	60.71	97.07	184.09
Agosto	286.70	110.91	62.24	100.67	185.16
Septiembre	281.70	112.72	70.93	101.34	184.61
Octubre	305.26	128.63	81.74	101.70	201.97
Noviembre	324.38	140.80	90.79	115.37	217.09

Fuente: INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA

(p) : Preliminar

Fuente: Tomado del Instituto Nacional de Estadísticas INE

De tal forma el agua presente en el Chaco Boliviano usada de forma adecuada no significara la perdida de este recurso natural ni su contaminación a gran escala como se viene anunciando por sectores sociales.

La provisión garantizada del agua para la explotación del shale gas, tomando como punto ventajoso el poco uso del agua en la industria es un factor a favor para implementar este método en nuestro país.



CAPITULO IV

DISPOSICION DE AGUA PARA EXPLOTACION DE SHALE GAS

4.1. HIDROGRAFIA DE BOLIVIA

Bolivia es un país que cuenta con inmensos recursos hídricos, tanto superficiales como subterráneos, que han sido aprovechados en una escala muy pequeña. Los recursos hídricos superficiales que se originan en la cordillera de los Andes forman parte de tres grandes cuencas. Los recursos hídricos subterráneos siguen en general la configuración de las cuencas superficiales.

Uno de los más importantes recursos de toda nación es el agua. Bolivia es un país de contrastes, mientras en el suroeste se desarrolla una dramática batalla para lograr este apreciado recurso, el noreste es escenario de una permanente lucha contra el exceso de agua, que produce peligrosas inundaciones.

En territorio boliviano se puede encontrar 3 tipos de terrenos de acuerdo a su capacidad de permitir el flujo de agua superficial hacia los acuíferos subterráneos.

1. Los terrenos permeables constituidos por arena y grava sueltas.
2. Los terrenos semipermeables formados por arena, limo y arcilla poco consolidados como la llanura Chaco beniana y arena, grava y limo como en el altiplano.
3. Los terrenos impermeables constituidos por afloramientos de rocas macizas ya sean sedimentarias o ígneas; cordillera Occidental, Oriental y escudo brasileño.

Se asume tentativamente que existe una correspondencia entre las estructuras subterráneas y las cuencas superficiales. De este modo se puede dividir el país en dos unidades mayores, que se denominarán estructura hidrogeológica de la Cordillera y estructura hidrogeológica de la Llanura. (Oca, 2004)

4.2. RECURSOS HÍDRICOS SUPERFICIALES

Los recursos hídricos superficiales de una determinada región provienen directa o indirectamente de la precipitación pluvial caída en su cuenca de alimentación que da lugar a ríos, lagunas, lagos y Principales cuencas. En Bolivia se diferencian claramente tres cuencas principales (Fig. 4.1) denominadas del Amazonas, del Plata y Cerrada o del Altiplano

Una cuenca es una superficie territorial delimitada por la línea de divisoria de aguas que permite el fluido de agua hacia un colector principal el cual tiene una sola salida

4.3. CUENCA DEL AMAZONAS

La cuenca del Amazonas es compartida por Brasil, Guayana, Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, con una superficie de 7.800.000 (Km^2) y un caudal medio en la desembocadura del Océano Atlántico de 180.000 ($\frac{m^3}{s}$).

Desde un punto de vista hidrológico el río Madera es, en territorio boliviano, el gran colector de los ríos más importantes ya sea por su caudal, su navegabilidad o su aprovechamiento potencial que escurren hacia él, con excepción del río Acre. El área que abarcan los más de 250 ríos que fluyen hacia el Madera es de 714.415 (Km^2). Mientras que la superficie de los ríos que fluyen hacia el Acre es de solo 3.722 (Km^2).

4.3.1. SUBCUENCA MAMORE

La Subcuenca del Mamoré es muy extensa con alrededor de 241.660 (Km^2) y abarca parte de los departamentos del Beni, Santa Cruz, Cochabamba, Potosí y Chuquisaca. Los principales ríos de la subcuenca del Mamoré son: Mamoré (1054 Km), Ichilo (400 Km), Chapare (138 Km), Secure (268 Km) Tijamuchi (223 Km), Apere (311 Km), Yacuma (280 Km), Yata (590 Km), Ibare (278 Km), Iténez o Guaporé (850 Km) y el río Grande o

Guapay (1123 Km) Los datos de longitudes fueron tomados de la Hidrografía de Bolivia del Servicio de Hidrología Naval.

4.3.2. SUBCUENCA ITENEZ

La subcuenca del río Itenez tiene una extensión de 186.460 (Km^2) en los departamentos de Santa Cruz y Beni

El río Iténez o Guaporé nace en la ciudad brasileña de Matto Grosso con el nombre de río Alegre ingresa a Bolivia en la población de Catamarca y sigue por 850 (Km). hasta desembocar en el río Mamoré. La profundidad máxima del río Iténez es de 19.5 (m) en el Km 370 aguas abajo de Piso Firme. Su ancho máximo es 570 (m) y el mínimo 107 (m). Sus principales afluentes en territorio boliviano son los ríos Itonomas, Blanco, Negro, San Antonio, San Joaquin, Machupo, Curichal, San Simón, Paraguá, Paucerna y el Verde.

4.3.3. LAGUNAS EN LA CUENCA DEL AMAZONAS

Los llanos abarcan una extensa zona del territorio nacional donde se han inventariado 202 lagunas algunas de las cuales tienen superficies mayores a 200 (Km^2) como las de Rogagua, Rogaguado y San Luis.

4.4. CUENCA DEL PLATA

La cuenca del Plata es compartida internacionalmente por Brasil, Bolivia, Argentina, Paraguay y Uruguay. Su extensión llega a los 3.100.000 (Km^2) con un caudal medio en su desembocadura en Mar del Plata de 22.000 ($\frac{m^3}{s}$).

La cuenca del Plata, abarca los departamentos de Potosí, Oruro, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija. Tiene una extensión, con 226.268 (Km^2) ocupa el 20,6 % del territorio de Bolivia y cuenta con tres Subcuencas: Paraguay (118.031 Km^2), Pilcomayo (96.267 Km^2) y Bermejo (11.970 Km^2).

4.4.1. SUBCUENCA PARAGUAY

El río Paraguay es el más importante de esta subcuenca por su navegabilidad y conexión con el océano Atlántico.

El puerto principal del río Paraguay, se encuentra en el corredor denominada Puerto Busch.

4.4.2. SUBCUENCA PILCOMAYO

La subcuenca del Pilcomayo abarca una superficie de 96.267 (Km^2) con los ríos Pilcomayo, Pilaya, Tumusla, San Juan del Oro y muchísimos afluentes.

El río Pilcomayo nace en la provincia E. Abaroa, Oruro, a 5.200 (m.s.n.m.) y corre por 680 (Km) hasta la población de Esmeralda, a una altitud de 265 (m.s.n.m.) para desembocar en el río Paraguay fuera del territorio boliviano.

4.4.3. SUBCUENCA BERMEJO

Se encuentra en el departamento de Tarija con una superficie de 11.970 (Km^2). Sus principales ríos son el Bermejo, Grande de Tarija y el Tarija.

El río Bermejo nace como río Orosas, en la población de La Mamora, tiene una longitud de 100 (Km) hasta la frontera con la Argentina. Recibe como afluentes al río Grande de Tarija, río Salado y al río Emborozú.

El río Grande de Tarija toma tal denominación luego de recibir a los ríos Itau y Tarija formando la frontera con Argentina y recibe como afluente al río San Telmo y Nueve. Se une al río Bermejo en las Puntas de San Antonio y se dirige al sur en la república Argentina como río Teuco. (Republica de Bolivia; Organización de los Estados Americanos OEA, 1977)

Figura 4.1: Grandes Cuencas y Subcuencas Hidrográficas de Bolivia



Fuente: Tomado de Plan Nacional de Manejo de Cuencas, FAO 1997

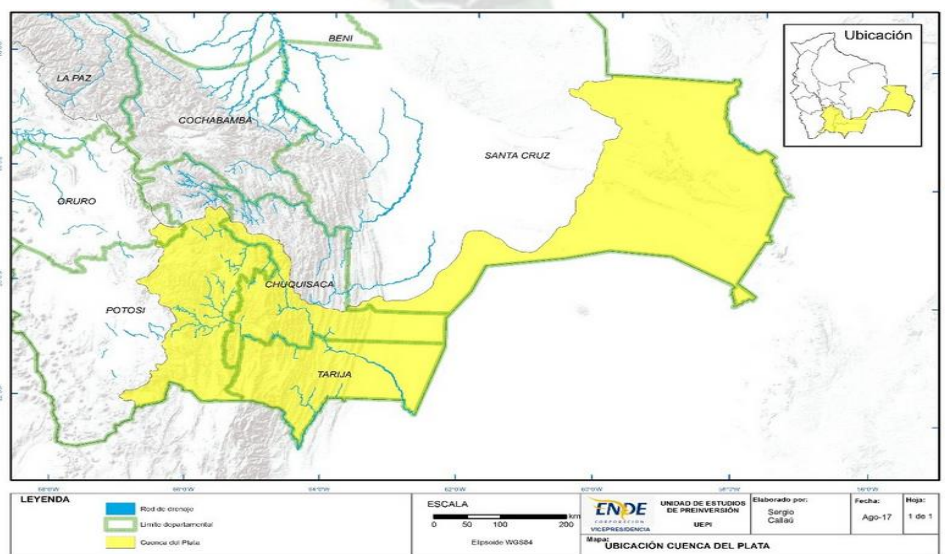
4.5. CUENCAS Y SUBCUENCAS DE INTERES EN EL AREA DEL CHACO

4.5.1. DATOS DE LA CUENCA DEL PLATA

Considerada como la segunda cuenca más grande del mundo, la cuenca del Plata tiene una extensión aproximada de 3 200 000 (km²) abarcando territorios de los países de Argentina, Bolivia, Brasil, Uruguay y Paraguay. (Empresa Nacional de Electricidad ENDE, 2015)

En Bolivia la cuenca del Plata tiene como principales afluentes los ríos Pilcomayo y Bermejo, que a su vez son alimentados por aportes provenientes de áreas contenidas en los departamentos de Potosí, Chuquisaca, Tarija, Oruro y Santa Cruz cubriendo un área aproximada de 214.242 (Km²). El Proyecto Hidroeléctrico Cuenca del Plata, identifica, monitorea y/o evalúa técnicamente, sitios con características favorables para la implementación de centrales hidroeléctricas, que viabilicen el aprovechamiento de manera eficiente de los recursos hídricos, dentro el territorio nacional correspondiente a la Cuenca del Plata. (Empresa Nacional de Electricidad, 2015)

Figura 4.2: Ubicación de la Cuenca del Plata



Fuente: Tomado de Empresa Nacional de Electricidad

4.5.2. CARACTERIZACION HIDROGEOLOGICA DEL SISTEMA ACUIFERO YRENDA

El Sistema Acuífero Yrenda (SAY) es un sistema hidrogeológico regional que abarca cerca de la 2/3 de la Región Occidental del Paraguay y parte del Chaco Argentino y Boliviano. Es un acuífero semiconfinado y confinado, formado por sedimentos cuaternarios y terciarios no consolidados de la Formación Chaco. La salinidad del agua subterránea aumenta a lo largo de la dirección de flujo que es de oeste a este; la velocidad se estima en el rango de 20 a 46 $\left(\frac{m}{año}\right)$. La recarga tiene lugar en la región boliviana a través de la infiltración directa de precipitación y agua del río, en las colinas sub-andinas (serranía Aguara Güe). La descarga ocurre de dos formas.

En la región central oriental, la descarga da lugar a los humedales de aguas salobresalada debido a la presencia de una barrera impermeable al este que en parte evita el flujo al Río Paraguay. La barrera causa un aumento del nivel de agua en la parte oriental del Chaco Central. Esta situación no se revierte por la extracción del agua subterránea para el suministro doméstico en áreas urbanas, ya que debido a la salinidad el uso es limitado. El acuífero en la frontera a Bolivia se caracteriza por una permeabilidad que varía entre 6-8 (mD) y una transmisibilidad en el rango de 400-200 $\left(\frac{m^2}{día}\right)$. En el Chaco Central, la permeabilidad queda entre 0.3 y 12 (mD) y la transmisibilidad entre 80 y 120 $\left(\frac{m^2}{día}\right)$, mientras la capacidad específica varía en el rango de 1.1 a 3.7 $\left(\frac{m^3}{h*m}\right)$. Estas variaciones se relacionan a la distribución de los sedimentos permeables, como la disminución de tamaños de grano del oeste produciéndose la inversión de salinidad. El Sistema Acuífero Yrenda (SAY), "Yrenda", palabra guaraní (Y=agua, rendá=lugar) que significa "lugar del agua", corresponde a un sistema del acuífero regional transfronterizo

que se extiende por las áreas fisiográficas del Chaco Boreal Central Sudamericano que abarca parte del territorio de tres países: Argentina, Bolivia y Paraguay.

El mapa de ubicación de área de estudio del SAY, el cual abarca completamente la paleocuenca del río Pilcomayo y parte de la paleocuenca del río Parapetí (donde se encuentran las dunas al este de Bolivia y parte noroeste del Chaco paraguayo y las áreas carentes de afloramientos ubicadas en la parte norte del Chaco).

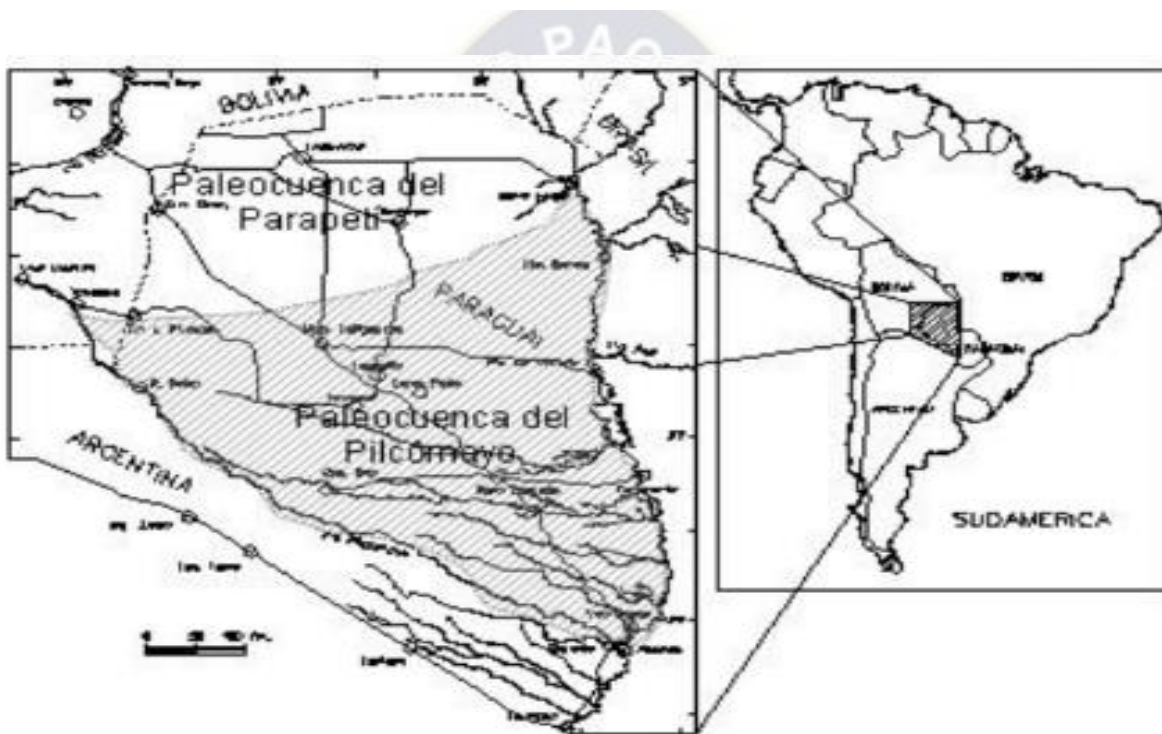
El Sistema Acuífero Yrenda (SAY) abarca la paleocuenca del río Pilcomayo, con una extensión de 180.000 (Km^2) aproximadamente y parte de la paleocuenca del río Parapetí

El principal cauce de régimen permanente que atraviesa el Gran Chaco Boreal es el río Pilcomayo, cuya cuenca abarca una superficie de 272.000 (Km^2), correspondiendo 98.000 (Km^2) al territorio Boliviano; 95.000 (Km^2) al territorio Paraguayo y 79.000 (Km^2) al territorio Argentino.

El río Pilcomayo es de importancia por su influencia en la recarga de los acuíferos. El clima en el Chaco es sub-húmedo al este a semi-árido al oeste. La temperatura media anual es de 24°C. La evapotranspiración potencial es de 1.300 a 1.400 ($\frac{mm}{año}$). La precipitación media anual disminuye gradualmente de 1.400 mm en el río Paraguay a un mínimo de 600 (mm), cerca del límite con el Chaco Boliviano. Los vientos predominantes son norte-sur, siendo la humedad relativa en un rango que varía de 20% a 65%. Este trabajo tiene como objetivo dar a conocer los aspectos hidrogeológicos regionales como la extensión del Acuífero Yrenda, y mostrar la necesidad de concretar una gestión Integral entre los tres países involucrados para garantizar su aprovechamiento de manera sustentable. El estudio está basado en las informaciones disponibles hasta el momento, principalmente en datos de investigaciones hidrogeológicas realizados con

proyectos de Cooperación Técnica Internacional desde 1967 hasta el presente; como también en investigaciones de tesis, donde los autores fueron investigadores en dichos proyectos. (Los Recursos Hídricos Subterráneos y sus Posibilidades de Aprovechamiento, Programa de Desarrollo Integral del Chaco Boliviano. Organización de los Estados Americanos OEA, Ministerio de Planeamiento y Coordinación. , 1988)

Figura 4.3: Sistema Acuífero Yrenda



Fuente: Tomado de IV Congreso Argentino de Hidrología, Rio Cuarto, Córdoba, Argentina; Octubre de 2005

4.5.3. HIDROGEOLOGIA

Dentro de las 16 Provincias hidrogeológicas de América del Sur, la del Pantanal-Chaco Pampeano está constituida por tres sub-provincias que la denominan: Pantanal, Chaco y Pampa, siendo grandes depresiones estructurales rellenas por sedimentos aún de edad y espesor variables. Es de nuestro interés la sub-provincia Chaco.

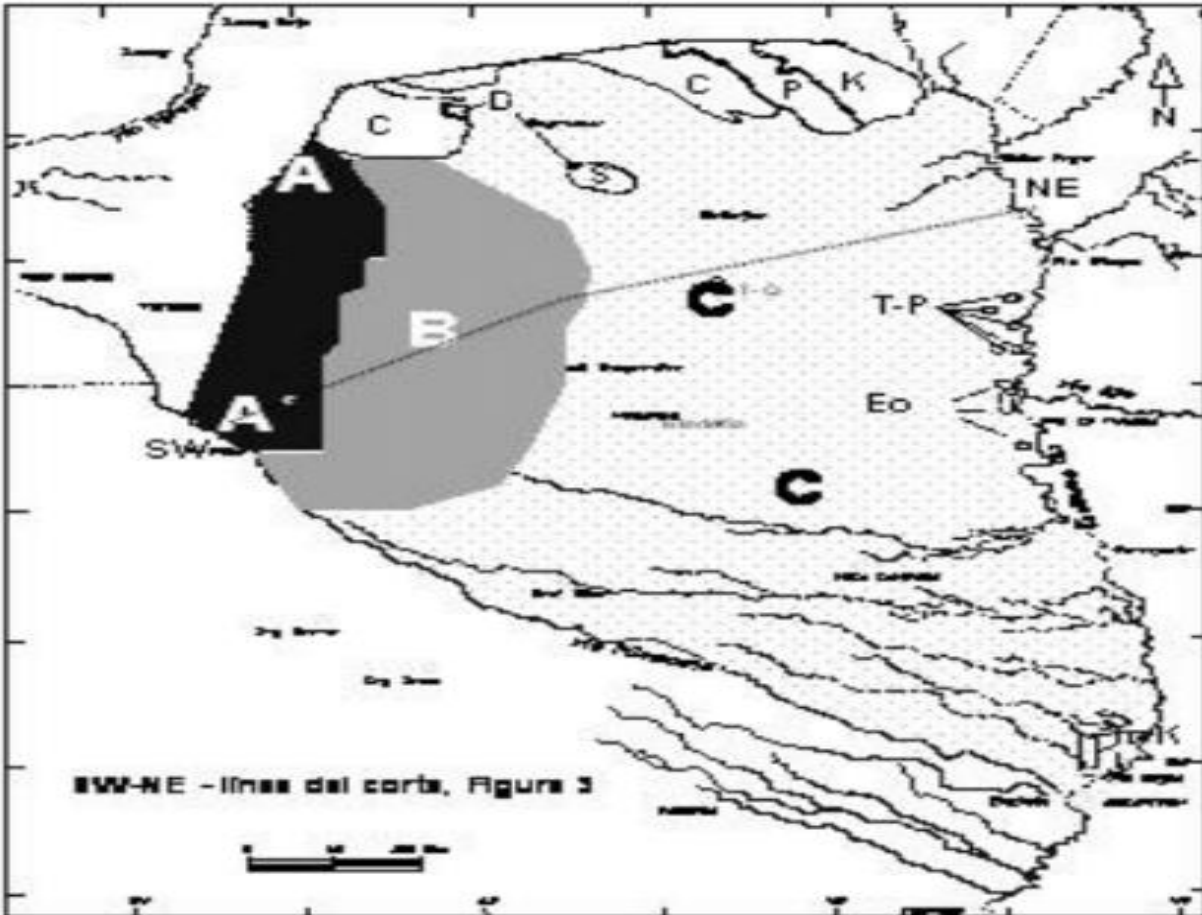
Sub-provincia Chaco

La sub-provincia Chaco (a la cual pertenece el Chaco Paraguayo y parte del Boliviano) es la región fisiográfica con clima sub-húmedo a semi-árido, que se ubica en el sector occidental del Paraguay, con una extensión hacia el oeste en territorio de Bolivia y continuando al sur en el sector norte de Argentina. Esta sub-provincia corresponde a una gran cuenca sedimentaria rellena por algunos miles de metros de sedimentos (aprox. 8.000 m), variando su edad geológica del Paleozoico hasta el reciente (UNESCO CPRM-DPRM /, 1996).

- Hidrogeología local: Sistema Acuífero Yrenda - SAY
- Sistema Acuífero Yrenda (SAY) es la siguiente:
- Edad Geológica : Terciario / Cuaternario
- Piso Hidrogeológico : Chaco
- Sistema Acuífero : Yrenda

Bajo la denominación de SAY, se entiende por los Acuíferos confinados y/o semiconfinado que se extienden por todo el Chaco en varios niveles y a diferentes profundidades constituyendo sistemas multicapas, antiguamente denominado Complejo Acuífero Yrenda por (Godoy, 1989) constituyendo a nivel regional un solo sistema hidrogeológico, aunque pueden presentarse a nivel local diferencias de detalle, ocupada por diferentes sistemas de flujos de aguas subterráneas. Al sur del Paralelo 20°, el SAY se presenta por debajo de los 50 (m) de profundidad hacia el oeste, límite con Bolivia, y por debajo de los 5 - 3 (m) hacia el este, en el Chaco Húmedo, llegando incluso a sobreponerse al nivel freático cercano al río Paraguay, ocasionando flujo de los acuíferos confinados a los freáticos. Los niveles piezométricos van de 25 (m) a cercanos a la superficie, en el sentido oeste-este, ver bloque de diagrama de la Fig. 4.4

Figura 4.4: Mapa Esquemático Geológico de la Región Occidental Chaco



Fuente: Tomado de IV Congreso Argentino de Hidrología, Río Cuarto, Córdoba, Argentina; Octubre de 2005

Mapa esquemático geológico de la región occidental, Chaco, Leyenda:

Q = Cuaternario

T = Terciario

T-K = Terciario-Cretácico

K = Cretácico

T-P = Triásico-Pérmico

C = Carbonífero

D = Devónico

S = Silúrico

Eo = Eocámbrico.

Fuente: Naciones Unidas, 1986; Zonación del comportamiento del agua subterránea en el SAY lado paraguayo, en negro las aguas subterráneas dulces

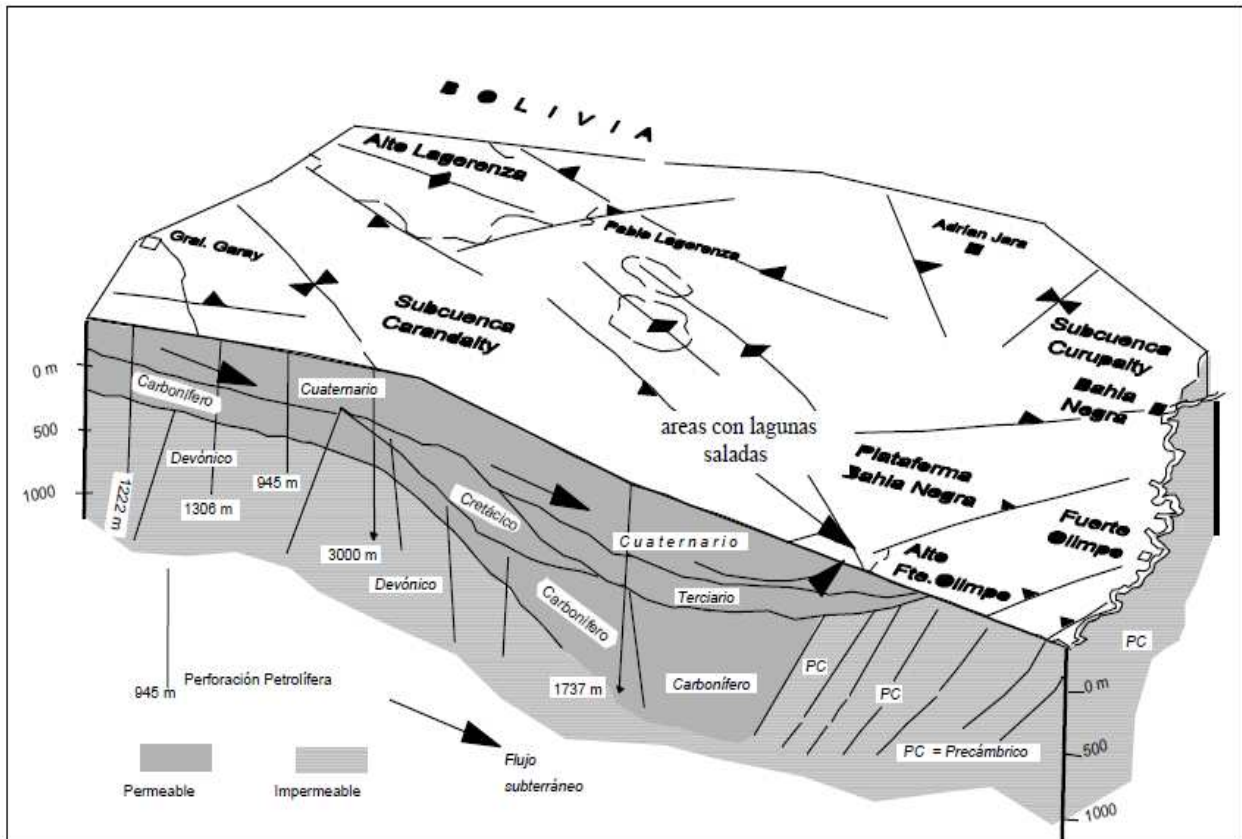
(Zona A y A'); en gris las aguas subterráneas salobres (Zona B) y en relleno de puntos las aguas saladas (Zona C); Ubicación del corte del perfil geológico de la Fig. 4.4. Los acuíferos alcanzan espesores de 25 a 45 (m), los diferentes niveles acuíferos que componen el Sistema. Constituidos por arena fina, a veces con presencia de arena media hacia el oeste, y están separados por capas de arcilla y limo.

Para tener un mejor panorama del comportamiento del agua subterránea, el área se describirá por zonas, FARIÑA et al. (1996), para denominar los tipos de agua que ocurren en el sistema se utilizará la nomenclatura de DAVIS & WIEST (1971) a saber: agua dulce (TSD de 0 a $1.000 \frac{mg}{L}$), salobre (TSD de 1000 a $10.000 \frac{mg}{L}$) y salada (TSD de 10.000 a $100.000 \frac{mg}{L}$).

Zona A - Frontera con Bolivia (Fig. 4.4): Debido a la granulometría de los sedimentos, donde predominan las arenas medias a gruesa, gravas, hasta cantos rodados, y por su proximidad al área de recarga, ésta es la zona con mejores condiciones hidrogeológicas para obtener agua de buena calidad. Cabe mencionar la diferencia del comportamiento del agua subterránea fuera del sistema paleofluvial del río Pilcomayo al norte y al este del mismo, donde hasta los 120 a 150 (m) de profundidad, se encuentra agua con conductividades mayores de $2.000 \left(\frac{\mu mhos}{cm}\right)$. Era de esperar que en el lado boliviano por debajo del acuífero con agua salobre y a mayor profundidad que las mencionadas se encuentren agua de buena calidad, con lo que se llegó a confirmar con perforaciones realizadas durante el Proyecto PASIG (1998), en el pozo "El Bolsón". Esta información fue de gran aporte para el conocimiento de las características hidrogeológicas, hidroquímicas y sedimentológicas de los diferente acuíferos en profundidad, entre los 114 (m) a 120 (m) de profundidad se ha detectado un acuífero con agua salobre

entre los 114 (m) a 120 (m) de profundidad se ha detectado un acuífero con agua salobre y a partir de los 178 (m) de profundidad se han encontrado acuíferos con agua dulce, en sedimentos de arena gruesa y gravas, por ejemplo, en los niveles acuíferos de 185 a 194 y 224 a 244 metros de profundidad. Durante el ensayo de bombeo hubo un aumento de 2.000 a 12.000 ($\frac{\mu\text{mhos}}{\text{cm}}$), posiblemente debido a la contaminación de los acuíferos superiores (Pasing,1988)

Figura 4.5: Bloque Diagrama Esquemático de la Parte Norte del Chaco Paraguayo, Mostrando un Modelo Conceptual de Descarga del Sistema Acuífero Yrenda



Fuente: Tomado de Godoy y Larroza, 1996

4.5.4. ACUÍFERO TARIJEÑO

4.5.4.1. Límites

El conocido como acuífero Tarijeño en el sector Boliviano se extiende por los departamentos de Tarija (Provincia Gran Chaco), Chuquisaca (Provincias Luis Calvo y Hernando Siles) y Santa Cruz de la Sierra (Provincia Cordillera). De acuerdo a la información recopilada, las características hidrogeológicas del acuífero en los tres departamentos son similares en relación a la litología, parámetros hidráulicos, profundidad y extensión vertical del acuífero. (Fig. 4.6)

Los límites aproximados del acuífero son los siguientes:

Límite Norte : línea imaginaria que se ubica aproximadamente a los 20° 00' de latitud sur, al sur del río Parapetí.

Límite Oeste: Serranías del Subandino (divisorias de aguas),

Límite Este : Continuidad del acuífero en el sector Paraguayo

Límite Sud : Continuidad del acuífero en el sector Argentino.

Figura 4.6: Límites del Acuífero Tarijeño



Fuente: Tomado de Programa Marco para la Gestión Sostenible de los Recursos Hídricos de la Cuenca del Plata en Relación con los Efectos Hidrológicos de la Variabilidad y el Cambio Climático

4.5.4.2. Geomorfología

La llanura se caracteriza por una morfología homogénea y casi plana con algunas ondulaciones, donde se tienen formas, tanto de posicionales como erosionales, notándose también la presencia de terrazas aluviales y amplias llanuras aluviales. En las llanuras aluviales la pendiente topográfica con relación al drenaje casi ha desaparecido completamente. Todo los depósitos superficiales en las llanuras aluviales y terrazas son sedimentos cuaternarios de origen aluvial.

Las llanuras son el gran paisaje característico de la Llanura Chaqueña. En general se presentan con características homogéneas, disección moderada a ligera, con pendientes menores a 2%, sin pedregosidad o rocosidad superficial. Las llanuras mayoritariamente están constituidas por depósitos areno-limosos de origen aluvial. (Spandre, 2005)

4.5.4.3. Geología

El Chaco es parte de la gran Cuenca Sedimentaria del Continente de Sur América que está separado del Escudo Brasileño en el norte por la zona de cizallamiento Ichilo – Mamoré, de rumbo NW-SE, esta zona es un complejo de fallas transversales que se extiende desde la Cordillera de Los Andes de Bolivia hasta la elevación del río Apa en el Brasil, formándose varios pliegues que posteriormente fueron rellenados por los productos de elevación andina (ocurridos en el Terciario). Estos productos de erosión fueron transportados por los ríos y depositados en la gran llanura chaqueña donde se seleccionaron por el viento y el agua.

4.5.4.4. Estratigrafía

La estratigrafía de la zona de estudio en la Llanura Chaqueña está representada por afloramientos del Terciario y Cuaternario, debido al intenso transporte fluvial no existen

afloramientos bien diferenciados de las unidades lito estratigráficas. En la faja subandina se tienen rocas de edad paleozoica y mesozoica.

4.5.4.4.1. Terciario

El ambiente de deposición de los sedimentos terciarios es de ambiente continental, en su mayoría de origen fluvial y en menor proporción de origen lacustre. En la zona el Terciario aflora en Villamontes aproximadamente a 3 (Km). de la ciudad, en el camino que une Villamontes con Tarija y se extiende en forma paralela a la serranía del Aguaragüe. También se lo encuentra en una extensa faja de 15 (Km). de ancho, que parte de la localidad de Ibibobo y se extiende con dirección norte hasta fuera del departamento y por el sur hasta la República Argentina. .

El Terciario está representado por dos formaciones que tienen las siguientes características:

Formación Chaco Superior

Presenta alternancia de areniscas de grano fino a medio sub redondeado, conglomerado, limo y arcilla rojiza mal seleccionada y con la presencia esporádica de material calcáreo.

Formación Chaco Inferior

Está compuesta por areniscas de color castaño con intercalaciones de bancos de limolitas y argilitas de color marrón claro a rojizo, mal seleccionado y con presencia esporádica de material calcáreo. (Spandre, 2005)

4.5.4.4.2. Cuaternario

Este sistema es uno de los de mayor extensión, la cubierta con sedimentos cuaternarios existentes en la Llanura Chaqueña se compone de materiales aluviales y coluviales procedentes del Subandino y las serranías Terciarias. Los sedimentos en su mayoría

están compuestos por arenas finas, limos, arcillas, también se han encontrado niveles con arena gruesa, intercaladas con conglomerados, los mismos han sido afectados por un intenso transporte eólico y fluvial, siendo re trabajados y seleccionados durante su transporte. La potencia de los sedimentos cuaternarios sobre la Llanura Chaqueña sufre grandes variaciones de un sector a otro, mientras que en ciertas áreas del pie de monte el espesor es de 10 a 20 (m), en el sector Norte de la Llanura Chaqueña puede alcanzar de 70 a 800 (m) de espesor.

4.5.4.5. Hidrogeología del sector del Acuífero Tarijeño

Morfo estructuralmente existen dos zonas bien definidas, al oeste las sierras subandinas formadas por rocas paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas y al este la llanura chaqueña constituida por formaciones de edades del terciario y cuaternario. Las características hidrogeológicas en la zona, se pueden establecer como elementos comunes y similares, tanto en lo referente a los aspectos geológicos como hidrogeológicos.

- Geológicamente, se presenta un cuadro evolutivo dentro del aspecto estratigráfico que incluye rocas paleozoicas (Devónico-Carboníferas), mesozoicas (Triásico-Cretácicas) y cenozoicas (Terciario-Cuaternarias).
- Desde el punto de vista de las posibilidades receptoras como almacenadoras y transmisoras de aguas subterráneas, indudablemente las rocas con más posibilidades serán las rocas terciarias o cuaternarias. Dentro del terciario especialmente, las formaciones más aptas serán la Chaco Superior y Chaco Inferior, caracterizadas por la presencia de areniscas competentes y relativamente seleccionadas con intercalaciones de horizontes limolíticos y arcilíticos.

- Dentro del cuaternario, los depósitos más propicios están conformados por materiales coluviales, coluvio-aluviales, áreas de extensión y rellenamiento aluvial, piedemontes y especialmente terrazas de origen aluvial.

Se establecerían tres niveles de acuíferos principales:

- Los acuíferos más profundos, correspondientes a sedimentos paleozoicos, los cuales por sus características, profundidad y permeabilidad relativa baja, no serían económicamente explotables.

- Un acuífero intermedio, correspondiente a sedimentos terciarios, que por su espesor irregular, extensión lateral y permeabilidad relativa baja a media ($K= 1 \times 10^{-4}$) tendrían mejores posibilidades de captación. Estos acuíferos presentan condiciones confinadas a semi confinadas.

- Un acuífero superior, correspondiente a sedimentos cuaternarios, depositados en fondos de valles, sectores más abiertos de deposición tranquila y conformados por sedimentos no consolidados y con permeabilidad relativa media a alta ($K= 1 \times 10^{-3}$), son los que tienen más aptitud para su aprovechamiento. Son acuíferos libres a semi confinados.

4.5.5. EXTENSIÓN

En Bolivia el acuífero se extiende a los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz de la Sierra, existen antecedentes hidrogeológicos de algunos sectores, que indican las diferentes profundidades a la que se encuentra los diferentes niveles del acuífero, la extensión va desde el Piedemonte del Subandino hasta la frontera con Argentina por el sur y con Paraguay por el Este. Tiene una extensión en territorio boliviano de 32.000 (Km^2) aproximadamente.

4.5.6. POTENCIA DEL ACUÍFERO

La potencia de los sedimentos cuaternarios sobre la Llanura Chaqueña sufre grandes variaciones de un sector a otro, mientras que en ciertas áreas del Pie de Monte el espesor es de 10 a 20 (m), en el sector Norte de la Llanura Chaqueña puede alcanzar de 70 a 80 (m) de espesor, de igual manera los sedimentos del Terciario tienen un espesor considerable que puede abarcar hasta los 500 (m), en la llanura chaqueña estos tipos de sedimentos son los portadores de aguas subterráneas.

Asimismo en los sedimentos cuaternarios del cono aluvial a mayor profundidad se supone que existen otros acuíferos de gran potencia, que todavía no han sido investigados a mayor profundidad, probablemente con agua de buena calidad, Si se toma como referencia los sedimentos cuaternarios y terciarios, como los portadores de agua subterránea, se puede indicar que la profundidad del acuífero es muy variable, independientemente de la calidad del agua, de acuerdo a los pozos perforados por CODETAR - YPFB, (400 m. de profundidad), además de otros existentes en la región, el espesor del acuífero puede variar desde 20 (m). en el sector de piedemonte hasta más de 80 (m). en la llanura chaqueña llegando hasta un espesor de 500 metros en la frontera paraguaya .

4.5.7. ÁREAS DE RECARGA

La provincia fisiográfica del Subandino está constituida por un conjunto de paisajes dominados por serranías, colinas y valles. Las serranías y colinas del Subandino están orientadas en sentido norte-sur, conformando anticlinales estrechos y valles sinclinales más amplios, donde se instalan los ríos más importantes, originando valles con llanuras aluviales de pequeña a mediana amplitud. Las diferencias más notorias de las serranías Subandinas con relación a las de la Cordillera Oriental son su menor altitud y luego el

tipo tectónico de cada una de ellas. En la faja Subandina, a diferencia de la Cordillera Oriental, los altos topográficos como las serranías coinciden con pliegues anticlinales, y las depresiones o valles con los pliegues sinclinales, lo que origina un típico diseño de drenaje en trellis o enrejado, propio de regiones donde el plegamiento ha prevalecido sobre el fallamiento. Algunas otras particularidades se refieren a las cimas, que pueden ser agudas y otras redondeadas a subredondeadas. Las gradientes son pronunciadas a consecuencia de las fuertes pendientes estructurales; por el contrario, los valores de las gradientes son más moderados en las colinas.

La cobertura vegetal en el Subandino es más densa y variada que en la Cordillera Oriental, incidiendo esto favorablemente en la protección de los suelos, reduciendo los procesos de erosión.

El área de recarga proviene de las serranías que constituyen las últimas estribaciones del Subandino, que es la zona donde se producen las precipitaciones más elevadas (alrededor de $1.000 \frac{mm}{año}$) de la región, lo cual da lugar a la recarga por infiltración de los acuíferos. El agua de lluvia se infiltra a través de los sedimentos arenosos pertenecientes al Terciario, produciéndose la recarga de los acuíferos subterráneos por infiltración.

La precipitación pluvial también produce recarga en las cañadas del abanico aluvial, mediante infiltración a través de los sedimentos cuaternario-terciarios. Los cursos de agua superficiales tienen influencia básicamente en la zona de recarga, piedemonte y llanura, parte del agua que escurre es utilizada para riego, consumo humano y parte se infiltra aportando a los acuíferos, el río Pilcomayo con agua permanente durante todo el año, aporta en forma continua a los acuíferos del abanico aluvial de Ibibobo, recargando los mismos, asimismo es fuente de recarga de los acuíferos que se encuentran en ambos

márgenes del mismo y que son explotados mediante pozos someros, extrayendo agua de buena calidad.

- La principal fuente para la recarga de los acuíferos, sería la precipitación pluvial, la cual a través de la posterior infiltración derivaría hacia determinados niveles de agua subterránea, a través de una circulación en sedimentos paleozoicos Triásico-Cretácicos, Terciarios y Cuaternarios, que tendrían carácter intersticial.
- Dentro del armazón geomorfológico regional, existiría una correspondencia entre la tendencia superficial del desplazamiento del agua, según un control estructural riguroso y su continuidad en la recarga hacia los niveles inferiores del subsuelo.
- Se considera evidente que la tendencia predominante en la dirección del flujo del agua, ya dentro de los niveles del subsuelo, sería de carácter descendente desde los flancos de los anticlinales hasta el seno de los sinclinales, donde se produciría la mayor acumulación de los volúmenes de agua y el establecimiento del gradiente hidráulico regional. Como consecuencia de esta situación las mayores acumulaciones de los volúmenes de agua subterráneos, se encontrarían en la dirección de los ejes sinclinales regionales.

4.5.7.1. Balance Hídrico

En una cuenca hidrográfica la oferta de agua compuesta por las precipitaciones y los escurrimientos aguas arriba es en parte evaporada y evapotranspirada, y el remanente escurre aguas abajo. En el país, se calcularon balances hídricos para varias cuencas menores. El cálculo del balance hídrico que contempla la recarga y descarga en función

de los parámetros climáticos e hidráulicos permite conocer el volumen de agua que puede ser utilizado o explotado sosteniblemente. En otros casos, permite conocer el caudal mínimo que se requiere para que lagunas o reservorios de agua no se sequen. En el río Caigua, que es parte de la área de recarga en el subandino, existe déficit del recurso hídrico para riego a partir del mes de mayo hasta octubre lo cual demuestra lo crítico que es la zona, por lo que los agricultores de la región sólo pueden aprovechar una sola época del año para poder sembrar. Esta situación es similar en los ríos Tarairi y Caiguami ubicados como el anterior al norte de la ciudad de Villamontes.

4.5.7.2. Área de Descarga

Las descargas de las aguas subterráneas en tanto, se producen, a través de numerosos manantiales que se sitúan en los flancos de las serranías y aportan a sus niveles de base locales. Dichos manantiales alumbran a la superficie ya sea a través de un estrato portador que ha sido cortado por un proceso erosivo o un disloque tectónico, o a través de permeabilidad secundaria (lineamientos, diaclasas o fallas), que conectarían el acuífero conductor con la superficie libre del terreno, la descarga también se produce a través de pozos perforados en el piedemonte y la llanura chaqueña.<

En el tramo que abarca desde la Ciudad de Yacuiba hasta el cruce del camino carretero (Villamontes –Tarija), el agua aflora directamente sobre la superficie, ocasionando zonas de inundación, en la ciudad de Yacuiba se han registrado e identificado pozos de agua surgente que también es parte de la descarga de los acuíferos subterráneos locales, superficiales, las descargas de los acuíferos profundos se observan en la zona del Chaco paraguayo en la zona de Monte Lindo. (gutierrez, 2004)

4.5.8. TIPOS DE ACUÍFEROS

La hidrogeología del Chaco Tarijeño puede definirse como un sistema acuífero multicapa, con acuíferos interconectados e interdigitados. De acuerdo al sector se presentan acuíferos libres, semiconfinados o confinados. (Pasig, 1988) . En el área del valle de Yacuiba, las condiciones para la extracción de agua subterránea (tanto en cantidad como calidad) son notablemente mejores que en el resto del Chaco.

Esto es como consecuencia de las buenas condiciones de recarga (con precipitaciones medias de 1000 mm anuales) y presencia de acuíferos de importantes rendimientos. En los sectores de paleocanales o cañadas del cono aluvial del río Pilcomayo, los acuíferos son de características libres y/o semiconfinados superficiales (ubicados entre los 130 - 150 metros de profundidad). Se presentan como lentes de agua dulce, generados a partir de capas sedimentarias lenticulares de materiales gruesos, con una reducida continuidad horizontal. La recarga a éstos acuíferos se produce a través del agua del río Pilcomayo y también por infiltración local del agua meteórica que se acumula en grandes cantidades en las cañadas. El agua subterránea extraída en estos sectores ha dado edades comprendidas entre 700 y 4.000 años, lo que indica la presencia de agua relativamente joven. Estas áreas son favorables para la perforación de pozos y la extracción de agua dulce, cuyos caudales de explotación varían entre 1 y 3 Litros por segundo aproximadamente. En los sectores de paleo terrazas del cono aluvial del río Pilcomayo, se ha detectado un nivel acuífero de buena continuidad areal, ubicado entre los 110 y 120 metros de profundidad y que contiene agua de elevada salinidad, con conductividades eléctricas del agua superiores a los 5.000 ($\frac{\mu S}{cm}$). Según los datos isotópicos obtenidos, la edad convencional de estas aguas se encuentra comprendida

entre 14.000 y 20.000 años (consideradas fósiles), siendo su fuente de recarga el río Pilcomayo. Los perfilajes eléctricos realizados en las diferentes perforaciones, han demostrado que hacia profundidad la calidad del agua mejora notablemente (agua dulce). En estos sectores también se ha podido efectuar una correlación entre la densidad de vegetación existente, los tipos de suelos imperantes y las características químicas del agua subterránea.

En el sector de puesto Camotero, al sudoeste de la población de Crevaux, se ha detectado una anomalía hidroquímica importante, cuya extensión y dimensiones aún no están bien definidas. La misma se presenta como una cuña de 30 a 50 metros de espesor, ubicada entre los 50 y 110 (m) bajo Suelo cuyos acuíferos contienen agua de elevada salinidad con conductividades eléctricas del agua de hasta $2.800 \left(\frac{\mu S}{cm}\right)$. . En los acuíferos más profundos la calidad del agua mejora notablemente, donde se encuentra agua dulce.

En el área de la llanura chaqueña y elevaciones terciarias, los acuíferos son de características semiconfinados y/o confinados profundos, ubicados a partir de los 180 - 200 metros de profundidad. Las aguas subterráneas son dulces, no superando los $1500 \left(\frac{\mu S}{cm}\right)$. de conductividad eléctrica y los pozos existentes en el área no superan generalmente los $3 \left(\frac{L}{seg}\right)$. de caudal. Esta misma situación se presenta en el área de valle y piedemonte, con la diferencia que los acuíferos existentes están constituidos por sedimentos más finos, por lo que los caudales de producción de agua pueden ser algo menores.

4.5.9. CALIDAD DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

En la zona norte del Chaco Tarijeño, existe un paquete sedimentario de gran potencia, que se extiende hasta aproximadamente 160 (m) bajo el suelo. y que está constituido por gran cantidad de niveles arcillosos, intercalados por algunas capas de arena fina y la presencia de algunos horizontes de calizas y margas (según lo descrito en el informe del pozo “El Palmar” de YPFB). Los acuíferos que pudiesen existir en estos niveles son de poca importancia hidrogeológica y posiblemente con contenido de agua salobre. Esto puede corroborarse también mediante los resultados de la prospección geofísica realizada en el lugar y que ha dado valores de resistividad eléctrica no superiores a los 13 (ohmm) para las formaciones ubicadas entre los 30 y 160 (m) de profundidad (GARABITO et al., 1994) (Pasig, 1998). A partir de los 160 metros de profundidad aparece una sucesión de acuíferos semiconfinados y confinados de excelentes rendimientos (con caudales de hasta $3.5 \frac{L}{seg}$. registrados en el pozo Quintín Ortiz), constituidos por 80 a 90 % de arenas medias a gruesas y 10 a 20 % de arcillas. Estos acuíferos tienen continuidad incluso hasta los 400 (m)

La calidad química del agua subterránea de éstos acuíferos profundos (a más de 160 m.) es dulce, con agua de características bicarbonatadas(Pasig, 1998).

En general en el Gran Chaco, la calidad química de las aguas subterráneas es el factor limitante para su utilización doméstica, ganadera y agrícola. La presencia en la mayor parte del área de aguas con elevados contenidos de sales se debe a que entre los sedimentos que rellenan la cuenca se encuentran sales evaporíticas (principalmente Yeso) que por su solubilidad dan origen a aguas salobres o saladas.

En su gran mayoría, el agua subterránea obtenida de los diferentes pozos en el Chaco Tarijeño es apta para consumo humano, riego y ganado. En algunos sectores, como el área de paleoterrazas del cono aluvial del río Pilcomayo y en los alrededores al puesto de Camotero, existen algunas restricciones para uso humano y riego, lo que se debe fundamentalmente a la elevada salinidad del agua contenida en los acuíferos someros, ubicados hasta los 140 metros de profundidad. La contaminación hídrica en la zona del subandino, alcanza niveles peligrosos debido principalmente a la actividad petrolera, comparando datos de calidad de los recursos hídricos de antes y después de esta actividad se tiene que, muchos cursos de agua se encuentran en plena degradación, tomando en cuenta las normas de calidad del recurso agua, la cantidad de hidrocarburos presentes debe ser cero. Sin embargo, en estas fuentes existe desde cantidades ínfimas hasta considerables de hidrocarburos totales. Por su grado de contaminación e importancia se tiene que los ríos Ipa, La Lima y Los Monos presentan cantidades superiores a $0.25 \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}}\right)$. , Tahiguati, Tarairí y Caigua con 0.1 a $0.25 \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}}\right)$. , en otros cursos menores ubicados al norte de la ciudad de Villa Montes las fuentes de agua no presentan restos de hidrocarburos (Gutierrez, 2004)

- Acre
- Abuna
- Itenez
- Madre de dios
- Beni
- Mamoré
- Orthon
- Izozog

Características

Se diferencia de la occidental porque sus ríos son largos, caudalosos y navegables en gran parte de su curso.

La mayoría de ellos esta enriquecida por numerosos afluentes que les confieren ese carácter de navegabilidad, convirtiéndolos en factores útiles a la comunicación, en cuyos márgenes la vida humana, animal y vegetal se desarrolla sin mayor dificultad.

El oriente, casi desconectado por falta de carreteras, ofrece la ventaja de sus ríos como vías de comunicación, al mismo tiempo que beneficiosos, estos ríos constituyen una amenaza por la inestabilidad de su cauce y de su caudal, ya que en épocas lluviosas, se desbordan e inundan las regiones aledañas, o cambian su curso, causando grandes calamidades en ambos casos. La presencia de cachuelas, originadas por las rocas del Escudo Chiquitano, impide que sean navegables en toda su extensión.

Los lagos y lagunas se originan por los desbordes citados anteriormente; los que se producen en terreno arenoso forman esteros, bañados o curiches, abundantes en la zona y útiles para la agricultura. La bifurcación y meandros de estos ríos ocasionados por aumento de caudal o por desniveles del terreno, forman islas que son numerosas en estas vertientes.

Esta cuenca exorreica, que es la más importante en nuestro país, comprende las aguas de infinidad de ríos tributarios que, en su mayor parte, bajan desde las cordilleras Central y Oriental y otros desde las vertientes de valles y llanuras. Los nombrados en primer término son llamados, en sus orígenes, ríos jóvenes, por ser violentos y torrentosos; cuando llegan a las llanuras se convierten en ríos adultos que corren mansamente, depositando enormes volúmenes de sedimentación, razón por la que varían de curso causando inundaciones y formando, lagos, lagunas y curiches o pantanos.

Lagos y lagunas

El territorio que abarca esta enorme cuenca está conformado de infinidad de lagos, lagunas, y curiches. Algunos de los más importantes son:

Pando: Fortaleza, Morillo, Venecia, Todos Santos, Mentirosa, Candelaria, Nueva, Santa Elena, Ibiria, Mangal, y Progreso.

Beni: Tumichucua, Altos Verdes, Capiguara, Rogagua, Pato, Yusala, La Dichosa, Rojo Aguado o Rogaguado, Agua Clara, Ginebra, Huachunas o Huatunas, Caimanes, San Nicolás, Verde, Carrera, Palometa, Pancha, Las Abras, Domingo, Suárez, Benjamín, Medalla, Santiago, Los Arroyos, San Ramón, Vivosi, Las Conchas, Navidad, Maracaibo, San José N., San Jerónimo, Larga, Verde, Nuevo Mundo, Viborilla, San José S., Tapada, Bolivia e infinidad de lagos y lagunas sin nombre en la provincia de Moxos.

Cochabamba: San Onofre, Seca, Grande, Playón, Corani, Larati, Alalay, Parco Khocha y Pilahuito. Santa Cruz: Taborga, Negra, Concepción, del Combate, Rey, Kacupa, La Cueva, Alberto, Bella Vista, Bahía, Marfil, Cusis o Aguazú y El Gran Curiche o Bañados del Izozog. (Educa.com.bo, s.f.)

4.6.1. SUBCUENCA ITENEZ

La cuenca del río Iténez-Guaporé forma parte de la cuenca alta del río Madera, importante afluente del río Amazonas, siendo una de las varias cuencas bipartitas entre Bolivia y Brasil. Se ubica entre los 12° a 20° S, y 58° a 66° W; su área de drenaje es de 303 000 (km^2), correspondiendo al 28% de la superficie de la cuenca Madera. (Pouilly & Beck, 2004).

Es una ecoregión de agua dulce en Sudamérica (Abell et al., 2008) (código 319), hallándose entre las de alta diversidad acuática. En Bolivia, es una de las subcuencas más extensas ya que su área de drenaje es de 207.901 (Km^2), que representa el 18.9% de la superficie del país.

La cuenca Iténez en Bolivia presenta particularidades únicas en relación a las otras cuencas amazónicas del país (por ejemplo Madre de Dios, Beni, Mamoré) pues a diferencia de estas, tiene un solo afluente proveniente de los Andes, siendo una red de drenaje casi exclusivamente de tierras bajas. Por otra parte, es la única cuenca que drena varias unidades fisiográficas y geológicas, siendo también la única que drena casi la totalidad del Escudo Precámbrico en Bolivia. Los anteriores aspectos contribuyen con seguridad a generar una gran variabilidad ambiental, la cual es el origen de su elevada biodiversidad.

Sin embargo, a pesar de su importancia, es una de las cuencas menos conocidas en la Amazonia boliviana, por lo cual el presente trabajo pretende aportar con una descripción ecológica sinóptica de la cuenca y de sus ambientes acuáticos. (Van Damme, Maldonado, Pouilly, & Doria, 2013)

4.6.1.1. Rasgos Hidrográficos de la Subcuenca de Itenez o Guaporé

El río Iténez o Guaporé nace en la Serranía Dos Parecis en el Estado de Mato Grosso de la República Federal de Brasil, por las inmediaciones de la población de Catamarca. Se convierte en el límite natural entre Bolivia y Brasil escurriendo de este a noroeste a lo largo de 850 km, hasta desembocar en el río Mamoré, en las proximidades de Puerto Avaroa (Bolivia) y Sorpresa (Brasil). (SNHN, 1998)

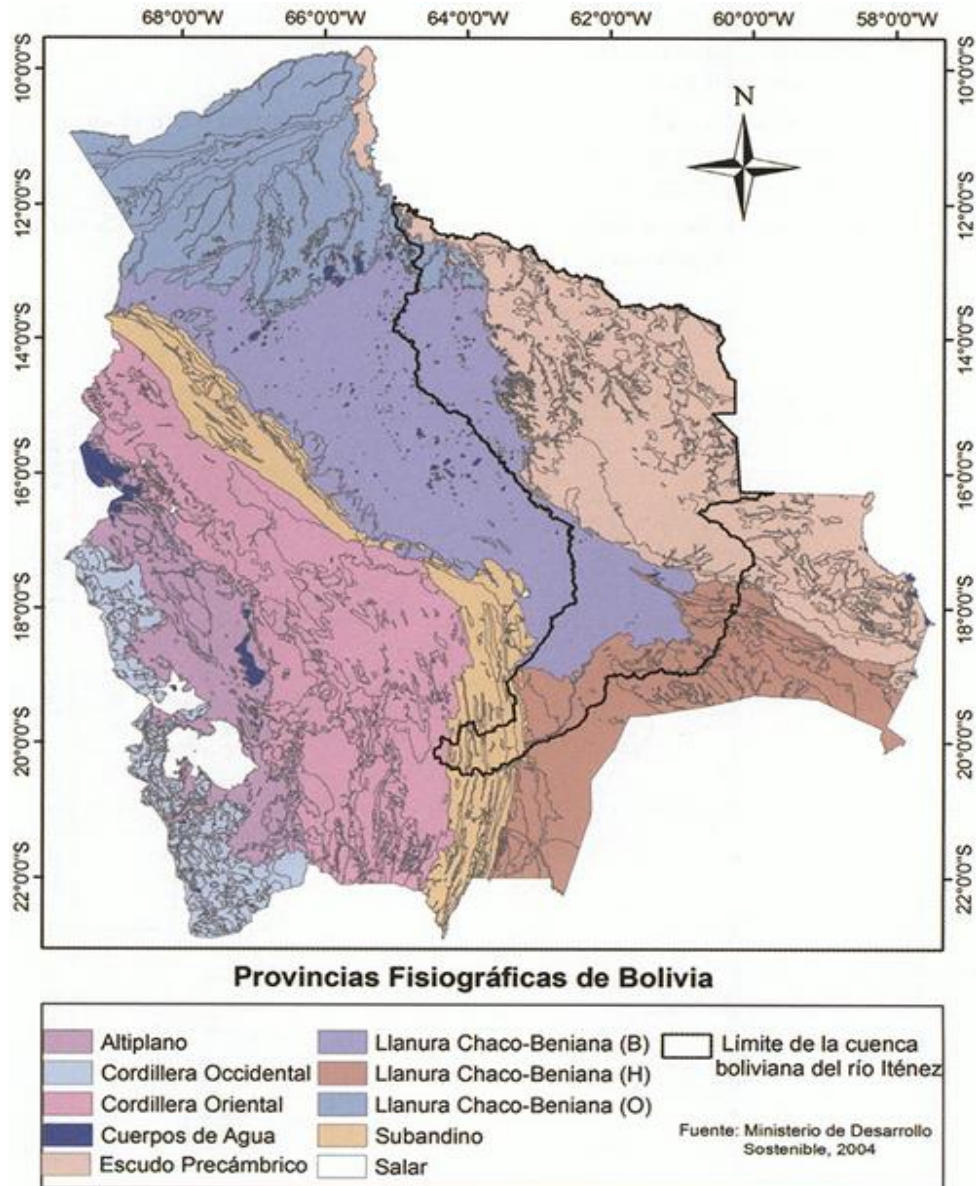
En Bolivia se encuentra la porción oeste de la cuenca, ubicándose en los departamentos del Beni (provincias Marbán, Cercado, Iténez y Mamoré), Santa Cruz (provincias Guarayos, Ñuflo de Chavez, J.M. de Velasco, Chiquitos, Cordillera) y de Chuquisaca (provincias Luis Calvo y Hernando Siles). Por su margen derecha y en territorio brasileño, tiene como afluentes a los ríos Cumutripiano, Cautarinho, Manuel Correia, Bacabalzinho, Sao Simao ou Branco, Dos Veados, Santa Cruz, Pimenteira, Branco ou Cabixi y Da Pedra entre otros.

Por su margen izquierda y en territorio boliviano, son los ríos Itonamas, Blanco o Baures, Curichal, San Simón, Paraguá, Paucerna, Verde y el Curichón . (SNHN, 1998)

El río Itonamas nace sobre los Andes como río Parapetí, en la Provincia Azurduy de Chuquisaca. Escurre en dirección noreste por 570 km, hasta afluir en los bañados del Izozog, que se encuentran localizados en las provincias Chiquitos y Cordillera del Departamento de Santa Cruz. Estos bañados tienen una superficie de 7 590 Km², constituyendo un gran cuerpo de aguas someras, del cual nace la Quebrada Porvenir que da continuidad al río Itonamas. A partir de esta quebrada, el río cambia de nombres a río Quimome, San Julián o San Miguel, San Pablo, hasta que finalmente se denomina río Itonamas. Su trayecto completo es de 1.451 km. Su principal afluente es el río

Machupo con una trayectoria de 380 km desde sus nacientes en las llanuras de la provincia Marbán del Beni (SNHN, 1998)

Figura 4.8: Provincias Fisiográficas de Bolivia



Fuente: Tomado de Aguas del Itenez o Guaporé, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil), 2013

El río Blanco es otro de los importantes afluentes del río Iténez; nace como Zapocó de Concepción, en la provincia Ñuflo de Chávez del Departamento de Santa Cruz. En su trayectoria se bifurca con su brazo derecho llamado río Negro de Baures y con el izquierdo como Blanco; su longitud es de 678 (km) hasta su desembocadura en el Iténez. Su principal afluente es el río San Martín, que nace también en la provincia Ñuflo de Chávez; su longitud es de 550 (km) hasta desembocar en el río Blanco, cerca de la población de Bella Vista. Uno de sus afluentes importantes es el río San Joaquín (SNHN, 1998)

El río Paraguay por su parte se origina en la provincia José M. de Velasco de Santa Cruz, cerca de la ciudad de San Ignacio de Velasco. Su recorrido total es de 500 km hasta desembocar en el río Iténez. (SNHN, 1998)

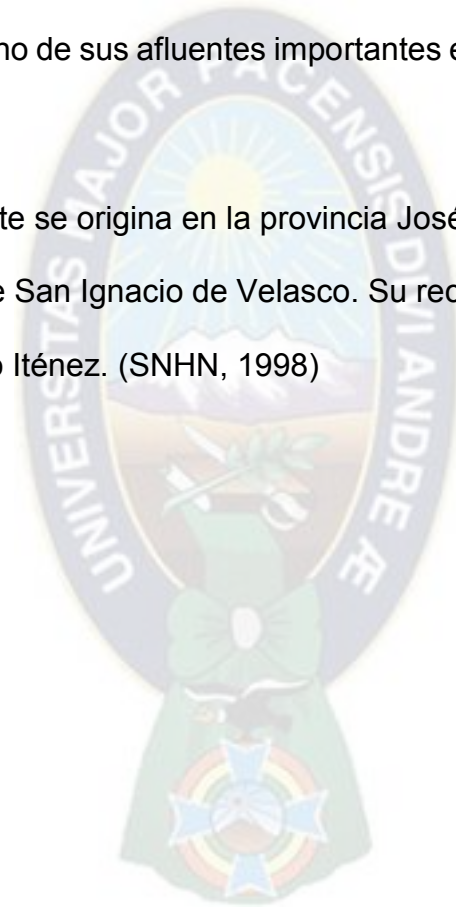
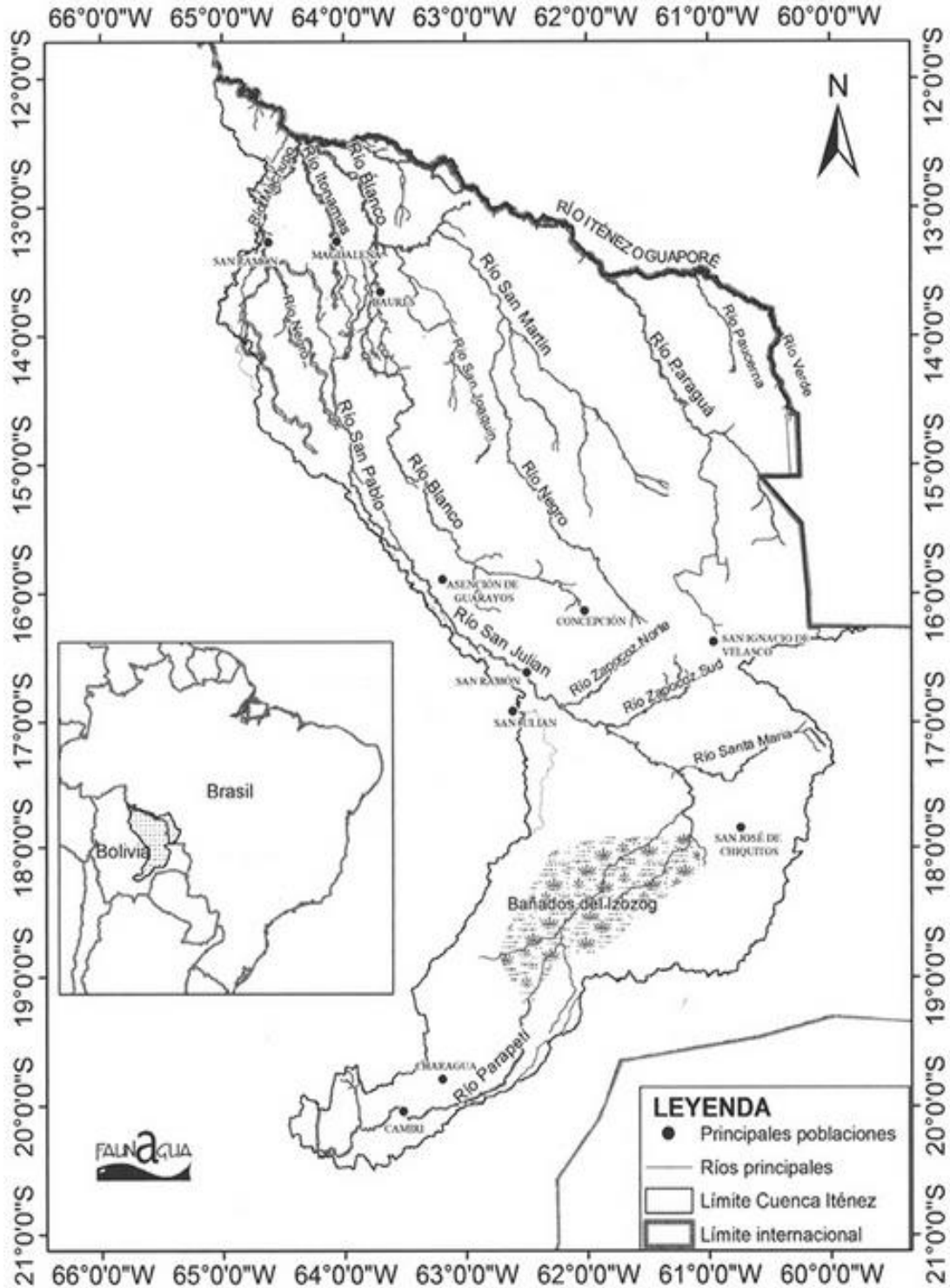


Figura 4.9: Mapa Hidrográfico de la Cuenca del Río Itenez en Bolivia



Fuente: Tomado de Aguas del Itenez o Guaporé, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil), 2013

4.6.1.2. Clasificación Ecológica de los Ambientes Acuáticos del Río Itenez

Como se mencionó anteriormente, la cuenca Iténez muestra una alta variabilidad ambiental que se refleja en los ambientes acuáticos presentes. Una descripción ecológica de los mismos precisa de la clasificación que se presenta a continuación.

En primer nivel y de la forma más elemental, los ambientes acuáticos continentales, tradicionalmente referidos como de “agua dulce”, se clasifican en tres grupos (Odum E.P. & Barrett G.W., 2006) (Tabla 4.1):

- Ambientes lenticos: de agua estancada o quieta (de lenis = calma), que incluyen a los lagos, lagunas, charcas, etc.
- Ambientes lóticos: de agua corriente (de lotus = lavado), como ríos, manantiales, arroyos, etc.
- Humedales: área cubierta por agua poco profunda por lo menos durante una parte del año, por lo cual los suelos están saturados de agua, ya sea permanente o estacional mente, como los pantanos, marismas y bosques aluviales estacionalmente inundados.

Las diferencias entre los ambientes lóticos y lénticos se refieren a una tríada de condiciones:

- a) la corriente es un factor dominante y limitante mucho más importante en los ríos
- b) el intercambio entre la tierra y el agua es relativamente más extenso en los ríos, es decir son ecosistemas abiertos
- c) la concentración de oxígeno es más alta y uniforme en los ríos, y estos presentan poca o ninguna estratificación térmica o química (Odum E.P. & Barrett G.W., 2006)

Cuadro 1. Datos climáticos en diferentes sitios de la cuenca Iténez (en base a Navarro & Maldonado, 2002).

Tabla 4.1: Datos Climáticos en Diferentes Sitios de la Cuenca Itenez

Lugar	Subcuenca	Altitud (m)	Precipitación anual promedio (mm)	Temperatura anual promedio (°C)
Concepción	Blanco-San Martin	490	1093	24.4
Ascensión de Guarayos	Blanco-San Martin	247	1566	24.8
Magdalena	Itonamas	141	1707	26.3
San José de Chiquitos	Itonamas	280	1561	25.2
Huarirenda (Izozog)	Parapetí	500	513	24.6
Camiri	Parapetí	810	800	22.7
Monteagudo	Parapetí	1130	929	19.9

Fuente: Tabla en base a Datos de Navarro & Maldonado, 2002

Los humedales por su parte son ecosistemas de transición entre los sistemas terrestres típicos y los acuáticos profundos (lagos o mares) o de agua fluyente (ríos); son unidades funcionales que se denominan ecotonos y tienen características propias. Se distribuyen a lo largo de un gradiente de humedad en el suelo, incluyendo desde suelos permanentemente inundados hasta otros saturados de agua periódicamente, por tanto

solo crecen plantas tolerantes a suelos anóxicos (deficientes en oxígeno) como las hidrófilas e hidrófitas (R.L. & T., 2001)

Las categorías descritas anteriormente pueden a su vez dividirse en un segundo nivel, de acuerdo a criterios geomorfológicos, hidroquímicos, ecológicos, etc.

Los ambientes lénticos pueden distinguirse por el origen de su cubeta que da lugar a diversos tipos geomorfológicos que determinan la naturaleza del drenaje, entrada de nutrientes, volumen de agua y tasa de renovación, así como su productividad y otras características funcionales (R.G., 1981). (F, 1988) Se reconocen numerosos tipos de origen, los más comunes corresponden a nueve grupos (tectónico, glaciar, volcánico, eólico, fluvial, orgánico, por aludes, costero, cárstico). Debido a que en la cuenca Iténez solamente están representados los de origen tectónico y fluvial, en la tabla 6 solo se hace referencia a ellos. En el caso del origen tectónico se trata de depresiones formadas por movimientos de la corteza terrestre y, en el del origen fluvial, son formados por la actividad de los ríos, ya sea por procesos destructivos a causa de la erosión u obstructivos a causa del depósito de materiales (R.G., 1981). (F, 1988)

Los ambientes lóxicos pueden clasificarse por varios criterios, los más usados son los morfológicos que permiten diferenciar dos tipos generales (Schafer, 1985) (Tabla 4.1):

Ríos de montaña, que discurren por pendientes elevadas, con alta velocidad y consecuentemente procesos de erosión predominantes

Ríos de planicie, caracterizados por el bajo declive y procesos predominantes de erosión lateral y acumulación. La mayoría de los ríos presenta una mezcla entre estos dos tipos, pues su curso superior puede estar en una zona montañosa y el curso inferior en la planicie, con su desembocadura en el mar o en otro río.

En cuanto a los humedales, generalmente se clasifican en tres categorías (R.L. & T., 2001)

De depresión, que se forman en cubetas someras y pueden ser desde simples depresiones hasta charcas y lagunas De ribera, a lo largo de orillas poco profundas y periódicamente inundadas por ríos y arroyos Costeros, a lo largo de las costas de grandes lagos y mares.

En la cuenca Iténez se presentan los dos primeros tipos (Tabla 4.2).

En un tercer nivel, los ambientes lénticos de origen tectónico pueden diferenciarse por su formación, ya sea por movimientos epirogenéticos o por fallas. En la cuenca Iténez se presentan los formados por fallas. Los ambientes de origen fluvial pueden ser lagunas de barrera (un afluente o un sector del río ha sido obstruido por barreras de sedimentación), lagunas meándricas (formadas cuando un meandro es abandonado por el curso principal río y se obstruye aislándose del mismo), lagunas de inundación (depresiones en la llanura de inundación que reciben agua de desborde del río)

Los ambientes lóticos pueden diferenciarse adoptando la clasificación de Giller & Malmqvist (1998) en corrientes de tamaño pequeño a mediano, con substrato grueso, poco profundos, con secuencias de pozas y rabiones y caudal variable en espacio y tiempo ambientes torrentosos y cascadas, asociados a altas pendientes y velocidad del agua, substrato muy grueso entre rocas y bloques, lecho escalonado arroyos de gran latitud y altitud, caracterizados por las condiciones extremas, especialmente en temperatura y baja disponibilidad de recursos alimenticios arroyos intermitentes y temporales; en los primeros el agua desaparece por sectores y aparece en otros en forma de pozas. Cuando todo el lecho queda seco por más de tres meses, se tornan temporales

ríos en regiones áridas, con caudales altamente impredecibles y variables que dependen de la precipitación, generalmente salinos ríos grandes con llanuras de inundación, sistemas muy complejos en que la llanura adyacente al río se inunda periódicamente por el desborde del mismo, predominan los procesos laterales de intercambio sobre longitudinales. Los humedales por su parte se pueden diferenciar por la vegetación que los caracteriza. Existen numerosas clasificaciones de humedales, funcionalmente de acuerdo a la permanencia del agua en un ciclo anual en permanentes y estacionales (Horne & Goldman, 1994)

En un cuarto nivel (Tabla 4.2), para los ambientes lóticos y lénticos de tierras bajas (no andinos), se pueden diferenciar categorías usando el criterio hidroquímico tradicional para las aguas amazónicas de tierras bajas, propuesto por (Sioli, 1975) debido a su estrecha relación con la dinámica ecológica de los ambientes acuáticos y de sus llanuras de inundación. Este autor reconoce en la Amazonia central tres categorías de aguas: blancas, claras y negras, caracterizadas de la siguiente manera (Junk et al., 1997):

Aguas blancas: tienen un color marrón proveniente de la alta concentración de material suspendido. Son aguas ricas en minerales disueltos y tienen valores de pH cercanos a la neutralidad. Los materiales suspendidos y disueltos provienen de los procesos erosivos de los Andes.

Aguas negras: son aguas transparentes de color oscuro debido a la alta cantidad de sustancias disueltas húmicas. Estas sustancias son formadas principalmente en suelos podzólicos. Son aguas ácidas y la cantidad de sustancias disueltas inorgánicas son bajas.

Aguas claras: son aquellas que derivan de áreas poco erosionadas. Sus aguas son transparentes y pueden ser verdosas. El pH varía desde ácido a neutro, dependiendo de la geología de la cuenca. La cantidad de minerales disueltos es baja a intermedia.

Esta clasificación ha sido aplicada en la Amazonia boliviana, con ajustes a las condiciones locales y con diferentes criterios; por ejemplo, Navarro (2003) diferencia los tres tipos descritos además de una categoría de aguas mixtas, Barbosa et al. (1999) reconocen aguas blancas, negras y blancas turbias, Ibáñez & Pouilly (2004) diferencian aguas de origen andino, aguas de planicie y aguas Intermedias. Para la cuenca del río Itenez en particular Maldonado distinguen aguas blancas y claras, categorías que serán utilizadas en el presente trabajo.

Los humedales en un cuarto nivel de categorización se diferenciarán de acuerdo al tipo estructural de vegetación, reconociéndose bosques, sabanas, palmares, complejos de vegetación ribereña y complejos de vegetación acuática y palustre (pantanos) (Tabla 4.2) Para esta clasificación se utilizó como base la descripción de la vegetación de Bolivia de Navarro & Ferreira (2007). Los bosques se desarrollan en una variedad de condiciones edafológicas, desde los suelos estacionalmente anegados de agua hasta los permanentemente inundados, encontrándose desde bosques higrofiticos hasta bosques pantanosos. Los palmares también pueden estar acompañados con otra vegetación arbórea, pero son las palmas las que definen la estructura de la vegetación. Las sabanas pueden ser herbáceas, arbustivas o arboladas, hidrofíticas estacionales, anegables, inundables o higrofiticas. La vegetación ribereña se presenta como un complejo ya que puede mostrarse desde simple vegetación herbácea hasta complejos sucesionales de bosques y arbustales que se inundan y reconstruyen en función de las

crecidas de los ríos. Por último, la vegetación acuática y palustre caracteriza los típicos pantanos, como ambientes permanentemente anegados o inundados, y que pueden tener vegetación enraizada, flotante o leñosa. (Van Damme, Maldonado, Pouilly, & Doria, 2013)

Tabla 4.2: Clasificación de los Ambientes Acuáticos de la Cuenca Itenez en Bolivia

I nivel	II nivel	III nivel	IV nivel
1. Lénticos	1.1 De origen tectónico	1.1.1 Originados por fallas	a) De aguas blancas b) De aguas claras
	1.2 De origen fluvial	1.2.1 De barrera	a) De aguas blancas b) De aguas claras
		1.2.2 Meándricas	a) De aguas blancas b) De aguas claras
		1.2.3 De inundación	a) De aguas blancas b) De aguas claras
2. Lóticos	2.1 De montaña	2.1.1 Corrientes de tamaño pequeño a mediano	
		2.1.2 Arroyos intermitentes y/o temporales	
		2.1.3 Ambientes torrentosos y cascadas	
	2.2 De llanura	2.2.1 Corrientes de tamaño pequeño a mediano	
		2.2.2 Arroyos intermitentes y/o temporales	
		2.2.3 Ríos con llanura de Inundación	a) De aguas blancas b) De aguas claras
3. Humedales	3.1 De depresión topográfica	3.1.1 Permanentes	a) Bosques b) Palmares c) Sabanas d) Pantanos

		3.1.2 Estacionales	a) Bosques b) Palmares c) Sabanas
	3.2 Ribereños	3.1.1 Permanentes	a) Bosques b) Sabanas
		3.1.2 Estacionales	a) Bosques b) Palmares c) Sabanas

Fuente: Aguas del Itenez o Guapore, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil), 2013

4.6.1.3. Regionalización Ecológica de la Cuenca del Rio Itenez en Bolivia

A nivel de Bolivia, se cuentan con los sistemas de regionalización propuestos por Navarro (1999), Wasson et al. (2002), Navarro & Maldonado (2002) y Van Damme et al. (2005). La primera propuesta define unidades biogeográficas, la segunda y tercera hidroecoregiones establecidas por criterios fisiográficos, geológicos y climáticos. La cuarta establece como unidades básicas las subcuencas que se dividen en Sistemas Ecológicos Acuáticos (SEA) en función a criterios hidrográficos, geofísicos y bioclimáticos. La tabla 4.3 muestra la equivalencia de las unidades en tres de las anteriores propuestas, utilizándose como referencia básica la propuesta de SEA de Van Damme et al. (2005), pues parte del marco hidrográfico de la cuenca (Fig. 4.9).

Como se observa en la Tabla 4.3, existe una superposición clara entre las regionalizaciones anteriormente citadas, por lo cual, utilizando la referencia geográfica de los SEA, se realizará la descripción ecológica de las unidades presentes en la cuenca Iténez, siguiendo una secuencia en dirección del drenaje.

Tabla 4.3: Comparación de Las Unidades de Regionalización Ecología Propuesta para la Cuenca de Iténez en

Bolivia

Van Damme et al. (2005)	Navarro & Maldonado (2002)	Wasson et al. (2002)
SEA Llanura Aluvial Itonamas-Machupo	HER Llanuras Aluviales de Tierras Bajas: Sector Pluviestacional	Dominio: Llanos del Beni HER 1 nivel: • Sabanas lateríticas de Llanos • Sabanas alcalinas de llanos (sabanas alcalinas de palmeras) • Bosques inundables de llanos (bosque húmedo perichiquitano)
SEA Llanura de inundación Iténez	HER: Escudo Brasileño Sector Llanuras Aluviales del Escudo	Dominio: Escudo húmedo HER 1 nivel: • Escudo húmedo bajo (Depresiones aluviales) • Azonal: humedales (Humedales del escudo)
SEA Penillanura baja	HER: Escudo Brasileño, Sector Penillanura Laterítica	Dominio: Escudo húmedo HER 1 nivel: Escudo húmedo bajo (Penillanura húmeda boscosa)
SEA Meseta de Huanchaca	HER: Escudo Brasileño Sector Serranías y Mesetas Chiquitanas	Dominio: Escudo subhúmedo HER 1 nivel: Escudo subhúmedo alto (Meseta del Cerrado)
SEA Penillanura alta	HER: Escudo Brasileño Sectores: • Penillanura laterítica • Serranías y Mesetas Chiquitanas	Dominio: Escudo subhúmedo HER 1 nivel: Escudo subhúmedo alto (Penillanura subhúmeda estacional y Serranías subhúmedas)
SEA Serranías Chiquitanas	HER: Escudo Brasileño Sector: Serranías y Mesetas Chiquitanas	Dominio: Escudo subhúmedo HER 1 nivel: Escudo subhúmedo alto (Serranías subhúmedas)
SEA Llanura aluvial Parapetí	HER Llanuras Aluviales de Tierras Bajas: Sector Xérico	Dominio: Llanura del Chaco HER 1 nivel: Llanura seca del Chaco (Llanura xérica del Chaco y Serranías Chiquitanas)
SEA Llanura de inundación Parapetí-Izozog	HER Llanuras Aluviales de Tierras Bajas: Sector Xérico	Dominio: Llanura del Chaco HER 1 nivel: Azonal-Humedales del Chaco

SEA: Subandino Parapetí	HER Cordillera Oriental Niveles: • Montano y Subandino Pluviestacional • Piedemonte xérico	Dominios: Subandino y Andino Seco HER: 1 nivel • Subandino peri-chaqueño (Seco) • Yungas peri-chaqueños
-------------------------	--	--

Fuente: Aguas del Itenez o Guaporé, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil), 2013

4.6.1.4. SEA Subandino Parapetí

Incluye las nacientes y afluentes del río Parapetí que discurren sobre la Cordillera Oriental Andina, desde altitudes mayores a 3.000 (m) hasta aproximadamente 300 (m) en que el río Parapetí desemboca en la Llanura Chaqueña. Estos afluentes andinos discurren por las dos unidades geofísicas descritas para la cordillera: el macizo montañoso encima de los 2.000 (m), y la faja subandina debajo de los 2.000 (m). En esta región hay una alternancia de bioclimas pluvial y xérico, con predominio de zonas pluviales en las zonas más altas y xéricas en las partes más bajas (Navarro & Maldonado, Geografía Ecológica de Bolivia, Vegetación y Ambientes Acuáticos, 2002)

El paisaje acuático dominante es el de ríos de montaña, y entre ellos, ríos de tamaño pequeño a mediano, algunos ríos torrentosos y cascadas generalmente en las nacientes, y arroyos estacionales y/o temporales particularmente en las zonas xéricas. Estos ambientes han sido poco estudiados; de los pocos conocidos se puede indicar que discurren por valles estrechos, con pendientes menores a 10/1000, sustrato grueso compuesto principalmente por piedras, gravas y cascajos; sus aguas son meso a hipermineralizadas (conductividad mayor a 300 $\frac{\mu S}{cm}$) de tipo bicarbonatado-sulfatado-cálcico-sódico, tienen pH mayor a 8 y una elevada concentración de sólidos suspendidos

(100 a 250 mg/1) (Wasson et al., 2002; Maldonado & Goitia, datos no publicados) (Fig. 4.11).

No se conocen referencias de ambientes lénticos, y entre los humedales, poco conocidos, se pueden citar los ribereños estacionales consistentes en bosques de *Blepharocalyx salicifolius*, bosques ribereños de sauce (*Salix humboldtianum*), acacia (*Acacia macracantha*) y otros (Navarro & Ferreira, Mapa de la Vegetación de Bolivia, 2007)

Figura 4.10: Rio Parapetí



Fuente: Tomado de Rene Quenallata Paredes, Spanish.xinhuonet.com, 2020

4.6.1.5. SEA Llanura Aluvial Parapetí

Se ubica sobre la Llanura Chaqueña con bioclima xérico, por lo cual es una zona arreica por excelencia, con restos de cursos fluviales temporales que nacen y mueren en la llanura, siendo el río Parapetí el único curso de agua permanente debido a que se origina en los Andes y que conforma un SEA particular que será descrito en el siguiente apartado.

Los suelos varían desde texturas pedregosas o arenosas en situaciones más elevadas hasta texturas finas limo-arcillosas en las depresiones, lo que condiciona el drenaje del

suelo y su posibilidad de inundación. La vegetación está altamente condicionada a esta característica, por lo cual se alternan en un mosaico complejo, comunidades vegetales de suelos bien hasta medianamente drenados hasta las de suelos mal drenados que constituyen los humedales (Navarro & Maldonado, Geografía Ecológica de Bolivia, Vegetación y Ambientes Acuáticos, 2002)

Los ambientes lóticos son de la categoría de ríos de llanura, consistiendo principalmente en ríos estacionales y/o temporales. Los ambientes lénticos están representados por numerosas lagunillas estacionales endorreicas. Tanto los ambientes lóticos como lénticos se caracterizan por su estacionalidad, endorreísmo y arreísmo, siendo además de aguas con alcalinidad y salinidad importante (Navarro, 1999).

Los humedales son numerosos, pudiendo reconocerse (Navarro & Ferreira, 2007): humedales ribereños estacionales como: bosques higrofiticos en suelos que se anegan estacionalmente por arroyos, caracterizados por la presencia de *Geofroea spinosa* o palo blanco (*Calycophyllum multiflorum*), y palmares de palma carandá (*Copernicia alba*) humedales en depresiones estacionales, consistentes en bosques y palmares similares a los anteriores.

4.6.1.6. Llanura de Inundación Parapetí - Izozog

Como se mencionó anteriormente, después de su recorrido andino, el río Parapetí afluye en la Llanura Chaqueña, desembocando en una depresión tectónica anegable conocida como Bañados del Izozog.

El río Parapetí ha migrado sobre la Llanura Chaqueña en sentido anti-horario durante el Cuaternario, desde su original desembocadura en el río Paraguay, hasta la actual en la cuenca del Iténez. En este tramo, es un típico río con llanura de inundación, muy poco

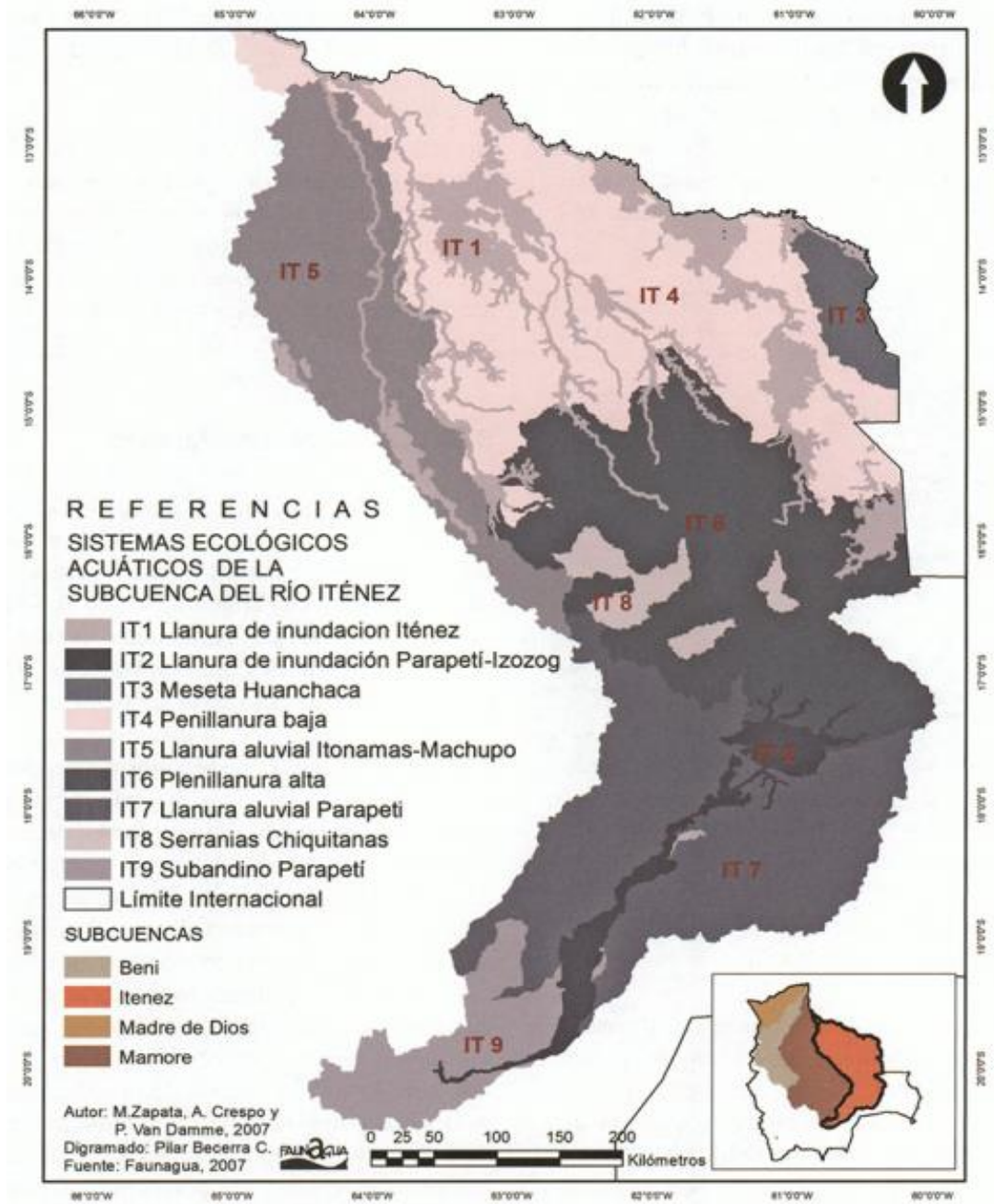
conocido; sus aguas son hipomineralizadas ($200-500 \frac{\mu S}{cm}$) con pH de 7,5 a 8. En cuanto a la biocenosis acuática solo se tiene información sobre la ictiofauna que está representada por 103 especies, siendo dominantes los Characiformes (Paniagua et al., 1998).

Un ambiente léntico importante presente en este SEA es la laguna Concepción, de origen tectónico con sustrato arenoso y una superficie que varía entre 58 y 200 (Km^2) aproximadamente. Por el sur recibe los aportes hídricos del río Parapetí y por el noreste desagua en el río San Pablo.

Casi la totalidad de este SEA está formado por humedales que comprenden la llanura de inundación del río Parapetí y los Bañados del Izozog. Los humedales ribereños son estacionales y consisten en bosques higrofiticos en suelos que se anegan estacionalmente caracterizados por la presencia de *Geofroea spinosa*, o en arbustales espinosos inundables por las crecidas del río que coloniza las playas areno-fangosas dominados totalmente por la tusca (*Acacia aroma*) (Navarro & Ferreira, 2007).

Por su parte, los bañados del Izozog constituyen un humedal de depresión estacional, en que el agua proveniente del río Parapetí inunda la depresión alcanzando entre 0.6 y 1.6 (m) de altura, perdiéndose luego por evapotranspiración e infiltración, en su mayor parte. El agua restante se dirige lentamente hacia el río Quimome, inundando un tipo de bosque característico de los bañados dominado por el asotocosi (*Albizia inundata*). (Van Damme, Maldonado, Pouilly, & Doria, 2013)

Figura 4.11: Mapa de los Sistemas Ecológicos Acuáticos (SEA) de la Cuenca Itenez Bolivia



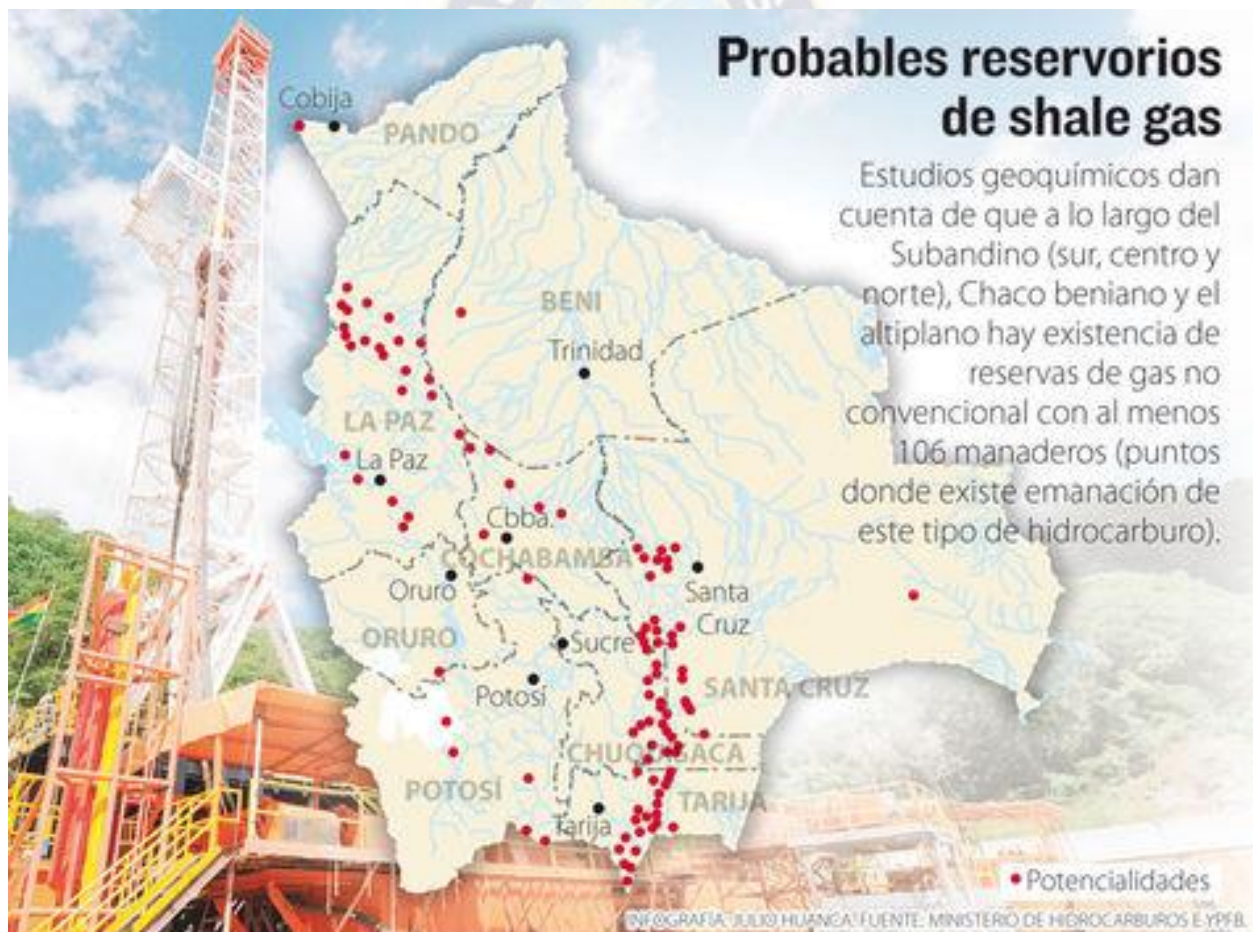
Fuente: Tomado de *Aguas del Itenez o Guaporé, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil), 2013*

4.7. DESARROLLO DE SHALE GAS EN BOLIVIA

El país contaría con “aproximadamente 48 Trillones de Pies Cúbicos de este tipo de gas que puede ser recuperable con la tecnología actual disponible para estos yacimientos.

Un informe elaborado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) indica que Bolivia ocupa el quinto lugar en Sudamérica con potencial de reservorios no convencionales (shale gas), después de Argentina, Brasil, Chile y Paraguay.

Figura 4.12: Mapa de Reservas Hidrocarburíferas No Convencionales de Bolivia



Fuente: Tomado de Infografía Julio Huanca, Ministerio de Hidrocarburos, YPFB, La Razón

La información fue proporcionada por el viceministro de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Eduardo Alarcón, ante la consulta de si en Bolivia existían reservorios de gas no convencional. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) anunció el inicio de estudios preliminares para establecer el potencial de estas reservas en el país. Según el informe de esa cartera de Estado, Bolivia contaría con “aproximadamente 48 Trillones de Pies Cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés) de este tipo de gas que puede ser recuperable con la tecnología actual disponible para estos yacimientos, supeditado a consideraciones económicas, ambientales y a normativas de los países que decidan incursionar en estos recursos”.

Este tipo de hidrocarburo se encuentra atrapado en rocas madre que están ubicadas a profundidades mayores que el gas natural y genera el gas “in situ”, las cuales se comportan como reservorios y sellos, señala el informe. El gas en los reservorios no convencionales es almacenado en los espacios vacíos de fracturas naturales de la corteza, y deben ser estimulados para generar un reservorio artificial mediante fracturamiento hidráulico.

El documento añade que en el subsuelo boliviano las rocas madre de gas no convencional tendrían presencia en el Subandino norte, centro y sur; en la llanura Chaco beniana y en el Altiplano (Ver Anexo D). En estas zonas estarían ubicados los más importantes “manaderos” (áreas con emanación de este tipo de hidrocarburos)

Una de las posibles reservas de shale gas no convencional estaría ubicada en la formación de la corteza terrestre denominada Los Monos. El 6 de febrero de 2013, el vicepresidente de Administración, Control y Fiscalización de la YPFB, Luis Alberto Sánchez, informó que la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos de la

petrolera estatal contratará una empresa consultora para que ayude a direccionar o tener lineamientos e iniciar los estudios de shale gas. “La Unidad de Geología y Geofísica ha sacado una carta instruyendo a todas las empresas (operadoras y subsidiarias) que cuando perforen pozos saquen muestras de la formación Los Monos, que es una formación donde se presume hay shale gas para estudios posteriores”, indicó entonces. Sánchez argumentó que YPF no cuenta con la tecnología para esta tarea y por ello están en la fase de análisis para explotar el shale gas. El viceministro de la gestión 2013 Eduardo Alarcón añadió que los estudios geoquímicos realizados mediante un convenio de cooperación entre YPF y Orston-IFRSDC en los años 1994 y 1995 muestran una síntesis de más de 3.000 datos de muestras de roca, obtenidas de varios informes regionales y finales de pozos exploratorios estudiados por algunas compañías internacionales y organizaciones que trabajan en el país.

La autoridad consideró que la incursión en este rubro debe ser el resultado de una evaluación seria y responsable, en el que se identifique e investigue el sistema petrolero de shale gas para encaminar una posterior evaluación de potenciales reservas.

CAPITULO V

DATOS TECNICO ECONOMICO PARA EL USO DEL AGUA EN ACTIVIDADES DE EXPLOTACION NO CONVENCIONAL

5.1. SELECCIÓN DE CRITERIOS.

A continuación se presentan los siguientes criterios que influyen en desarrollo del uso del agua para la implementación de la fractura hidráulica shale gas:

- Costo de desalinización.
- Costo de transporte.
- Costo de extracción.

Estos criterios prueban una valoración apropiada de resultados, ya que resultan estrictamente evaluativos (en términos de eficiencia, para ello se utilizará una herramienta muy familiar, el análisis costo beneficio). Se anexa un cuadro resumen de las actividades de exploración y explotación de lutitas que hasta el momento se han llevado a cabo en Argentina campo Vaca Muerta tomados como referencia para el caso de estudio Boliviano.

A continuación se desarrollan los principales elementos que se tomarán en cuenta para la proyección de resultados:

Cantidad de agua para fracturar.

La cantidad de agua necesaria para fracturar un pozo puede variar mucho, aunque observando la experiencia en Argentina.

La cantidad de agua necesaria es muy variable, ya que depende de las características de la formación que se debe estimular, del tipo de pozo (horizontal o vertical) y del

número de etapas de fractura. Es posible hablar de un rango que va desde 5.000 (m^3) a 50.000 (m^3) de agua, por pozo, por única vez

Calidad del agua para fracturar

En promedio se requiere agua con niveles de sal de 5.000 partes por millón (ppm) o inferiores para lograr un fracturamiento hidráulico efectivo.

Costo de producción de agua

En Bolivia, los costos de producción del agua potable son de alrededor de 40 bolivianos o 5.81 dólares por metro cúbico para un rango de agua de hasta 50 metros cúbicos y de 30 bolivianos o 4.35 dólares por consumo mayor a 50 metros cúbicos de agua.

Costo de desalinización del agua

El costo de tratamiento de agua en Perú está en alrededor de 1.8 dólares por metro cubico de agua, dato obtenido del Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de Lima SEDAPAL En Argentina el costo de desalinización está en 2 dólares por metro cubico de agua dato obtenido por Aguas Bonaerenses S.A. pero a nivel internacional el costo de desalinización del agua es de 2 dólares por metro cubico de agua de acuerdo con datos de la fundación para el agua AQUAE de España.

Cabe recalcar que el método de desalinización del agua de mar todavía en la actualidad sigue siendo costoso

Costo de perforación

La perforación de un pozo de agua en promedio es de 1088 bolivianos equivalente a 158.91 dólares por metro lineal.

5.1.1. MATRIZ DE COSTOS

A continuación se presenta una matriz de confrontación de costos para la evaluación de las distintas opciones a ser tomadas en cuenta para el uso del agua.

Cada fila muestra las opciones a ser consideradas donde: Agua de Mar (AM) Agua Salobre (AS) Y Agua Producida (AP), en las columnas se puede observar las características de la estructura que componen los costos

El costo por pozo que está constituido por:

Costo del transporte de agua a ser utilizada para el Fracking el cual está en un rango de 0.4 dólares por metro cúbico de agua hasta una distancia de 800 km dato obtenido de la empresa YPF el cual aumenta su valor para el transporte de distancias mayores a 800 Km. Las alternativas son

Tabla 5.1: Ubicación de las Fuentes de Agua de Mar

Origen	Destino Chaco Boliviano		
	Chuquisaca (Km)	Santa Cruz (Km)	Tarija (Km)
Ilo Perú	1.343	1.721	924
Arica Chile	1.124	1.146	1.128
Iquique Chile	1.302	1.370	924
Total Distancia Promedio		1.220,22	

Fuente: Elaboración En Base A Datos de GPS/GoogleEart

De la cual la distancia Promedio para el transporte de agua de mar es de 1.221 (km) desde la fuente de agua (Ilo, Iquique y Arica) a la zona central del Chaco. Al ser una distancia que sobrepasa el valor de lo establecido el precio del transporte de agua aumentará de manera proporcional a las tarifas ya establecidas dando un costo de transporte de agua de 0.656 dólares por cada metro cúbico transportado en kilómetros

además de ser multiplicado por 50.000 (m^3) de agua que es lo máximo que se requiere para la fractura hidráulica

$$\text{Transporte de AM} = (\text{Precio de Transporte}) * (\text{Volumen}) * (\text{Distancia}) \dots (\text{Ec.5.1})$$

$$\text{Transporte de AM} = (0.656 \frac{\$us*}{m^3*Km}) * (50.000m^3) * (1.221 Km)$$

$$\text{Transporte de AM} = 40.048.800 \$us$$

Dando un costo de transporte de agua de alrededor de 40 Millones de dólares utilizados en el transporte de Agua de mar (AM)

Para El caso del Agua Salobre (AS) (Acuífero Subterráneo) El precio de transporte de agua se estipulo en 0.4 dólares por metro cubico por cada kilómetro para lo cual en área del Chaco la distancia de transporte es menor o igual a 100 kilómetros y 50.000 (m^3) de agua, dando como resultado:

$$\text{Transporte de AS} = (\text{Precio de Transporte}) * (\text{Volumen}) * (\text{Distancia}) \dots (\text{Ec.5.2})$$

$$\text{Transporte de AS} = (0.4 \frac{\$us*}{m^3*Km}) * (50.000m^3) * (100 Km)$$

$$\text{Transporte de AS} = 2.000.000 \$us$$

Para la Opción del Agua Producida (AP) se opta por los mismos valor de transporte ya que el costo no varía y tampoco la distancia de transporte a otros pozos

$$\text{Transporte de AP} = (\text{Precio de Transporte}) * (\text{Volumen}) * (\text{Distancia}) \dots (\text{Ec.5.3})$$

$$\text{Transporte de AP} = (0.4 \frac{\$us*}{m^3*Km}) * (50.000m^3) * (100 Km)$$

$$\text{Transporte de AP} = 2.000.000 \$us$$

Donde el Transporte de AP es de 2 Millones de dólares

Costo de Desalinización del Agua cuyos valores obtenidos son:

Para el Agua de Mar (AM) el costo es de 2 dólares por metro cubico de agua por cada kilómetro establecido anteriormente de lo cual se tendrá:

Desalinización de AM = (*Precio de Desalinización*) * (*Volumen*)....(Ec.5.4)

$$\text{Desalinización de AM} = (2 \frac{\$us^*}{m^3}) * (50.000m^3)$$

$$\text{Desalinización de AM} = 100.000 \$us$$

Dando un costo de desalinización del AM de 100 mil dólares por cada pozo

Para el caso del Agua Salobre (AS) el costo de desalinización es de 0.25 dólares por metro cubico de agua dato obtenido del instituto argentino del petróleo y gas, de lo cual el costo será

Desalinización de AS = (*Precio de Desalinización*) * (*Volumen*)....(Ec.5.5)

$$\text{Desalinización de AS} = 0.25 \frac{\$us^*}{m^3} * 50.000m^3$$

$$\text{Desalinización de AS} = 12.500 \$us$$

Dando un costo de desalinización del AS de 12 mil quinientos dólares

Para el caso del Agua Producida el valor será de:

Desalinización de AP = (*Precio de Desalinización*) * (*Volumen*)....(Ec.5.6)

$$\text{Desalinización de AP} = 0.25 \frac{\$us^*}{m^3} * 50.000m^3$$

$$\text{Desalinización de AP} = 12.500 \$us$$

Dando un costo de desalinización del AS de 12 mil quinientos dólares

Para el caso del costo de Perforación de un nuevo pozo para producción de agua se estima el costo de perforación de 158.91 dólares por cada metro lineal, el cual es aplicado solo para el agua salobre tomando como referencia que los acuíferos del Chaco boliviano están a una profundidad de 50 metros en las zonas sumamente bajas y de 150 metros en las zonas de mediana altitud , tomando como una referencia la profundidad de 500 metros de fondo (Fig. 5.1) obteniéndose

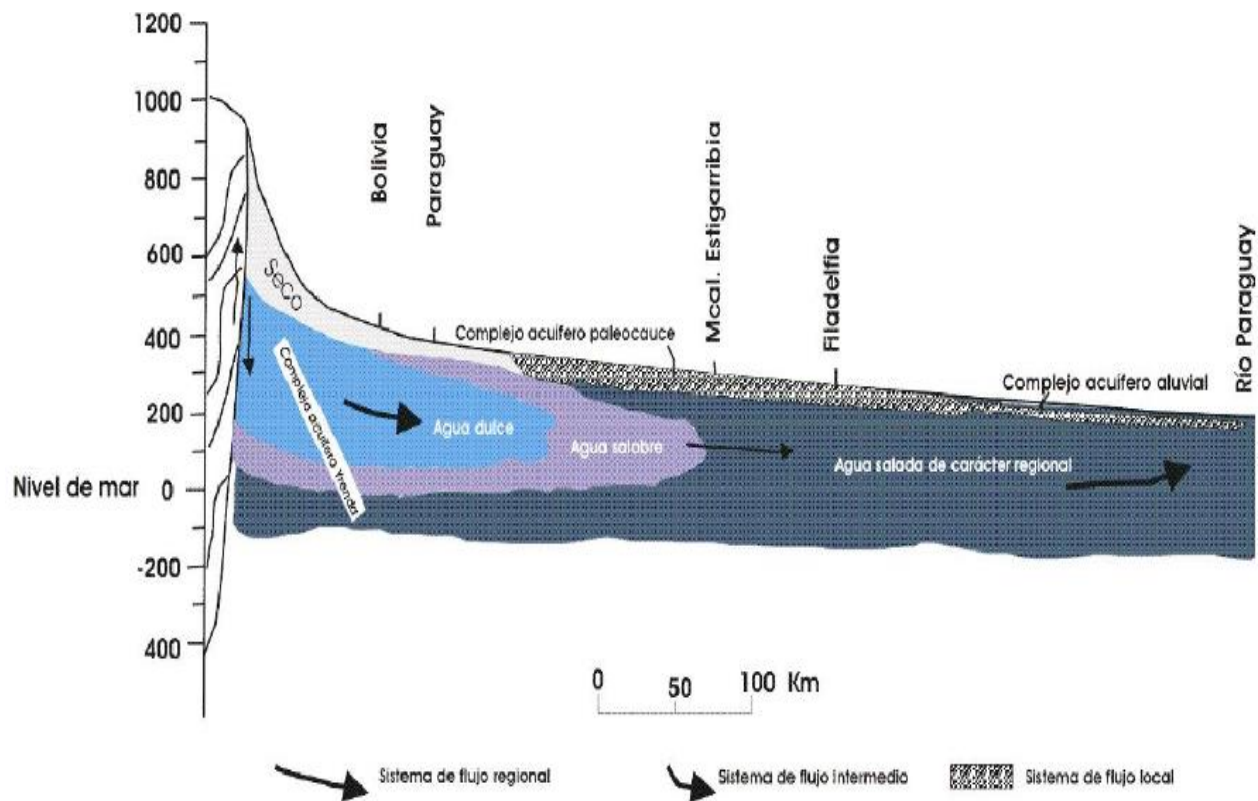
Perforación de un Pozo de AS = $(\text{Precio de Perforacion}) * (\text{Distancia}) \dots (\text{Ec.5.7})$

Perforación de un Pozo de AS = $158.91 \frac{\$us}{m} * 500 m$

Perforación de un Pozo de AS = 79.455 \$us

Donde obtiene que la perforación de un pozo de agua es de 79.455 dólares

Figura 5.1: Niveles de Profundidad del Acuífero YRENDA



Fuente: Tomado de Godoy y Larroza, 1996

A continuación se presenta una matriz de costos que presenta los costos totales para cada opción.

Tabla 5.2: Costos en el Uso de Distintas Fuentes de Agua

OPCIONES	GASTO POR POZO		Características		Gasto por Pozo de Agua	
	Costo Transporte \$us*m3/km	Costo Desalinización \$US/m*3	Ubicación de la Fuente Promedio Km	Calidad del Agua para la Fracturación ≤ 5000 PPM	Costo de Perforación para un Pozo de Agua	
Agua de Mar AM	0.656	2	1.221	0	No Amerita	
Costo (AM)	40.048.800	100.000	No Amerita	No Amerita	0	
Total (AM)	40.148800					
Agua Salobre AS	0.4	0.25	<100	462 ppm a 585 ppm	Profundidad promedio 500 m	
Costo (AS)	2.000.000	12.500	No Amerita	No Amerita	79.455	
Total (AS)	2.091.955					
Agua Producida (AP)	0.4	0.25	<100	<4000 ppm	No Amerita	
Costo (AP)	2.000.000	12.500	No Amerita	No Amerita	No Amerita	
Total (AP)	2.012.500					

Fuente: Elaboración Propia en Base a Datos de SEDAPAL; Aguas Bonaerenses S.A; AQUAE; Comisión Nacional de Agua de México; EPSAS; ONU

La tabla 5.2 muestra como resultado que

- El Agua de Mar con un costo total de 40.048.800 dólares es la opción más cara de utilizar, debido a que el transporte de agua supone una gran inversión de recursos económicos
- El Agua Salobre con un costo total de 2.091.955 dólares es un opción viable para zonas del Chaco en las que se va implementar el método del Fracking de forma primicial
- El Agua Producida con un costo total de 2.012.500 dólares Representa la opción más viable en zonas donde ya se encuentren pozos perforados de agua para producción convencional de hidrocarburos que pueden ser utilizados en la implementación del Fracking de las zonas de interés del Chaco

5.2. VALOR ECONÓMICO

El artículo 373 establece que “El agua constituye un derecho fundamentalísimo para la vida, en el marco de la soberanía del pueblo”. El Estado promoverá el uso y acceso al agua sobre la base de principios de solidaridad, complementariedad, reciprocidad, equidad, diversidad y sustentabilidad.

El agua no sólo tiene valor por sus potencialidades productivas, sino también por sus funciones ecológicas en el medio natural, los servicios ambientales que se generan desde los ecosistemas hidrodependientes, y el valor social que contiene, todos estos valores no son reconocidos por el mercado, es decir, el valor económico en la economía no es apto para el propósito del agua. las cuales exceden la mera productividad económica. Insistir en que la única finalidad del uso del agua es como insumo de producción, lo que inevitablemente significa desconocer el bienestar social o colectivo

que surge de satisfacer el resto de necesidades sociales y ambientales relacionadas con el uso del agua.

A su vez, la función ambiental ha demostrado que se relaciona principalmente con la protección de la biodiversidad y el mantenimiento del equilibrio natural. Sin embargo, estas dos funciones (social y ambiental) se mezclan y están directamente relacionadas con la calidad de vida de las personas. Se puede decir que el agua cumple una serie de funciones, que permiten la satisfacción de una de las necesidades tanto humanas, agrícolas e industriales, aunque esto sólo es posible cuando esas necesidades son compatibles con el volumen y la calidad existente de este recurso.

El contenido anterior es completamente coherente con la naturaleza jurídica del agua, establecido en el artículo 373 de la constitución política del estado plurinacional de Bolivia porque son precisamente estas funciones públicas las que son necesarias para incidir en el impacto del agua como propiedad pública bajo la premisa de que la finalidad de expresión o función pública constituye una categoría unificada otorgada. La homogeneidad y la continuidad logran una amplia gama de objetivos, que se considera que trascienden al individuo.

Por tanto, desde el punto de vista legal, la base necesaria para regular el ejercicio de los derechos de uso personal se ha encontrado en las funciones sociales y ambientales para proteger el "uso no eficiente y productivo" y asegurar el uso sostenible. En cuanto a la propiedad que ejerce presión sobre ellos, este enfoque ha ganado mayor poder, especialmente en los bienes estatales de uso público que son esenciales para la comunidad.

5.3. COSTOS.

En Bolivia, regularmente el agua suele administrarse como si fuera algo sin valor, en lugar de tratarse como el recurso sustentador de vida, denominativo que tuvo lugar hasta 2006 cuando se le dio mayor importancia al acceso general al agua dándole el denominativo de derecho universal de esta manera cuidando su distribución equitativa en la población y un mejor manejo y aprovechamiento de este recurso en la industria. En este sentido el precio que se paga está fundamentalmente determinado por tres factores: el coste del transporte desde la fuente al usuario, la demanda total del agua y los subsidios al precio final; en ocasiones el tratamiento para eliminar los contaminantes también puede incrementar su costo.

El costo del transporte de agua depende en gran medida de qué tan lejos y cuán alto se deba transportar. En este sentido, bombear agua o elevar el agua a mayor altitud es un proceso intensivo en energía, teniendo en cuenta la necesidad de utilizar bombas, pozos y sistemas de tuberías para transportar agua.

5.4. COSTOS DE PERFORACION DE UN POZO PARA SHALLE GAS

La experiencia es decisiva para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales y las cifras lo demuestran. En tan solo un año, YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina) optimizó su procedimiento en base al fuerte impulso mostrado en el acuerdo con Chevron, y ahora muestra la optimización de la utilización de recursos. Es por tal situación que el precio de perforación de un pozo de shale gas tiene un costo de 11 millones de dólares netos tomados como referencia para este proyecto como costo fijo, además que la vida de un pozo para explotación de shale gas es de 12 años

tomado como referencia a partir de los datos del Instituto Argentino del Petróleo la información que la Argentina está obteniendo a partir del desarrollo de los pozos No Convencionales ya está siendo compartida con compañías petroleras de la región. Desde YPF explican que un ejemplo concreto de este intercambio es el firmado con la empresa YPFB (Bolivia), por medio del cual la petrolera argentina se compromete, entre otras cosas, “a colaborar con la potencial exploración y desarrollo de hidrocarburos no convencionales aportando nuestros conocimientos técnicos y experiencia” (Perez, 2014) La siguiente tabla presenta los costos de perforación de un Pozo de Shale Gas

Tabla 5.3: Costos de Perforación de un Pozo de Shale Gas

	Actividad	Costo	Porcentaje
		Millones de Dólares	(%)
Para	Por preparación del sitio	0.56	5.08
Construcción Del Pozo	Por movilización del equipo de perforación	1.43	12.99
	Por perforación direccional, cementación y combustible	2.11	19.17
	Por tubería de revestimiento	1.43	12.99
	Total Construcción del Pozo	5.52	50.22
Para Terminación Del Pozo	Por Estimulación	3.59	32.62
	Por Disparos y Contraflujo	1.67	15.17
	Por Tubería de Producción y Equipo Superficial	0.22	1.99
	Total Terminación del Pozo	5.48	49.78
Total Pozo de Shale Gas		11	100

Fuente: YPF Argentina, YPFB Bolivia; PETROBRAS Brasil; PEMEX México; PDVSA Venezuela; ECOPETROL Colombia; PETROAMAZONAS Ecuador; PETROPERU; ENAP Chile;

Desacuerdo a las direcciones de perforación de YPFB (Bolivia), Pemex (México), Petrobras (Brasil), PDVSA (Venezuela), Ecopetrol (Colombia), Petroamazonas (Ecuador), Petroperú (Perú), Enap (Chile), Ancap (Uruguay) y YPF (Argentina) además de contar con la multinacional CHEVRON establecieron que el costo de perforación de un pozo de shale gas se divide en 2 grandes operaciones que son el Costo de Construcción del Pozo y El costo de Terminación del Pozo las cuales se subdividen en diferentes actividades según la tabla 5.3.

5.5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS.

Acceder al uso del Agua Salobre (AS) puede ser difícil debido a la falta de información de los pueblos y comunidades indígenas y originarias asentadas a lo largo del Chaco Boliviano, que afirman que se produciría una contaminación irremediable a sus terrenos y sobre todo al medio ambiente si se implementa el fracking en dicho territorio.

De igual manera acceder al uso del Agua de Mar (AM) para Bolivia conlleva un gran costo de transporte de este recurso del origen de esta a los lugares de explotación de shale gas de tal forma que esta opción tiene una gran razón de ser la menos rentable.

Pero para la implementación del fracking se necesita agua con una cantidad de salinidad de ≤ 5000 ppm dado este dato se tendrá la siguiente consideración.

La planta de Amoniaco y Urea utiliza agua del río cercano a la planta, para todos los procesos industriales que se llevan a cabo en dicha planta recalcando que dicho río pertenece a la clasificación de agua dulce ver (tabla 5.4) es por tal motivo que una de las alternativas a ser usadas en el fracking es el uso del agua dulce de los ríos principales presentes en el Chaco Boliviano como ser:

Río Pilcomayo, Río Bermejo, Río Itenez, Río Parapetí y Río Paraguay

Tabla 5.4: Clasificación de la Salinidad del Agua

CATEGORÍA	PARTES POR MILLÓN
Agua dulce	Menos de 1,000 ppm
Ligeramente salina	De 1,000 a 3,000 ppm
Moderadamente salina	De 3,000 a 10,000 ppm
Altamente salina	De 10,000 a 35,000 ppm
Agua de mar	Más de 35,000 ppm

Fuente: Elaboración en Base a Datos de la ONU / National Ground Water Association

El agua superficial y su uso puede influir tanto en la recarga de los acuíferos subterráneos presentes en el Chaco Boliviano y también pueden ser tomados como fuente de directa de agua que proviene de los ríos. Tal situación solo debe ser implementada con previo consentimiento de los pueblos indígenas de la región y demostrando que el uso de esta fuente de agua no afectara en el futuro el ecosistema de dicho lugar.

A continuación se presenta las variables a favor para poder usar agua superficial (ríos) en el territorio del Chaco Boliviano, que también sirven como recarga de los acuíferos subterráneos a ser utilizados como primera opción.

Precipitación

La **precipitación** es un hidrometeoro que cae desde una nube o un grupo de nubes y alcanza el suelo. Existen 6 tipos de hidrometeoros que se precipitan: llovizna, lluvia engelante, chaparrón, nieve y granizo

En la cuenca del río Pilcomayo, en las que están localizadas en la Cordillera Oriental la precipitación media multianual varía entre 290.79 y 582.85 (mm), mientras que en el Sub-Andino y la Llanura del Chaco está en el orden de 689.95 (mm).

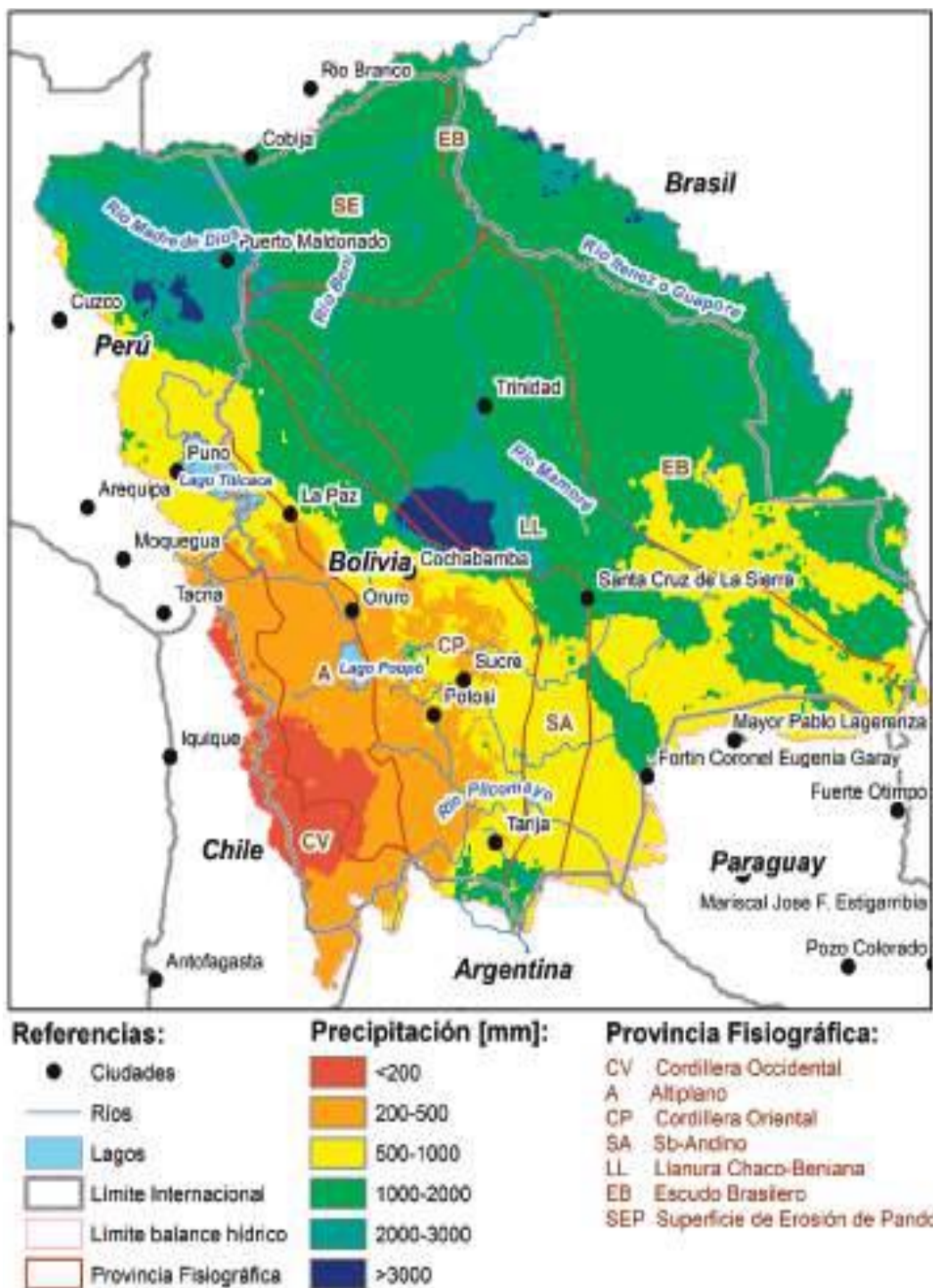
En la cuenca del río Bermejo, la precipitación en el Río Grande de Tarija es 875.5 mm y la unidad hidrológica del Río Bermejo 1151.39 (mm); en la parte boliviana de la macrocuenca del Plata esta última es una de las UH más húmeda. La estimación de precipitación en ambas cuencas está dentro de los rangos identificados para la región en el balance hídrico de 1992 (Roche et al., 1992).

En la Unidad Hidrológica (UH) de la Llanura Chaqueña y Escudo Brasileró la precipitación fluctúa entre 599.97 (mm) y 1131.39 (mm).

La región del Chaco presenta los valores medios de precipitación



Figura 5.2: Mapa de Precipitaciones de Bolivia



Fuente: Tomado de Yáñez, Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2018

Evapotranspiración

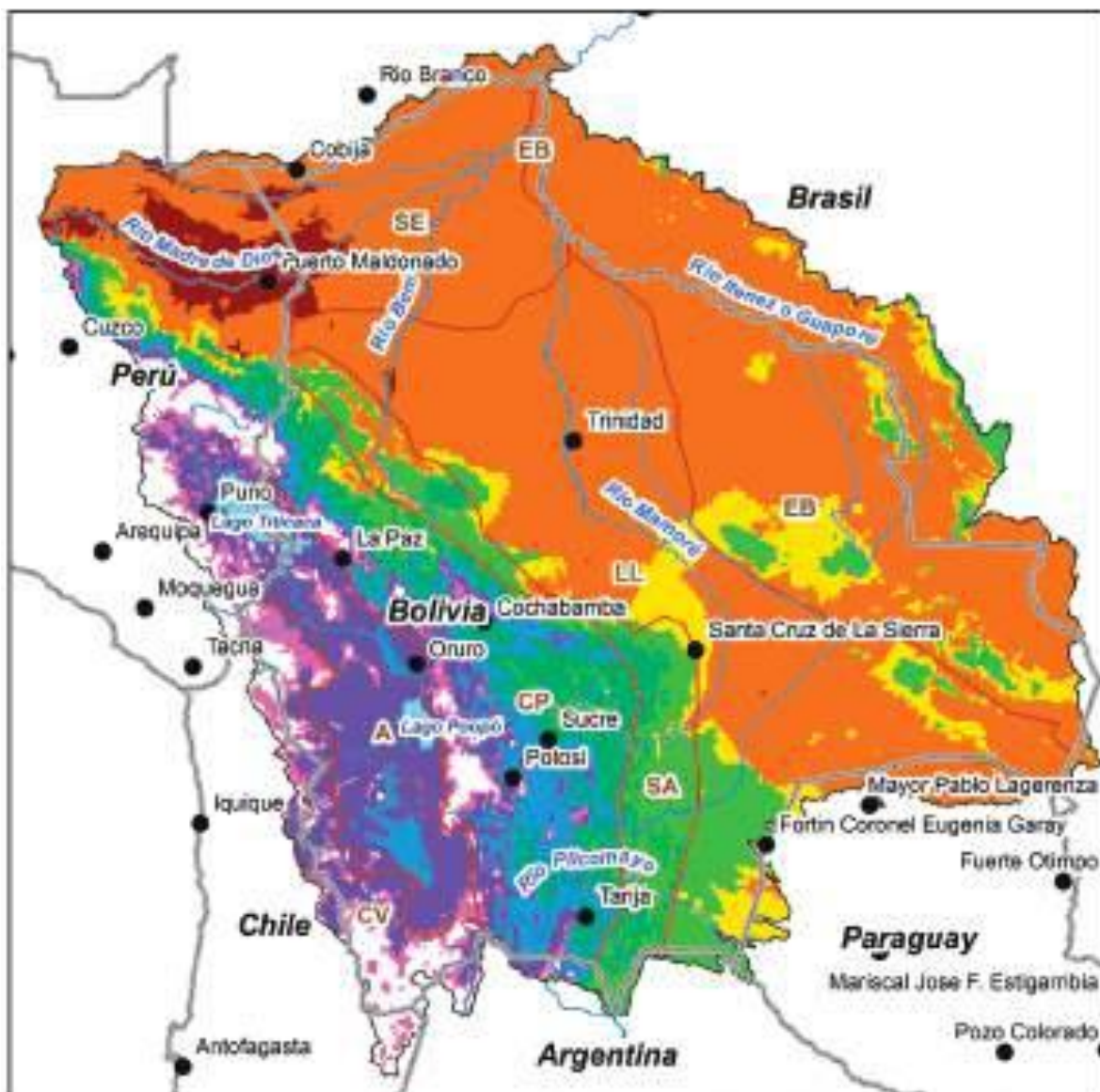
La evapotranspiración es el proceso combinado de evaporación desde superficies líquidas y de transpiración o vaporización del agua líquida de los tejidos de las plantas. En ambos procesos varía según la radiación, la temperatura, la humedad atmosférica y la velocidad del viento. Las dos primeras están relacionadas con la energía necesaria para transformar el líquido en vapor. Las dos últimas, con la capacidad del aire para recibir vapor de agua y con la renovación del aire. El término evapotranspiración real (ETR) se refiere a la cantidad de agua que podría evapotranspirarse dependiendo de las disponibilidades de agua la ETR se mide en (mm)

. Condicionantes Para que se produzca ET tienen que darse las siguientes condiciones:

1. El agua tiene que estar presente.
2. Tiene que haber alguna fuente de energía que convierta el agua líquida en vapor de agua.
3. Se tiene que producir un fenómeno físico que separe el vapor de agua de la superficie de evaporación.

Para la cuenca del plata En las UH de Pilcomayo, la ETR oscila entre 266.22 y 590.18 (mm) lo cual representa entre un 86 y 92% de la precipitación. En las UH Tumusla y Rio San Juan del Oro-Tupiza la evapotranspiración representa un 90 y 92% de la precipitación respectivamente (Ver Anexo E) . En las UH del Rio Grande de Tarija y Rio Bermejo la ETR representa un 56 y 54% de la precipitación respectivamente. Por otro lado, en las UH de la Llanura Chaqueña y Chiquitania la ETR representa entre 81 y 98% de la precipitación. (Yañes, 2018)

Figura 5.3: Mapa de Temperaturas de Bolivia



Referencias:

- Ciudades
- Ríos
- ▭ Lagos
- ▭ Limite Internacional
- ▭ Limite balance hidrico
- ▭ Provincia Fisiográfica

Temperatura [°C]:

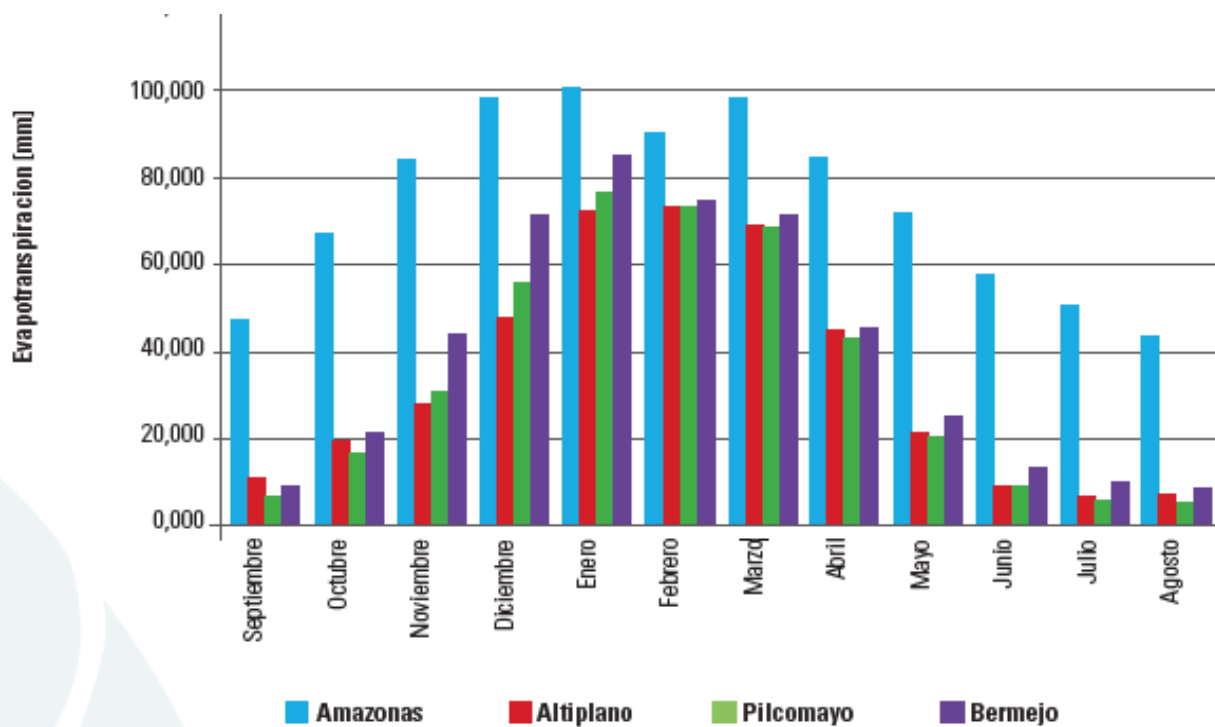
- | | |
|---------|---------|
| ▭ <5 | ▭ 20-24 |
| ▭ 5-7 | ▭ 24-25 |
| ▭ 7-10 | ▭ 25-27 |
| ▭ 10-15 | ▭ >27 |
| ▭ 15-20 | |

Provincia Fisiográfica:

- CV Cordillera Occidental
- A Altiplano
- CP Cordillera Oriental
- SA Sb-Andino
- LL Llanura Chaco-Beriana
- EB Escudo Brasiero
- SEP Superficie de Erosión de Pando

Fuente: Tomado de Yañes, Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2018

Figura 5.4: Evapotranspiración Media Multimensual Periodo 1980 - 2016



Fuente: Tomado de Yañes, Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2018

Escurrimiento

El escurrimiento es la parte de la precipitación que aparece en las corrientes fluviales superficiales, perennes, intermitentes o efímeras, y que regresa al mar o a los cuerpos de agua interiores.

La Figura 5.4 muestra los componentes del balance hídrico en la cuenca Pilcomayo, entre enero y marzo el flujo dominante es el superficial ya que representa entre 54 y 61%, mientras que el flujo base fluctúa entre 6 y 8%, el resto corresponde a flujo sub-superficial. El flujo base es más importante en la escurrimiento total entre los meses junio y octubre donde representa entre 79 y 97%, con valor más alto en el mes de agosto. El aporte anual río Pilcomayo hasta el punto de medición en Misión La Paz es 6.377,89

(hm^3) lo que equivale a un módulo anual de 202.24 ($\frac{m^3}{s}$). La escorrentía expresada por el coeficiente de escurrimiento fue estimado entre 8.54 y 21.20% . El caudal específico estimado varía entre 0.79 y 3.61 ($\frac{l}{s \cdot Km^2}$) similar a otros estudios previos . En la cuenca Bermejo, el aporte anual de la UH de Rio Bermejo es de 2.812,62 (hm^3), y de la UH Rio Grande de Tarija es de 6509.53 (hm^3); en términos de modulo anual este seria 89.19 y 206.41 ($\frac{m^3}{s}$). respectivamente. El coeficiente de escorrentía en la UH Rio Bermejo es 47.07% y en Rio Grande de Tarija 44.94%, mientras que el caudal específico 17.19 y 12.48 ($\frac{l}{s \cdot Km^2}$). para ambos casos.

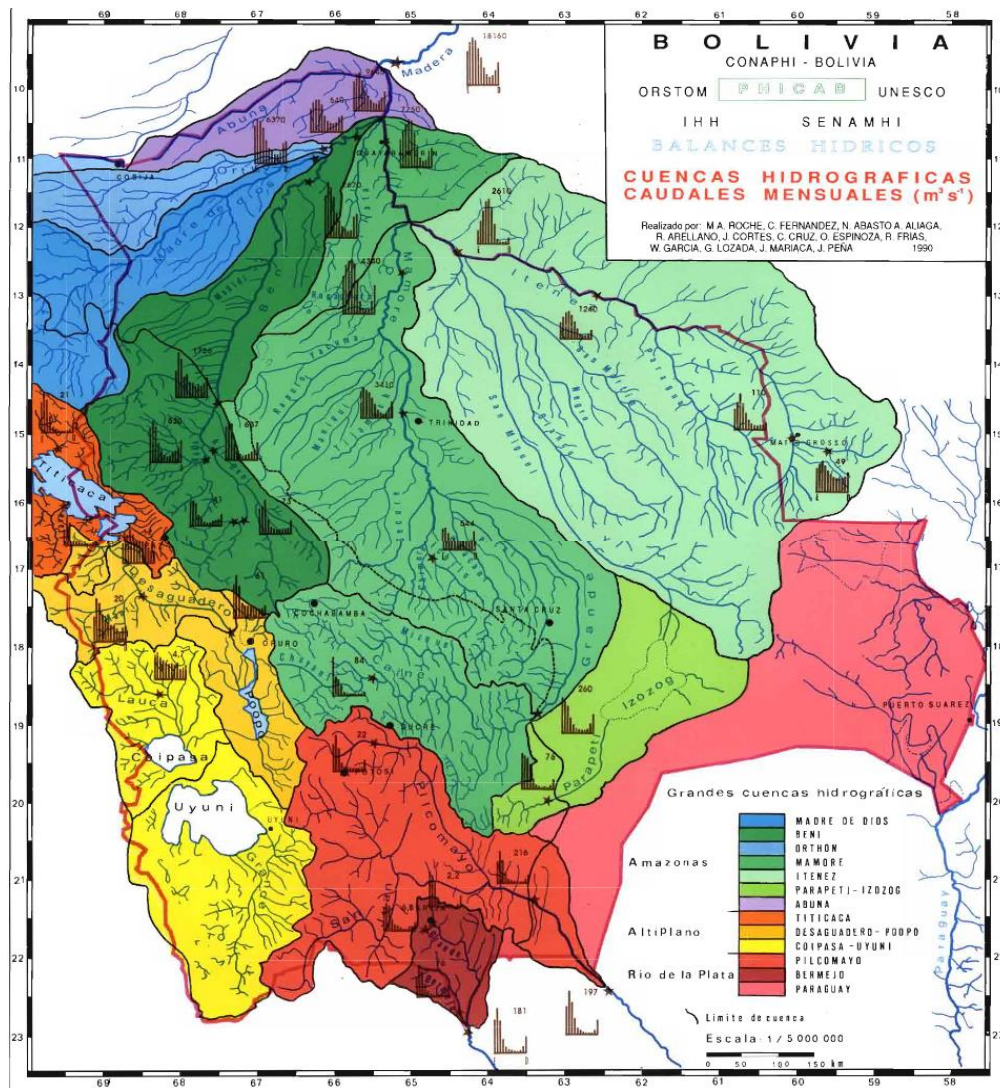
El aporte anual rio Pilcomayo hasta el punto de medición en Misión La Paz es 6.377,89 (hm^3), lo que equivale a un módulo anual de 202.24 ($\frac{m^3}{s}$). La escorrentía expresada por el coeficiente de escurrimiento fue estimado entre 8.54 y 21.20% . El caudal específico estimado varía entre 0.79 y 3.61 ($\frac{l}{s \cdot Km^2}$). similar a otros estudios previos . En la cuenca Bermejo, el aporte anual de la UH de Rio Bermejo es de 2.812,62 (hm^3), y de la UH Rio Grande de Tarija es de 6.509,53 (hm^3), en términos de modulo anual este seria 89.19 y 206.41 ($\frac{m^3}{s}$). respectivamente. El coeficiente de escorrentía en la UH Rio Bermejo es 47.07% y en Rio Grande de Tarija 44.94%, mientras que el caudal específico 17.19 y 12.48 ($\frac{l}{s \cdot Km^2}$). para ambos casos. (Yañes, 2018)

Caudales

Río Parapetí

Los nacientes del Río Parapetí se encuentran en el Departamento de Chuquisaca. Se presume que existen pérdidas por infiltración y escurrimiento subterráneo bajo el Chaco en dirección al Paraguay.

Figura 5.5: Caudal de Entrada y Salida Cuenca del Plata



Fuente: Tomado de Yañes, Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2018

Asimismo, se reportan escurrimientos en dirección al Río San Miguel que da origen al Río San Julián. La superficie total de la cuenca, que pertenece al Departamento de Santa Cruz, es de 41.808 (Km²), donde la altura media de la cuenca alta varía entre 1.500 - 1.200 (m.s.n.m.), bajando hasta las alturas de 270 a 250 (m.s.n.m.) de la cuenca baja en la zona de los bañados del izozo. Limita con las Cuencas San Miguel, San Julián y Río Grande.

Entre los principales problemas ambientales se encuentran la calidad de las aguas superficiales, impactos que causan las actividades de extracción de áridos, insuficiencia de agua para consumo y la producción agrícola y ganadera y uso inadecuado de los suelos productivos que generan resultados negativos sobre su capacidad y calidad.

Los afluentes principales son: Caraparí, Itacay, Tacere, El Chorro, Itiripi, Tacuaral, Cañón, Zapallar, Huateovi, Ibami, Cañón Largo, Cararula, Caipipendi, Hiupi, Yubatitindi, Tabaticua, Chaco, Irayguenda, Borevagua, Machipo, Iro, Tarimacua, Taputa, Muchiri, Taputami, Cañada las carreras, Las Catreras, El Paraíso, Tucavaca, Los Ciros, Quimome, Porvenir, Musuruqui y San Ignacio.

De acuerdo a la ubicación geográfica de esta cuenca, las provincias involucradas son Cordillera y Chiquitos; mientras que los municipios son: Lagunillas, Cuevo, Camiri, Charagua, Boyuibe, San José de Chiquitos y Pailón.

Río Pilcomayo

El río Pilcomayo, es un curso de agua de la cuenca del Plata que discurre por territorio de Bolivia, Argentina y Paraguay, sirviendo de frontera en parte de su curso. Tiene una longitud nominal de 1.590 (km), y drena una cuenca de 270 000 (km²). Es el único río del

mundo que presenta el fenómeno de extinción del cauce por entarquinamiento. En la cuenca alta, el Pilcomayo es un río de montaña con sus nacientes en Bolivia a más de 4200 (m.s.n.m.) y descendiendo hasta los 250 (m) en los alrededores de Misión La Paz en territorio argentino. Al abandonar los Andes (o “subandinos”) en la ciudad boliviana de Villa Montes, entra en la planicie del Chaco en dirección sureste, convirtiéndose en un río de llanura. El río Pilcomayo es un río de montaña y llanuras, cuyas fuentes se encuentran en la cordilleras orientales del Altiplano de Bolivia señalando luego los límites entre las regiones del Chaco Boreal, al norte, y el Chaco Central al sur.

Río Bermejo

El río Bermejo es uno de los ríos más importantes de la Cuenca del Plata, y uno de los accidentes geográficos más notables de la región del Gran Chaco. Nace en las sierras de Santa Victoria y desemboca en el río Paraguay. Su tramo superior se halla en Bolivia pero la mayor parte de su recorrido y cuenca se encuentran en territorio argentino, sirviendo de frontera natural entre ambos países en un tramo de 75 (km).

Es navegable por embarcaciones de pequeño tamaño solo en sus últimos 100 kilómetros. Forma la totalidad del límite entre las Provincias del Chaco y Formosa

El río Bermejo nace en el cordón montañoso conocido como sierra de Santa Victoria (22°00'14"S 64°57'30"O), en el boliviano departamento de Tarija a una decena de kilómetros al sudoeste de Chaguaya y en las proximidades de La Quiaca (Jujuy). El río sigue dirección sureste y en su tramo más elevado su principal afluente es el río Lipeo —afluente por su margen derecha—, su caudal se incrementa en la confluencia del río Grande de Tarija —un corto río de 86 km que fluye por su margen izquierda en el sitio

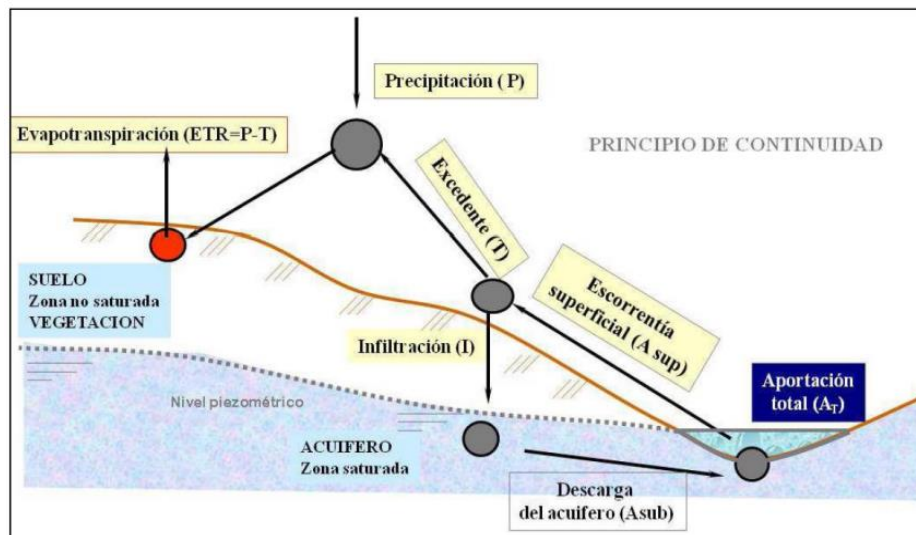
llamado Juntas del Bermejo o Juntas de San Antonio. A partir de ese punto el río Bermejo se adentra en territorio argentino.

Otras fuentes de agua pueden ser consideradas en el (Anexo F)

La recarga de los acuíferos profundos también depende de la recarga de las fuentes de agua superficial, debido que se cumple un ciclo del agua donde la precipitación caída en la superficie se infiltra tanto a los acuíferos profundos y también aporta una cantidad de agua a los ríos y lagunas.

Pero la cantidad de precipitación que cae fuera de fuentes de agua, es decir en el suelo y/o vegetación también está sujeta a este ciclo ya que en estos casos se presenta la evapotranspiración que no es más que la evaporación del agua que no llega a los ríos y que pasa de líquido a gaseoso, cumpliendo con el ciclo de Temez donde se vuelve en un aporte para las futuras precipitaciones (Fig. 5.6). Cumpliendo de esta manera el ciclo del agua en forma infinita.

Figura 5.6: Ciclo del Agua Modelo de Temez



Fuente: Tomado de Modelo de Temez

5.6. USO DE RECURSOS HIDRICOS DEL CHACO BOLIVIANO

En el Chaco Boliviano se cuenta con una amplia variedad de fuentes de agua, tanto agua salobre procedentes de las cuenca del plata en su gran mayoría que tienen una alta tasa de recarga subterránea debido a la infiltración de aguas superficiales (ríos, lagunas, etc...) (Ver Anexo G)

El agua presente y disponible en el Chaco garantiza el desarrollo de explotación de shale gas, afectando en lo más mínimo posible el ecosistema natural de la región debido a la poca cantidad de agua que es utilizada con la mejora de las tecnologías de flowback usadas tanto por empresas como Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina que es la empresa líder en américa del sur en este ámbito además de PEMEX de México y CHEVRON en E.E.U.U. ya que el uso de agua de un solo pozo de shale gas consume 50.000 m³ de agua en toda su vida útil que es de 12 años establecidos tanto en México; E.E.U.U Argentina, Colombia y Emiratos Árabes.

Actualmente se puede llegar incluso a 30 años de producción por pozo no convencional dato proporcionado en Argentina al 11 de julio de 2019 atreves de la revista World Energy Trade."El éxito alcanzado ha sido el resultado de procesos que han permitido además reducir los costos y aumentar la rentabilidad en Vaca Muerta. Especialmente en lo que han sido los pozos horizontales"...

El caso de Bolivia, aun en desarrollo, puede usar el modelo de vida útil ya establecido de forma estándar hasta tener más estudio en el territorio nacional que validen una vida productiva de un pozo de hasta 30 años.

"El Ministerio de Energía de Neuquén, por ejemplo, publicó un trabajo en el que considera un desarrollo de 500 pozos por año, con un consumo de 20.000 (m³) de agua

por pozo. En ese caso, la demanda equivaldría a, apenas, el 0,11% del recurso hídrico provincial” (Instituto Argentino del Petroleo y el Gas, s.f.)

Dado que la estatal de Argentina YPF está interesada en desarrollar la explotación no convencional en Bolivia, garantiza un uso de agua mínimo que pueda satisfacer las demandas operacionales de fracturamiento hidráulico.

El uso de agua salobre es la opción más sonada en este sentido pero el consumo de fuentes superficiales no es ajeno a este método ya que ríos como el Parapeti con un caudal de $24.5 \left(\frac{m^3}{s}\right)$, Bermejo con un caudal de $410 \left(\frac{m^3}{s}\right)$ y Pilcomayo con $200 \left(\frac{m^3}{s}\right)$, son consideradas como opciones de uso. Ya que se considera usar menos de 1 % del caudal en las operaciones de fracking

Como se puede apreciar en la tabla 13 el uso del agua con respecto a los caudales de los ríos de interés es mucho menor al 1 % coincidiendo con los datos brindados por el instituto argentino del petróleo además de tener una salinidad promedio de 400 ppm a 500 ppm en los ríos presentes en la cuenca del plata.

Tabla 5.5: Porcentaje de Uso de Agua con Respecto a Caudales de Ríos

	Caudal	Caudal de Fracking	Porcentaje de Uso
Río	l/s	l/s	l/s
Parapetí	24500	0.1321	0.000539
Pilcomayo	200000	0.1321	0.000066
Bermejo	410000	0.1321	0.000032

Fuente: *Elaboración Propia en Base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas, www.pilcomayo.net, www.ina.gov.ar, www.ypfbtransierra.com.bo*

Como se aprecia el consumo general en la industria a 2020p* es del 7% incluyendo la industria minera y otras relacionadas al rubro energético (Fig. 3.13) siendo un valor aceptable para las operaciones de fracking en el Chaco Boliviano.

Debe considerarse que esta opción en el uso de caudales de agua dulce solo debe ser permitida previo consentimiento de las poblaciones aledañas en conjunto con el estado Boliviano para garantizar el correcto uso de dichos caudales

5.7. DATOS HIDRÁULICOS DEL SISTEMA ACUÍFERO

La zona chaqueña también puede usar fuentes de agua salobre procedentes de la cuenca YRENDA

Los datos hidráulicos disponibles corresponden a los estudios realizados en el Nor-Oeste de Chaco paraguayo específicamente en la zona de ocurrencia de agua dulce. Estos datos servirían para tener un conocimiento parcial del Sistema (Godoy, 1990).

- Gradiente hidráulico: 0,001
- Permeabilidad: 6 a 9 ($\frac{m}{dia}$)
- Transmisividad: Varía de 6,7 a 226 ($\frac{m^2}{dia}$), con promedio de 80 a 120 ($\frac{m^2}{dia}$), (a partir del caudal específico).
- Porosidad Eficaz: varía entre 0.07 a 0.10
- Salinidad de 462 ppm a 585 ppm
- Periodo de Renovación: 6.000 años
- Reserva: 1.451.011 (m^3) para un espesor promedio de 80 (m) y área de 26.000 (km^2) y 410.012 (m^3) calculado con espesores de 40 a 250 y de 150 a 250 (m) (Consultora C&G p/Comisión Acueducto)
- Recarga: 57 Millones de $m^3/año$.

Datos que son determinantes a la hora de decidir optar por el agua salobre.

5.8. CONDICIONES PARA USAR EL AGUA EN EL FRACKIG

Tabla 5.6: Parámetros y Valores Recomendados

Parámetro	Rango o Valor Recomendado
Temperatura (°C)	15 - 40
TDS (mg/l)	< 50.000
TSS (mg/l)	< 50
Turbidez (NTU)	0 - 5
PH	6 a 8
Hierro (mg/l)	1 a 20
Cloruros (mg/l)	<30.000
Potasio (mg/l)	100 a 500
Calcio (mg/l)	50 a 250
Magnesio (mg/l)	10 a 100
Sodio (mg/l)	2.000 a 5.000
Boro (mg/l)	0 a 20
Carbonatos (mg/l)	< 600
Dureza como CaCO ₃ (mg/l)	< 15.000
Bicarbonato (mg/l)	< 600
Bacterias (CFU/ml)	0
Sílice (mg/l)	< 35
Sulfatos (mg/l)	< 500
Agentes reductores (mg/l)	0

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Las condiciones de las aguas profundas y superficiales presentes en el Chaco Boliviano cumplen con las medias de uso para ser empleados en el fluido de fractura además de contener una salinidad de 400 ppm a 500 ppm siendo un máximo permitido de 5000 ppm

Tabla 5.7: Escenario Posibles en el Uso del Agua

Escenario	
General	Especifico
Impedir las actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos no convencionales en el Chaco Boliviano	Se descarta, debido a la necesidad de impulsar la industria hidrocarburifera y cumplir la demanda interna y externa
Acceder a la implementación de operaciones no convencionales en el Up stream con consentimiento de las poblaciones originarias presentes en el Chaco a fin de garantizar las operaciones en el uso del agua	Se acepta, debido a que se debe Garantiza la provisión y no contaminación del agua en el territorio chaqueño
Implementar la técnica del Fracking definiendo la fuente de agua a ser usada en el fracturamiento	Se acepta, definido el uso de fuentes provenientes de: Aguas Superficiales Aguas Profundas Agua de Producción

Fuente: Elaborado En Base A Datos De La Industria Hidrocarburifera Actual

CAPITULO VI

ANALISIS PARA EL USO DEL AGUA Y FLUIDO DE FRACTURA EN LA EXPLOTACION

6.1. FUENTES DE AGUA PARA LA EXPLOTACION

Las Fuentes de agua que pueden ser utilizadas para la explotación de shale gas son:

- Acuíferos
- Ríos y lagunas de agua dulce
- Agua Salada

Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Es fundamental destacar entonces que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, sino también saber qué se hará con el producido después del tratamiento de fractura. La disposición del agua producida suele ser una preocupación para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el casing hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (flowback). El 20% al 40% del agua usada para fractura retorna a la superficie como flowback y, más tarde, como agua de producción. Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros. Uno de los ingredientes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también estarán presentes el bario, estroncio, hierro, numerosos metales, petróleo, tensión activos y otros componentes. La calidad de este flowback difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado. Este fluido es tratado convenientemente antes de

disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reusó en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones. Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y últimamente hay disponibles desarrollos de tratamiento con productos y equipamiento nacional de efectiva performance en nuestro país. (Trombetta, 2012)

La salinidad de las aguas subterráneas en la cuenca del Chaco se debe a la existencia interior de un mar de poca profundidad, de ambiente restringido, que ha dejado sus sales, sumándole a esto la evaporación que contribuyeron en gran manera para la ocurrencia de evaporitas. SPRECHMANN et al., (2001) indican que el origen de este Mar denominado Paranaense (un gran paleoestuario) responde a uno o varios niveles altos del nivel marino ocurridos durante el Mioceno Medio y Superior. Este mar muy somero (mar de poca profundidad), con ambientes intermareales y submareales era de aguas templadas cálidas.

6.2. ORIGEN DE LA SALINIDAD

La salinidad de las aguas subterráneas en la cuenca del Chaco se debe a la existencia interior de un mar de poca profundidad, de ambiente restringido, que ha dejado sus sales, sumándole a esto la evaporación que contribuyeron en gran manera para la ocurrencia de evaporitas. SPRECHMANN et al., (2001) indican que el origen de este Mar denominado Paranaense (un gran paleoestuario) responde a uno o varios niveles altos del nivel marino ocurridos durante el Mioceno Medio y Superior. Este mar muy somero

mar de poca profundidad), con ambientes intermareales y submareales era de aguas templadas cálidas.

6.3. RELACIÓN ENTRE AGUA SUBTERRÁNEA DULCE Y SALADA EN EL SECTOR DEL SISTEMA ACUÍFERO

Todos los acuíferos confinados y semiconfinados contienen agua salada acompañando a la isolínea de 2.000 ppm en residuo seco. Hacia el Oeste se presenta una franja de agua salobre que gradualmente pasa a agua salada en dirección Este. En la región del Chaco deprimido hacia el Río Paraguay existe un constante flujo de agua salada de los acuíferos confinados hacia los acuíferos freáticos. Este fenómeno reduce considerablemente las posibilidades de la existencia de agua subterránea de buena calidad, especialmente cuando se reduce la distancia al río Paraguay. Cabe mencionar que en el límite interprovincial entre Salta y Formosa (Cap. Page) existen acuíferos de agua dulce desde los 325 a los 385 (m) de profundidad, debajo de una secuencia de intervalos de agua salada (Pasing C. , Fuentes, Villena, & Rios , 2005)

6.4. EL FLUIDO DE FRACTURA Y SUS COMPONENTES

Tal como sucede en las actividades de la cadena hidrocarburífera, se requiere de compuestos químicos que sean útiles en el desarrollo de determinada actividad industrial, para tal propósito las actividades de producción de shale gas no son la excepción.

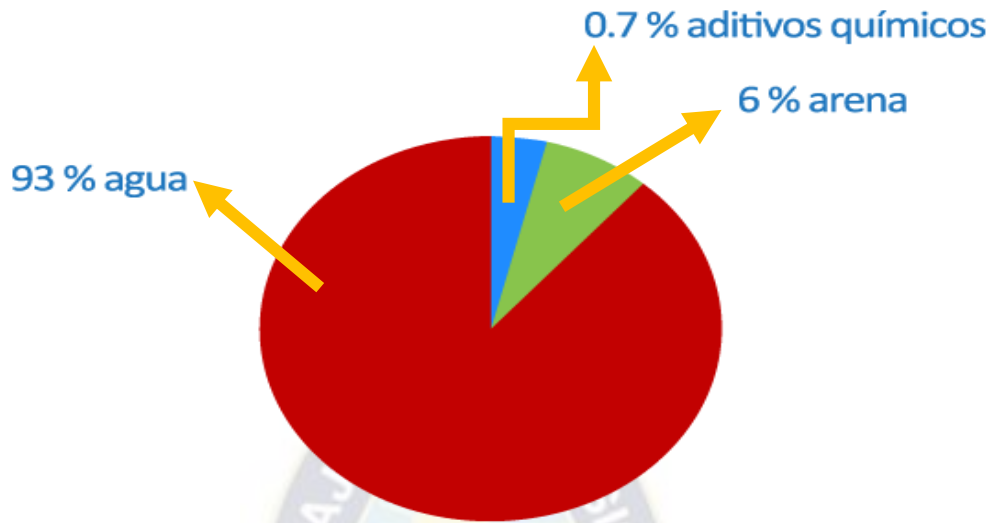
En el caso de la extracción de los hidrocarburos no convencionales, como regla general, el fluido utilizado para generar fisuras en la roca está compuesto, fundamentalmente, por agua (95%), arena (4,5%) y entre 8 y 15 compuestos químicos (menos del 1 por ciento). Se trata de compuestos conocidos, que suelen aparecer en los hogares, en

productos de limpieza, en alimentos industrializados, cosméticos, etc. Incluso, en los hogares se utilizan en concentraciones mucho mayores que en la industria de los hidrocarburos. Mucho se ha hablado sobre los químicos en la explotación de gas y petróleo no convencionales. Se ha dicho, por ejemplo, que se utilizan más de 600 y hasta 5000 tipos diferentes. O que son secretos o tóxicos. Pero esto no es así y tiene su origen en un tiempo en que estos aditivos químicos no se informaban por cuestiones de secreto comercial.

Además, la toxicidad de un producto tiene que ver no sólo con sus características particulares sino, también, con la concentración y con el grado de exposición. Y aquí es necesario recordar que estos aditivos se manejan en circuitos cerrados y, de hecho, tras cientos de miles de etapas de estimulación hidráulica en. Estados Unidos no se ha documentado ningún caso en el cual estos químicos hayan alcanzado las napas de agua dulce. aditivos químicos no son secretos sino que, además, en las hojas de seguridad antes de cualquier operación, las empresas deben detallarlos ante la autoridad de aplicación.

En la actualidad, en una operación típica para shale oil en Vaca Muerta Tomada como referencia los químicos representan el 0,7 % del fluido de estimulación hidráulica. De ese total, la mitad es ácido clorídrico (presente en nuestro estómago para poder realizar la digestión y utilizado para desinfectar las piletas de natación). Otro 25 por ciento es un polímero natural, llamado goma guar, presente en helados, mousses y cosméticos. Y el resto de los aditivos componen el otro 25 por ciento. La siguiente es una lista de los grupos de químicos más comunes. Se explican las funciones en la industria de los hidrocarburos y en el hogar, y se comparan sus concentraciones para cada caso.

Figura 6.1: Porcentaje de Componentes del Fluido de Fractura



Fuente: Tomado de Instituto Argentino del Petróleo y Gas

Tabla 6.1: Comparación Entre Componentes del Fluido de Fractura y Su Uso Cotidiano

Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0.01%
		Preparación de alimentos,	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%

Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	jabones, detergentes, blanqueadores dentales		
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0.33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,00%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante		0,5% a 20%	0,0% a 0,25%

	(polímero)	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo		
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0.1% 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Sílica	Agente de sostén		1% a 100%	4,0% a 6,0%

(arena)		Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística		
Resina acrílica	Agente de sostén	Desinfectante, colorante, empaques de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002%
	(recubrimiento de granos de agente de sostén)			(no se usa siempre)

Fuente: Tomado de Instituto Argentino del Petróleo y Gas

Algunos de los compuestos químicos enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado. (Shale en Argentina, s.f.)

entre los aditivos más usados se incluyen uno o varios de los siguientes (Frac Focus, 2014)

- Ácidos: el ácido clorhídrico o el ácido acético se utilizan en las etapas previas a la fracturación para limpiar las perforaciones e iniciar las fisuras en la roca.
- Cloruro de sodio (sal): retrasa la rotura de las cadenas poliméricas, estabiliza el fluido.
- Poliacrilamida y otros compuestos reductores de la fricción: disminuyen la turbulencia en el flujo del fluido, reduciendo así la fricción en el conducto para

favorecer que las bombas inyecten fluido a una mayor velocidad sin incrementar la presión en superficie.

- Etilenglicol: previene la formación de incrustaciones en los conductos.
- Sales de borato: utilizadas para mantener la viscosidad del fluido a altas temperaturas.
- Carbonatos de sodio y potasio: utilizados para mantener la efectividad de las reticulaciones en el fluido de fractura.
- Glutaraldehído: usado como desinfectante del agua para la eliminación de bacterias.
- Goma guar y otros agentes solubles en agua: incrementan la viscosidad del fluido de fracturación para permitir la distribución más eficiente de los aditivos sostén en la formación rocosa: facilita la suspensión de la arena.
- Ácido cítrico: utilizado para prevenir la corrosión. Evita la precipitación de óxidos metálicos.
- Isopropanol: incrementa la viscosidad del fluido de fracturación hidráulica.
- El listado que se incluye como Tabla, detalla los distintos productos que se han encontrado en la composición de los diferentes fluidos de fractura utilizados.

6.5. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

El desarrollo de fluidos de fractura específicos para cada situación está en constante evolución. El diseño de un fluido de fractura se basa en los siguientes parámetros:

- Tipo de fluido.
- Viscosidad requerida.
- Reología del fluido.

- Costo.
- Experiencia con el tipo de formación.
- Disponibilidad de materiales.
- Tipo de arena de fractura.

Los fluidos pueden ser basados en geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzados, espumas (o con reductor de fricción). Los fluidos de base acuosa son los de mayor uso, debido a su bajo costo, alta performance, gran capacidad de soporte, aceptables para el medio ambiente y fáciles de manejar. A continuación se detalla cada tipo: Fluido de gel lineal acuoso: son formulados con un rango amplio de polímeros en base acuosa. (Trombetta, 2012)

Los polímeros normalmente utilizados son: goma guar; hidroxipropil guar (HPG), hidroxietil celulosa (HEC) y carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG). Estos polímeros son productos en polvo que se hidratan o hinchan al mezclarse con agua y forman un gel viscoso.

Fluidos base hidrocarburo: son indicados para formaciones sensibles al agua. Normalmente utilizan querosén gelificado, diésel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfórico orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la temperatura. Comparados con los fluidos base agua, estos son más caros y más difíciles de manejar.

Fluidos de geles entrecruzados: algunos son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Los polímeros mayormente utilizados son goma guar y HPG. Otra variante es la que contempla el uso de compuestos organometálicos para lograr el

entrecruzamiento. Los más difundidos son los que utilizan complejos de zirconio y titanio combinados con goma guar, HPG y CMHPG.

Fluidos base espuma: contienen una fase líquida (usualmente gelificada), un agente espumante y una fase interna generalmente nitrógeno o dióxido de carbono. Se utilizan en formaciones de baja presión y sensibles al agua. La desventaja del uso de estos fluidos es que no trabajan con alta concentración de arenas, su costo, así como del equipo para aplicarlo, es muy alto y son antieconómicos comparados con los fluidos base agua.

6.6. FLUIDOS DE FRACTURA Y SUS REQUERIMIENTOS

El fluido de fractura está diseñado para cumplir con los requerimientos de la formación que se deben cumplir para que esta no se llegue a dañar, estos requisitos son:

Tabla 6.2: Requerimientos Que Debe Cumplir El Fluido de Fractura

Requerimientos Que Debe Cumplir El Fluido De Fractura	
1	Generar un ancho necesario para permitir el flujo del agente sostén
2	Debe causar bajas fricciones durante el flujo en cañerías
3	Debe ser capaz de suspender y transportar el agente sostén
4	Debe lograr un cierto grado de viscosidad durante el bombeo
5	Debe soportar los esfuerzos de corte al pasar por los punzados
6	debe romperse luego de un tiempo prudente al finalizar la fractura
7	Debe ser compatible con los fluidos de formación y con la roca
8	No debe dejar residuos en la matriz ni en el empaque
9	Debe ser seguro mezclarlo en el campo
10	Debe tener estabilidad a altas temperaturas
11	Debe tener baja toxicidad para el medio ambiente
12	Debe tener un bajo costo

Fuente: Elaborado En Base A datos De Fluidos De Perforación Petrolera PET 245

6.7. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

El fluido de fractura se clasifica de acuerdo al fluido base que lo conforman y las características del fluido generado. Los más importantes son el fluido en base a agua

que es el más utilizado en la industria no convencional, base a hidrocarburos, base espuma y base a emulsiones.

Gel base hidrocarburo: Estos son químicamente complejos, costosos y más delicados de manipular debido al daño al medio ambiente que puedan provocar, estos solo se utilizan cuando el agua del fluido de fractura genera un daño severo en la formación al entrar en contacto con la roca por ser formaciones muy sensibles al agua, su uso se debe evitar en lo más posible salvo situaciones de descontrol.

Una sustancia ser recomendad en estos casos es el metanol que es un fluido diseñado para pozos de gas seco, y para formaciones muy sensibles al agua pero es un fluido peligroso en su manipulación

Espumas: Estos son utilizados en reservorios de baja presión para ayudar a la limpieza después de la fractura la desventaja radica en tener un alto costo operativo debido al personal especializado que lo debe manipular y al equipo que requiere. Los fluidos energizados consisten en una fase líquida (agua) y una gaseosa, lo que llega a la formación es espuma, estos tienen 30% de líquido y son más compatibles con las rocas sensibles al agua presentan poca pérdida en la formación y un buen transporte de agente sostén además de que también brindan energía extra a la formación que con la baja presión hidrostática resulta en un recobro de fluido más fácil.

Ácidos: Son utilizados en formaciones de baja permeabilidad en rocas solubles al ácido (rocas carboníticas como caliza y dolomitas). El ácido graba la cara de la fractura de forma desigual e irregular cuando se usa se forma un canal de alta conductividad y se realizan fracturas cortas debido a que el ácido reacciona con la formación y se consume,

también se deben tomar medidas para el control de hierro y problemas de corrosión que derivan del uso del ácido en las cañerías.

Fluidos base emulsión: Son utilizados de forma específica caros y por lo general de muy poco uso pero tiene la ventaja de poca pérdida de fluido además cuentan con compatibilidad con la formación y tienen una buena viscosidad en el fondo se utilizan en fracturas de alta presión y baja temperatura

Fluidos base agua gelificados: Son los más utilizados ya que estos tiene un bajo costo representan un bajo peligro para el medio ambiente y son fáciles de preparación en campo.

La mayoría de los fluidos utilizados en la actualidad son suspensiones de polímeros de alto peso molecular en agua este fluido es denominado gel lineal cuando se tiene mayor concentración de polímeros se tiene mejores cualidades del gel. Sin embargo los geles lineales no tienen la capacidad para transportar altas concentraciones de agente sostén a grandes distancias hacia adentro de la fractura ni la capacidad de abrir un ancho suficiente para que se puedan utilizar con altas concentraciones. Debido a esto se deben entrecruzados, con un químico que cree enlaces entre moléculas a este tipo de fluido se lo denomina Gel Entrecruzado (Crosslinked)

6.8. REOLOGIA DEL FLUIDO

La viscosidad y propiedades geológicas afectan el desplazamiento del agente sostén, la longitud y ancho de las fracturas, la dirección de la fractura y por consecuencia el éxito del proceso

Es de esta manera que es importante conocer las propiedades dentro de la fractura, se deben explicar fenómenos físicos que ocurren durante el flujo dentro de la fractura lo que

requiere de la definición de las variables de la reología

Los parámetros reológicos toman en cuenta un flujo laminar, en el cual se ve al fluido como la composición de varias capas que se deslizan una sobre otra

Esfuerzo de corte o “Shear Stress” (τ). Es la representación de la resistencia que produce una placa al moverse en relación a otra es decir la resistencia del fluido para moverse cuando se le aplica una velocidad de corte. Sus unidades son fuerza sobre área

$$\left(\frac{lb_f}{100 ft^2}\right)$$

Velocidad de Corte o “Shear Rate” (γ). Es la velocidad a la cual una capa pasa por delante de otra, por ejemplo la pared de la fractura, esta se la puede medir como la velocidad de un fluido al fluir por una superficie determinada tiene unidades de velocidad sobre longitud seg^{-1} , estas ecuaciones pueden ser:

Velocidad de corte dentro de la cañería

$$\gamma = \frac{8*V}{d} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6.1})$$

Donde:

d: Diámetro de la cañería

V: Velocidad media dentro de la cañería

Velocidad dentro de la fractura

$$\gamma = \frac{1.925*Q}{H*w^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6.2})$$

Donde:

Q: Caudal de inyección

w: Ancho de la fractura

H: Altura de la fractura

El valor común para la velocidad de corte dentro de la cañería es de $2000 seg^{-1}$, y dentro de la fractura es de $300 (seg^{-1})$,

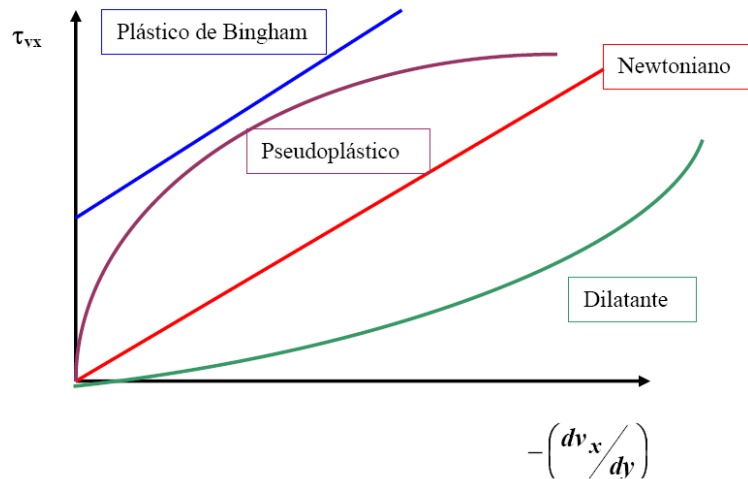
Viscosidad (μ). Es la resistencia del fluido a ser deformado, se define como el esfuerzo de corte generado al aplicar una velocidad de corte. Mientras mayor sea la viscosidad mayor será la resistencia del fluido, sus unidades son centipoises (cP)

Se tiene dos tipos de viscosidades

Viscosidad absoluta (representada gráficamente como la pendiente en cada punto)

Viscosidad aparente que es la secante entre un punto de la curva para una cierta velocidad de corte.

Figura 6.2: Modelos Reológicos



Fuente: Tomado de <https://www.agitador.es/blog/viscosidad-y-tipos-de-fluidos/>

Punto de Cedencia (τ_y). Es el esfuerzo cortante mínimo requerido para que se dé la deformación del fluido. Representa el valor del esfuerzo de corte para una velocidad de deformación igual a cero este valor aumenta con el contenido de sólidos y disminuye con el aumento de contenido de agua o dispersantes

Índice de Comportamiento(n). indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir mientras más se aleje el valor de la unidad, más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido sus unidades son adimensionales

Índice de Consistencia (k). Es la caracterización numérica de la consistencia del fluido es una medida indirecta de la viscosidad pero sus unidades dependen del índice de

comportamiento (n) A medida que “k” aumenta el fluido se hace más áspero o viscoso

se mide en $cP_{eq} = \left(\frac{lb_f sec}{ft^2}\right)$

6.9. MODELOS REOLOGICOS.

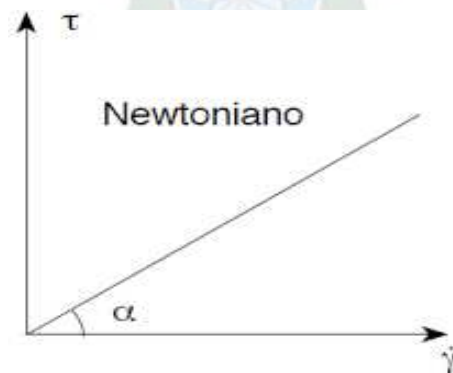
Los modelos reológicos que se han establecido se han basado en la ecuación que mejor modela el reograma obtenido para el fluido bajo estudio. Inicialmente los modelos se pueden agrupar en dos grandes grupos: Los newtonianos y los no newtonianos

Un fluido Newtoniano. es aquel fluido que sometido a un esfuerzo tangencial o cortante, se deforma a una velocidad proporcional al esfuerzo aplicado (Fig. 6.2). Lo que significa, que el fluido se pondrá en movimiento sin importar la pequeña magnitud del esfuerzo tangencial aplicado y se generará una cierta distribución de velocidad en el fluido. Los fluidos más comunes tales como el agua, el aire y la gasolina son Newtonianos en condiciones normales las caracteriza la ecuación:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \dots\dots\dots (Ec. 6.3)$$

Donde:
 μ : Viscosidad
 τ : Esfuerzo de corte
 $\dot{\gamma}$: Velocidad de corte

Figura 6.3: Modelo Newtoniano



Fuente: Tomado de Estudio Del Comportamiento Reológicos De Un Fluido Reo - Espesante

Fluidos No Newtonianos. Son aquellos que no tienen un comportamiento lineal entre los cuales se tiene

Plástico de Bingham: Estos fluidos requieren un esfuerzo de corte inicial para deformarse, una vez que se supera este punto de fluidez τ_y (Yield point), mantiene una viscosidad constante, llamada viscosidad plástica P_v (Plastic Viscosity)

$$\tau = \tau_y + P_v \gamma \dots \dots \dots (\text{Ec. 6.4})$$

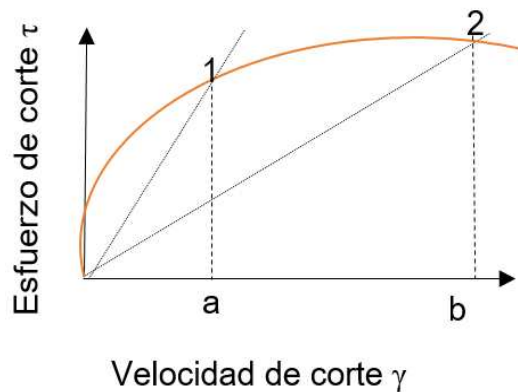
Donde:
 τ_y : Yield point
 P_v : Viscosidad plástica
 γ : Velocidad de corte

Los demás modelos existentes no siguen una relación lineal, la forma de la curva sigue un comportamiento de potencia y se puede expresar con la Ley de la Potencia, la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte está dada por la siguiente ecuación.

$$\tau = k * \gamma^n \dots \dots \dots (\text{Ec. 6.5})$$

Donde:
 τ : Esfuerzo de corte
 k : Índice de consistencia
 γ : Velocidad de corte
 n : Índice de comportamiento

Figura 6.4 : Variación de Viscosidad Aparente En Función De La Velocidad De Corte



Fuente: Tomado de Apuntes PET 245 / UMSA

Estos Fluidos tienen un compuesto no lineal, la pendiente varía de un punto a otro por lo tanto la viscosidad aparente varía para diferentes velocidades de corte

La viscosidad aparente se puede calcular para fluidos que siguen la ley de la potencia con la siguiente ecuación.

$$\mu_a = \frac{k}{\gamma^{1-n}} \dots \dots \dots (\text{Ec. 6.6})$$

Donde:

- μ_a : Viscosidad aparente
- k: Índice de consistencia
- γ : Velocidad de corte
- n: Índice de comportamiento

Pseudo-plásticos (*shear thinning*): Siguen el comportamiento definido con la ley de potencia. No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una velocidad de corte cero. La viscosidad aparente (μ_a) disminuye a mayores velocidades de corte, por lo tanto, (n') será menor a 1.

Dilatantes (*shear thickening*): Sigue el comportamiento definido con la ley de potencia. No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una velocidad de corte de cero. Pero muestra un incremento de viscosidad con el aumento de velocidades de corte, por lo cual (n') será mayor a 1.

Herschel-Bulkley o plásticos: Este modelo se basa en una mezcla de Bingham y de Ley de Potencia *Power-law* (pseudo plásticos y dilatantes). Tiene un esfuerzo mínimo que debe superar para fluir y luego la viscosidad no se mantiene constante siguiendo el comportamiento de potencia. Se puede expresar matemáticamente con la ecuación.

$$\tau = \tau_y + k' \gamma^{n'} \dots (\text{Ec. 6.7})$$

Donde:

- μ_a : Viscosidad aparente
- k: Índice de consistencia
- γ : Velocidad de corte
- n: Índice de comportamiento

La ecuación anterior se suele usar para modelar el comportamiento de espumas, pero para esto se requiere de una mejor determinación de los datos de laboratorio. Este modelo es casi nulo en su uso en la estimulación.

6.10. FLUIDOS DEL SISTEMA GELSIFICADO PARA LA FRACTURA.

Cuando se efectúa una fractura con sistema de fluidos gelificados en base agua, se utilizan

tres tipos de fluidos que se bombean consecutivamente estos son:

- Agua de suavizado (*Slickwater*)
- Gel Lineal
- Gel entrecruzado (*Crosslinked gel*).

Cada uno de estos posee mayor viscosidad que el anterior y consecutivamente mejor capacidad de transporte de agente sostén. Esta secuencia permite alcanzar buenas concentraciones finales de agente sostén.

6.11. COMPOSICION DEL FLUIDO.

La composición básica que se debe usar en un fluido de fractura hidráulica es:

Acido

Fluido Base: Ácido clorhídrico al 15%

Aditivos: Inhibidor de corrosión, Control de hierro, Surfactante

Slickwater

Fluido base: Agua

Aditivos: Reductor de fricción, surfactante y bactericida

Gel Lineal

Fluido base: Agua

Aditivos: Gelcificante, Bactericida, Surfactante

Gel entrecruzado

Fluido base: Agua

Aditivos: Surfactante, Bactericida, Gelcificante, Reductor de fricción

Una buena hidratación del polímero formado su reticulado y degradación son las claves del proceso para este sistema, se debe tener un buen rendimiento reológico para tener una buena estabilidad termal

6.11.1. PARAMETROS REOLOGICOS TIPICOS DEL FLUIDO DE FRACTURA.

A continuación se presenta una tabla que resume los valores reológicos típicos del fluido donde HVFR “High Viscosity Friction Reducer” (Reductor de Viscosidad de Alta Fricción)

Tabla 6.3. Parámetros Reológicos Del Fluido De Fractura

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Viscosidad aparente a baja velocidad de corte	30 cpoise	40 cpoise
Viscosidad aparente a alta velocidad de corte	19 cpoise	21 cpoise

Fuente: Layus, Marcelo Ignacio/Instituto Tecnológico de Buenos Aires/2020

Portal del Petróleo/Fluidos para fractura.com

Sergio Andres Ardila Ardila, Juan Leonardo Rodríguez Nieto/Aplicación del Diseño Unificado De Fractura Para Optimizar y Evaluar Los Tratamientos De Fracturamiento Hidráulico en un Campo Colombiano

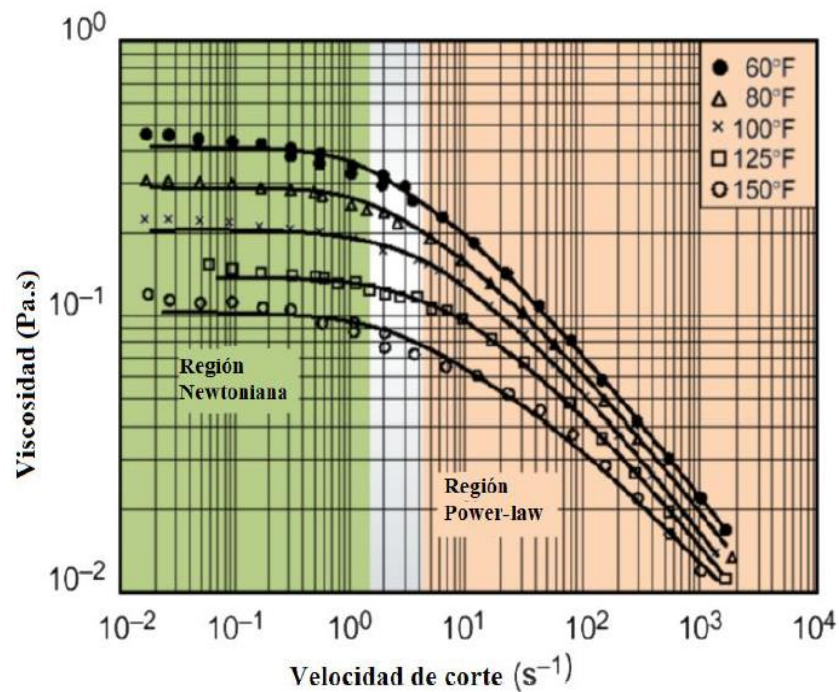
6.11.2. MODELO REOLOGICO DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA.

Los fluidos de fractura tienden a tener comportamiento de “shear thinning” (la viscosidad aparente disminuye con el incremento de la velocidad de corte). Si se grafica viscosidad

versus velocidad de corte se puede diferenciar varios comportamientos según rangos de velocidades, Newtoniano o Ley de Potencia (Power-law).

Conociendo el rango de velocidades a los cuales son sometidos los fluidos de fractura dentro del tubing/casing (200 a 2000 seg^{-1}), luego en los punzados y por fin en la fractura (20 a 400 seg^{-1}), se puede diferenciar el comportamiento del fluido en cada etapa del proceso. Es posible concluir que los fluidos de fractura (en los diferentes trayectos del bombeo) se pueden representar según el modelo de ley de potencia (Power Law) para fluidos Pseudoplásticos.

Figura 6.5 : Variación De Curvas Para Fluidos de Fractura



Fuente: Tomado De Reservoir Simulation, Economides

CAPITULO VII ENSAYO DEL FLUIDO PARA FRACTURA

7.1. INTRODUCCION.

Para realizar las operaciones se debe tomar agua de la fuente principal de uso ya definida esta muestra de agua está sometida a parámetros de calidad que se muestran en la tabla 5.6 de la página 170

Luego se deben ensayar las propiedades reologicas del fluido de fractura resultante de esta muestra para asegurar la estabilidad y compatibilidad química

7.2. PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO DE FRACTURA

En el campo petrolífero, los términos a continuación mencionados se usan para describir la viscosidad y las propiedades reologicas del fluido de perforación.

7.3. MATERIALES Y EQUIPOS

- Viscosímetro Fann
- Shearómetro
- Termómetro
- Batidora
- Vaso de Precipitado de 1000 ml
- Hornilla
- Varilla de agitación
- Embaces para el agitado y conservación del lodo
- Agua
- Arena
- Aditivos
- Cronómetro

Ver anexo I

7.4. PROCEDIMIENTO

Usando los materiales preparar el lodo y hallar su densidad con la balanza de lodos:

a) Preparación de los lodos

LODO 1

Tabla 7.1 : Componentes Del Lodo 1

Componentes	Función	Densidad (g/cm ³)	Masa (g)
Agua	Componente principal del fluido de fractura	1	1000
Arena	Agente sostén y aumento de viscosidad	1.5	500
Goma Guar	Gelificante	0.9	25
Sal	Aumentar la salinidad del agua	2.16	10
Lavandina	Acondicionamiento del agua y control microbiano	1.11	5
Bicarbonato de sodio	Ajuste del pH	2.2	5

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la masa total del fluido 1

$$m_{T1} = m_{agua} + m_{arena} + m_{goma\ guar} + m_{sal} + m_{lavandina} + m_{bicarbonato\ de\ sodio} \dots (Ec.7.1)$$

$$m_{T1} = 1000 + 500 + 25 + 10 + 5 + 5$$

$$m_{T1} = 1545 (g)$$

Hallando el volumen para cada componente

$$volumen_{arena} = \frac{masa_{arena}}{\rho_{arena}} \dots (Ec.7.2)$$

$$volumen_{arena} = \frac{500 (g)}{1.5 \left(\frac{g}{cm^3}\right)}$$

$$volumen_{arena} = 333.33 (cm^3)$$

Hallando el volumen para cada componente se tendrá la siguiente tabla

Tabla 7.2 : Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 1

Componentes	Densidad (g/cm3)	Masa (g)	Volumen (cm3)
Agua	1	1000	1000.00
Arena	1.5	500	333.33
Goma Guar	0.9	25	27.78
Sal	2.16	10	4.63
Lavandina	1.11	5	4.50
Bicarbonato de sodio	2.2	5	2.27
Total	-	1545	1372.52

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la densidad del lodo 1

$$\rho_{Lodo 1} = \frac{masa_{total}}{volumen_{total}} \dots (Ec.7.3)$$

$$\rho_{Lodo 1} = \frac{1545 (g)}{1372.52 (cm^3)}$$

$$\rho_{Lodo 1} = 1.12 \left(\frac{g}{cm^3}\right) = 9.3 (Lpg)$$

LODO 2

Tabla 7.3 : Componentes Del Lodo 2

Componentes	Función	Densidad (g/cm ³)	Masa (g)
Agua	Componente principal del fluido de fractura	1	1000
Arena	Agente sostén y aumento de viscosidad	1.5	250
Sal	Aumentar la salinidad del agua	2.16	10
Lavandina	Acondicionamiento del agua y control microbiano	1.11	5
Bicarbonato de sodio	Ajuste del pH	2.2	5

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la masa total del fluido

$$m_{T2} = m_{\text{agua}} + m_{\text{arena}} + m_{\text{sal}} + m_{\text{lavandina}} + m_{\text{bicarbonato de sodio}} \dots \text{(Ec.7.4)}$$

$$m_{T2} = 1000 + 250 + 10 + 5 + 5$$

$$m_{T2} = 1270 \text{ (g)}$$

Hallando el volumen para cada componente

$$volumen_{\text{arena}} = \frac{masa_{\text{arena}}}{\rho_{\text{arena}}} \dots \text{(Ec.7.5)}$$

$$volumen_{\text{arena}} = \frac{250 \text{ (g)}}{1.5 \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right)}$$

$$volumen_{\text{arena}} = 166.67 \text{ (cm}^3\text{)}$$

Hallando el volumen para cada componente se tendrá la siguiente tabla

Tabla 7.4 : Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 2

Componentes	Densidad (g/cm3)	Masa (g)	Volumen (cm3)
Agua	1	1000	1000.00
Arena	1.5	250	166.67
Sal	2.16	10	4.63
Lavandina	1.11	5	4.50
Bicarbonato de sodio	2.2	5	2.27
Total	-	1270	1178.07

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la densidad del lodo 2

$$\rho_{Lodo\ 2} = \frac{masa_{Total}}{volumen_{Total}} \dots (Ec.7.6)$$

$$\rho_{Lodo\ 2} = \frac{1270\ (g)}{1178.07\ (cm^3)}$$

$$\rho_{Lodo\ 2} = 1.08\ \left(\frac{g}{cm^3}\right) = 9\ (Lpg)$$

LODO 3

Tabla 7.5 : Componentes Del Lodo 3

Componentes	Función	Densidad (g/cm3)	Masa (g)
Agua	Componente principal del fluido de fractura	1	1000
Arena	Agente sostén y aumento de viscosidad	1.5	150

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la masa total del fluido

$$m_{T3} = m_{\text{agua}} + m_{\text{arena}} \dots (\text{Ec.7.7})$$

$$m_{T3} = 1000 + 150$$

$$m_{T3} = 1150 \text{ (g)}$$

Hallando el volumen para cada componente

$$volumen_{\text{arena}} = \frac{masa_{\text{arena}}}{\rho_{\text{arena}}} \dots (\text{Ec.7.8})$$

$$volumen_{\text{arena}} = \frac{150 \text{ (g)}}{1.5 \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right)}$$

$$volumen_{\text{arena}} = 100 \text{ (cm}^3\text{)}$$

Hallando el volumen para cada componente se tendrá la siguiente tabla

Tabla 7.6 : Densidad, Masa y Volumen Del Lodo 3

Componentes	Densidad (g/cm3)	Masa (g)	Volumen (cm3)
Agua	1	1000	1000.00
Arena	1.5	150	100.00
Total	-	1150	1100

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Hallando la densidad del lodo 3

$$\rho_{\text{Lodo 3}} = \frac{masa_{\text{Total}}}{volumen_{\text{Total}}} \dots (\text{Ec.7.9})$$

$$\rho_{\text{Lodo 3}} = \frac{1150 \text{ (g)}}{1100 \text{ (cm}^3\text{)}}$$

$$\rho_{\text{Lodo 3}} = 1.04 \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right) = 8.7 \text{ (Lpg)}$$

Datos de los lodos de fractura

Tabla 7.7 : Densidad De Lodos De Fractura

Fluido	Densidad	
	g/cm ³	Lpg
Lodo 1	1.12	9.3
Lodo 2	1.08	9
Lodo 3	1.04	8.7

Fuente: Elaborado En Base De Datos De Laboratorio De Fluidos De Perforación U.M.S.A.

Procedimiento de mezclado

1. Agregar en una fuente la arena
2. Añadir 1000 gramos de agua
3. Añadir bicarbonato (Para lodo 1 y Lodo 2)
4. Añadir hipoclorito de sodio “lavandina” (Para lodo 1 y 2)
5. Añadir spray para el cabello (Para lodo 1)
6. Mezclar en la fuente con ayuda de la batidora hasta tener una consistencia uniforme para cada lodo

Ver Anexo J y Anexo K

7.4.1. VISCOSIDAD DE EMBUDO

La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de MARSH

El embudo MARSH es un simple dispositivo usado para la rápida medida rutinaria de la viscosidad del fluido. Este es un excelente indicador de los cambio en las propiedades de los fluidos de perforación. El embudo MARSH tiene una forma cónica, un diámetro superior de 6 pulgadas (152mm) y 12 pulgadas (305mm) de largo, con una capacidad de 1.500 (cm^3). Una malla 12 mesh cubre la mitad de la parte superior y está

diseñada para remover cualquier material extraña y cuttings presentes en el fluido. El fluido se descarga a través de un orificio fijo que está en la parte inferior del embudo y que mide 2 pulg. (50,8mm) por 3/16 pulg. (4.7mm). La viscosidad embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades geológicas o las características del flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos. Lo que produce buenos resultados en un área puede fallar en otras; Sin embargo, se puede aplicar una regla general a los fluidos de perforación a base de arcilla.

La viscosidad de embudo de la mayoría de los fluidos se controla a cuatro veces la densidad (lb/gal) o menos. Sin embargo hay ciertas excepciones, como en las áreas donde se requiere el uso de fluidos de alta viscosidad. Los sistemas de polímeros e inversión inversa (base aceite o base sintético) no sigue necesariamente estas reglas

MATERIAL Y EQUIPO

- Viscosímetro MARSH plástico
- Jarra graduada de 1000 ml
- Termómetro
- Cronometro

PROCEDIMIENTO

1. Mantenga el embudo en posición vertical hacia arriba tapando el orificio de salida con el dedo
2. Vierta una muestra de lodo fresco para ser ensayado a través de la malla hasta que el nivel del fluido alcance la parte inferior de la malla
3. Remueva el dedo de la salida y comience a cronometrar. Usando una jarra graduada mida el tiempo en el que el fluido llene el nivel indicado en la jarra que es de $\frac{1}{4}$ (946 ml)
4. Mida la temperatura en ($^{\circ}\text{C}$) o ($^{\circ}\text{F}$)
5. Reportar el tiempo como velocidad de embudo MARSH, el tiempo para que tarde en salir $\frac{1}{4}$ de galón de la muestra para salir por el embudo
6. Limpie y seque completamente el embudo y la jarra después de cada uso

Ver Anexo L

PARA VISCOSIDAD ABSOLUTA

Los lodos de fractura y lodos de perforación son fluidos no newtonianos por tanto se usa la siguiente ecuación para calcular la viscosidad absoluta o dinámica

Donde:

$$\mu = (0.58 * t - \frac{461}{t}) * \rho \quad (\text{Ec.7.10})$$

t = Tiempo de descarga del fluido (segundos Marsh)

ρ = Densidad del lodo (g/ml)

μ = Viscosidad (cP)

Tabla 7.8 : Datos de Viscosímetro de Marsh

Fluido	Densidad		Tiempo
	LPG	g/cc	seg
Lodo 1	9.3	1.12	50
Lodo 2	9	1.08	75
Lodo 3	8.7	1.04	39

Fuente: Elaborado en Base A Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A..

PARA LODO 1

$$\mu_1 = (0.58 * t - \frac{461}{t}) * \rho \dots \dots \dots (\text{Ec.7.11})$$

$$\mu_1 = (0.58 * 50 - \frac{461}{50}) * 1.12$$

$$\mu_1 = 22.15 \text{ (cP)}$$

PARA LODO 2

$$\mu_2 = (0.58 * t - \frac{461}{t}) * \rho \dots \dots \dots (\text{Ec.7.12})$$

$$\mu_2 = (0.58 * 75 - \frac{461}{75}) * 1.08$$

$$\mu_2 = 40.34 \text{ (cP)}$$

PARA LODO 3

$$\mu_3 = (0.58 * t - \frac{461}{t}) * \rho \dots \dots \dots (\text{Ec.7.13})$$

$$\mu_3 = (0.58 * 39 - \frac{461}{39}) * 1.04$$

$$\mu_3 = 11.23 \text{ (cP)}$$

A continuación se presenta una figura con los valores de viscosidad mediante una gráfica en función del tiempo, viscosidad y densidad del fluido, de la cual los resultados se presentan en la siguiente tabla

Tabla 7.9: Método Analítico Vs. Método Grafico

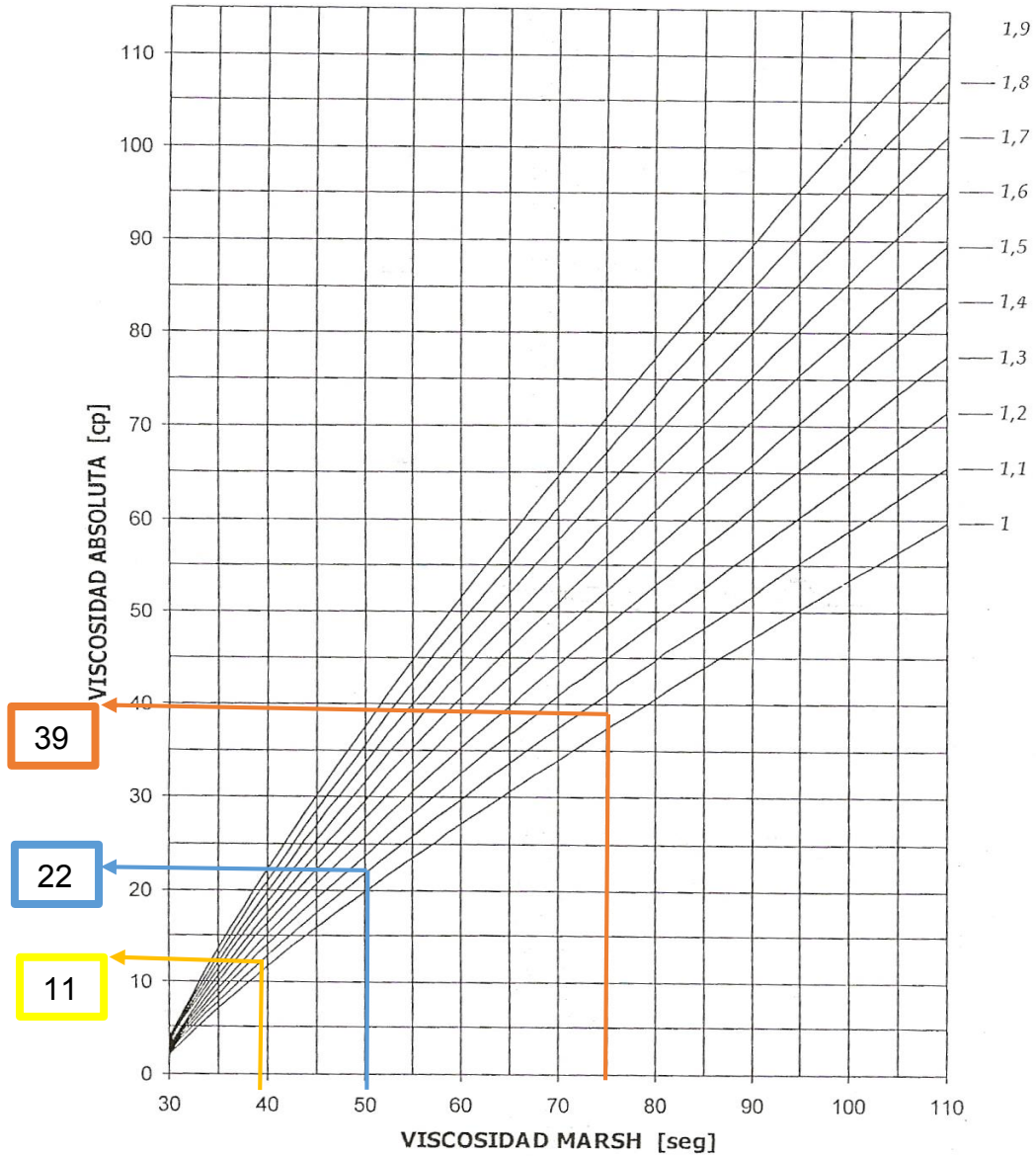
Fluido	Densidad		Tiempo seg	Viscosidad (cP)	
	LPG	g/cc		Método Analítico	Método Grafico
Lodo 1	9.3	1.12	50	22.15	22
Lodo 2	9	1.08	75	40.34	39
Lodo 3	8.7	1.04	39	11.23	11

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.



HALLANDO LA VISCOSIDAD CON EL GRAFICO

Figura 7.1: Grafica De Marsh En Función Del Tiempo y Densidad



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

- Lodo 1: $\mu = 22$ (cP)
- Lodo 2: $\mu = 39$ (cP)
- Lodo 3: $\mu = 11$ (cP)

7.5. VISCOSIDAD EFECTIVA (μ_e)

La viscosidad efectiva se define como la relación de Esfuerzo de Corte a Velocidad de Corte determinada, también a condiciones específicas como la presión y la temperatura.

7.6. VISCOSIDAD APARENTE (μ_a)

La viscosidad aparente es la viscosidad de un fluido en unas determinadas condiciones de temperatura y agitación (no normalizadas). La viscosidad aparente no depende de las características del fluido, sino de las condiciones ambientales, y por tanto variará según las condiciones. También la viscosidad Efectiva es llamada en ocasiones viscosidad aparente.

La viscosidad Aparente se mide mediante la fórmula:

$$\mu_a = \frac{\text{Indicación a } 600 \text{ (RPM)}}{2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 7.14})$$

Esta indicación va estar dada por el viscosímetro rotativo VG Meter o Viscosímetro Fann, o también va estar dada por la indicación del viscosímetro a (**300 RPM**).

7.7. VISCOSIDAD PLÁSTICA (VP)

Es aquella parte de la resistencia a fluir causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce:

- Entre los sólidos contenidos en el lodo.
- Entre los sólidos y el líquido que lo rodea.
- Debido al esfuerzo cortante del propio líquido.

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica.

El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas tasas de penetración. Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos. Para lograr tal propósito, es fundamental que los equipos de control de sólidos funcionen en buenas condiciones.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$VP (cp) = \text{Indicación a } 600(RPM) - \text{Indicación a } 300(RPM) \dots\dots\dots(\text{Ec. 7.15})$$

7.8. PUNTO CEDENTE O YIELD POINT (YP)

Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas.

El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo.

Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$YP (lb / 100 ft^2) = \text{Indicación a } 300(RPM) - VP \dots\dots\dots(\text{Ec. 7.16})$$

7.9. ESFUERZO DE GEL

Entre las propiedades del lodo, una de las más importantes es la gelatinización, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas.

La fuerza de gelatinización, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo.

La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si esta se forma lentamente después que el lodo está en reposo, se dice que la tasa de gelatinización es baja y es alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación.

El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel al principio de un período de reposo de 10 segundos, después de agitarlo y 10 minutos después. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y los sólidos incorporados en los siguientes casos:

- Cuando se está añadiendo barita.
- Al estar el lodo estático.

7.10. VISCOSÍMETRO FANN Y SHEAROMETRO

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 (rpm).

7.3.1.1. Especificaciones del Viscosímetro Fann

a) Manguito de rotor

Diámetro interior: 1,450 pulg. (36,83 mm)

Longitud total: 3,425 pulg. (87,00 mm)

Línea trazada: 2,30 pulg. (58,4 mm) encima de la parte inferior del manguito.

Dos líneas de agujeros de 1/8 pulgada (3,18 mm) separados por 120 grados (2,09 radianes), alrededor del manguito de rotor, justo debajo de la línea trazada.

b) Balancín

Diámetro: 1,358 pulg. (34,49 mm)

Longitud del cilindro: 1,496 pulg. (38,00 mm)

El balancín está cerrado con una base plana y una parte superior ahusada.

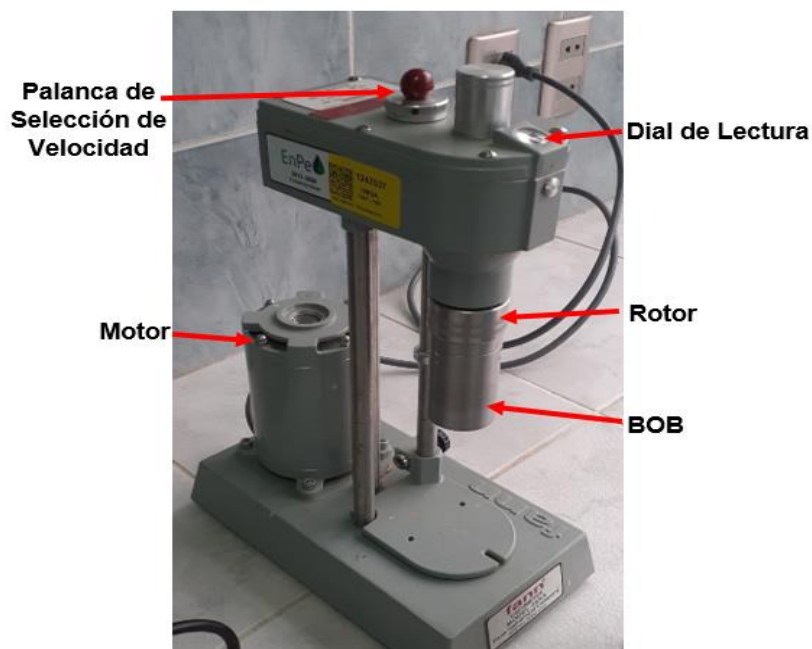
c) Constante del Resorte de Torsión

Deflexión de 386 dinas-cm/grado Velocidades del rotor:

Alta velocidad: 600 RPM

Baja velocidad: 300 RPM

Figura 7.2 :Viscosímetro de Fann



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

a) Determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con

la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.
6. Punto Cedente en $(\frac{lb}{100 ft^2})$ indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
7. Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

Ver Anexo M

b) Determinación del esfuerzo de gel

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en $(\frac{lb}{100 ft^2})$ como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

Usando el Shearómetro, tenemos como procedimiento:

c) Determinación del esfuerzo de gel con Shearometro

1. Llenar el recipiente del Shearómetro con lodo recientemente agitado, hasta su nivel respectivo.
2. Soltar el cilindro de aluminio en la escala graduada y dejar que se sumerja por sí solo, reportar el valor del esfuerzo gel después de 10 segundos.
3. Saque el cilindro lentamente y deje en reposo el lodo durante 10 minutos, luego repita el paso 3 y reporte el esfuerzo gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

Ver Anexo N

Figura 7.3 :Shearometro



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

7.11. TABLA DE DATOS

Los datos obtenidos en laboratorio fueron:

TIPOS DE LODO

Tabla 7.10: Datos De Lodo De Fractura

	Densidad (LPG)	Lectura @600rpm	Lectura @300rpm	Lectura @200rpm	Lectura @100rpm	Lectura @6rpm	Lectura @3rpm
Lodo 1	9,3	44	30	24	17	10	9
Lodo 2	9	79	56	50	37	35	32
Lodo 3	8.7	21	15	11	8	4	3

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

VISCOSIMETRO

Tabla 7.11: Datos De Viscosímetro De Fan

	FUERZA GEL (10seg)	FUERZA GEL (10min)
Lodo 1	8	10
Lodo 2	33	25
Lodo 3	3	4

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

SHAROMETRO

Tabla 7.12: Datos De Shearometro

	FUERZA GEL (10seg)	FUERZA GEL (10min)
Lodo 1	10	14,5
Lodo 2	30	20
Lodo 3	6	5.7

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

7.12. CALCULOS Y GRAFICAS

Calcular las viscosidades plásticas, aparente y puntos cedentes.

PARA LODO 1

Utilizamos la ecuación:

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = \text{Lectura @ 600 rpm} - \text{Lectura @ 300 rpm} \dots (\text{Ec. 7.17})$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 44 - 30$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 14 \text{ (cP)}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{\text{Lectura @ 600 rpm}}{2} \dots (\text{Ec. 7.18})$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{44}{2}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = 22 \text{ (cP)}$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = \text{Lectura @ 300 rpm} - \text{Viscosidad Plástica (PV)} \dots (\text{Ec. 7.19})$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 30 - 14$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 16 \left(\frac{\text{lb f}}{100 \text{ ft}^2} \right)$$

PARA LODO 2

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = \text{Lectura @ 600 rpm} - \text{Lectura @ 300 rpm} \dots (\text{Ec. 7.20})$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 79 - 56$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 23 \text{ (cP)}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{\text{Lectura @ 600 rpm}}{2} \dots (\text{Ec. 7.21})$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{79}{2}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = 39.5 \text{ (cP)}$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = \text{Lectura @ 300 rpm} - \text{Viscosidad Plástica (PV)} \dots (\text{Ec. 7.22})$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 56 - 23$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 33 \left(\frac{\text{lb}_f}{100 \text{ft}^2} \right)$$

PARA LODO 3

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = \text{Lectura @ 600 rpm} - \text{Lectura @ 300 rpm} \dots (\text{Ec. 7.23})$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 21 - 15$$

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = 6 \text{ (cP)}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{\text{Lectura @ 600 rpm}}{2} \dots (\text{Ec. 7.24})$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = \frac{21}{2}$$

$$\text{Viscosidad Aparente (AV)} = 10.5 \text{ (cP)}$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = \text{Lectura @ 300 rpm} - \text{Viscosidad Plástica (PV)} \dots (\text{Ec. 7.25})$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 15 - 6$$

$$\text{Punto de Fluencia (YP)} = 9 \left(\frac{\text{lb}f}{100\text{ft}^2} \right)$$

A continuación se muestra la diferencia entre los datos tomados por el Viscosímetro Fann y El Shearómetro para el esfuerzo gel.

PARA LODO 1

Hallando el respectivo error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 segundos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$

$$\varepsilon = \left| \frac{8 - 10}{8} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.26})$$

$$\varepsilon = 25\%$$

$$\text{Diferencia} = 2 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

Hallando el error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 minutos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$

$$\varepsilon = \left| \frac{10 - 14.5}{10} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.27})$$

$$\varepsilon = 45\%$$

$$\text{Diferencia} = 4.5 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

PARA LODO 2

Hallando el respectivo error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 segundos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$
$$\varepsilon = \left| \frac{33 - 30}{33} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.28})$$
$$\varepsilon = 9\%$$
$$\text{Diferencia} = 3 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

Hallando el respectivo error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 minutos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$
$$\varepsilon = \left| \frac{25 - 20}{25} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.29})$$
$$\varepsilon = 20\%$$
$$\text{Diferencia} = 5 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

PARA LODO 3

Hallando el respectivo error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 segundos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$
$$\varepsilon = \left| \frac{3 - 6}{3} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.30})$$
$$\varepsilon = 10\%$$
$$\text{Diferencia} = 0.3 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

Hallando el respectivo error y la diferencia para Fuerza gel a los 10 minutos:

$$\varepsilon = \left| \frac{\text{Valor de VG Meter} - \text{Valor de Shear.}}{\text{Valor de VG Meter}} \right| * 100$$

$$\varepsilon = \left| \frac{4 - 5.7}{4} \right| * 100 \quad \dots(\text{Ec. 7.31})$$

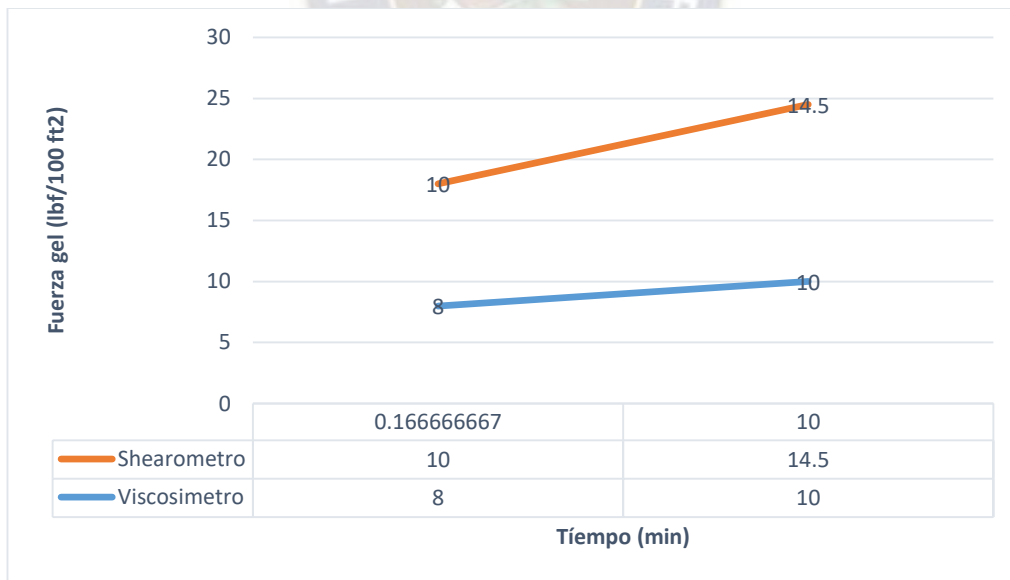
$$\varepsilon = 42.5\%$$

$$\text{Diferencia} = 1.7 \left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$$

Graficando las curvas: Fuerza Gel vs tiempo, determinadas por VG y Shearometro

PARA LODO 1

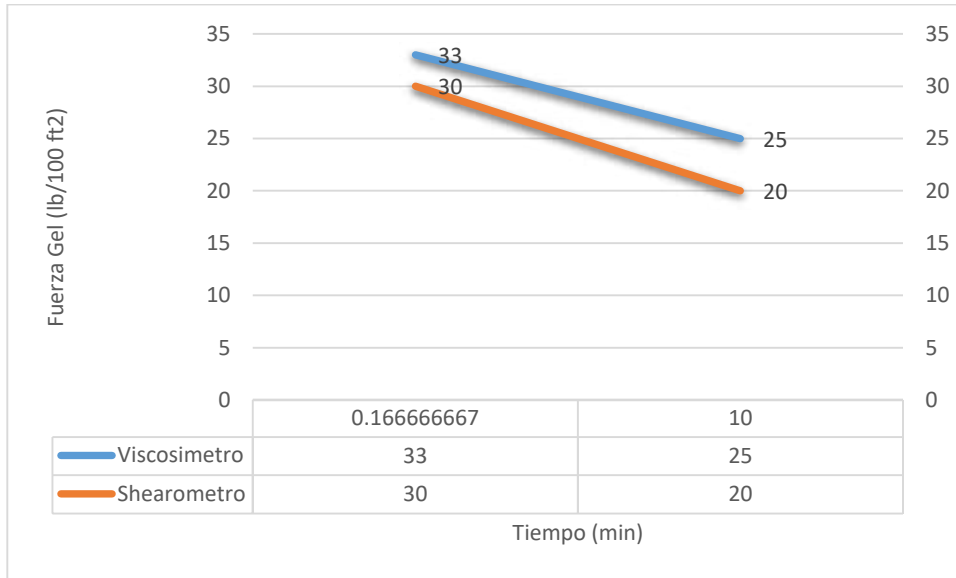
Figura 7.4 : Grafico Lodo 1 “Fuerza Gel Vs. Tiempo”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

PARA LODO 2

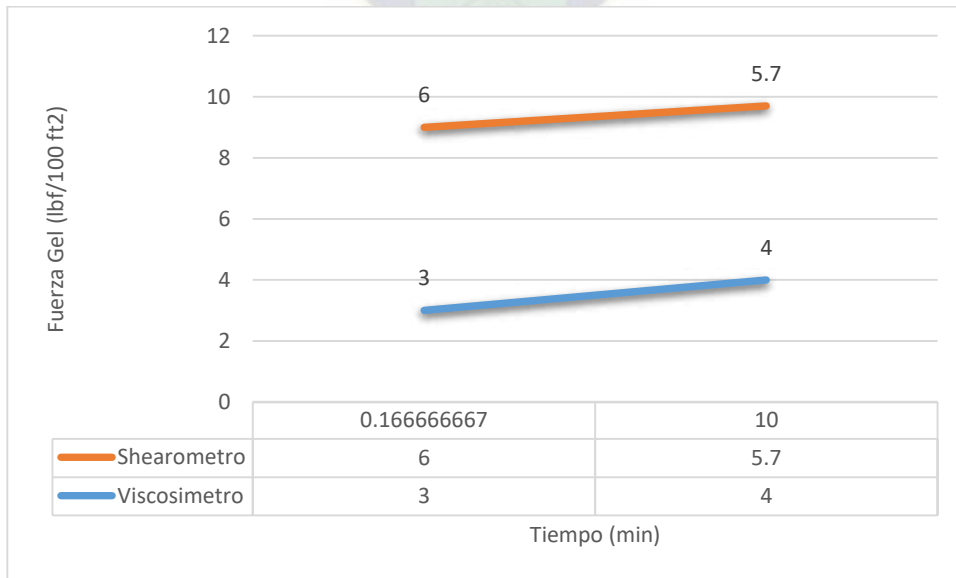
Figura 7.5: Grafico Lodo 2 “Fuerza Gel Vs. Tiempo”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

PARA LODO 3

Figura 7.6: Grafico Lodo 3 “Fuerza Gel Vs. Tiempo”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

Diferencias de las curvas graficadas para cada lodo

Para el lodo 1 la recta de los datos del Shearometro se encuentra por encima de la de la recta de los datos del viscosímetro. Por lo que se observa la pendiente de ambas rectas no es la misma tiene una variación ligera.

Para el lodo 2 la recta de los datos del viscosímetro se encuentra por encima de la de la recta de los datos del Shearometro. Por lo que se observa la pendiente de ambas rectas no es la misma ya que una pendiente es ascendente y la otra pendiente es descendente

Para el lodo 3 se tiene un comportamiento similar al del lodo 2 que varía con relación al viscosímetro y el dato del Shearometro

.Calculando los índices de consistencia y de comportamiento de flujo para cada lodo

PARA LODO 1

Utilizamos la ecuación

$$n = 1.4427 \ln\left(\frac{2VP+YP}{VP+YP}\right) \dots (\text{Ec. 7.32})$$

$$n = 1.4427 \ln\left(\frac{2 * 14 + 16}{14 + 16}\right)$$

$$n = 0.55$$

$$k = \frac{VP+YP}{511^n} \dots (\text{Ec. 7.33})$$

$$k = \frac{14 + 16}{511^{0.55}}$$

$$k = 0.97$$

PARA LODO 2

$$n = 1.4427 \ln \left(\frac{2VP+YP}{VP+YP} \right) \dots (\text{Ec.7.34})$$

$$n = 1.4427 \ln \left(\frac{2 * 23 + 33}{23 + 33} \right)$$

$$n = 0.49$$

$$k = \frac{VP+YP}{511^n} \dots (\text{Ec.7.35})$$

$$k = \frac{23 + 33}{511^{0.49}}$$

$$k = 0.47$$

PARA LODO 3

$$n = 1.4427 \ln \left(\frac{2VP+YP}{VP+YP} \right) \dots (\text{Ec.7.36})$$

$$n = 1.4427 \ln \left(\frac{2 * 6 + 9}{6 + 9} \right)$$

$$n = 0.48$$

$$k = \frac{6+9}{511^{0.48}} \dots (\text{Ec.7.37})$$

$$k = \frac{14 + 16}{511^{0.48}}$$

$$k = 0.15$$

Determinación del tipo de fluido mediante una gráfica

El esfuerzo de corte se determina mediante la ecuación:

$$\tau = \text{lectura}(rpm) * 1.0678.....(\text{Ec. 7.38})$$

La velocidad de corte se determina mediante la ecuación:

$$\gamma = rpm * 1.703.....(\text{Ec. 7.39})$$

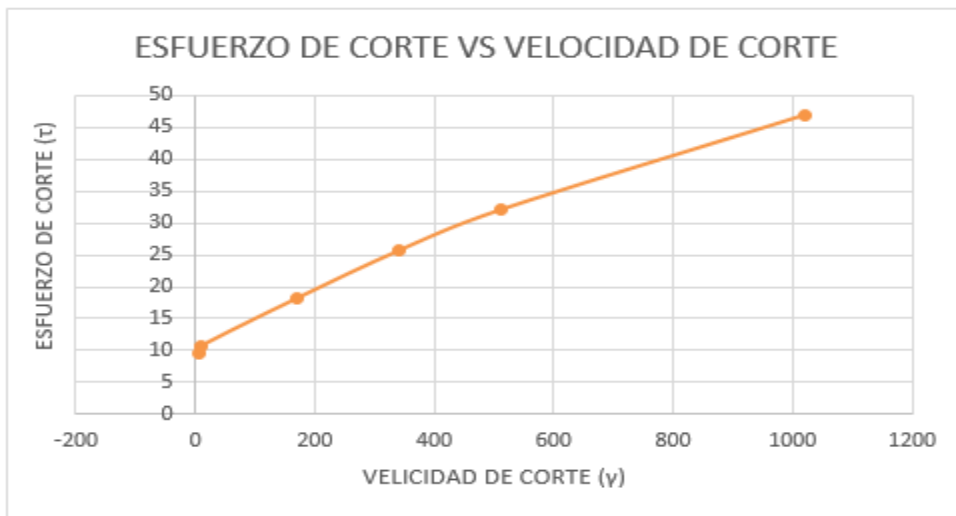
PARA LODO 1

Tabla 7.13: Datos De Esfuerzo De Corte Y Velocidad De Corte Lodo 1

rpm	Lectura (rpm)	Esfuerzo de Corte	Velocidad de corte
600	44	46.9832	1021.8
300	30	32.034	510.9
200	24	25.6272	340.6
100	17	18.1526	170.3
6	10	10.678	10.218
3	9	9.6102	5.109

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

Figura 7.7: Grafico Lodo 1 “Esfuerzo de Corte Vs. Velocidad de Corte”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

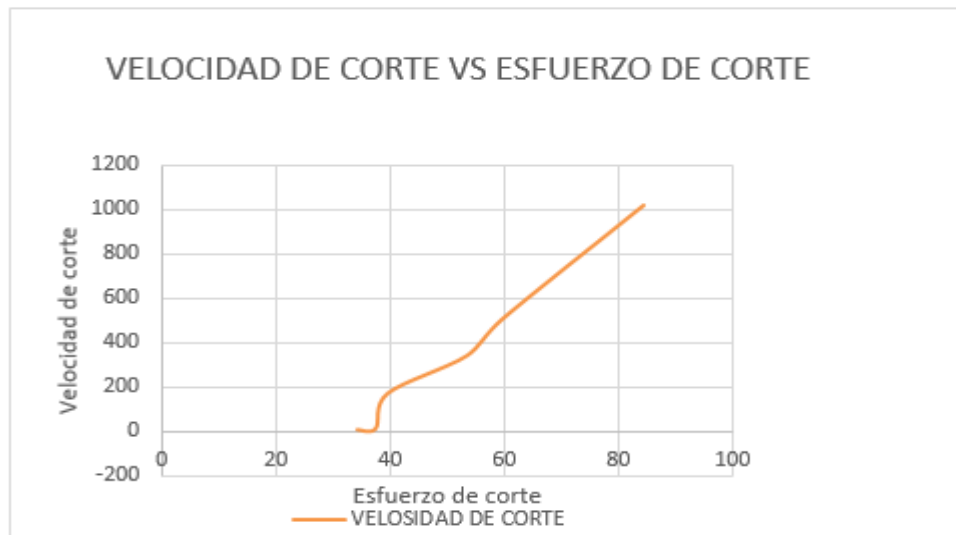
PARA LODO 2

Tabla 7.14: Datos De Esfuerzo De Corte Y Velocidad De Corte Lodo 2

rpm	Lectura (rpm)	Esfuerzo de Corte	Velocidad de corte
600	79	84.3562	1021.8
300	56	59.7968	510.9
200	50	53.39	340.6
100	37	39.5086	170.3
6	35	37.373	10.218
3	32	34.1696	5.109

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

Figura 7.8: Grafico Lodo 2 “Esfuerzo de Corte Vs. Velocidad de Corte”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

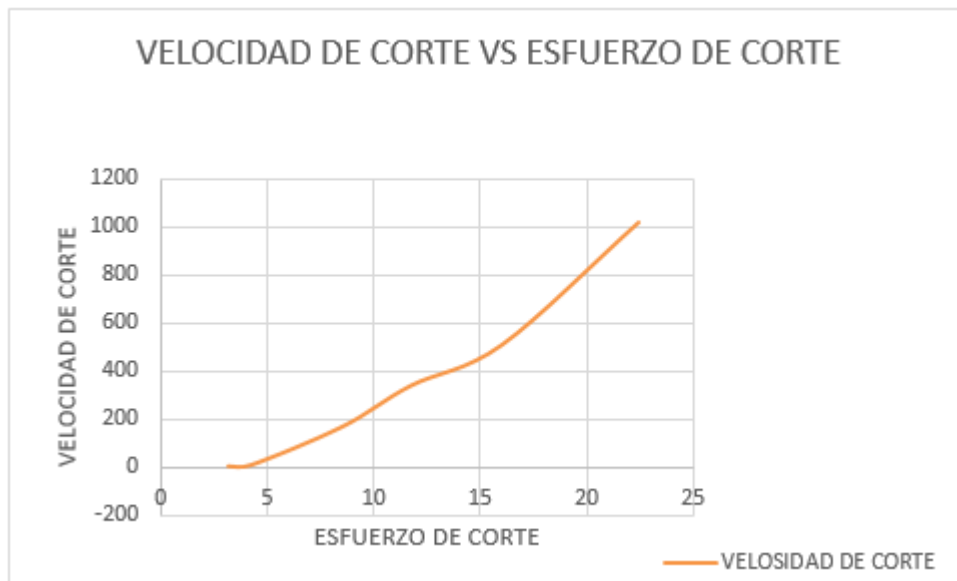
PARA LODO 3

Tabla 7.15: Datos De Esfuerzo De Corte Y Velocidad De Corte Lodo 3

rpm	Lectura (rpm)	Esfuerzo de Corte	Velocidad de corte
600	21	22.4238	1021.8
300	15	16.017	510.9
200	11	11.7458	340.6
100	8	8.5424	170.3
6	4	4.2712	10.218
3	3	3.2034	5.109

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

Figura 7.9: Grafico Lodo 3 “Esfuerzo de Corte Vs. Velocidad de Corte”



Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

Como se puede observar en las tres gráficas, 2 de los lodos pertenecen al fluido Bingham-Plásticos Pero el lodo numero 1 es el que cumple la del modelo de ley exponencial que a su vez cumple como modelo a ser usado para ser usado como fluido de fractura utilizado en operaciones de fractura

7.13. RESULTADOS.

Lodo 1

La preparación del lodo de fractura tiene una densidad de 9.3 (LPG) o $1.12 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, este lodo presenta un comportamiento no newtoniano y representa un modelo reológico de la ley de la potencia. La viscosidad de este fluido es de 22 (cP) lo cual está dentro del valor recomendado para fluidos de fractura, el índice de comportamiento se aleja del valor de 1 y se encuentra en el valor de 0.55 lo cual indica que puede ser usado como un fluido de fractura ya que posee goma guar como agente Gelificante que sirve como agente gelificante garantizando de esta manera una buena circulación del fluido de fractura dentro de la formación.

Lodo 2

Este fluido de fractura cuenta con una densidad de $1.08 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, o 9 (Lpg) al no contar con un agente gelificador su índice de comportamiento disminuye teniendo un valor de 0.49, dicho fluido se asemeja a un modelo reológico lineal debido a la falta de un agente que le de la propiedad para ser considerado como un buen agente sostén además que al disminuir la cantidad de arena la densidad del fluido disminuye siendo este un componente importante para la mejora de la viscosidad del fluido.

Lodo 3

Este fluido solo presenta agua y arena con una densidad de $1.04 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, o 8.7 (Lpg) una viscosidad de 10.5 (cP) presentando un comportamiento lineal en cuanto se refiere al modelo reológico que sigue según su gráfica. Este fluido no es apto para el procedimiento de fractura ya que al no cuenta con un agente sostén, un regulador de pH, un agente

microbiano y una cantidad necesaria de arena. Este fluido llegaría a deformar la formación dilatándola y produciendo daños a la formación en la que se está desarrollando el fracking.

La selección del lodo más adecuada se da dentro de un rango de densidad de 8.33 (Lpg) a 9.5 (Lpg) o $1 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$ a $1.14 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, valor recomendado por empresas como Chevron, Pemex y YPF, además de varios autores que recomiendan este rango de densidad en la fracturación hidráulica, el agua a ser usada es de procedencia salobre la cual presenta una salinidad de 2000 (ppm) valor que la cataloga como agua salada dando al fluido junto con el agente gelificante mejor viscosidad al fluido de fractura cuyo valor recomendado va desde 19 (cP) a 30 (cP) en los fluidos tradicionales y de 21 (cP) a 40 (cP) en los fluidos con más cantidad de aditivos químicos (polímeros) que se usan para su mejor rendimiento.

Tabla 7.16: Resultados De Fluidos De Fractura

Fluido	Densidad		Viscosidad cP	Índice de Comportamiento	Modelo Reológico
	g/cm ³	Lpg			
Lodo 1	1.12	9.3	22	0.55	Ley de Potencia
Lodo 2	1.08	9	39.5	0.49	Lineal
Lodo 3	1.04	8.7	10.5	0.48	Lineal - Dilatante

Fuente: Elaborado en Base a Datos De Laboratorio De Fluidos de Perforación U.M.S.A.

CAPITULO VIII

TRATAMIENTO DE AGUA EN PROCESO FLOWBACK

8.1. CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA PARA PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO.

El fluido de fractura está compuesto por sustancias tóxicas que si no son tratadas adecuadamente pueden llegar a contaminar el medio ambiente. Para evitar estas situaciones y a fin de minimizar el uso continuo de agua in situ se estableció un método que reutilizar el agua utilizada en las etapas de fractura y ahora se muestra los impactos del fluido de retorno a la superficie. Esta alternativa de tratamiento del flowback denominada así por reutilizar el agua de retorno y el de sus componentes posterior a su procesamiento. Luego de que la fractura se ha realizado, se comenzará a producir agua junto con el gas o crudo producido. Una parte es fluido de fractura que regresa y otra, el agua de formación natural. No importa la procedencia: este retorno siempre debe ser controlado. En los Estados Unidos, por ejemplo, los Gobiernos locales y las compañías operadoras buscan la forma de controlar el agua producida de forma de proteger las fuentes de agua superficial y subterránea y de reducir la demanda futura de agua dulce. Bajo la consigna de “reducir, reusar y reciclar”. Estos grupos estudiaron métodos tradicionales e innovadores de gestión, tratamiento y eliminación del agua producida después de las operaciones de fracturación hidráulica. El agua es generalmente controlada a través de una variedad de mecanismos que incluyen la inyección subterránea (pozos sumideros), tratamiento y vuelco, y reciclado. Permanentemente se están desarrollando nuevas tecnologías de tratamiento que se suman a las aplicaciones de tratamientos ya existentes, que suelen ser efectivas, para tratar el agua producida y poder reutilizarla en una variedad de aplicaciones. Esto permite que el agua asociada a

operaciones de shale pueda visualizarse como potencial fuente de recurso de agua para fractura. En algunos estados de los Estados Unidos, incluso, el agua es inyectada en pozos sumideros y almacenada allí; vale destacar que el control de estos sumideros está a cargo del Underground Injection Control Program (UIC) of the Federal Safe Drinking Water Act. El propósito de este procedimiento es limitar el agua producida a un área apta para inyección, para evitar el contacto con el agua dulce existente. Por ejemplo, cabe mencionar el caso de Pensilvania, en el que se recicló el agua producida. Las salmueras producidas son difíciles y costosas de tratar, y la salinidad de este efluente crea altos niveles de sólidos totales disueltos (TDS, por su sigla en inglés). Un tratamiento incompleto de estas salmueras crea una situación donde los altos TDS traen problemas en las plantas de potabilización como la formación de trihalometanos (TTHM). Los TDS reaccionan con el cloro que se agrega en la etapa de potabilización y se forman así los TTHM. (Trombetta, 2012)

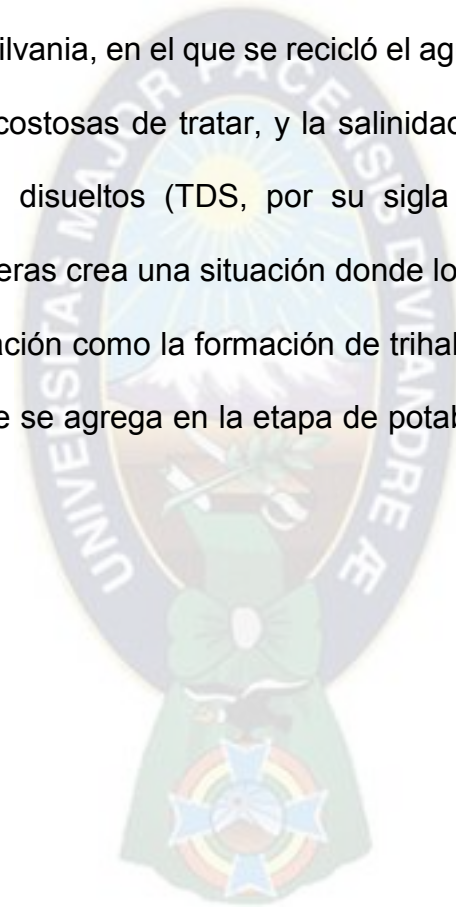
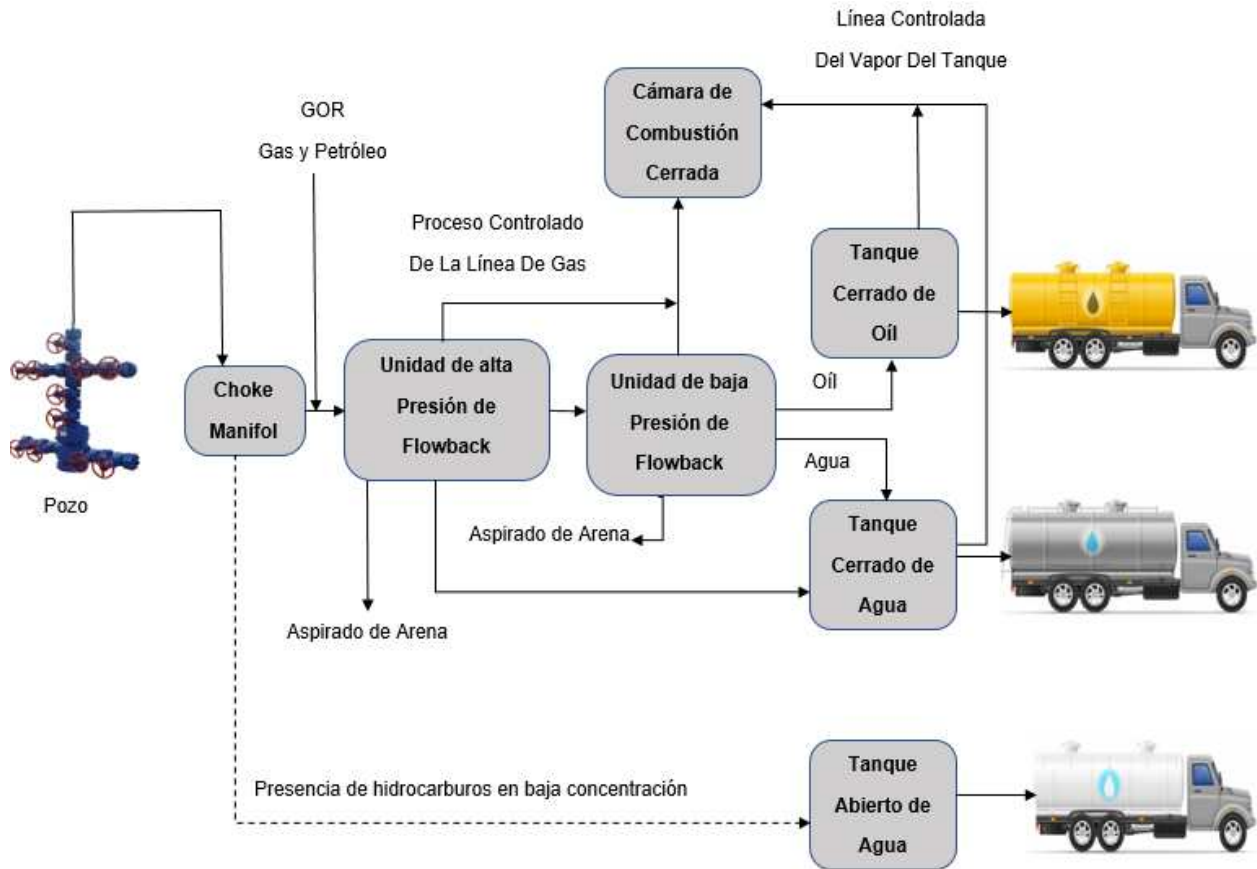


Figura 8.1: Diagrama De Sistema Flowback



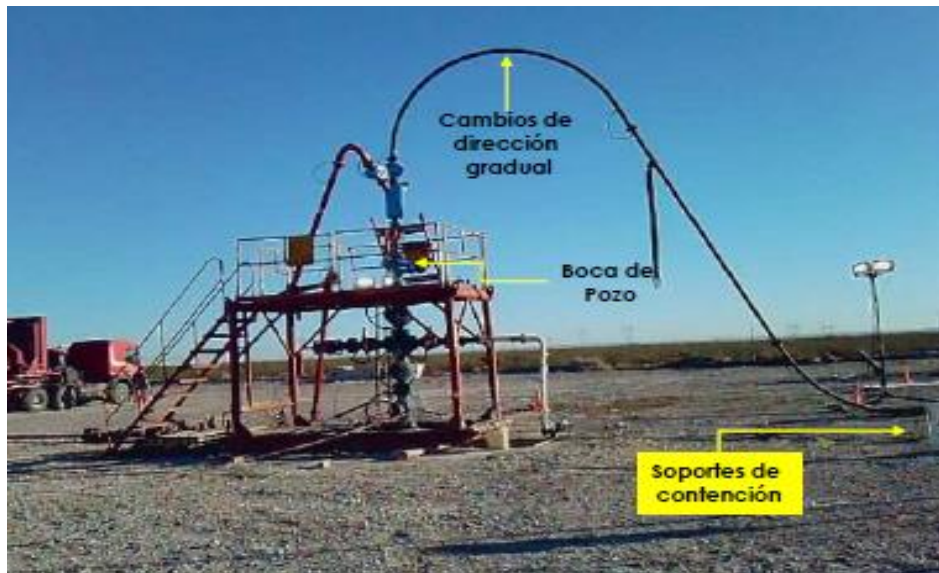
Fuente: Elaborado En Base A Datos De Noblecolorado.com/tecnologia-flowback

8.2. IMPLEMENTACION DE SUPERFICIE.

El equipamiento adecuado para realizar el Flowback de manera segura es:

- Línea de alta presión
- Manifold
- Reducción porta orificio
- Separador multifario
- calentador

Figura 8.2: Vista De Equipos De Superficie



Fuente: Tomado De Flowback En Pozos De Gas Petrobras

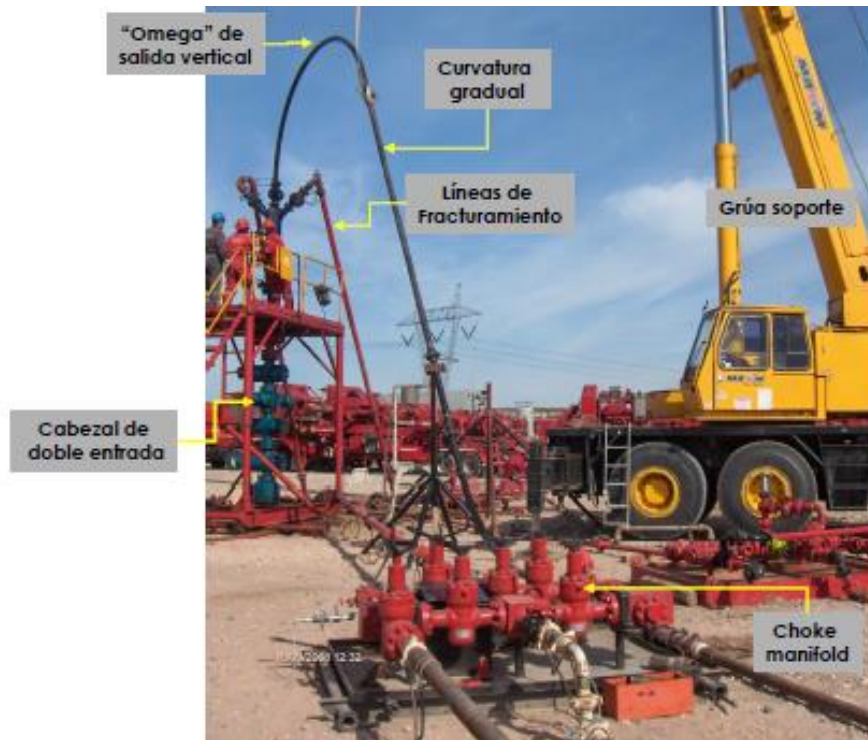
Consideraciones.

- Boca de Pozo Adecuada
- Cambios de dirección gradual
- Salida de línea de flujo directa
- Curvaturas con apoyo en la tierra
- Soportes de contención

El Flowback depende de varios factores que son:

- Del Tipo de fluido de fractura
- Dimensiones de la fractura hidráulica
- Presión de boca de pozo
- Cañerías y diámetros
- Permeabilidad y presión poral

Figura 8.3: Distribución Del Equipo Para Flowback



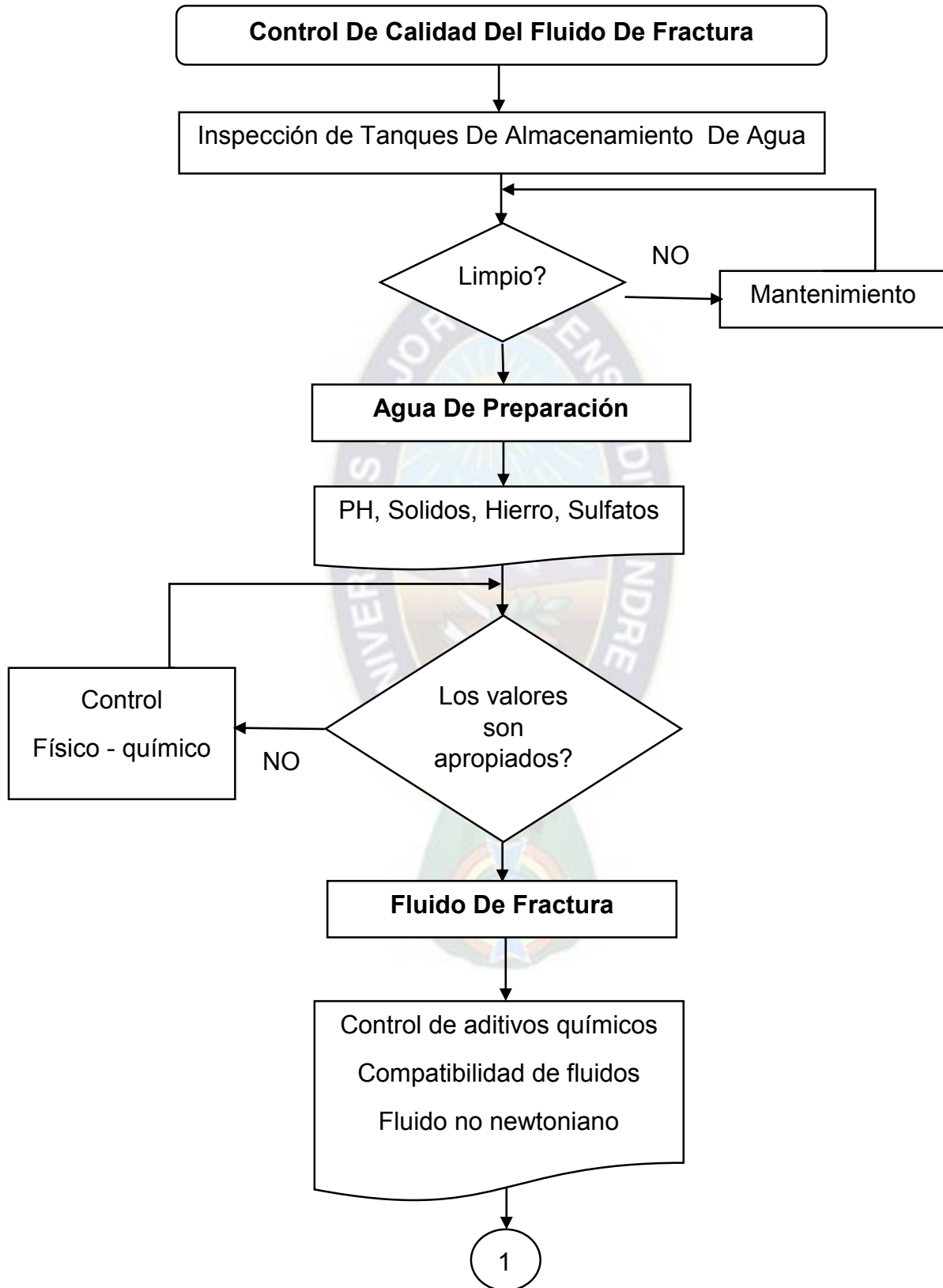
Fuente: Tomado De Flowback En Pozos De Gas Petrobras

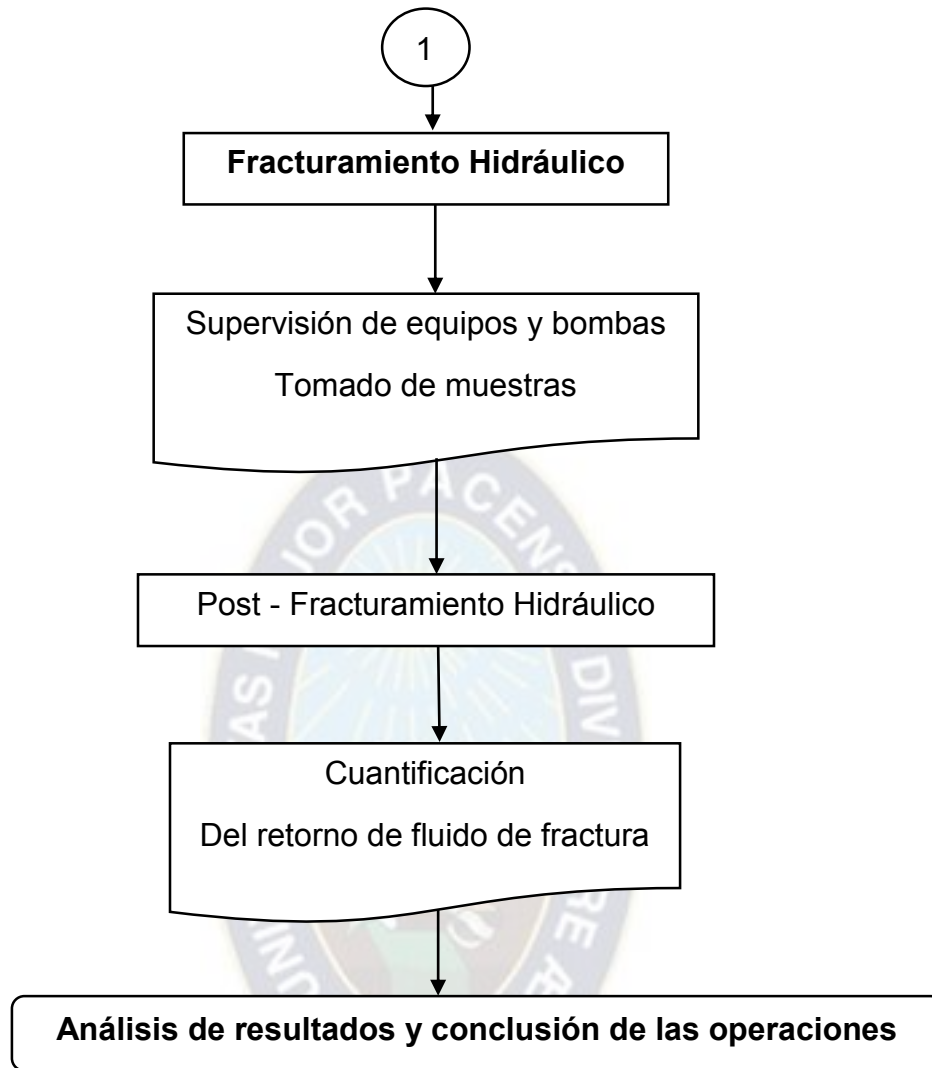
8.3. CONTROL DE CALIDAD DEL FLUIDO DE FRACTURA EN EL CAMPO.

El control de calidad de fluidos, como parte vital de las operaciones de fracturamiento, debe iniciar con suficiente antelación al trabajo, desde el diseño del fluido de fractura.

Cada uno de los procesos de control de calidad deberán ser verificados tanto en las etapas iniciales de preparación del fluido de perforación, durante el fracking y durante el proceso de Flowback con el fin de garantizar una correcta función de este fluido y de evitar problemas en el futuro además de recopilar datos de producción en la explotación no convencional. A continuación se presenta una secuencia de pasos para el control de calidad.

Figura 8.4: Control De Calidad Del Fluido De Fractura





8.4. ALMACENAMIENTO

Los fluidos procesados antes y después de la fractura generalmente deben almacenarse en el sitio de trabajo y transportarse desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o eliminación. En las operaciones realizadas en los Estados Unidos, los fluidos usados para fractura generalmente son almacenados en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas con film protector. Los fluidos de retorno o flowback también se envían a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas ambientales y revestidas con el fin de evitar que estos fluidos lleguen a contaminar el

medio ambiente. Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser tratados de forma adecuada en el sitio de trabajo antes, durante y después de la fractura. Idealmente, los componentes del fluido de fractura deberán mezclarse entre sí sólo cuando se los necesite. (Trombetta, 2012)

8.5. ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS ARTIFICIALES

Se deben cumplir con las disposiciones locales, buenas prácticas industriales y especificación del film protector, según las autoridades de los Estados Unidos. En diversas operaciones de ese país, varios operadores han convenido en centralizar el uso de estas lagunas para aumentar la eficiencia y limitar su número, que deberán ser construidas de forma tal que conserven su integridad estructural durante toda su vida útil. Se deberá prever cualquier potencial pérdida por infiltración. Estas lagunas son usadas en varios estados de los Estados Unidos para almacenar fluidos por largos períodos y se las localiza distantes de cursos de agua superficiales.

Figura 8.5: Pileta De Acopio



Fuente: Tomado De Flowback En Pozos De Gas Petrobras

8.6. ALMACENAMIENTO EN TANQUES

Muchas empresas utilizan tanques metálicos para almacenar fluidos por inyectar y los producidos por operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por los lugares donde se están operando además de las normas internacionales a las que está sujeto y lo mismo aplicaría a nuestro país, donde la ley de hidrocarburos establece (aunque no en explotación no convencional) los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones, que en el caso boliviano no debe ser la excepción en cuanto a este tema.



CONCLUSIONES

El desarrollo industrial y tecnológico en el estado plurinacional de Bolivia ha acelerado el consumo de recursos hidrocarburíferos, empezando así un decaimiento en las reservas probadas de gas natural en el territorio nacional de esta forma haciendo cada vez más difícil sustentar las obligaciones de exportación de gas natural con países como Argentina y Brasil, pero esta no es la única dificultad que afronta el sector petrolero del país ya que si no se tiene la implementación de nuevos campos productores la materia prima producida por estos no podrá ser usada para la implementación de la industria petroquímica del país, por lo que corresponde implementar nuevas estrategias en el desarrollo hidrocarburífero y considerar nuevas técnicas de producción como la es el fracturamiento hidráulico “Fracking”

Esta técnica requiere de un fluido de fractura que contiene un 95% de agua y solo un 5% de aditivos que mejoren el proceso de fractura es por tal cuestión que el uso del agua, su provisión y eficiente empleamiento operacional son fundamentales a la hora de implementar la industria no convencional de hidrocarburos o Shale Gas .

La zona del Chaco Boliviano es la zona con mayor potencial de hidrocarburos no convencionales del país al tener un estimado de 100 (TCF) de reservas presentes distribuidos a lo largo de los departamentos de Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija que actualmente son el referente en producción hidrocarburífera convencional.

En cuanto a la provisión del agua la zona del Chaco Boliviano cuenta con tres principales fuentes de agua que pueden ser consideradas para su uso y correcta implementación en operaciones de fractura las cuales son aguas superficiales, ríos en su gran mayoría que son considerados a la hora de ser usados como lo hace actualmente la planta de

Amoniaco y Urea en el departamento de Cochabamba que usa este líquido para la planta de servicios auxiliares proveniente de ríos aledaños causando un mínimo impacto ambiental en las poblaciones cercanas a la planta. Las aguas superficiales también sirven como recarga de los acuíferos profundos de la sección “Agua Salobre” que también es otra fuente de uso debido a su características cercanas a los campos de interés exploratorio del Chaco Boliviano. El agua producida proveniente de campos gasíferos en operación también es una fuente viable para su uso debido a que causa un impacto menor a la hora de su implementación debido al reciclado de esta “Flowback” que trata de dañar en lo más mínimo el medio ambiente.

El agua de mar también es usada en las operaciones de fractura ya que países como E.E.U.U. y México han empezado a implementar esta fuente de agua para su uso debido a su abundante volumen presente en campos como el golfo de masivo y las costas de Estados Unidos y Alaska. En el caso Boliviano si bien se considera esta opción no, no es muy viable debido a que nuestro país al ser un territorio mediterráneo y no cuenta con salidas soberanas al mar, limitando así el uso de esta fuente de agua pero no eliminándola por completo.

Concretamente , dentro de los procesos para la industria gasífera y petrolera del país se requiere grandes cantidades de agua, lo que implica grandes cambios dentro del medio ambiente ya sea en aguas superficiales o acuíferos profundos para el desarrollo no convencional de recursos hidrocarburíferos se ha manifestado que el impacto de la técnica del fracking es devastador para la zona y territorio a ser seleccionado para su implementación, pero las nuevas tecnologías de países como Argentina a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales YPF y el desarrollo de campos como Vaca Muerta con

la ayuda de CHEVRON permiten demostrar que con un adecuado uso del agua el impacto provocado por esta técnica se reduce considerablemente los cambios que se podrían causar en la zona de interés.

En cuanto a recursos hídricos el Chaco Boliviano puede satisfacer la demanda para la implementación del fracking y producción del Shale Gas, debido a que en esta región del país se cuenta con un gran potencial de recursos de agua superficial provenientes de ríos como el Pilcomayo, Bermejo e Itenez etc. como los más principales que pueden ser usados, además considerando que las que los caudales promedio de la zona es de 200 ($\frac{m^3}{s}$) pueden ser usadas en operaciones ya mencionadas

Para el caso de agua subterránea en la zona del Chaco se presenta la cuenca del Plata compartida por Bolivia Argentina y Paraguay del cual el sistema acuífero del YRENDA es la más importante para la explotación del shale gas, debido a los considerables volúmenes que existen es determinado sector y dejando en consideración que la recarga de estos acuíferos presentes también son aportados en por agua superficiales y que son rentables a la hora de toma de decisiones.

Se ha argumentado mucho sobre el costo del agua y mucho más al saber que en Bolivia este recursos debe destinar primordialmente al consumo humano y agrario. Actualmente resulta ineludible no considerar el valor de este recurso en funciones productivas e industriales, sin dejar de lado la función ecosocial que esta representa. Sin embargo, también las necesidades energéticas de la sociedad están en constante crecimiento y muchos países han empezado a sumar la técnica del fracturamiento hidráulico a su programa energético para poder obtener mayores recursos hidrocarburíferos.

La técnica del Fracturamiento Hidráulico que ha propiciado el desarrollo energético en países como Argentina, Estados Unidos, México y Canadá se convierte en una opción viable para el desarrollo no convencional en el territorio nacional, adecuado al manejo responsable del agua en la operaciones.

Se debe llevar a cabo un proyecto nacional impulsado por la estatal más grande del país YPFB a fin de evaluar las ventajas y desventajas que esta pueda llevar con su uso en el ámbito hídrico las cuales el presente proyecto ponen a consideración son:

- Bolivia y la región del Chaco comprendida entre los departamentos de Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija cuentan con un potencial hidrocarburífero no convencional de 100 (TCF) que pueden ser explotados previamente garantizando la provisión constante de agua, la cual el Chaco puede sustentar debido a los afluentes superficiales presentes en dicho territorio que también ayudan a recargar los acuíferos subterráneos que también son otra fuente viable de sustento. La salinidad mínima para el uso del agua en operaciones de fracturamiento es de 5000 ppm, tanto como las aguas superficiales como las aguas profundas tienen un rango de salinidad de 400 (ppm) a 500 (ppm) facilitando así su usos, además de contar con grandes volúmenes de agua en acuíferos como el Yrenda que superan el uso en operaciones de fracking que es de 50.000 (m^3) por pozo no convencional el cual tiene una duración productiva de 12 años reportados tanto en E.E.U.U. y Argentina como principales referentes el uso del caudal de aguas superficiales es menor al 1% del caudal general presentes en el territorio chaqueño.
- Las zonas más aptas para producción de hidrocarburos no convencionales se

van distribuyendo a lo largo del Subandino nacional principalmente en la formación lo menos que cuenta con una profundidad mayor a 100 (ft) valor mínimo requerido para la explotación en las lutitas presentes, teniendo menos del 40% de contenido de arcilla que facilitan la producción del shale gas, composición frágil (baja ductilidad) es decir baja relación de poisson y un módulo de Young entre medio y alto presentes en la formación, Un TOC Mayor al 3% y una madures termal entre 1.1 y 1.4, siendo así está la formación de mayor interés en la zona del Chaco. que no solo se limita al subandino sino que también puede alcanzar a la llanura chaqueña debido a las similares características presentes en el sector poniendo en consideración formaciones como icla y santa rosa que también pueden ser explotadas en un futuro.

- El fluido de fractura a ser utilizado en cada etapa de fracturación contiene entre 90 y 95% de agua y un 5 a 7 % de arena del 1 al 3 % de aditivos químico que también pueden ser encontrados en sustancias cotidianas el volumen a ser usado en la vida útil de 12 años de un pozo no convencional es de 50.000 (m^3) tomado como estándar debido a la eficiencia operacional este valor puede disminuir pero no sobrepasar este valor, en este sentido, su uso afecta en lo más mínimo el impacto en el ecosistema .
- El consumo de agua salobre “Acuíferos” es una opción a ser considerada debido a la cantidad de acuíferos presentes en el Chaco provenientes en su mayoría de la cuenca del plata que cuentan con una profundidad de 100 metros en las zonas más bajas a 500 metros en la zonas altas en la cual se tiene un volumen de recarga de 57 millones de (m^3) de agua al año, una reserva de 1.451.011 (m^3)

para un espesor de 80 metros en un área de 26.000 kilómetros cuadrados en los cuales existe un espesor variante de 40 (m) a 250 (m), de la cual se tiene una salinidad de 462 (ppm) a 585 (ppm) siendo muy apto para la implementación del fluido de fractura.

- El agua producida es la opción que se considera para pozos ya en producción ya que estos pueden tener una salinidad de hasta 4.000 (ppm) que están dentro del rango de uso eficiente.
- El agua de mar es una opción no imposible pero si de difícil acceso debido a las condiciones territoriales del país.
- El agua superficial es otra fuente de acceso en el Chaco Boliviano, ríos como el Parapetí, Pilcomayo y Bermejo con caudales de $24.5 \left(\frac{m^3}{s}\right)$, $200 \left(\frac{m^3}{s}\right)$, y $4.100 \left(\frac{m^3}{s}\right)$, respectivamente pueden cumplir con la demanda para las operaciones de fractura, Dichas fuentes de agua tiene una recarga por precipitaciones de 291 mm a 583 (mm) de agua al año repartidas a lo largo de los ríos presentes en la cuenca del plata. Cuenta con una temperatura que va de 15 a 24 (°C) en zonas de Tarija y de 20 a 25 (°C) en zonas de Chuquisaca y Santa Cruz que influyen en la evapotranspiración de las aguas presentes cuyo valor va de 266 mm a 590 (mm) al año y un escurrimiento anual de 54 % al 61% en zonas con relativa temperatura alta y de una ETP de 79% a 97% en las zonas del rio Bermejo y Pilcomayo, garantizando así tanto los caudales de origen de los ríos y la recarga de los acuíferos profundos, siendo una opción viable a la toma de decisiones.
- En el ámbito de costos el Agua Producida tiene un costo de inversión de 2.012.500 dólares por pozo siendo la opción más económica a la hora de tomar

decisiones pero la cual se limita a pozos que están o ya fueron puestos en operación, dificultando así su uso en zonas nuevas donde se inicia un trabajo desde cero.

- El agua salobre tiene un costo de inversión de 2.091.955 dólares que representan un incremento del costo por la perforación de un pozo de agua adicional para la explotación de shale gas, siendo la opción más viable en zonas de acceso limitado a el transporte de agua superficial.
- El agua de mar puede ser extraído de fuentes como Ilo, Iquique y Arica con una distancia promedio al Chaco Boliviano de 1.220 kilómetros añadiendo un costo de transporte y de tratamiento de 40.148.800 dólares, convirtiéndose en la opción con un alto costo para ser tomada en consideración.
- El costo de perforación de un pozo no convencional es de 11 millones de dólares siendo el 50.22 % invertidos en la construcción del pozo y el 49.78 en la terminación del mismo en la cual el agua representa un costo del 47.79 % del total de la inversión, validando así la gran importancia que tiene el uso del agua con respecto a pozos convencionales.
- El uso de fluidos de fractura con una viscosidad de 19 (cP) a 30 (cP) es el recomendado para un fluido de fractura tradicional ya que contiene pocos aditivos químicos que ayudan tanto en su gelificación y agente sostén. A mayor cantidad de polímeros o aditivos químicos se tiene un aumento de viscosidad de 21 (cP) a 40 (cP), el rango de densidad es de 8.34 (Lpg) a 9.5 (Lpg) o de 1 ($\frac{g}{cm^3}$) a 1.14 ($\frac{g}{cm^3}$) es la recomendación de empresas como Chevron, Pemex, YPF, además de varios autores que recomiendan el uso del fluido de fractura dentro de estos

rangos densidad. El modelo reológico que debe seguir un fluido de fractura es el de la ley de la potencia el cual se aleja del comportamiento newtoniano y garantiza las operaciones de fractura hidráulica.

- La implementación de un sistema de tratamiento del fluido de retorno como lo es el “Flowback” es la mejor opción debido a que este método reduce, recicla y reusa el agua del fluido de fractura a fin de evitar posibles contaminaciones de este al medio ambiente garantizando de esta manera la seguridad de las operaciones de fracking.

Es necesario definir y aclarar que la implementación del fracking en Bolivia no es una sentencia de muerte para el medio ambiente presente en dicho lugar y un uso innecesario del agua para las operaciones, ya que la adecuada implementación de esta técnica llevaría a Bolivia y la región chaqueña a una nueva era de producción hidrocarburífera que garantizaría el desarrollo de nuevas industrias y fuentes de empleo

El potencial y provisión del recurso hídrico presentes en el Chaco garantizan la eficiencia de la explotación del shale gas además de la implementación del sistema del flowback que actualmente minimiza el consumo de agua en la explotación.

Finalmente no se debe perder de vista que el tema de transición energética de operaciones convencionales a no convencionales puede garantizar la seguridad energética de la nación y el desarrollo de la industria petroquímica. Dando un fuerte énfasis al correcto y eficiente uso del agua en la región chaqueña de Bolivia.

GLOSARIO

Acuífero.- En el contexto de la hidrogeología, se refiere a una formación subterránea natural de roca o sedimento permeable que almacena y conduce el agua subterránea a la que accedemos a través de pozos y manantiales

AIE.- Acrónimo de Agencia Internacional de Energía, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes.

Anisotropía.- (opuesta de isotropía) es la propiedad general de la materia según la cual cualidades como elasticidad, temperatura, conductividad, velocidad de propagación de la luz, etc., varían según la dirección en que son examinadas.¹ Algo *anisótropo* podrá presentar diferentes características según la dirección. La anisotropía de los materiales es más acusada en los sólidos cristalinos, debido a su estructura atómica y molecular regular.

Anoxica.- El término anoxia, de origen latino, hace referencia a la carencia casi absoluta de oxígeno

Arcilloso.- Tierra constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados; es de color blanco en estado puro, y mezclada con el agua forma una materia muy plástica que se endurece al cocinarla

Arrecifal.- de arrecife en terminología náutica, es una roca, banco de arena, o cualquier otro elemento que yace 6 brazas (aprox. 11 metros) o menos bajo la superficie del agua durante marea baja

Bitumen.- Materia orgánica inflamable natural formada a partir del querógeno en el proceso de generación del petróleo, que es soluble en bisulfuro de carbono. El bitumen incluye hidrocarburos tales como el asfalto y la cera mineral.

BTU.- Unidad de medida británica para medir la energía necesaria para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua, equivalente a 0,00095755 pies cúbicos con un poder calórico de 9.300 Kcal/m³

Cancambria Energy Corp.- Empresa Canadiense de gestión técnica y de operaciones ha participado en la exploración y el desarrollo exitoso de yacimientos convencionales y de depósitos de abastecimiento propio con baja permeabilidad en muchas de las principales provincias de hidrocarburos del mundo

Caolinita.- es un mineral de arcilla que forma parte del grupo de minerales industriales, con la composición química $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. Se trata de un mineral tipo silicato estratificado, con una lámina de tetraedros unida a través de átomos de oxígeno en una lámina de octaedros de alúmina.

Catagénesis.- La alteración físico-química de los sedimentos y los fluidos intersticiales a temperaturas y presiones más elevadas que las de la diagénesis. La catagénesis implica un proceso de calentamiento en un rango oscilante entre 50° y 150°C [122° y 302°F]

CEO.- Las siglas CEO responden al cargo “Chief Executive Officer” o, en español, director ejecutivo o consejero delegado de una compañía

Clorita.- Es el nombre genérico de unos aluminosilicatos, del grupo de los filosilicatos, en algunos de los cuales predomina el hierro, mientras que en otros es más importante la proporción de manganeso y de otros metales.

Colesterina.- Procedente de la grasa animal y/o vegetal.

CODETAR.- Corporación de Desarrollo de Tarija.

Conductividad.- es la medida de la capacidad del agua para conducir una corriente eléctrica. Las unidades con la que se mide y se reporta comercialmente la conductividad del agua son los microsiemens por centímetro ($\mu\text{S} / \text{cm}$). Los μS equivalen a siemens (S), y los S a su vez son iguales a un mho (Ω)

Cuarzo.- Óxido de silicio que se presenta en cristales hexagonales o en masas cristalinas o compactas, con diversos colores y grados de transparencia; es uno de los constituyentes del granito y otras rocas

Cuenca Hidrográfica.- Una cuenca es un territorio cuyas aguas fluyen todas hacia un mismo río, lago o mar

Cuenca Sedimentaria.- Una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la deposición puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca.

Deltaico.- Relativo a un área de depositación o el depósito formado por un flujo de corriente cargada con sedimentos a medida que ingresa en un cuerpo de agua libre o estancada, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo.

Diagenética.- De Diagénesis, etapa final del ciclo sedimentario en la que una vez depositados los materiales sufren una alteración química y física que provoca, generalmente, su compactación.

ENDE.- Empresa Nacional de Electricidad.

Epicontinental.- Que está situado sobre la plataforma continental.

Esmectita.- Una categoría de minerales de arcilla que tienen una estructura cristalina de tres capas (una capa de alúmina y dos capas de sílice) y que presentan la característica común de hinchamiento por hidratación cuando se exponen al agua.

EUR P1 + P2 .- Reservas recuperables finales probadas más probables

Feldespato.- Son un grupo de minerales tecto y aluminosilicatos que corresponden en volumen a un 60 % de la corteza terrestre. La composición de feldespatos constituyentes de rocas corresponde a un sistema ternario compuesto de ortoclasa (KAlSi_3O_8), albita ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$) y anortita ($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$)

Ferrihidrita.- Es un mineral de la clase de los minerales óxidos. Es un óxido e hidróxido de hierro que comúnmente tiene absorbida químicamente sílice. La mayoría de los ejemplares analizadas se forman de manera artificial en los drenajes de las minas de minerales del hierro

Fisilidad.- Es una propiedad que poseen algunas rocas de dividirse en capas, más o menos planas.

Flowback.- El proceso del Flowback aplicado a la limpieza post fractura es clave para el rendimiento futuro del pozo estimulado. La limpieza del fluido de fractura debe maximizarse para lograr una recuperación efectiva.

Fracabilidad.- Propiedad de la roca de quebrarse.

Fracking.- La fracturación hidráulica o fracking es una técnica que permite extraer el llamado gas de esquisto, un tipo de hidrocarburo no convencional que se encuentra literalmente atrapado en capas de roca, para explotar hidrocarburos no convencionales.

Grafito.- Mineral de carbono casi puro, de textura compacta, color negro y brillo metálico, graso al tacto y buen conductor de la electricidad.

Goethita.- La goethita es un mineral entre subtranslúcido y opaco, de coloración parda, pardo rojiza, pardo amarillenta o amarillo ocre. Muestra un brillo adamantino o sedoso. Es frágil, con una dureza de entre 5 y 5,5 en la escala de Mohs, y una densidad de 4,28 g/cm³. Posee un contenido del 63% en hierro y puede contener hasta un 5% de manganeso.

Hematita.- hematites, oligisto o acerina es la forma mineral del óxido férrico, cuya fórmula es Fe₂O₃

Illita.- La illita es un filosilicato o silicato laminar. Estructuralmente la illita es bastante similar a la moscovita o a la sericita con algo más de silicio, magnesio, hierro, y agua; y ligeramente menos aluminio tetrahédrico y potasio interlaminar

INE.- Instituto Nacional de Estadística de Bolivia.

Lacustrino.- Relativo a un ambiente de depositación en lagos, o a un área con lagos. Dado que la depositación de sedimentos en los lagos puede producirse de manera lenta y en condiciones relativamente calmas, en ambientes lacustres pueden formarse rocas generadoras ricas en contenido orgánico

Lodolita.- Término genérico para designar indistintamente las arcillolitas y las limolitas; lodo endurecido cuya textura y composición son similares a las de la lutita aunque no presenta su fisibilidad y laminación fina.

Lutita.- (del latín *lutum*, 'lodo') es una roca sedimentaria clástica de grano muy fino, textura pelítica, variopinta; es decir, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

Ma.- Millones de Años.

mD.- Una unidad de medida estándar de la permeabilidad mili darcys

Meandro.- Es el borde interno del río curvo, por el contrario, se acumulan los sedimentos porque la escasa velocidad impide arrastrarlos

Metagénesis.- Última etapa de la maduración y conversión de materia orgánica a hidrocarburos. La metagénesis se produce a temperaturas de 150° a 200°C [302° a 392°F].

Micáceos.- Las **micas** son minerales pertenecientes a un grupo numeroso de silicatos de alúmina, hierro, calcio, magnesio y minerales alcalinos caracterizados por su fácil exfoliación en delgadas láminas flexibles, elásticas y muy brillantes, dentro del subgrupo de los filosilicatos.

MMbbl.- Millones de barriles de petróleo

MMmcd.- Millones de metros cúbicos por día

Montmorillonita.- Un tipo de mineral de arcilla esmectítica que tiende a dilatarse si se expone al agua. La montmorillonita se forma a través de la alteración de los minerales de silicatos en condiciones alcalinas, en las rocas ígneas básicas, tales como la ceniza volcánica que puede acumularse en los océanos. La montmorillonita es un componente de la bentonita utilizado generalmente en los fluidos de perforación.

Moscovita.- Es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas aluminicas. Químicamente es un aluminosilicato de potasio y aluminio, que puede llevar magnesio, cromo y una gran variedad de otros elementos en sus numerosas variedades.

OEA.- Organización de Estados Americanos.

ONG.- Organismo no gubernamental.

Permeabilidad.- (K) Se define como la capacidad de un material de ser atravesado por fluidos sin ser alterada su estructura interna

pH.- Coeficiente que indica el grado de acidez o basicidad de una solución acuosa, el pH neutro es 7: si el número es mayor, la solución, es básica, y si es menor, es ácida.

Plagioclasas.- son un conjunto de minerales que comprenden la serie albita-anortita, sección triclinica del grupo de los feldespatos, perteneciente al grupo de los tectosilicatos. Son un constituyente importante de muchas rocas.

Querógeno.- La materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor.

Reflectancia.- Una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

Roca Madre.- Una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas

RVE.- Reflectancia de vitrinita equivalente.

SAY.- Sistema Acuífero Yrenda.

Sedimento.- Conjunto de partículas sólidas que queda depositado en el fondo del recipiente que contiene un líquido o un gas.

SEA.- Sistemas Ecológicos Acuáticos.

SERGEOTECMIN.- Servicio geológico técnico de minas de Bolivia.

Shale Gas.- es un tipo no convencional de gas natural. Se encuentra ubicado entre las rocas sedimentarias de grano fino que hay presentes bajo la corteza terrestre y se extrae de zonas de gran profundidad en las que abundan rocas como las argilitas, las lutitas, los esquistos y las pizarras bituminosas

SIHIBO.- Sistema de Información Hidrogeológica de Bolivia.

Silicio.- (Silice) Elemento químico de número atómico 14, masa atómica 28,086 y símbolo *Si*; es un no metal sólido, de color amarillento, que se extrae del cuarzo y otros minerales y es el segundo elemento más abundante en la Tierra después del oxígeno.

SPI.- Del inglés Source Potencial Index, Fuente Índice de Potencial, medido en toneladas de hidrocarburos por metro cuadrado tHC/m² .

Sproule Internacional Limited.- Empresa canadiense especializado en hidrocarburos y energía. Cubriendo información latinoamericana sobre petróleo y gas y electricidad, así como información relevante de minería y asuntos ambientales

Swelling Clays.- Tipo de daño en el que la permeabilidad de la formación se reduce debido a la alteración del equilibrio de la arcilla. El hinchamiento de la arcilla ocurre cuando los filtrados a base de agua de los fluidos de perforación, terminación, reparación o estimulación ingresan a la formación.

TCF.- trillones de pies cúbicos de gas (TCF, por sus siglas en inglés)

TDS.- (Total Dissolved Solids o Sólidos Disueltos Totales) habla de la cantidad de sales que hay en una disolución concreta. Si tenemos 1 L de solución tendríamos 400 miligramos disueltos (ya que un litro de agua equivale a 1.000.000 miligramos de agua).

TOC.- Denominativo de Carbono orgánico total COT.

Vitrinita.- Una clase de querógeno de tipo leñoso que es relativamente uniforme en lo que respecta a composición. Dado que la vitrinita cambia en forma predecible y consistente ante la aplicación de calor, su reflectancia es una medición útil de la maduración de la roca generadora.

Yacimiento.- depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

YPF.- Acrónimo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina.

Yrenda.- Y=agua, Renda= Lugar

BIBLIOGRAFIA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Exploracion, Perforacion y Reservorios. Obtenido de Agencia Nacional de Hidrocarburos: <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=10>
- E. Cruz, C., Oller Veramendi, J., Di Benedetto, M., Pereira, M., & J. Villar, H. (s.f.). Los Sistemas Petroleros Devonicos del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija Bolivia. Instituto Argentino del Petroleo y Gas.
- Educa.com.bo. (s.f.). Hidrografia de Bolivia. Obtenido de Educa.com.bo: <https://www.educa.com.bo/content/hidrografia-de-bolivia>
- Empresa Nacional de Electricidad ENDE. (2015). Proyecto Hidroelectrico Cuenca del Plata. Obtenido de Empresa Nacional de Electricidad ENDE: <https://www.ende.bo/proyectos/resena/proyecto--hidroelectrico-cuenca-del-plata>
- F, E. d. (1988). Fundamentos de Limnologia. Rio de Janeiro, Brasil: Interciencia LTDA.
- F., C. (1988). Los Recursos Hidricos Subterraneos y sus Posibilidades de Aprovechamiento, Programa de Desarrollo Integral del Chaco Boliviano. Organizacion de los Estados Americanos OEA, Ministerio de Planeamiento y Coordinacion. . Santa Cruz, Bolivia.
- Food and Agriculture Organization of the United Nations. (s.f.). Land y Water. Obtenido de Food and Agriculture Organization of the United Nations: <http://www.fao.org/land-water/databases-and-software/aquastat/en/>
- Geologia Web. (2020). Geologia, Ciencia de la Tierra y sus Ramas y Aplicaciones. Obtenido de Geologia Web: https://geologiaweb.com/rocas-sedimentarias/lutita/#Textura_de_la_lutita

Geologia Web. (2020). Geología, Ciencia de la Tierra, sus Ramas y Aplicaciones. Obtenido de Geologia Web: <https://geologiaweb.com/rocas-sedimentarias/lutita/>

Geologia, Ciencias de la Tierra, sus Ramas y Aplicaciones. (2020). Geologia Web. Obtenido de Geologia, Ciencias de la Tierra, sus Ramas y Aplicaciones: <https://geologiaweb.com/rocas-sedimentarias/lutita/>

Godoy. (1989). Ocurrencia Calidad y Propuesta de Estratificación de las Aguas Subterráneas del Chaco Paraguayo. Filadelfia, Paraguay.

Gutierrez, H. V. (2004). Sistema Acuífero Yrenda, Toba, Tarijeño, Argentina, Bolivia, Paraguay.

Horne, A., & Goldman, C. (1994). Limnology. Mc Graw Hill Internacional.

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. (s.f.). Uso de Agua. Obtenido de Shale en Argentina: <http://www.shaleenargentina.com.ar/uso-del-agua>

Instituto Geográfico Militar. (2019). Cartografía. Obtenido de Instituto Geográfico Militar: <http://www.igmbolivia.gob.bo/index.php/digitales/>

Instituto Para el Desarrollo Rural de Sudamérica. (29 de Octubre de 2013). Instituto Para el Desarrollo Rural de Sudamérica. Obtenido de Instituto Para el Desarrollo Rural de Sudamérica: <https://www.sudamericarural.org/noticias-bolivia/que-pasa/2648-bolivia-el-85-del-agua-potable-es-destinado-al-riego-agricola>

Navarro, G., & Ferreira, W. (2007). Mapa de la Vegetación de Bolivia. Cochabamba, Bolivia: Rumbol.

Navarro, G., & Maldonado, M. (2002). Geografía Ecológica de Bolivia, Vegetación y Ambientes Acuáticos. Cochabamba, Bolivia: Centro de Ecología Simon L Patiño, Departamento de Difusión.

- Oca, I. M. (2004). Geografía y Recursos Naturales de Bolivia. La Paz: Atenea.
- Odum E.P., & Barrett G.W. (2006). Fundamentos de Ecología. Mexico: Thomson Learning.
- Pasig, R. (1988). Estudio Hidrogeológico del Chaco Tarijeño de Bolivia, Convenio Aleman-Boliviano de Aguas Subterráneas (CABAS), Boletín del Servicio Nacional de Geología y Minería (SERGEOMIN).
- Pasing C. , R., Fuentes, A., Villena, H., & Rios , J. (2005). Programa Marco para la Gestión Sostenible de los Recursos de la Cuenca del Plata en Realización con los Efectos Hidrogeológicos de la Variabilidad y el Cambio Climático. Organización de los Estados Americanos OEA.
- Pemex Exploración Y producción. (2012 - 2018). Producción de Hidrocarburos. Dirección General de Pemex Exploración y Producción.
- Perez, A. V. (27 de Mayo de 2014). Energía YPF. Obtenido de Energía YPF: <https://www.ypf.com/energiaypf/Novidades/Paginas/YPF-redujo-los-costos-de-perforacion-en-Vaca-Muerta.aspx>
- Petrascheck, D. P., Carlos , C., & Lopez Ramos. (1965). Yacimientos y Criaderos. En Yacimientos y Criaderos; Geología General. Barcelona: Omega.
- Pouilly, C. I. (2004). Diversidad de Hábitats Acuáticos. Santa Cruz; Bolivia: Centro de Ecología Simón L. Patiño.
- Pouilly, M., G. Beck, S., Moraes R., M., & Ibañez, C. (2004). Diversidad Biológica en la Llanura de Inundación del Río Mamore. Santa Cruz: Centro de Ecología Simón I. Patiño.
- R.G., W. (1981). Limnología. Barcelona, España: Omega S.A.

R.L., S., & T., S. (2001). *Ecología*. Madrid, España: Person Educacion S.A.

Repercusiones territoriales dela fractura hidráulica o“fracking”en Cantabria, Burgos y Palencia.Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo. (s.f.). En J. M. Caparroz, *Repercusiones territoriales dela fractura hidráulica o“fracking”en Cantabria, Burgos y Palencia*. Madrid España.

Republica de Bolivia; Organizacion de los Estados Americanos OEA. (1977). *Alta Cuenca del Rio Bermejo Zona Bolivia*. Washington D.C.

Risco, J. C. (2015). *Estudio de las Tecnologias para la Recuperacion de Shale Gas*.

Rodriguez, P. E., & Perez Milchorena, M. (2014). *Planteamiento de un Marco Regulatorio en las Actividades de Exploracion y Extraccion de Lutitas, Analisis Costo Beneficio de los Diferentes Tipos de Agua*. Mexico D.F.

Schafer, A. (1985). *Fundamentos de Ecologia e Biogeografia das Aguas Continentais*. Porto Alegre, Brasil: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Secretaria General de la Organizacion de los Estados Americanos OEA. (1974). *Alta Cuenca del Rio Bermejo Estudio de los Recursos Hidricos*. Washington D.C.

Sioli, H. (1975). *Tropical River: The Amazon*. Oxford.

SNHN. (1998). *Hidrografia de Bolivia*, Ministerio de Defensa Nacional, Bolivia.

Spandre, D. R. (2005). *Programa Marco para la Gestion Sostenible de los Recursos Hidricos de la Cuenca del Plata en Relacion con los Efectos Hodrologicos de la Variabilidad y el Cambio Climatico*. Tarija.

Trombetta, I. J. (Agosto de 2012). *El Agua en la Explotacion de Yacimientos No Convencionales*. Obtenido de Petrotecnia: http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/EIAgua.pdf

Van Damme, P., Maldonado, M., Pouilly, M., & Doria, C. (2013). Aguas del Itenez o Guapore, Recursos Hidrobiológicos de un Patrimonio Binacional (Bolivia y Brasil). Inia.

Villegas, A. d. (2015). SciELO. Obtenido de Economía Unam: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-952X2015000100006

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. (2018). La Industria del Petróleo y Gas. Obtenido de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos: <https://www.ypfb.gob.bo/es/transparencia/informes-tecnicos/9-ypfb-corporacion/23-cadena-productiva-mas.html>

Yañes, C. R. (2018). Balance Hídrico Superficial de Bolivia 1980 - 2016. La Paz: Ministerio de Medio Ambiente y Agua.

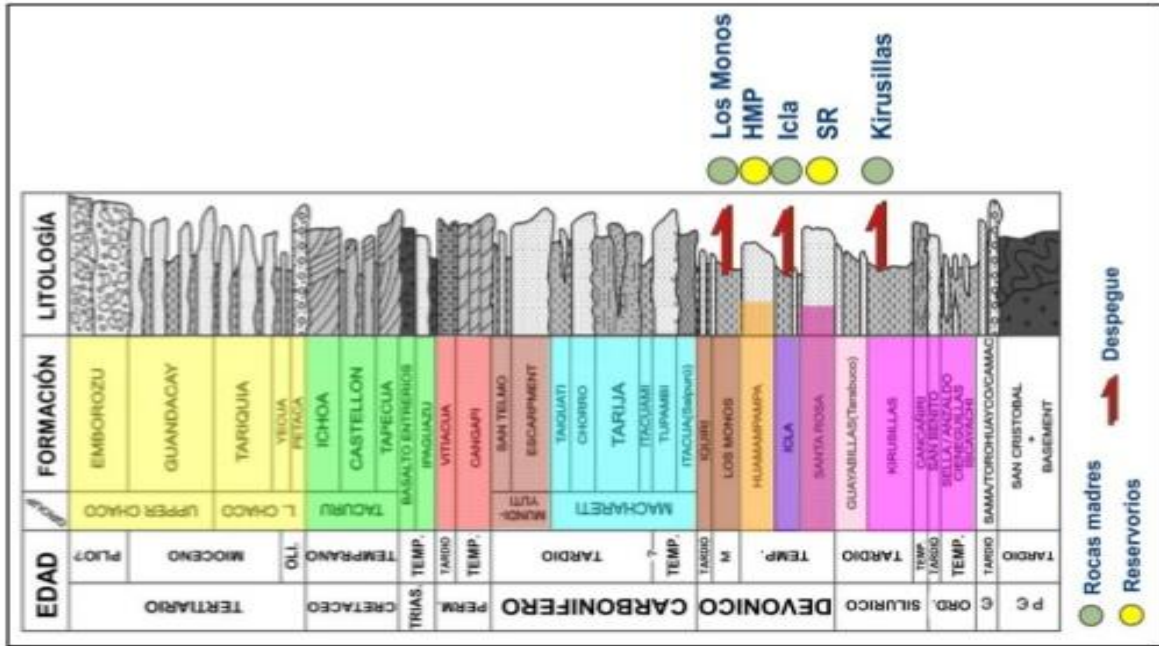
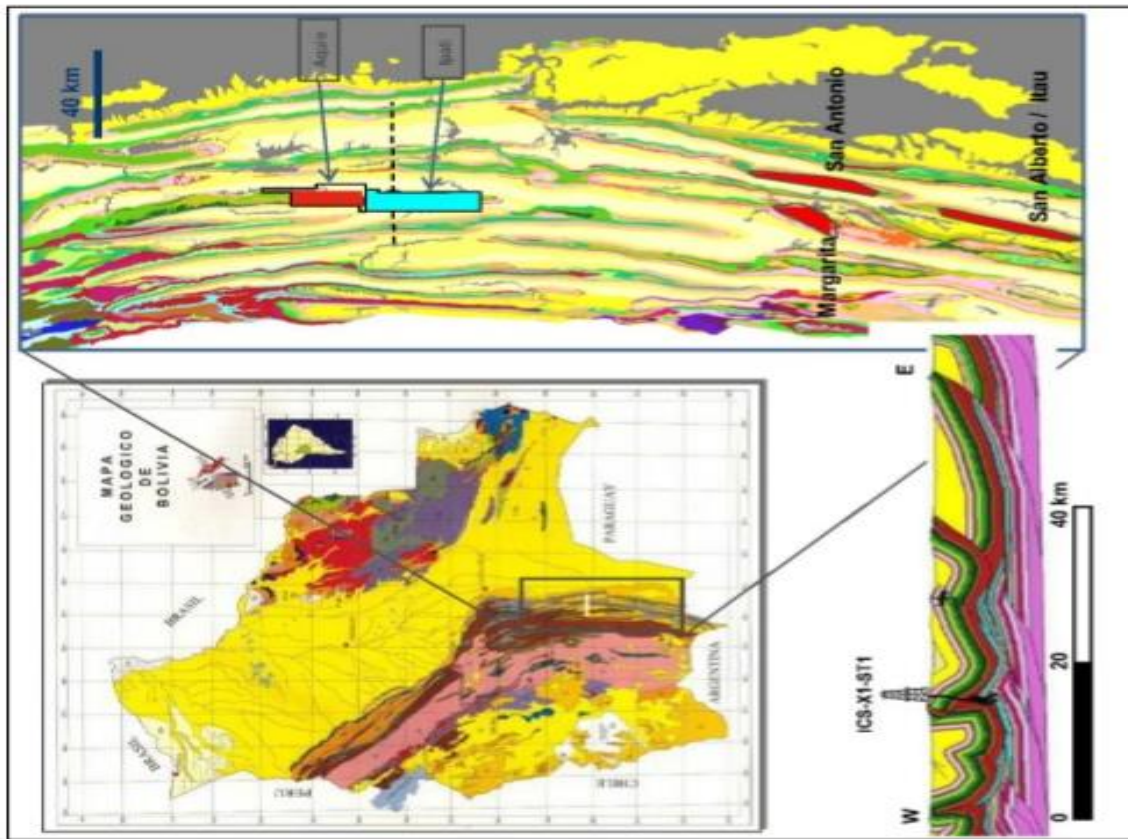
ANEXOS

Anexo A. Mecanismo de Formación de los Yacimientos y la Clasificación de los tipos de Yacimientos Continuos y no Continuos

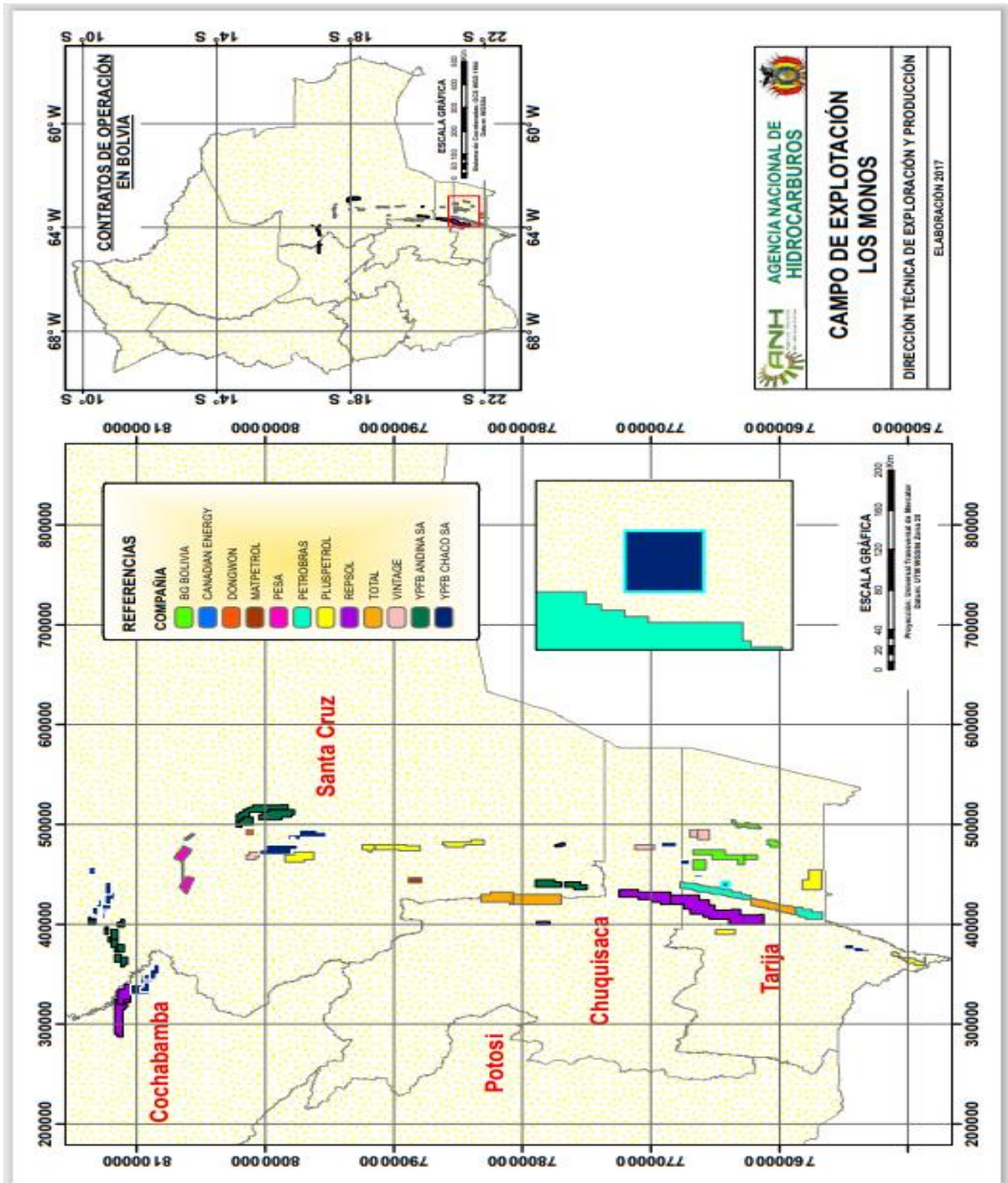
Tipo de Yacimiento	Mecanismo de formación del yac.	Fuente del yacimiento	Porcentaje de la Fuente	Objetivo de la Exploración	Tecnología de Exploración	Fase de Exploración
Trampa convencional yacimiento de aceite/gas	Migración Secundaria de larga distancia	Sello Regional		Bloque de Falla en un Yacimiento Anticlinal	Sísmica 2D Sísmica 3D Pozo Vertical	Fase Temprana
		Trampa		Yacimiento Litológico-Estatigráfico Arenas Petrolíferas y Aceite Pesado		
Trampa no convencional yacimiento de aceite/gas (campo)	Migración Secundaria de corta distancia	Barrera			Gas en Arenas Compactas Baja porosidad y permeabilidad del aceite	Sísmica de alta resolución
		Yacimiento	Predicción del Yacimiento			
	Continuo	Migración Primaria	Roca Fuente		Hidratos de Gas Aceite y Gas en Lutitas Metano en capas de Carbón Biogas	Pozo Horizontal Fracturamiento a gran escala

Anexo B. Columna Litológica del Sub Andino

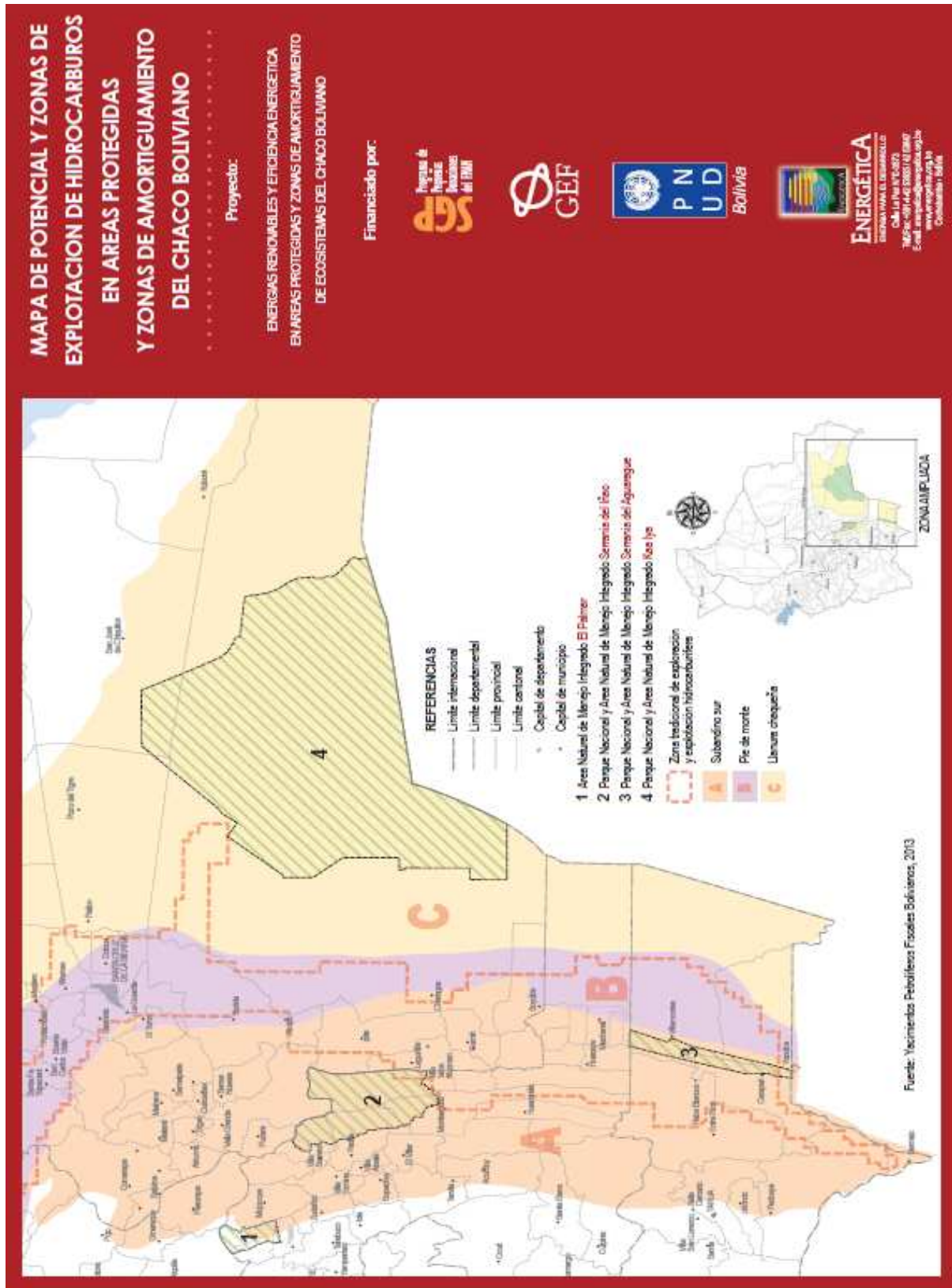
REGIÓN SUBANDINO SUR
MAPA GEOLÓGICO



Anexo C. Formación Los Monos



Anexo D. Mapa de Potencial y Zonas de Explotación de Hidrocarburos



BOLIVIA: EVAPOTRANSPIRACIÓN POTENCIAL⁽¹⁾, SEGÚN ESTACIÓN POR AÑO, 2008 - 2019
(En milímetros)

ESTACIÓN	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019(p)
Chuquisaca												
Sucre	87.2	89.2	103.5	93.8	96.5	102.9	105.9	99.3	113.3	110.5	104.4	108.6
Tarija												
Tarija	118.0	133.3	108.8	99.1	110.5	110.7	111.7	110.7	108.6	135.2	113.6	117.0
Villamontes	127.5	135.1	114.8	120.5	124.6	110.5	120.6	110.9	100.1	97.7	61.8	62.9
Yacuiba	92.1	138.1	105.2	95.1	90.0	106.4	100.5	108.1	131.6	133.1	90.6	96.3
Santa Cruz												
Santa Cruz de la Sierra	114.2	115.6	123.8	116.9	110.2	117.5	106.7	108.5	119.4	122.7	111.8	111.0
Ascención de Guarayos	98.2	91.5	122.7	126.7	128.7	131.4	130.5	133.0	132.1	117.3	103.3	107.2
San Javier	95.0	85.7	114.5	123.8	126.5	127.8	129.2	131.0	129.3	126.3	97.3	98.3
Concepción	95.6	91.9	114.6	119.9	126.4	128.0	123.3	129.6	130.8	132.6	98.8	106.8
San Ignacio de Velasco	96.9	97.8	126.6	130.3	135.9	134.0	130.4	140.8	137.5	143.2	108.9	120.3
San Matías	102.8	109.6	126.8	139.7	152.8	149.9	149.9	156.0	142.9	132.5	108.4	111.1
San José	121.8	120.0	126.3	105.6	105.2	107.8	101.1	122.9	124.0	125.1	104.8	117.3
Vallegrande	87.5	94.4	94.2	89.7	91.4	93.0	92.2	92.7	95.8	96.4	74.9	78.4
Roboré	102.3	107.7	133.5	133.7	145.3	149.7	141.8	143.6	143.0	149.5	105.1	118.6
Puerto Suárez	101.0	109.2	131.2	108.2	110.8	114.8	106.3	113.7	141.5	150.5	101.7	117.6
Camiri	97.6	110.0	119.9	112.8	114.1	121.9	118.3	116.6	128.4	131.1	108.4	103.8

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

Instituto Nacional de Estadística

(1): Entendido como la cantidad de agua del suelo que vuelve a la atmósfera como consecuencia de la evaporación y de la transpiración de las plantas (Fórmula de cálculo de Hargreaves n.d.: Información no disponible por falta de monitoreo.

(p): preliminar

Nota: A partir de 2016 se considera la estación Sucre - Senamhi y Potosí - Ciudad para el 2019

Anexo F. Caudales de Ríos de Bolivia



BOLIVIA: PROMEDIO ANUAL DE CAUDALES EN LOS RÍOS DE BOLIVIA, SEGÚN PUNTO DE CONTROL Y RÍO POR AÑO, 1998 - 2019
(En metro cúbico/segundo)

PUNTO DE CONTROL	RÍO	#	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ^(p)
Abaroa	Caqueña	#	n.d.	n.d.	1.1	1.4	2.7	3.9	2.6	1.4	2.0	1.0	1.9	2.2	2.6
Abaroa	Mauri	#	n.d.	n.d.	n.d.	3.0	4.1	7.9	3.8	2.1	3.4	2.2	4.1	3.9	5.0
Achacachi	Keka	#	2.5	4.7	1.9	3.7	3.1	5.0	3.4	1.7	3.5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Achacacha	Kalujo	#	0.7	1.2	0.8	1.1	0.9	0.8	0.8	1.0	1.1	1.0	1.5	1.1	1.1
Angosto Quercano	Mapiri	#	188.8	131.8	130.0	141.1	397.8	231.7	218.9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Cachuela Esperanza	Beni	#	8,815.2	8,038.0	9,937.3	8,074.7	9,582.3	10,950.1	12,830.1	12,208.8	10,792.8	7,355.7	9,009.6	9,797.3	10,874.9
Calacoto	Desaguadero	#	41.2	23.8	15.6	13.2	16.0	46.6	n.d.	14.9	20.7	9.8	15.1	25.8	20.4
Escoma	Suchez	#	8.9	19.2	20.7	22.3	20.0	16.0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Guajaramerín	Mamoré	#	8,038.0	8,791.7	7,563.0	6,636.1	6,354.7	7,109.5	7,543.0	11,955.9	9,291.5	5,629.0	6,758.2	9,165.7	8,821.8
Puerto Siles	Mamoré	#	6,642.3	6,892.6	5,377.9	4,006.3	4,024.2	4,637.8	4,222.1	6,360.4	5,860.0	3,636.4	4,216.3	5,499.0	5,371.7
Puerto Villarroel	Ichilo	#	651.8	548.9	610.9	583.5	461.7	671.3	567.1	831.7	652.0	538.5	701.9	868.0	864.5
Rurrenabaque	Beni	#	1,518.7	1,228.3	1,559.1	1,626.9	2,634.8	2,338.1	2,180.2	3,146.2	2,384.2	1,487.6	n.d.	n.d.	n.d.
Santa Rita	Corico	#	196.0	197.2	245.5	226.0	341.2	297.6	339.0	369.3	380.3	383.8	364.4	368.7	685.7
Ulloma	Desaguadero	#	61.1	54.3	50.2	44.0	47.5	67.4	65.7	47.4	53.4	31.2	n.d.	42.7	41.2
Villamontes	Picomaayo	#	265.3	290.4	222.9	143.5	211.1	162.4	231.9	218.7	211.6	106.8	103.6	296.1	276.1

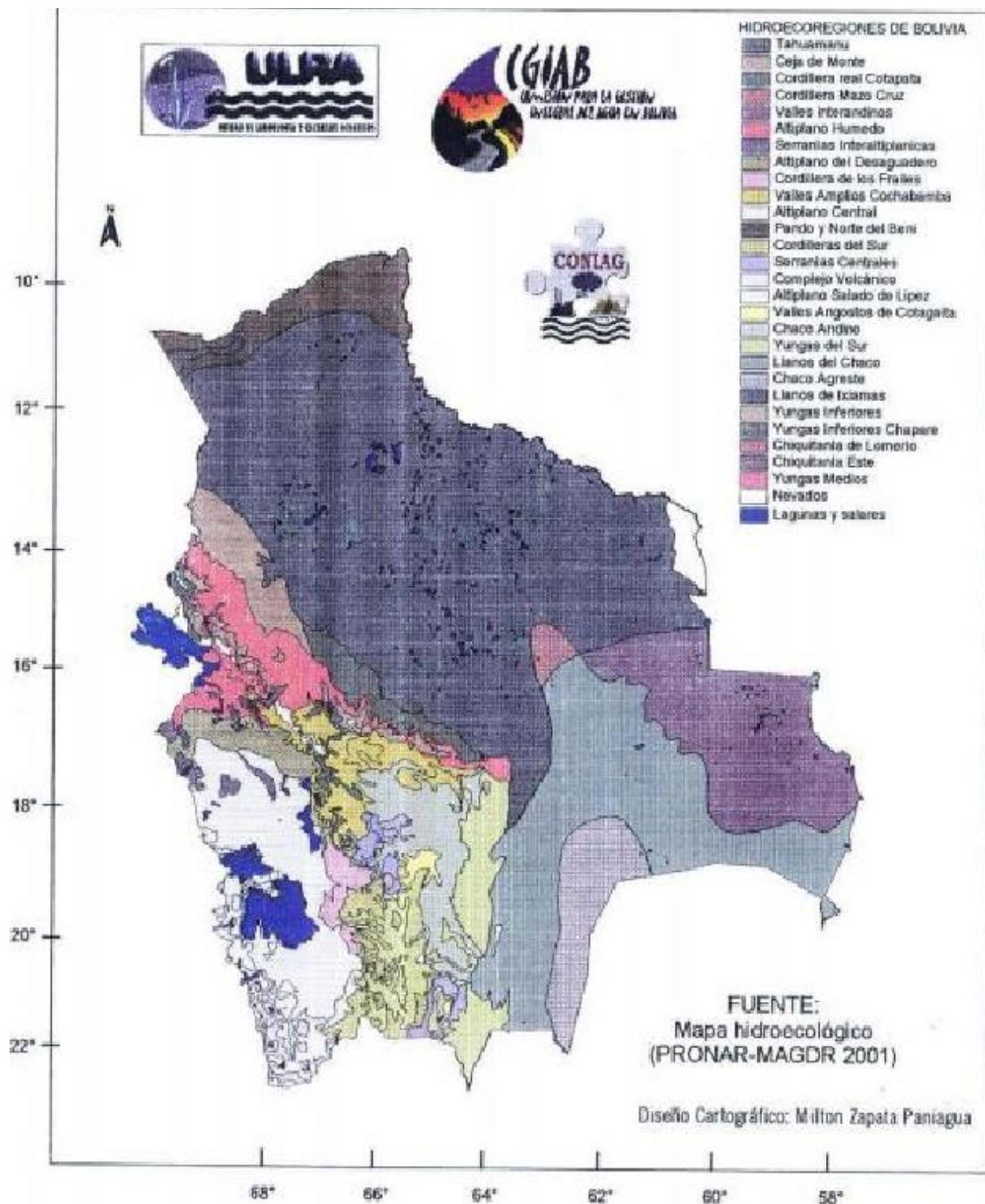
Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

Instituto Nacional de Estadística

n.d.: No disponible por falta de monitoreo

(p): Preliminar

Anexo G. Hidroregiones de Bolivia



Anexo H. Calidad del Agua en El Rio Pilcomayo



COMISIÓN TRINACIONAL PARA EL DESARROLLO DE LA
CUENCA DEL RÍO PILCOMAYO

DIRECCIÓN EJECUTIVA
<http://www.pilcomayo.net>

Villa Montes, río Pilcomayo:

La muestra fue tomada desde el puente Ustárez, aguas arriba.

- a. Lugar: Villa Montes – Tarija
- b. Fecha: 17/05/2016
- c. Horas: 16:15
- d. Coordenadas: S 21°15.472' W 63°30.669'
- e. Parámetros medidos:
 - i. pH = 7.964 Temp = 19.0°C E= - 69.2mV
 - ii. Conductividad = 616 μ S/cm Temp = 18.9 °C Salinidad = 0.2
 - iii. Oxígeno Disuelto = 8.71 mg/L Temp = 18.9°C % saturación = 98.3%
 - iv. Turbiedad = 74.2/67.9/71.8 NTU

Los datos obtenidos corresponden a la transición de la época de lluvias a estiaje, donde la conductividad comienza a aumentar, y disminuir la turbiedad, registrándose un pH ligeramente básico.

Los resultados obtenidos por los técnicos del SENAMHI son:

- a. Escala = 1.09 m
- b. Ancho = 96.8 m
- c. Velocidad media = 0.58 m/s
- d. Caudal = 88.8 m³/s



Foto 11. Río Pilcomayo (Villa Montes) – Aguas arriba



Foto 12. Río Pilcomayo (Villa Montes) – Aguas abajo

Misión La Paz/Pozo Hondo, río Pilcomayo:

Los datos in situ obtenidos son:

- a. Lugar: Misión La Paz, Pozo Hondo – Límite entre Argentina y Paraguay
- b. Fecha: 18/05/2016
- c. Hora: 12:40
- d. Coordenadas: S 22°22.688' W 62°31.115'
- e. Parámetros medidos:
 - i. pH = 7.930 Temp = 19.3°C E= - 67.6 mV
 - ii. Conductividad = 729 μ S/cm Temp = 19.1 °C Salinidad = 0.3
 - iii. Oxígeno Disuelto = 8.21 mg/L Temp = 19.2°C % saturación = 91.0%
 - iv. Turbiedad = 808/835/732/826 NTU

Anexo I. Materiales y Equipo

 <p>Termómetro</p>	 <p>Batidora</p>
 <p>Vaso De Precipitados</p>	 <p>Hornilla</p>
 <p>Agua</p>	 <p>Balanza de Lodo</p>
 <p>Shearometro y Embudo Marsh</p>	 <p>Arena</p>
 <p>Hipoclorito de sodio (lavandina)</p>	 <p>Bicarbonato de sodio</p>



Cloruro de sodio



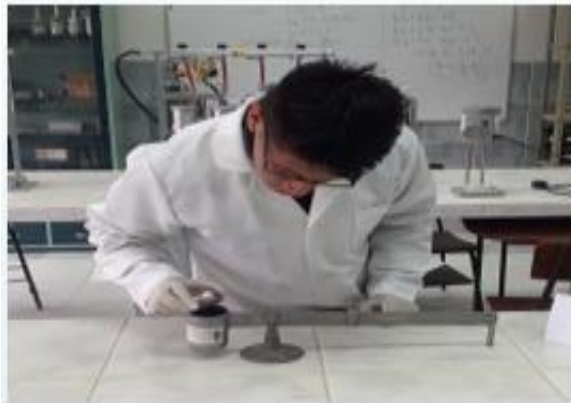
Spray para cabello
(goma guar)



Anexo J. Preparación del Lodo



Anexo K. Procedimiento Balanza de Lodo



Tapar el recipiente



Verificar el valor marcado



Mover el balancín hasta estabilizar



Registrar el valor



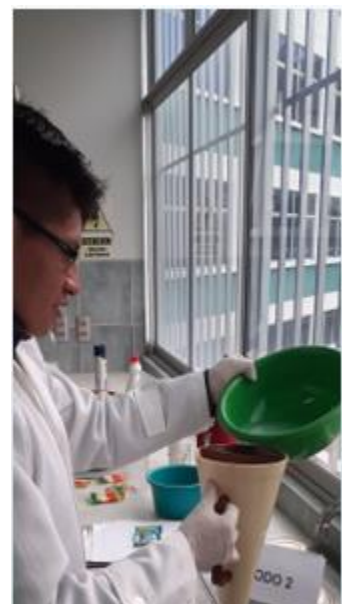
Anexo L. Procedimiento Embudo Marsh



Verificar que el embudo no presente fugas



Verter el lodo por la malla del embudo



Llenar el embudo hasta el nivel de referencia



Levantarse el dedo del orificio y cronometrar

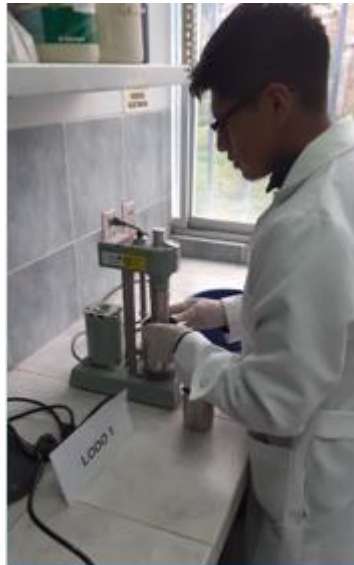


Llenar la jarra solo hasta el nivel de referencia

Anexo M. Uso Del Viscosímetro Fann



Verter el lodo en el vaso del viscosímetro



Ajustar el vaso con el lodo en el rotor del viscosímetro



Mover la palanca de cambio para las velocidades de corte



Verificar el valor por el visor a velocidad baja de corte



Verificar el valor por el visor a velocidad alta de corte

Anexo N. Uso del Shearometro



Correo: lenin.benjamin.cmdx@gmail.com

Teléfono: 2-2863990

Celular: 61114154



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1583/2021
La Paz, 31 de Mayo del 2021

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **25 de Mayo del 2021**, por **LENIN BENJAMIN NINA FORONDA**, con C.I. N° **8304074 LP**, con número de trámite **DA 668/2021**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"ANÁLISIS PARA EL USO DEL AGUA EN ACTIVIDADES DE EXPLOTACION DE SHALE GAS EN EL CHACO BOLIVIANO"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios".

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "... No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial".



Oficina Central - La Paz
Av. Arce, N° 370,
Tel: 22211111, 22211112,
22211113 y 22211114,
22211115 y 22211116,
22211117 - 22211118 - Fax: 22211119

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
Integración del Sur N° 70,
Edif. Bicentenario,
Tel: 3211111 - 3211112

Oficina - Cochabamba
Calle Chaparro, N° 600,
Piso 2, entre Américo y Uruza,
Zona Central - República,
Tel: 4441111 - 4441112

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo I, N° 266,
Edif. Multicentro El Centro
180, Piso 2, 2º - 5º,
Zona 15 de Julio,
Tel: 7041111 - 7041112

Oficina - Chuquisaca
Calle Estrella, N° 288,
Zona sur, Erasmopata,
Zona Parque Bolívar,
Tel: 7201111

Oficina - Tarija
Calle Ingavi, N° 385,
entre Santa Cruz
y Néider, zona
La Famosa,
Tel: 7201112

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
N° 587, entre Bolívar
y Surco, Calle Bolívar,
Edif. N. H. Salinas N° 302,
Zona Sur,
Tel: 8701118

Oficina - Potosí
Av. 16 de Julio entre calles
Wenceslay Alva y San Alberto,
Edif. A. H. Salinas N° 302,
Zona Sur,
Tel: 8701118

Oficina - Sucre
Av. Bolívar con 16 de Julio,
en la 1ra Universidad Autónoma del Sur,
Zona Sur,
Edif. Planta Baja

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

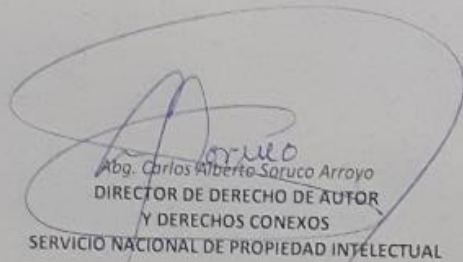
POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**ANÁLISIS PARA EL USO DEL AGUA EN ACTIVIDADES DE EXPLOTACION DE SHALE GAS EN EL CHACO BOLIVIANO**", a favor del autor y titular **LENIN BENJAMIN NINA FORONDA**, con C.I. N° **8304074 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



Abg. Carlos Alberto Saruco Arroyo
**DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL



Oficina Central - La Paz
Av. Agustina, No. 1016,
Tel. Argentina María, entre
Villalobos y Don Simón,
1900. Montevideo, Uruguay.
202010 - 216101 - fax. 202010.

C.O. Iguala - Santa Cruz
C. de Investigación, Calle
Independencia (Edificio N° 1),
281, Escalera 1.
Tel. 339970 - 339971

Oficina - Cochabamba
Calle Desamparado, N° 400,
Piso 2, entre Antioquia y Larrea,
3000 Central - Bolivia.
Tel. 401411 - 401412

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo I, N° 2500,
Edif. Monumento El León
Edif. Piso 1, Of. 10
entre 10 de Julio,
Tel. 747100 - 746324

Oficina - Oruro
Calle Edmundo I, N° 200
100 m. c/ Orurogallina,
entre Potosí Bolívar,
Tel. 2100101

Oficina - Tarija
Calle Iguazú, N° 200
entre Santa Cruz
y Potosí/La Paz
La Paz.
Tel. 3101000

Oficina - Sucre
Calle 8 de Octubre,
N° 459 entre Argentina
y Juan, Carlos Cerro,
C/ 14 de Mayo Pto.
Tel. 410000

Oficina - Potosí
Av. Villalobos entre calles
Montevideo 100 y San Martín,
Edif. 4.º N.º, Salvo N° 20,
Entre Pto. N° 10

Oficina - Beni
Av. Bolivia entre Pto. N° 10 y 20
en la 1ª Intersección Occidental del Pto.
San Ballivián,
31. Pto. San