

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA
INSTITUTO DE INGENIERIA PETROLERA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE RESERVORIOS EXPLORACIÓN
EVALUACIÓN Y MEDIO AMBIENTE – SEGUNDA VERSIÓN



TESIS DE MAESTRÍA

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE LAS FORMACIONES LOS MONOS,
IQIRI E ICLA PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL
SUBANDINO SUR DE BOLIVIA**

POSTULANTES: ING. JOSE LUIS TUDELA ESPEJO

ING. RONALD OSCAR CONDORI CARVAJAL

TUTOR: MSC. ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ – BOLIVIA
2020



**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 Dios por brindarnos la oportunidad de vivir y poder luchar por nuestros sueños.

A la Universidad, STAVANGER de Noruega por darnos la oportunidad de acceder a esta maestría financiado por dicha universidad para todos los estudiantes titulados de nuestra querida carrera de Ing. Petrolera de la UMSA y así realizar nuestras metas

A mi padre José Tudela Alegría y a mi madre Betty Marleny Espejo Cano por enseñarme a luchar en la vida sin importar los obstáculos que se presenten. Sus consejos y su ejemplo han sido la inspiración de mi esfuerzo.

A mi hermano y hermana Christian y Jeanette que, con su comprensión, apoyo y sus consejos me han ayudado a salir adelante en la vida.

A toda mi familia mi Mamá, Papá y hermanos que quiero mucho Elizabeth, Octavio, Cristian y Diego, gracias por brindarme siempre su apoyo incondicional para continuar con mi carrera y especialización.

A todas nuestras familias ya que gracias a su unión nos dieron fuerzas para luchar por nuestros sueños.

AGRADECIMIENTO

A Dios por la vida y todas las cosas maravillosas que nos dio.

A nuestro tutor de tesis, Msc. Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos, por su apoyo y su tiempo pudo realizarse este trabajo.

A todos los docentes que impartieron los diferentes módulos de esta maestría, en particular agradecer al Ing. Udo por hacer sacrificio de venir desde Noruega para guiarnos en la elaboración de esta tesis.

A todos mis compañeros que estuvieron con nosotros durante la maestría en la universidad, de quienes siempre tendremos un recuerdo muy grato

ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria

Agradecimientos

Índice General

Índice de Figuras

Índice de Tablas

Resumen

CAPITULO I – GENERALIDADES

1.1	Introducción.....	1
1.2	Antecedentes	1
1.3	Planteamiento del Problema	2
1.3.1	Identificación del Problema	3
1.3.2	Formulación del Problema	3
1.4	Hipótesis.....	3
1.5	Objetivos	4
1.5.1	Objetivo General	4
1.5.2	Objetivos Específicos	4
1.6	Justificación General	4
1.7	Alcance.....	4
1.7.1	Alcance Temático.....	4
1.7.2	Alcance Geográfico	4

CAPITULO II – MARCO TEÓRICO

2.1	Origen de Las Lutitas	6
2.1.1	Categorías de La Lutita	7
2.1.2	Potencial de Las Lutitas	8
2.1.3	Contenido de Carbono Orgánico Total COT	8
2.1.4	Volumen y Capacidad del Gas.....	9
2.2	Características Petrofísicas de las Formaciones de Lutitas	10
2.2.1	Porosidad	11
2.2.2	Permeabilidad	12
2.2.3	Mineralogía	13
2.2.3.1	Estructura de Las Lutitas	14
2.2.3.2	Los Componentes de Las Lutitas	14
2.2.4	Composición Química	15
2.3	Estratigrafía Generalizada del Subandino Sur de Bolivia	16
2.3.1	Silurico	17
2.3.1.1	Formación Kirusillas	17
2.3.1.2	Formación Tarabuco.....	18
2.3.2	Devónico	19
2.3.2.1	Formación Santa Rosa	19
2.3.2.2	Formación Icla	20
2.3.2.3	Formación Huamampampa	21
2.3.2.4	Formación Los Monos	22
2.3.2.5	Formación Iquiri.....	23
2.3.3	Carbonífero	24
2.3.3.1	Formación Itacua	24
2.3.3.2	Formación Tupambi.....	25
2.3.3.3	Formación Itacuami	26
2.3.3.4	Formación Tarija.....	27
2.3.3.5	Formación Chorro.....	28
2.3.3.6	Formación Taiguati.....	29

2.3.3.7 Formación Escarpment.....	30
2.3.3.8 Formación San Telmo	31
2.3.4 Pérmico	31
2.3.4.1 Formación Cangapi	31
2.3.4.2 Formación Vitiacua.....	32
2.4 Propiedades Geomecánicas de Las Rocas.....	33
2.4.1 Propiedades Mecánicas de La Roca.....	33
2.5 Perforación Direccional y Horizontal de Pozos.....	36
2.6 Fracturamiento Hidráulico	38
2.6.1 Ventajas y desventajas del fracturamiento hidráulico	41
2.6.1.1 Ventajas del fracturamiento hidráulico.....	41
2.6.1.2 Incremento de la Productividad	41
2.6.1.3 Incremento de La Inyectividad.....	42
2.6.1.4 Disminución del Daño de La Formación.....	42
2.6.1.5 Desarrollo Comercial de yacimientos con baja permeabilidad	42
2.6.1.6 Disminución de La Caída de Presión Alrededor del Pozo	43
2.6.2 Desventajas del Fracturamiento Hidráulico.....	43
2.6.3 Fracturación Hidráulica vs Prácticas Convencionales de Extracción de Hidrocarburos	44

CAPITULO I – MARCO PRÁCTICO

3.1 Formación Los Monos.....	47
3.1.1 Trabajo de Laboratorio.....	49
3.1.1.1 Fracturamiento Hidráulico en La Formación Los Monos	49
3.2 Formación Iquiri.....	52
3.2.1 Trabajo de Laboratorio.....	53
3.2.1.1 Fracturamiento Hidráulico en La Formación Iquiri	53
3.3 Formación Icla.....	56
3.3.1 Trabajo De Laboratorio	58
3.3.1.1 Fracturamiento Hidráulico en La Formación Icla	58

3.4	Presión Litostática	61
3.5	Densidad de Fractura	62
3.6	Análisis Comparativo de Edades de Las Formaciones de Shale Gas.....	66
3.7	Análisis Comparativo de La Distribución Areal.....	68
3.8	Análisis Comparativo de Rangos De Profundidad.....	69
3.9	Análisis Comparativo Rangos de Gradiente de Presión.....	71
3.10	Análisis Comparativo Porosidad.....	72
3.11	Análisis Comparativo Espesor y Espesor Útil.....	73
3.12	Análisis Comparativo Tipo de Kerógeno	73
3.13	Análisis Comparativo Madurez Térmica y Contenido Orgánico Total.....	74

CAPITULO IV – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1	Conclusiones	76
4.2	Recomendaciones	78
	Glosario Técnico.....	79
	Bibliografía.....	82
	Anexos	88

SIMBOLOGÍA

V_p = es el volumen de poros de la muestra de roca (cc).

V_T = es el volumen total de la muestra (cc).

V_m = es el volumen de matriz o granos de la muestra (cc).

Φ = es la porosidad de la muestra.

K = permeabilidad (darcys)

q = gasto (cm³/s)

μ = viscosidad (centipoises)

(ΔL) = diferencia de longitud (cm)

(ΔP) = diferencia de presión (atm)

F = fuerza ($\frac{N}{m^2}$)

A = area (m²)

P : es la presión Litostática, (Pascuales)

ρ_{real} : es la densidad a la Profundidad "z" ($\frac{kg}{m^3}$)

g : es la constante de la gravedad ($\frac{m}{s^2}$)

ρ_{real} : es la densidad a la profundidad z ($\frac{kg}{m^3}$)

ρ_o : es la densidad en Superficie ($\frac{kg}{m^3}$)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Estratigrafía generalizada del Sub-andino Sur	17
Figura 2. 2 Deformación de un cuerpo sometido a un esfuerzo axial	35
Figura 2. 3 Curva esfuerzo-deformación para compresión.....	36
Figura 2. 4 Esquema de realización de fractura hidráulica	39
Figura 2. 5 Propagación de la Fractura Hidráulica	40
Figura 2. 6 Esquema del apuntalante en el interior de la fractura	40
Figura 2. 7 Beneficios del fracturamiento hidráulico	42
Figura 2. 8 Desventajas del fracturamiento hidráulico	43
Figura 3. 1 Muestra de la Formación Los Monos	47
Figura 3. 2 Caracterización de la Formación Los Monos	47
Figura 3. 3 Mineralogía de la Formación Los Monos.....	48
Figura 3. 4 Forma Geométrica de la formación Los Monos.....	49
Figura 3. 5 Muestra de la Formación Los Monos después de la Prueba de Compresión	50
Figura 3. 6 Muestra de la Formación Iquiri	52
Figura 3. 7 Preparación de la Formación Iquiri para La Prueba de Compresión	53
Figura 3. 8 Muestra de la Formación Iquiri después de la Prueba de Compresión	54
Figura 3. 9 Muestra de la Formación Icla	57
Figura 3. 10 Preparación de la Formación Icla para La Prueba de Compresión	58
Figura 3. 11 Muestra de la Formación Icla después de la Prueba de Compresión	59
Figura 3. 12 Anticlinal San Alberto ubicado en la serranía San Alberto	61
Figura 4. 1 Edades de las formaciones de Shale-Gas MM años vs Periodo	67
Figura 4. 2 Extensión Areal de las Formaciones Área Km2 vs Periodo	69
Figura 4. 3 Rangos de Profundidad Profundidad Km vs Formación.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos	10
Tabla 2. 2 Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo	15
Tabla 2. 3 Color de lutitas en función de sus componentes	16
Tabla 2. 4 Formación Kirusillas	18
Tabla 2. 5 Formación Tarabuco.....	18
Tabla 2. 6 Formación Santa Rosa	19
Tabla 2. 7 Formación Icla	20
Tabla 2. 8 Formación Huamampampa	21
Tabla 2. 9 Formación Los Monos	23
Tabla 2. 10 Formación Iquiri	24
Tabla 2. 11 Formación Itacua	25
Tabla 2. 12 Formación Tupambi.....	26
Tabla 2. 13 Formación Itacuami	27
Tabla 2. 14 Formación Tarija.....	28
Tabla 2. 15 Formación Chorro.....	29
Tabla 2. 16 Formación Taiguati	29
Tabla 2. 17 Formación Escarpment.....	30
Tabla 2. 18 Formación San Telmo	31
Tabla 2. 19 Formación Cangapi	32
Tabla 2. 20 Formación Vitiacua	32
Tabla 2. 21 Prácticas convencionales vs Fracturación hidráulica.....	44
Tabla 3. 1 Caracterización de la Formación Iquiri	53
Tabla 3. 2 Caracterización de la Formación Icla	57
Tabla 4. 1 Edades de las formaciones de Shale-Gas	66
Tabla 4. 2 Extensión Areal de las Formaciones	68
Tabla 4. 3 Rangos de Profundidad de las Formaciones	69
Tabla 4. 4 Rangos de Presión de las Formaciones	71
Tabla 4. 5 Porosidad de las Formaciones	72

Tabla 4. 6	Espesor y Espesor útil de las Formaciones	73
Tabla 4. 7	Tipo de Kerogeno de las Formaciones	74
Tabla 4. 8	Madurez Térmica y Contenido Orgánico Total de las formaciones	74

RESUMEN

El Fracturamiento hidráulico es una técnica que se utiliza para recuperar el gas que se encuentra en formaciones de Lutita. En nuestro país existe una disminución en la producción de hidrocarburos, con la implementación del método fracturamiento hidráulico se incrementará la producción de hidrocarburos que tiene como objetivo crear una seguridad energética tal que pueda satisfacer el consumo interno.

Para realizar un adecuado análisis se dividió en cinco capítulos los cuales son:

El primer Capítulo contiene las generalidades de la tesis planteada donde se hace la identificación del problema que principalmente es la baja producción de hidrocarburos que presenta actualmente el nuestro país.

El Segundo Capítulo contiene una introducción a los aspectos teóricos involucrados al fracturamiento hidráulico con las ventajas y desventaja que traería su aplicación en Bolivia.

En el Tercer Capítulo se realizó el trabajo de laboratorio donde se realiza la caracterización de las formaciones de interés y se hace el cálculo de la presión mínima de fractura en superficie con la acción de fuerzas externas además de que se realiza un análisis comparativo geofísico de la formación Los Monos, Iquiri e Icla con las formaciones de lutita de Estados Unidos y Argentina que son las que han tenido gran éxito en su explotación y que actualmente se encuentran en producción.

En el Cuarto Capítulo se encuentran las conclusiones y recomendaciones de la tesis planteada.

ABSTRACT

Hydraulic Fracturing is a technique used to recover gas found in shale formations. In our country there is a decrease in the production of hydrocarbons, with the implementation of the hydraulic fracturing method, the production of hydrocarbons will increase, which aims to create energy security such that it can satisfy internal consumption.

To carry out an adequate analysis, it was divided into five chapters which are:

The first Chapter contains the generalities of the proposed thesis where the problem is identified, which is mainly the low production of hydrocarbons that our country currently presents.

The second Chapter contains an introduction to the theoretical aspects involved in hydraulic fracturing with the advantages and disadvantages that its application in Bolivia would bring.

In the third Chapter, the laboratory work is carried out where the characterization of the formations of interest is carried out and the calculation of the minimum surface fracture pressure with the action of external forces is made, in addition to a comparative geophysical analysis of the Los Monos, Iquiri and Icla formation with the shale formations of the United States and Argentina, which are the ones that have had great success in their exploitation and are currently in production.

The fifth Chapter contains the conclusions and recommendations of the thesis.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El Subandino sur del departamento de Tarija, cuenta con todas las condiciones necesarias para realizar el fracturamiento hidráulico y en el presente proyecto se analiza la factibilidad para dicha práctica para lo cual se hace un estudio de las propiedades geofísicas de las formaciones obtenidas de afloramientos en superficie. Las formaciones que se analizan son Los Monos, Iquiri e Icla las mismas que se encuentran en superficie debido a fallas geológicas que se presentaron a lo largo del tiempo¹.

En la actualidad el fracturamiento hidráulico ha revolucionado la economía de EEUU y Europa, una vez encontradas las propiedades geofísicas, y geoquímicas de las muestras obtenidas en afloramientos a superficie de las formaciones Los Monos, Iquiri e Icla, se las fractura hidráulicamente para poder recuperar los hidrocarburos que están entrampados en dichas formaciones, uno de los datos que se obtiene en laboratorio es la presión mínima de fractura que cuyo valor es diferente para cada muestra, para este efecto antes de someter las muestras a la fuerza de compresión del equipo, estas deben tener una forma geométrica, se las debe pesar y con los datos que se obtienen se calcula la presión mínima de fractura, el volumen, la densidad y el color característico de cada muestra. Con los datos obtenidos se realizará un análisis comparativo de las propiedades geofísicas y geoquímicas con otras formaciones que actualmente están siendo explotadas en Estados Unidos y Argentina.

1.2 ANTECEDENTES

El primer fracturamiento hidráulico se realizó en 1947 y en los años 50 comenzó a utilizarse en forma comercial en pozos convencionales. En los últimos años se ha

¹ Carlos E. Cruz, J. O. (s.f.). Los Sistemas Petroleros Devonicos del Subandino Sur y pie de Monte de la Cuenca de Tarija. Bolivia. *Sistemas petroleros de la Cuencas Andinas*

comenzado también a utilizar esta técnica para la recuperación de hidrocarburos no convencionales países como EEUU, Argentina.

Uno de los factores influyentes para la realización del fracturamiento hidráulico es el factor medio ambiental, se hizo un estudio en los pozos fracturados hidráulicamente en Estados Unidos que indica que la técnica no tiene mayores riesgos que cualquier otra técnica utilizada por la industria, así lo indica el informe realizado por la Agencia de Protección al Medio Ambiente EPA de Estados Unidos. El informe concluye que “Las actividades de fracturación Hidráulica no se han traducido en la generación sistemática de impactos sobre los acuíferos”, y apunta que aquellos casos excepcionales en los que se ha podido producir contaminación, ha sido debido al uso de malas prácticas como efectos en la construcción de pozos o en el tratamiento de aguas residuales, pero no de la fracturación hidráulica².

Las características de una composición típica de un fluido de Fracturamiento es aproximadamente entre un 95 y un 98% de agua, un 5 % de arena de sostenimiento y menos de 1% de productos químicos.

Actualmente se conoce a George P. Mitchell como el padre de la industria moderna del fracturamiento hidráulico, al conseguir su viabilidad económica en el yacimiento conocido como Barnett-Shale que se encuentra en Estados Unidos.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Uno de los campos gasíferos con los que cuenta Bolivia es el campo San Alberto que debido a la sobre explotación ha generado una declinación en la producción de hidrocarburos, en el año 2012 el Campo San Alberto producía el 25% de gas Natural de la producción total del país, el año 2013 producía el 19.37% de la producción total y el año 2014 producía el 15.20% de la producción total en Bolivia. Esto significa que la

² Cedeño, J. G. (2013). *Aplicacion de la Fractura Hidraulica*. Madrid: Madrid.

producción ira mermando en esta zona, incluyendo el campo contiguo Itau puesto que pertenecen a la misma estructura, esto se debe a que se aceleró la producción de hidrocarburos para cumplir con los compromisos internacionales de exportación de gas natural, con Brasil y Argentina.

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Con el estudio en laboratorio de las propiedades físicas de las muestras de las formaciones Iquiri, Los Monos e Icla obtenidas de afloramientos de superficie se hará el estudio de la factibilidad del fracturamiento hidráulico en esta zona para incrementar la producción de hidrocarburos.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En Sudamérica se han realizado pocos estudios acerca del fracturamiento es por esta razón que es de vital importancia realizar estudios detallados y en laboratorio de las rocas madres más importantes que tenemos en nuestro sub andino Sur de Bolivia que son la formación Los Monos, Iquiri y la formación Icla.

1.4 HIPÓTESIS

Al tener un estudio en laboratorio de las propiedades geofísicas de las formaciones a estudiar se podría dar viabilidad a la técnica de fracturamiento hidráulico en Bolivia y de esta manera tener una seguridad energética tanto para el consumo interno como para la industrialización de nuestros hidrocarburos.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar experimentalmente muestras obtenidas de afloramientos en superficie de las formaciones Los Monos, Iquiri e Icla para el fracturamiento hidráulico.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un diagnóstico geológico de las muestras extraídas de afloramientos en superficie de las formaciones Los Monos Iquiri e Icla.
- Analizar las propiedades físicas de las formaciones Los Monos, Iquiri e Icla.
- Evaluar los datos geofísicos de la formación geológica con mayor factibilidad para la aplicación del fracturamiento hidráulico.

1.6 JUSTIFICACIÓN GENERAL

Con el análisis experimental para la implementación del fracturamiento hidráulico en la formación Los Monos, Iquiri e Icla se pretende incrementar la producción de gas natural para obtener una seguridad energética y económica en el país.

1.7 ALCANCE

1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO

Con la presente investigación se pretende obtener los datos de las propiedades Geoquímicas y geofísicas de las rocas madres de las formaciones Los Monos, Iquiri e Icla también se analiza la factibilidad de implementar el fracturamiento haciendo uso de tablas comparativas.

1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

La investigación se la realizara en el Cuenca de Tarija, es una provincia gasífera que abarca un área cercana a los 100,000 km². En el Subandino Sur de Bolivia afloran rocas del Devónico:

- En el Municipio Charagua en el departamento de Santa Cruz se encuentra la quebrada de Taputa, que tiene afloramientos de la formación Iquiri (Latitud: -19.5833; Longitud: -63.1833).
- La serranía del Aguaragüe se encuentra en la Provincia del Gran Chaco ubicado en el departamento de Tarija, en el extremo sur de Bolivia que tiene afloramiento de la formación Los Monos (Latitud: -21.0; Longitud: -63.5).
- Afloramiento de la formación Icla, 55 Km al SE de Tarabuco, en el departamento de Chuquisaca (Latitud: -19.1827; Longitud: -64.9148).



CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ORÍGEN DE LAS LUTITAS

Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato (Estrada, 2013).

Las finas partículas minerales que componen a la lutita pueden permanecer suspendidas en agua durante mucho tiempo luego de que las partículas más grandes y densas de arena se han depositados. Los yacimientos de lutita son el resultado de la deposición lenta y continua de lodo y minerales arcillosos en aguas quietas o poco movibles (lagos y lagunas), en ambientes deltaicos, llanuras inundadas, lagunas costeras o planicies submarinas dentro de las plataformas continentales³.

Este lodo es un compuesto de plancton marino rico en carbonatos, fosfatos y silíceas, sepultado bajo sedimentos sucesivos. Los depósitos ocurren a profundidades no inferiores a los 200 metros, aunque hay excepciones, como la formación Haynesville (E.U.A.), que se ha depositado entre 30 y 70 metros.

Las lutitas que almacenan mayores volúmenes de gas se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica y se constituyen en roca madre de petróleo madura que se encuentra ya en la ventana de generación de gas. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.

El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema micro poroso, o bien adsorbido en la materia orgánica. Es

³ Cruz, C. C. (2003). Hábitat de Hidrocarburos en el Pie de la Sierra de la Faja corrida Subandina, Cuenca de Tarija. Area de Santa Cruz, Bolivia. *VIII Simposio Boliviano Exploracion Petrolera en la Cuencas Subandinas*, (págs. 240-252). Santa Cruz

fundamentalmente ya que por esta razón los shale gas constituyen uno de los denominados yacimientos no convencionales.

Los yacimientos de gas de lutita se localizan en múltiples formaciones paleozoicas y mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico, aunque a nivel mundial provienen principalmente del Devónico; en México se encuentran en rocas del jurásico y cretácico. Estas formaciones han dado lugar a yacimientos de distintas propiedades en función del entorno geológico en que sedimentaron.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas.

Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el período Devónico (comenzó hace 415 millones de años y terminó hace 360 millones de años) durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la Tierra estaba cubierta por mares tropicales. Pero el período devónico no fue el único durante el cual se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico, como ya se mencionó. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período precámbrico hasta los tiempos modernos.

Las lutitas que son ricas en materia orgánica y han estado sometidas a temperaturas y presiones correspondientes a la ventana de generación de gas seco constituyen los principales objetivos para la exploración de lutitas gasíferas. Sin embargo, sólo porque los sedimentos hayan pasado a través de las etapas de maduración, no significa necesariamente que sean rocas de calidad de yacimiento.

2.1.1 CATEGORÍAS DE LA LUTITA

Desde el punto de vista petrofísico, se dividen en tres categorías:

- Lutita (shale): es la forma sedimentaria de esta roca. Se forma a partir de sedimentos finos, como la arcilla y el limo, que se endurecen y se cementan. También es conocida como “lutitas laminadas y limolitas laminadas”. En general se les considera como rocas arcillosas.

- Pizarra (slate): es el derivado metamórfico de bajo grado de las lutitas y otros sedimentos de grano fino que incluyen la lutita o magra y la limolita. Se forma cuando el shale es sometido a altas presiones y temperaturas. Entonces, su base mineral cambia y se realinea formando la pizarra. Es más dura que la lutita.
- Esquisto (schist): si la presión y la temperatura de confinamiento de la roca se aumentan a niveles extremos, se incrementa el efecto metamórfico y se forma filita, esquisto y, finalmente, gneiss.

Aunque las tres tienen la misma composición mineral y es difícil diferenciarlas a simple vista, su origen es diferente (Blanco y Vivas, 2012).

2.1.2 POTENCIAL DE LAS LUTITAS

El potencial gasífero y petrolífero de una roca de lutita está en función de su volumen (medido en espesor y extensión de área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor). Debido a que la temperatura aumenta con la profundidad de sepultamiento de la roca y el gradiente térmico de la cuenca, el calor convierte la materia orgánica en kerógeno. Éste se convierte a su vez en bitumen que, a cierta temperatura, libera los compuestos del petróleo⁴.

2.1.3 CONTENIDO DE CARBONO ORGÁNICO TOTAL COT

Este indica la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% de carbono orgánico total como porcentaje en peso es considerado como valor mínimo para una roca generadora efectiva, si bien los valores de 2% se consideran los valores mínimos para los yacimientos de gas de lutita; aunque existen valores de más del 10%, algunos geo-científicos estiman que los valores altos de carbono orgánico total indican la

⁴ Disalvo, A. y. (1999). Los Sistemas Petroliferos del area oriental de la cuenca paleozoica Noroeste, Argentina. *IV Congreso Exploracion y Desarrollo Hidrocarburos* (págs. 83-100). Mar del Plata Argentina: IAPG, Actas I

posibilidad de que exista kerógeno saturando el espacio poroso, más que otras formas de hidrocarburos.

El carbono orgánico total se mide a partir de 1g de muestras de roca pulverizada que se combustionan y se convierten en CO o CO₂. Si una muestra parece contener bastante carbono orgánico total para generar hidrocarburos, puede ser sometida al proceso de pirólisis (tratamiento térmico para generar una descomposición química).

El carbono orgánico total, puede estar presente en una roca en las siguientes formas:

- Carbono orgánico presente en los hidrocarburos generados (CHC).
- Carbono orgánico susceptible de convertirse en hidrocarburos (CC), denominado “carbono convertible”.
- Residuo carbonoso que no producirá hidrocarburos por insuficiencia de hidrógeno. Se denomina (CR) carbono muerto, inerte o residual.

Una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico, y el COT determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del COT son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores del TOC en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del COT superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo.

Los valores de carbono orgánico total pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Pero debido a que no es posible adquirir y luego analizar núcleos en intervalos de gran longitud, los petrofísicos generalmente utilizan los datos de fondo de pozo de los registros convencionales y geoquímicos para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y después calcular los valores del COT a partir de estos datos. Para validar los modelos utilizados para la medición del COT, los científicos calibran los datos petrofísicos con los valores obtenidos de los núcleos (Correa y Salazar, 2013).

2.1.4 VOLUMEN Y CAPACIDAD DEL GAS

El gas se encuentra absorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas absorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas y se reduce la presión en

los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que la desorción también es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando ellos estiman el potencial de los recursos⁵.

Tabla 2. 1 Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos

CARBONO ORGÁNICO TOTAL % EN PESO	POTENCIAL DE LOS RECURSOS
< 0.5	Muy Pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy Bueno
>10	Desconocido

Fuente: Schlumberger, 2011

Los científicos a veces utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes para determinar el GIP total a partir de núcleos. Inmediatamente después de recuperadas, las muestras de núcleos recién cortadas se sellan dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis.

El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza composicionalmente en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. Este análisis es sensible al tiempo que se tarda en recuperar los núcleos desde el fondo del pozo (Boyer, 2011).

2.2 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES DE LUTITAS

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía

⁵ Emilio, R. (2013). *Estilos Estructurales del sub Andino sur de Bolivia*. Buenos Aires: Facultad de Ciencias Exactas y Naturales Universidad de Buenos Aires

(técnica de captura de rayos gamma utilizando un generador de neutrones pulsados) de captura de neutrones⁶.

De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

2.2.1 POROSIDAD

La porosidad (Φ) puede ser definida como el porcentaje del volumen de poros o el espacio vacío dentro de una roca. Esto es, la fracción del volumen total de roca que contiene algún fluido (aceite, gas, agua o una combinación de éstos) matemáticamente se define como:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_m}{V_T}$$

Porosidad de una Roca

Donde:

V_p = es el volumen de poros de la muestra de roca (cc).

V_T = es el volumen total de la muestra (cc).

V_m = es el volumen de matriz o granos de la muestra (cc).

Φ = es la porosidad de la muestra.

La porosidad efectiva es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen total de roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento, la porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida por la arcilla u otros granos. La porosidad total es el espacio intersticial total de la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos. La porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total (Boyer, 2011).

La mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas ricas en materia orgánica. El proceso de formación de las rocas a partir de sedimentos tiende a

⁶ García, J. (2012). El Gas Natural No Convencional. *Congreso Nacional de Medio Ambiente*, 15-23

reducir la porosidad y aumentar la unión de los materiales. Este proceso diagenético se inicia antes del reposo de los componentes, por lo cual los fragmentos que terminan formando las rocas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y arcillas a partir de minerales degradados.

Los poros de las lutitas son tan pequeños que se miden en nanómetros, una milmillonésima de un metro (nm) por esto se conoce como nanoporosidad. El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm. Los compuestos moleculares más pequeños pueden migrar a más de 6,000m de profundidad en lutitas con porosidad del 10% o menos.

Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están típicamente en valores de 2 a 15 %. La capacidad de adsorción es el principal mecanismo de almacenamiento en los yacimientos arcillosos someros y la porosidad (de matriz y fractura) se vuelve más importante en yacimientos arcillosos profundos. Las lutitas productivas requieren una porosidad mínima de 2% o 3%.

Las lutitas presentan tres tipos de poros:

- Poros en la materia orgánica
- Poros entre partículas
- Poro en las partículas

2.2.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad (K) se puede definir como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso sin alterar su estructura interna (Boyer, 2011). Una roca se considera permeable si permite el paso a través de ella de una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado y se considera impermeable si la cantidad de fluido es despreciable⁷. Matemáticamente se expresa como:

$$k = \frac{q\mu(\Delta L)}{A(\Delta P)} \quad \text{Permeabilidad de una Roca}$$

⁷ Manrique, A. (2010). Plan de Desarrollo de un Campo. En M. a. Alvarado, *Plan de Desarrollo de un Campo* (pág. 230). Ergon, S.A

Donde:

K = permeabilidad (darcys)

q = gasto (cm^3/s)

μ = viscosidad (centipoises)

(ΔL) = diferencia de longitud (cm)

(ΔP) = diferencia de presión (atm)

La permeabilidad determina el grado de conectividad de los poros y fracturas que existen en cualquier roca sedimentaria. Si los poros y fracturas están muy mal conectados, cualquier fluido tendrá dificultades para moverse y será preciso aplicar métodos artificiales para inducir una permeabilidad en la roca con el fin de alcanzar una producción comercial.

Una de las propiedades más difíciles de medir cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0.001 a 0.0000001 mD. La permeabilidad es una función de geometría del espacio poroso. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies (mD), varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas. Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra. La permeabilidad de las lutitas en el rango de los nanodarcies imposibilita la implementación de perspectivas convencionales.

2.2.3 MINERALOGÍA

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los

datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos⁸.

2.2.3.1 ESTRUCTURA DE LAS LUTITAS

Las lutitas pertenecen a las rocas clásticas, que también son conocidas como rocas detríticas, mecánicas o fragmentarias son una clase de rocas sedimentarias compuestas de fragmentos, o clastos, de roca y minerales preexistentes acumulados mecánicamente, de tamaño muy pequeño se han vuelto a consolidar en mayor o menor grado (Correa y Salazar, 2013).

Las rocas detríticas están estructuradas en los siguientes elementos:

- Soporte o esqueleto: formado por el conjunto de granos o partículas de mayor tamaño que construyen el cuerpo de la roca. Se denominan clastos.
- Matriz: fracción detrítica más fina que los clastos y que llena los huecos que existen entre ellos de manera parcial o total.
- Cemento: material de precipitación química que se forma durante la diagénesis y sella los huecos de la roca llenándolos parcial o totalmente. Su origen puede ser calcáreo, silíceo o ferruginoso.

2.2.3.2 LOS COMPONENTES DE LAS LUTITAS

Las rocas formadas por grano muy fino reciben el nombre de pelitas o fangocitas. El limo y la arcilla representan al menos el 50% del material que las componen. Cuando están poco consolidadas reciben el nombre de lutitas, estos son generalmente limo y arcilla (Correa y Salazar, 2013).

Se componen principalmente de minerales arcillosos como:

- Coalinita: dickita y halloysita (Al)
- Clorita (Fe, Mg).
- Esmecitita: montmorillonita (Mg, Fe, Ca, Na).
- Micas: illita (k) y glauconita.

⁸ Schlumberger. (2012). Revolución del gas de lutitas. *Oildfield Review*

- Otros: berthierina, chamosita, sepiolita y paligorskita.

Otros componentes son:

- Cuarzo (tectosilicatos) del tamaño de limos
- Feldespatos (aluminosilicatos)
- Moscovita (biotita)
- Carbonatos
- Pirita, hematita y yeso
- Materia orgánica o bitúmenes

Tabla 2. 2 Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo

COMPONENTE	LUTITA PROMEDIO	
	(LEITH Y MEAD, 1915)	(CLARKE, 1924)
Cuarzo	32%	22.3%
Caolinita Y Minerales Arcillosos	10%	25.0 ^a %
Sericita Y Paragonita	18%	...
Clorita Y Serpentina	6%	...
Limolita, Hematita Y Pirita	5%	5.6 ^b %
Calcita Y Dolomita	8%	5.7%
Feldespato	18%	30.0 %
Titanita Y Rutilo	1%	...
Materia Carbonosa	1%	...
Otros Minerales	1%	11.4 %
Total	100%	100 %

Fuente: Schlumberger, 2011

2.2.4 COMPOSICIÓN QUÍMICA

A veces la composición química de la roca proporciona información adicional, una de ellas es el color de la lutita. Por ejemplo, la lutita negra, que adquiere ese color por la abundancia de materia orgánica (carbono). Cuando se encuentra una roca de este tipo,

indica que la sedimentación de produjo en un ambiente pobre en oxígeno, como un pantano, donde los materiales orgánicos no se oxidan con facilidad y se descomponen⁹.

Tabla 2. 3 Color de lutitas en función de sus componentes

COLOR	COMPONENTES		AMBIENTE
Rojo	Muy bajo contenido de materia orgánica	Hematita, Goethita (Fe +3)	Oxidante
Amarillo		Limolita (Fe +3)	
Blanco	Bajo contenido de materia orgánica	Coalinita (Fe +3)	Ligeramente
Verde		clorita, Illita (Fe+2 >Fe+3)	Reductor
Gris	Buen contenido de materia orgánica	Pirita (Fe +2)	Reductor
Negro			

Fuente: Schlumberger, 2011

2.3 ESTRATIGRAFÍA GENERALIZADA DEL SUBANDINO SUR DE BOLIVIA

En el Campo San Alberto se observa la siguiente secuencia estratigráfica:

⁹ Schmoker, J. (1994). The Petroleum System. *American Asociation of petroleum System*

Figura 2. 1 Estratigrafía generalizada del Sub-andino Sur

ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACION	ESPESOR (m)	
CENOZOICO	TERCIARIO	CHACO	EMBORUZU		
			GUANDACAY	2000	
			TARIQUIA	3000	
			YECUA	120	
			PETACA	140	
MESOZOICO	CRETACICO	TACURU	ICHOA	600	
	JURASICO		CASTELLON	700	
			TAPECUA	200	
	JURASICO TRIASICO		BASALTO ENTRE RIOS	84	
		CUEVO	SAN DIEGO	100	
	IPAGUAZU		450		
	VITIACUA		188		
	CANGAPI		400		
	PALEOZOICO	PERMICO	MANDIYUTI	SAN TELMO	500
				ESCARPMENT	500
CARBONIFERO		MACHARETI	TAIGUATI	200	
			CHORRO	120	
			TARIJA	600	
			ITACUAMI	130	
			TUPAMBI	500	
			ITACUA	200	
DEVONICO			IQUIRI	700	
			LOS MONOS	1000	
			HUAMAMPAMPA	600	
			ICLA	600	
			SANTA ROSA	600	
SILURICO		TARABUCO	1500		
		KIRUSILLAS	650		

Fuente: Adaptado de "Propuesta Geológica de Perforación", (Arteaga, 2015), publicado en Petrobras.

2.3.1 SILURICO

2.3.1.1 FORMACIÓN KIRUSILLAS

Litológicamente esta formación está constituida casi exclusivamente por lutitas gris oscuras, bien consolidadas micácea, y bituminosas, intercaladas delgadas de areniscas gris blanquecinas bien consolidadas de grano muy fino (Suarez , 1996).

Tabla 2. 4 Formación Kirusillas

FORMACION KIRUSILLAS	
Rango:	Formación.
Litología:	Lutitas, con algunas intercalaciones delgadas de arenisca.
Edad:	Silúrico (Ludloviano)
Distribución:	Centro y Sur de la cordillera Oriental y Subandino, y cuenca del Chaco.
Espesor:	Hasta 650 m
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 7000 m.
Limites:	Inferior concordante con la Fm. Cancañiri y superior concordante con la Fm. Tarabuco
Localidad Tipo:	Kirusillas, en la carretera Sucre-Camiri, 15 Km al N de Tarabuco.

Fuente : Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.1.2 FORMACIÓN TARABUCO

Presenta alrededor de 390 m de espesor, en la base se presentan areniscas gris verdosas, de grano fino, limosas, micáceas, en bancos de 0.1 a 0.5 m de espesor, intercalados con areniscas limosas, gris verdosas, micáceas y silíceas, intercaladas con lutitas gris verdosas. (Steinmann,1892).

Tabla 2. 5 Formación Tarabuco

FORMACION TARABUCO	
Rango:	Formación.
Litología:	Alternancias de Areniscas y Lutitas.
Edad:	Silúrico Superior.
Distribución:	Centro y Sur de la cordillera Oriental y Subandino.
Espesor:	Hasta 1500 m.

Profundidad desde Superficie:	Aprox. 6420 m.
Limites:	Inferior concordante con la Formación Kirusillas y superior concordante con la Formación Santa Rosa.
Localidad Tipo:	Tarabuco, en el camino Sucre a Camiri.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.2 DEVÓNICO

2.3.2.1 FORMACIÓN SANTA ROSA

Las Areniscas Basales Santa Rosa están expuestas en un espesor de unos 120 m, no se puede ver la base de esta formación. La parte inferior de las areniscas se presenta estratificada en bancos gruesos y se compone de granos de cuarzo de tamaño mediano y fino de colores claros, con estratificación entrecruzada, hacia arriba esta arenisca pasa a una arenisca arcillosa de colores más oscuros gris verdusco, estratificada en láminas de colores delgados, las areniscas no son fosilíferas, (Ahlfeld, 1960).

Tabla 2. 6 Formación Santa Rosa

FORMACION SANTA ROSA	
Rango:	Formación.
Litología:	Areniscas.
Edad:	Devónico Inferior.
Distribución:	Sur de la Cordillera Oriental y Subandino.
Espesor:	Hasta 600 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 5420 m.
Limites:	Inferior concordante con la Formación Tarabuco, y superior concordante con la Formación Icla.
Localidad Tipo:	Río Santa Rosa afluente sur del Río Pilcomayo, en el Dep. de Potosi.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.2.2 FORMACIÓN ICLA

La Formación Icla es un conjunto Integrado por Lutitas Gris negras, algo micáceas y muy fosilíferas suprayace la Formación Santa Rosa y muestra un cambio Litológico abrupto entre ambas unidades e infrayace con la formación Huamampampa (López & López 1975). Esta unidad es considerada una importante roca madre en la zona de Santa Cruz de la Sierra, al norte de la zona de estudio (Moretti I., 1996). El cociente de transformación es del 75% lo que nos indica que es una roca madre Potencial (Emilio, 2013), el carbono Orgánico total de la formación Icla varía entre 1% y 2% (Cruz, 2003) y el Kerógenoes de tipo II/III a III de manera que tiene capacidad de generación de gas y petróleo (Cruz et al., 2003). El Índice de Hidrogeno para la Formación Icla tiene un Valor de 300 mgHC/gCOT con kerógeno tipo II (Vandenbroucke et al. 1999). La Reflectancia de la Vitrinita (Ro) varía entre 1,4% en el tope y 1,9% en la base kerógeno tipo III que corresponde a hidrocarburos gaseosos.

La formación Icla También es mencionada como roca generadora en yacimientos como Yacimientos Rio Seco, Taboco y Tajibos (Cruz et al., 2003). En esta zona la calidad de la roca madre varía de pobre a moderada y raramente buena.

Presentan niveles arcillo-arenoso con facies mayormente pelítica, los términos intermedios son mucho más arenosos y limolíticos. Las areniscas que en general son de grano medio y muy silíceas, en espesores de 0.3 a 1 m macizas y poco laminadas, de un espesor: 642 metros, Edad: GedinianoSup. - EmsianoInf. (Jiménez, 1973).

Tabla 2. 7 Formación Icla

FORMACION ICLA	
Rango:	Formación
Litología:	Lutitas, con algunas intercalaciones de Arenisca
Edad:	Devónico (Tope Pragiano - Emsiano)
Distribución:	Zona Central y Sur de la Cordillera Central y Subandino, y Llanura Chaqueña.
Espesor:	Hasta los 600 metros
Profundidad	Hasta 4820 metros

Desde Superficie	
Limites:	Inferior concordante con la formación Santa Rosa y superior concordante con la Formación Huamampampa.
Localidad Tipo:	Icla, 55 Km al SE de Tarabuco, en el departamento de Chuquisaca.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.2.3 FORMACIÓN HUAMAMPAMPA

Constituida por areniscas potentes, de color gris, gris claro, de grano medio a grueso, estratificadas en bancos de 2 metros de espesor, los cuales presentan una alta dureza, y intercalaciones de lutitas y limolitas se encuentran abundantes fósiles, hacia la parte alta de la serie arenosa existe una capa delgada de arenisca conglomerádica integrada por rodados de cuarcita gris y cuarzo blanco, bien redondeada, (Ayaviri, 1967).

Tabla 2. 8 Formación Huamampampa

FORMACION HUAMAMPAMPA	
Rango:	Formación.
Litología:	Areniscas y limolitas, con intercalaciones de lutitas.
Edad:	Devónico (Emsiano).
Distribución:	Zona Central y Sur de la Cordillera Oriental y Subandino, y cuenca del Chaco.
Espesor:	Hasta los 600 metros
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 4590 m.
Limites	Inferior concordante con la Formación Icla y superior concordante con la Fm. Los Monos.

Localidad Tipo	Alrededores de Candelaria (antes Huamampampa), donde la carretera de Tarabuco a Icla corta el sinclinal con esta formación en el núcleo, Provincia Zudañes, departamento de Chuquisaca.
----------------	---

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.2.4 FORMACIÓN LOS MONOS

La formación más antigua que aflora en el frente serrano al Sur del Paralelo 20 es una sucesión de Lutitas con areniscas intercaladas, a las que se les da el nombre de lutitas Los Monos en la Serranía Aguarague (Mather, 1922).

La Formación Los Monos consiste de Lutitas micáceas carbonosas fisibles, mayormente de color oscuro, con delgadas capas de arenisca Cuarcítica en la parte superior (White, 1925). La sección Eifeliano es roca madre comprobada de petróleo y posiblemente gas, encontrándose en etapa de generación póstuma de petróleo y llegando a ventana de gas en los sinclinales (Albariño, 2002).

La materia orgánica de la Formación Los Monos es de tipo marino, mixta, acumulada en ambiente marino. El kerógeno se caracteriza por ser no estructurado, es decir, amorfo. El carbono orgánico total de la Formación Los Monos varía entre 0.5% a 1.5% (Disalvo, 1999).

El Índice de Hidrogeno esta entre los valores de 100 a 500 mgHC/g TOC (Disalvo, 1999) y la Reflectancia de la Vitrinita Ro se encuentra entre los valores de 0.89 % y 1.29%. El cociente de transformación 45% para el Subandino sur para la Formación Los Monos. (Emilio, 2013)

Aproximadamente a 8 kilómetros al suroeste de la población de Villamontes en la guía de Aguarague. Compuesta principalmente de lutitas gris oscuras con subordinación de delgadas capas gris blanquecinas de areniscas cuarcíticas, en especial en su parte superior, existen intervalos arenosos que llegan hasta los 70 m de espesor, que en

algunas estructuras son portadores de hidrocarburos. Su espesor promedio es de 1.500 metros. (Oblitas *et al.*, 1972).

Tabla 2. 9 Formación Los Monos

FORMACION LOS MONOS	
Rango	Formación
Litología	Lutitas
Edad	Devónico (Eifeliano – Givetiano inferior)
Distribución	Centro y Sur de la Cordillera Oriental, Subandino y cuenca del Chaco.
Espesor	Promedio de 1000 metros.
Profundidad desde Superficie	Hasta 3990 metros
Limites	Inferior concordante con la formación Huamampampa, y superior concordante con la Formación Iquiri.
Localidad Tipo	Quebrada Los Monos, afluente por el sur del Rio Pilcomayo, aprox. 8 Km al SW de Villa Montes, en la Sierra de Aguarague.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.2.5 FORMACIÓN IQIRI

La formación Iquiri está formada litológicamente por una serie de capas de areniscas grises muy duras (Oller, 1985). Debido a la similitud litológica que muestran las Formaciones Los Monos e Iquiri en algunos sectores se ha optado por agruparlas dentro de una unidad denominada Complejo Los Monos-Iquiri que litológicamente se halla constituida de lutitas y limolitas gris oscuras con algunas intercalaciones Arenosas las mismas que se van haciendo más frecuentes hacia la parte superior, estas areniscas van acompañados de delgados horizontes de hermatita violeta oscuro a marrón violáceo. (Requena, 1981).

El Givetiano y Eifeliano que corresponden a las formaciones Iquiri y Los Monos presentan con mayor frecuencia valores de Carbono Orgánico Total TOC entre 0.5 – 1.5% siendo el Givetiano la sección con una buena proporción de muestras con kerógeno que tiende al tipo II, lo que significa mayor propensión para originar petróleo. No obstante los niveles de Givetiano se encuentran en condiciones desfavorables como roca generadora debido a su baja madurez térmica general. La formación Iquiri presenta aproximadamente un valor de Reflectancia de la vitrinita de 1.3% (Cruz, 2000)

Tabla 2. 10 Formación Iquiri

FORMACION IQIRI	
Rango	Formación
Litología	Alternancia de Areniscas y Lutitas
Edad	Devónico (Tope Givetiano-Frasniano)
Distribución	Zona Central y Sur de la Cordillera oriental y Sub-Andino, y en la llanura Chaqueña
Espesor	Hasta 700 m
Profundidad desde Superficie	Hasta 1377 metros
Limites	Inferior concordante y transicional con la Formación Los Monos, y superior discordante con el grupo Machareti.
Localidad Tipo	Quebrada Iquiri, afluente occidental del Río Ñancahuazú, afluente del Río Grande, unos 50 km al NNW de Lagunillas y 80 km al NNW de Camiri, Provincia Hernando Siles.

Fuente: La siguiente Tabla fue adaptado de “Léxico estratigráfico de Bolivia”, (Martinez, 1996)

2.3.3 CARBONÍFERO

2.3.3.1 FORMACIÓN ITACUA

Este horizonte tiene amplia distribución en la Zona Subandina y ha sido reconocido en diferentes localidades, ya sea con la denominación T3, Itacua, los geólogos argentinos reconocieron a la base del Tupambi bajo forma de arcillas negras y limolitas que ellos

llamaron “Horizonte de T3” (Arigos&Vilela, 1949,), Hacia el S. las areniscas que lo sobrepone se asientan directamente sobre las capas devónicas (Ayaviri, 1967).

Tabla 2. 11 Formación Itacua

FORMACION ITACUA	
Rango:	Formación.
Litología:	Diamictitas y lutitas, con algunas intercalaciones y bloques deslizados de Arenisca.
Edad:	Limite Devónico-Carbonifero (Fameniano superior-Tournaisiano inferior).
Distribución:	Subandino centro y sur, y Chaco.
Espesor:	Hasta 200 m.
Profundidad desde	Aprox 1200 m.
Superficie:	
Limites:	Inferior erosivo y pseudoconcordante con las formaciones Iquiri y los Monos, y superior concordante con la formación Tupambi.
Localidad Tipo:	Quebrada Itacua, en la Serranía de Aguarague, 20 Km al SSW de Villa Montes, Provincia Gran Chaco de departamento de Tarija. Una mejor exposición se encuentra en la quebrada San Marcos, inmediatamente al sur de la Quebrada Itacua.

Fuente: Adaptado de “léxico estratigráfico de Bolivia”, (Martinez, 1996)

2.3.3.2 FORMACIÓN TUPAMBI

Areniscas y areniscas conglomerádicas, con intercalaciones de lutitas, las areniscas varían considerablemente en su aspecto, el color cambia desde blanco o gris verdoso a rosado y púrpura oscuro cuando está impregnado con hematita, y granos de cuarzo roto, varía un espesor de 100 a 500m (Suarez, 1996).

Tabla 2. 12 Formación Tupambi

FORMACION TUPAMBI	
Rango:	Formación
Litología:	Areniscas y areniscas conglomeradicas
Edad:	Carbonífero
Distribución:	Subandino Sur.
Espesor:	Hasta 500 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 1000 m.
Limites:	Inferior discordante sobre diferentes unidades Devónicas y superior transicional con la formación Tarija/Itacuami.
Localidad Tipo:	Quebrada Tupambi, 3 Km al N del campo petrolero Sanadita, en la Serranía de Aguarague, a medio camino entre Villa Montes y Yacuiba. Provincia Gran Chaco, Dep. Tarija.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.3 FORMACIÓN ITACUAMI

Características litológicas variables, se halla predominantemente formada por lutitas negros y rojos, subordinados con areniscas y conglomerados, aunque en algunas localidades existe un predominio de sedimentos limosos. Estratigráficamente la Formación Chorro, es problemática la identificación de la Formación Itacuamí, por lo que en muchas ocasiones se la asimila a la formación Tarija. (Oblitas *et al.*, 1972).

Tabla 2. 13 Formación Itacuami

FORMACION ITACUAMI	
Rango:	Formación.
Litología:	Lutitas.
Edad:	Carbonifero.
Distribución:	Subandino sur y Chaco.
Espesor:	Hasta 130 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 850 m.
Limites:	Inferior concordante con la Formación Tupambi y superior concordante con la Formación Chorro.
Localidad Tipo:	Quebrada de Itacuami, en la Sierra de Aguarague, más o menos equidistante entre la latitud de Villa Montes y la del campo petrolero de Sanandita, 68 Km al N del Paralelo 22°S, Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.4 FORMACIÓN TARIJA

Compuesta de tilitas arenosas grises y areniscas gris amarillentas de grano fino irregularmente intercaladas y replegadas. Los bancos de areniscas que continúan por encima, se presentan muy diaclasadas y trituradas, se observa la presencia de bancos de arenisca gris amarillenta con tonos verdosos, intercaladas por tilitas grises, y capas de lutitas gris oscura, (Ayaviri, 1967).

Tabla 2. 14 Formación Tarija

FORMACION TARIJA	
Rango:	Formación
Litología:	Diamictitas, areniscas y lutitas.
Edad:	Carbonífero
Distribución:	Subandino sur y llanura adyacente.
Espesor:	Mayor a 600 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 700 m.
Limites:	Inferior transicional con la formación Tupambi, superior pseudoconcordante con la Formación Chorro, y otras unidades carboníferas.
Localidad Tipo:	Río Tarija, encima de la desembocadura del Río Itau.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.5 FORMACIÓN CHORRO

Es una unidad arenosa que estratigráficamente se halla limitada en su base por la Formación Itacuamí y en su tope por la Formación Taiguati. Es sumamente variable de región en región tanto en sus características litológicas como en su coloración, pero en general el grano de las areniscas es fino y medio y su color predominante es el rojo. El espesor de esta formación varía de 150 a 550 m. (Oblitas *et al.*, 1972).

Tabla 2. 15 Formación Chorro

FORMACION CHORRO	
Rango:	Formación
Litología:	Areniscas
Edad:	Carbonífero
Distribución:	Subandino sur y Chaco
Espesor:	Hasta 120 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 600 m.
Limites:	Inferior concordante con la Formación Itacuamí y/o Formación Tarija, y superior concordante con la Formación Taiguati.
Localidad Tipo:	El Chorro del Cañón de Machareti (Sierra de Aguarague) está formado por las capas de esta unidad, 40 Km al W de Carandaití y 50 Km al N de Villamontes, Provincia Luis Calvo del departamento de Chuquisaca.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.6 FORMACIÓN TAIGUATI

Tiene un espesor 115m, compuesta por limolitas y areniscas de color violeta, luego continúa una serie de lutitas rojas, con predominio de las últimas, siendo las primeras macizas y laminadas las segundas, ambas contienen rodados de granito rojo y gris, cuarcitas de diferentes colores, cuarzo blanco, etc (Ayaviri, 1970).

Tabla 2. 16 Formación Taiguati

FORMACION TAIGUATI	
Rango:	Formación.
Litología:	Lutitas y Diamictitas.
Edad:	Carbonífero.
Distribución:	Subandino sur y Chaco.
Espesor:	Hasta 200 m.

Profundidad desde Superficie:	Aprox. 550 m.
Limites:	Inferior pseudoconcordante con la Formación Tarija o Chorro, y superior erosivo con la Formación Escarpment.
Localidad Tipo:	Quebrada Macharetí,. Serrania Aguarague.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.7 FORMACIÓN ESCARPMENT

Se caracteriza por areniscas de color gris claro, rojiza, roja y violeta, predominando los colores claros en la parte baja, rojo hacia la parte media y violeta en la parte superior; la estratificación es regular y delgada en la parte inferior y media, en tanto que resaltan los bancos gruesos y masivos hacia la parte superior, intercalados con limolitas rojas hacia abajo, limolitas, lutitas, y tilitas a veces con ojos verdes hacia la parte media, (Ayaviri, 1967).

Tabla 2. 17 Formación Escarpment

FORMACION ESCARPMENT	
Rango:	Formación.
Litología:	Areniscas, con algunas intercalaciones de conglomerados, lutitas y diamictitas.
Edad:	Carbonífero.
Distribución:	Subandino centro, sur y Chaco.
Espesor:	Hasta 500 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 550 m.
Limites:	Inferior erosivo con unidades del grupo Mancharetí, y Superior concordante con la Formación San Telmo.
Localidad Tipo:	Ríos San Telmo y Tarija, donde cortan a la sierra del Candado.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.3.8 FORMACIÓN SAN TELMO

Son areniscas rojas de grano fino y limolitas rojas, ambas intercalan regularmente y se hallan estratificadas en capas delgadas, cuya estratificación irregular semeja un leve entrecruzamiento. Estas areniscas pasan a las areniscas del Cangapi de manera enteramente transicional. (Ayaviri, 1967).

Tabla 2. 18 Formación San Telmo

FORMACION SAN TELMO	
Rango:	Formación.
Litología:	Lutitas, areniscas y diamictitas.
Edad:	Carbonífero.
Distribución:	Subandino sur.
Espesor:	Hasta 500 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 400 m.
Limites:	Inferior concordante con la Formación Escapment y superior discordante con la Formación Cangapi.
Localidad Tipo:	Río San Telmo, donde corta la Serranía de Candado, unos 20 Km al N del campo Petrolífero de Bermejo.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.4 PÉRMICO

2.3.4.1 FORMACIÓN CANGAPI

Esta unidad es esencialmente psamítica, aunque incluye cierta cantidad de material pelítico, Las areniscas son de diferente color desde el rojo salmón y rojo violeta o marrón hasta el blanquecino, pasando por tintes de castaño-amarillento. Se observan algunos niveles conglomerádicos y aislados horizontes de limolita y arcilita rojo-lila y violeta, (Reyes, 1978).

Tabla 2. 19 Formación Cangapi

FORMACION CANGAPI	
Rango:	Formación
Litología:	Arenisca
Edad:	Carbonífero superior-Permico
Distribución:	Sur de la Cordillera Oriental, Subandino centro y sur, y cuenca del Chaco.
Espesor:	Hasta 400 m.
Profundidad desde Superficie:	Aprox. 350 m.
Limites:	Inferior discordante sobre diferentes unidades carboníferas y devónicas, y superior concordante con la formación Vitiacua.
Localidad Tipo:	Curso Superior del Río Cangapi (Afluente del rio Parapetí), cerca de la localidad del Tunal, en la Serranía de Sararenda, al NW de Cuervo y unos 35 Km al sur de Camiri. Para la Formación Condado es en lugar el Rio Bermejo Corta la Serrania del Candado, en el Departamento de Tarija.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.3.4.2 FORMACIÓN VITIACUA

Constituida por calizas y calizas con colores que varían desde el rosado blanquecino hasta el gris oscuro, con intercalaciones de niveles arenosos y arcillosos. Generalmente los niveles calcáreos están acompañados de nódulos de pedernal, (Oblitas *et al.*, 1972).

Tabla 2. 20 Formación Vitiacua

FORMACION VITIACUA	
Rango:	Formación.
Litología:	Calizas.
Edad:	Pérmico superior- Triásico superior.
Distribución:	Subandino sur y Cordillera Oriental Sur.
Espesor:	Hasta 188 m.

Profundidad desde Superficie:	Aprox. 300 m.
Limites:	Inferior concordante con la formación Cangapi y Superior transicional con la formación Ipaguazu.
Localidad Tipo:	Quebrada Vitiacua (Sierra de San Antonio) al NW de Macharetí. La Quebrada de Vitiacua es una de la cabeceras de la quebrada Macharetí.

Fuente: Adaptado de "léxico estratigráfico de Bolivia", (Martinez, 1996)

2.4 PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS

La geomecánica es una rama de la ingeniería que aplica la mecánica de los sólidos, las matemáticas y la física para predecir la manera en que las rocas responden a los esfuerzos externos.

Los servicios de evaluación petrofísica proveen parámetros determinados en laboratorio, de las propiedades geomecánicas dinámicas y estáticas, a partir de la medición directa sobre núcleos. Con la finalidad de determinar las propiedades estáticas se usan pruebas de compresión triaxiales (relación de Poisson y módulo de Young) y pruebas de velocidad ultrasónica para la determinación de la anisotropía de las ondas de cizalla. Las propiedades mecánicas estáticas de la roca se determinan a través de los datos de registros de pozo, calibrados con los resultados de los análisis de núcleos¹⁰.

2.4.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

Dentro de las operaciones de perforación, terminación, así como el fracturamiento hidráulico, existen ciertas variables que son fundamentales para el desarrollo exitoso y dominio de estos procesos¹¹. Las que más destacan son las siguientes:

¹⁰ Murillo Muñetón Gustavo Dr., Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos Geológicos, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013

¹¹ Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidraulico. *Petroecuador*

Presión de fractura: presión a la cual ocurre la ruptura de la formación. Es esencial para optimizar el diseño del pozo, ésta, puede estimarse a partir de datos de los pozos de referencia.

Presión de sobrecarga: presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas al punto de interés. Es una función de la densidad total de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos.

Presión de poro: presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca. Es más difícil iniciar una fractura cuando la formación está en su etapa madura. Por esto la energía aplicada al iniciar y propagar la fractura es mayor. Si la presión de poro incrementa debido a la inyección de fluidos, permite iniciar la fractura más fácilmente.

Compresibilidad de la roca: para un intervalo de producción dado y una temperatura dada es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión, es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos en un yacimiento. La descompresión de la roca causa un aumento del espacio poroso.

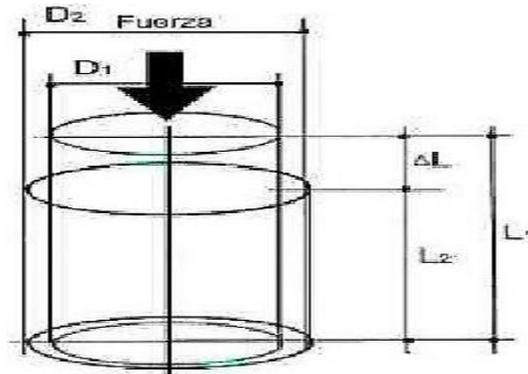
Esfuerzos locales: también llamados in situ, se refieren a la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie. Teniendo así los siguientes esfuerzos:

- Esfuerzos normales (σ): son perpendiculares al plano de aplicación.
- Esfuerzos de corte o cizalla (T): son paralelos al plano de aplicación.
- Esfuerzos efectivos (σ'): carga neta soportada por la estructura mineral sólida, donde parte de la carga es soportada por el fluido.

Dureza: es la medida de la resistencia de los materiales a la propagación de la fractura, es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de ocurrir la propagación. Para una lutita el valor de dureza es de 300 a 1200 psi-in².

Relación de Poisson (ν): la roca es comprimida uniáxialmente, la misma se deforma en dos direcciones, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo. En resumen, es la relación de la expansión lateral a la contracción longitudinal de una roca bajo una fuerza uniaxial.

Figura 2. 2 Deformación de un cuerpo sometido a un esfuerzo axial



Fuente: Schlumberger, 2011

Si precisamos ambas definiciones con sus respectivas ecuaciones, tenemos:

$$\epsilon_1 = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$$

Deformación longitudinal

$$\epsilon_2 = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$$

Deformación lateral

La relación de Poisson (ν) se define como la relación entre ambas deformaciones y es siempre positiva, de ahí el signo negativo en la ecuación.

$$\nu = -\frac{\epsilon_1}{\epsilon_2}$$

Relación de Poisson

Módulo de Young (E): También llamado módulo de elasticidad, es la relación entre el esfuerzo a la deformación causado por una fuerza uniaxial, se expresa como la ecuación. Es una medida de la rigidez de la roca, a mayor valor de E, mayor es la rigidez.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Modulo de Young

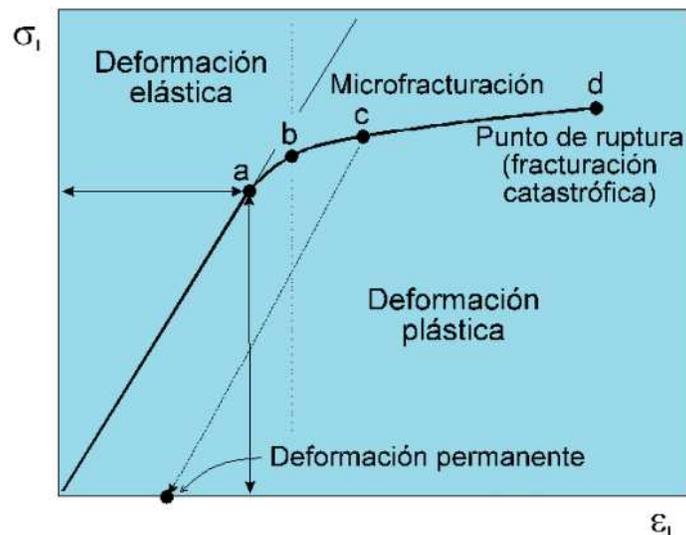
Donde: $f = \text{fuerza}$; $A = \text{area}$ y $\text{Esfuerzo} = \sigma = \frac{F}{A} \left[\frac{N}{m^2} \right]$

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L}$$

Deformación

donde $\Delta L = \text{diferencia de longitud}$ y $L = \text{longitud}$

Figura 2. 3 Curva esfuerzo-deformación para compresión



Fuente: Schlumberger, 2011

2.5 PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE POZOS

La Perforación Direccional es la ciencia de dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria predeterminada, hasta un objetivo subterráneo localizado a una distancia horizontal dada, desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria de un equipo de perforación. El control de la desviación es el proceso de mantener el borde del pozo dentro de un límite prescrito, relativo al ángulo de inclinación, trazo horizontal desde la vertical o ambos. Podemos decir, que la perforación de un pozo desviado soluciona varios problemas asociados a la superficie y al subsuelo, y permite con excelente

precisión llegar al objetivo planificado¹².

El establecimiento de un pozo productor shale gas es un esfuerzo multifacético ya que a menudo puede tomar más de un año. El proceso incluye la identificación de un sitio de perforación, el diseño del pozo basándose en la geografía y la geología de la ubicación específica, la construcción del pozo, las pruebas al pozo, y eventualmente el desmantelamiento del pozo después de que la producción ha cesado. Todas estas actividades requieren mucho tiempo y requieren una planificación y ejecución eficientes, pero el producto final a menudo puede ser una inversión muy rentable.

La perforación horizontal nos permite acceder al yacimiento del shale gas de una forma eficiente con un impacto ambiental mínimo. Esta tecnología utiliza tubería de perforación flexible para perforar de manera horizontal y poder ubicarse de forma paralela a las zonas de interés. El proceso permite que se perforen pozos múltiples desde una misma plataforma, lo que reduce los impactos ambientales. Para realizar una perforación horizontal primero realizas una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador “se gira” en un ángulo cercano a los 45° para así perforar a través del yacimiento de shale gas, permitiendo una mayor extracción de éste.

Algunas ventajas de la perforación direccional y horizontal son:

- Dar con blancos que no pueden ser encontrados a través de pozos verticales: Algunos yacimientos están localizados bajo ciudades o terrenos donde es imposible o prohibida la perforación.
- Drenar una amplia área desde una sola plataforma de perforación.
- Incrementar la longitud de la zona productora dentro de la roca objetivo: Por ejemplo, si la capa de roca es de un espesor delgado de cinco pies aproximadamente, un pozo vertical no se aprovecharía al máximo en comparación a una perforación horizontal de 5,000 pies.
- Mejorar la producción de los pozos: Esto se hace mediante la perforación en una dirección que intercepte el máximo número de fracturas.

¹² Victor M. Valdés. (2014). Fracturamiento Hidraulico en Yacimientos de Lutitas. *Grupo Visión Prospectiva Mexico 2030*

- Sellar o aliviar la presión en pozo fuera de control.

2.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La capacidad de los pozos para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección se ve limitada debido a la permeabilidad natural que inicialmente posee el yacimiento y por los cambios generados en las vecindades del pozo debido a trabajos previamente realizados. Una fractura hidráulica es una fractura creada por presión, esta fractura se origina por la inyección de fluido en una formación objetivo. Es importante que el fluido a inyectar mantenga una presión que exceda a la presión de fracturamiento de la roca. Para poder realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico, es necesario, disparar la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizar taponos recuperables para aislar el intervalo de las otras zonas abiertas. A continuación, se presuriza el intervalo hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación o presión de iniciación de la fractura, punto en donde la roca se rompe y se crea la fractura¹³.

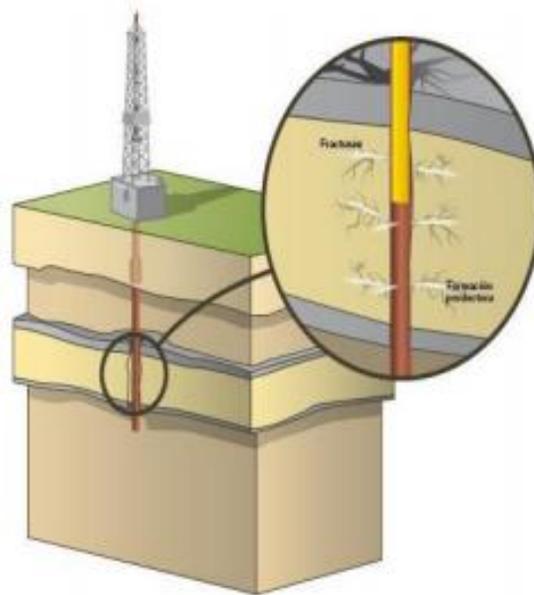
El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de reacondicionamiento de pozos, la cual consiste en inyectar de forma continua una cantidad óptima de fluido, generalmente agua y agentes de soporte a alta presión, que genere esfuerzos de tensión en la pared del agujero, estos fluidos inyectado superan la capacidad de admisión matricial de la formación, provocando la ruptura de la roca del yacimiento. La capacidad de los pozos para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección se ve limitada debido a la permeabilidad natural que inicialmente posee el yacimiento y por los cambios generados en las vecindades del pozo debido a trabajos previamente realizados. Una fractura hidráulica es una fractura creada por presión, esta fractura se origina por la inyección de fluido en una formación objetivo.

Es importante que el fluido a inyectar mantenga una presión que exceda a la presión de fracturamiento de la roca. Para poder realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico, es necesario, disparar la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizar

¹³ Tvehofel, W. (1939). Environments of origin of Black Shales. En W. Tvehofel, *Environments of origin of Black Shales*

tapones recuperables para aislar el intervalo de las otras zonas abiertas. A continuación, se presuriza el intervalo hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación o presión de iniciación de la fractura, punto en donde la roca se rompe y se crea la fractura. El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de reacondicionamiento de pozos, la cual consiste en inyectar de forma continua una cantidad óptima de fluido, generalmente agua y agentes de soporte a alta presión, que genere esfuerzos de tensión en la pared del agujero, estos fluidos inyectado superan la capacidad de admisión matricial de la formación, provocando la ruptura (fractura) de la roca del yacimiento, como se ilustra en la figura.

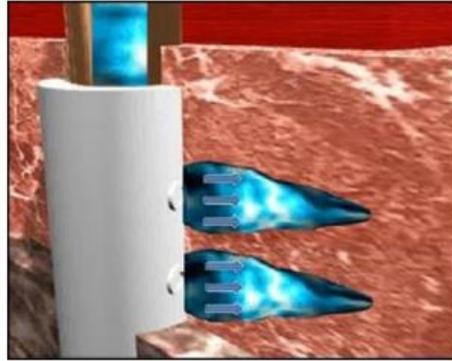
Figura 2. 4 Esquema de realización de fractura hidráulica



Fuente: Nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos, slumberger,2018

Esta fractura se propaga a lo largo de la formación conforme se continúa inyectando fluido, como se muestra en la figura 2.2, la fractura o canal creado debe ampliar el área de drenaje del pozo, esto ocasiona un aumento considerable en la producción del petróleo.

Figura 2. 5 Propagación de la Fractura Hidráulica



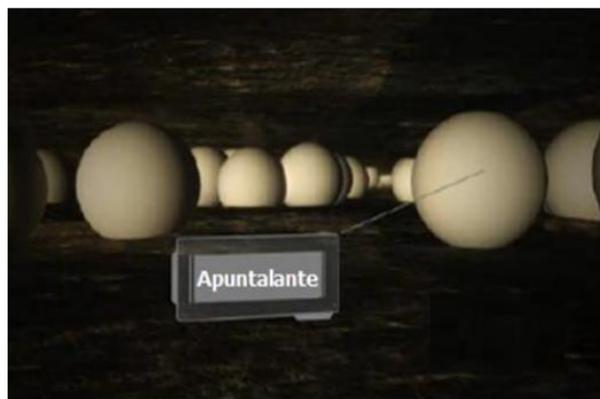
Fuente: Nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos, shlumberger,2018

En la mayoría de pozos la fractura es de tipo vertical debido a que la fractura de una formación se realiza de forma perpendicular al mínimo esfuerzo. Después de la fractura de la formación, la tasa de propagación y la tasa de flujo de fluido dentro de la fractura son importantes y son denominados comportamiento de pérdida de fluido.

La pérdida de fluido es resultado de un balance volumétrico que se realiza en la fractura, una parte del fluido crea la fractura y otra irrumpe en las vecindades del pozo.

Posteriormente a la creación de esta es necesario introducir dentro de la fractura un apuntalante, que permita mantener abierta la fractura y establecer un canal con buena permeabilidad y altamente, y evita que se produzca el cierre de la fractura, como se muestra en la figura.

Figura 2. 6 Esquema del apuntalante en el interior de la fractura



Fuente: Nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos, shlumberger,2018

Es importante mencionar que concluido el trabajo de fracturamiento hidráulico es necesario realizar la limpieza del pozo, para retirar el exceso del material sustentante, el cual puede ocasionar problemas en los equipos de levantamiento artificial del pozo.

2.6.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es necesario tomar en cuenta que el momento en el que se decida realizar el trabajo de fractura es muy importante para lograr obtener los resultados esperados en el fracturamiento¹⁴.

Las principales ventajas y desventajas que generan los trabajos de fracturamiento hidráulico, es necesario realizar un análisis a fondo de ellas para determinar la factibilidad y los réditos económicos mediante el aumento en la producción de los pozos seleccionados.

2.6.1.1 VENTAJAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Entre las ventajas que generan los trabajos de fracturamiento hidráulico, se pueden citar: aumento de la producción, disminución del daño de formación, desarrollo de yacimientos con baja permeabilidad, mejora de la admisibilidad de inyección de fluidos de los pozos, disminución de caída de presión, entre otras. El fracturamiento hidráulico permite producir caudales óptimos y económicamente rentables de formaciones que no poseen buenas características de permeabilidad y porosidad¹⁵.

2.6.1.2 INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD

Los trabajos de fracturamiento hidráulico permiten mejorar de forma significativa el factor de recobro, ya que permiten aumentar el área de flujo de pozos que mantienen una baja productividad se identifica las mejorías que puede lograr el fracturamiento hidráulico¹⁶.

¹⁴ Rubey, W. W. (1929). Origin of the siliceous Mowry shale of the Black Hills Region. *U.S. Geol. Survey*

¹⁵ Schlumberger. (2012). Revolución del gas de lutitas. *Oildfield Review*

¹⁶ Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. *Petroecuador*

Figura 2. 7 Beneficios del fracturamiento hidráulico



Fuente: Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo Palo Azul, reservorio Hollín, 2009

2.6.1.3 INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD

Realizar una fracturamiento permite mejorar la admisibilidad de pozos inyectoros con baja capacidad de recibir fluido, fundamentalmente en pozos que tienen un largo tiempo de operación y que pueden presentar problemas de daño especialmente en las vecindades del pozo, esto puede ser ocasionado por los fluidos inyectados.

2.6.1.4 DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN

Los trabajos de fracturamiento hidráulico son una excelente opción en pozos que tienen daño de formación, este daño puede ser consecuencia de: reacción entre el filtrado y la formación, sólidos de fluidos de perforación y cementación, entre otras causas. El fracturamiento no solo lo reduce o elimina el daño, e incluso en ciertas ocasiones la formación queda estimulada, lo cual mejora su productividad¹⁷.

2.6.1.5 DESARROLLO COMERCIAL DE YACIMIENTOS CON BAJA PERMEABILIDAD

En este tipo de campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja, es comúnmente utilizado un fracturamiento hidráulico masivo, cuyo propósito es exponer un área superficial amplia que permita el flujo hacia el pozo.

Una formación puede ser denominada como formación con baja permeabilidad cuando se encuentra con una permeabilidad in situ menor o igual a 0.1 md. Un trabajo de

¹⁷ Jorge R. Arteaga, M. A. (2015). Propuesta Geologica de Perforacion. *PETROBRAS*

fracturamiento hidráulico masivo implica el uso de 50 000 a 500 000 galones de fluido fracturante y de aproximadamente 100 000 a 1 000 0000 de libras de material apuntalante.

2.6.1.6 DISMINUCIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO

La caída de presión alrededor del pozo es mucho menor con la realización del fracturamiento, esto se produce debido a que se logra aumentar el área de flujo y se mantiene el mismo caudal equivalente, esto además nos brinda la ventaja de minimizar las producciones de arena, parafinas o asfaltenos.

2.6.2 DESVENTAJAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico puede ocasionar efectos negativos en la fase productiva de un pozo, o simplemente no causar ningún efecto, si el pozo candidato no es el adecuado para realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico.

En la figura, se muestran los problemas que se pueden originar los trabajos de fracturamiento hidráulico, en pozos seleccionados inadecuadamente.

Figura 2. 8 Desventajas del fracturamiento hidráulico



Fuente: Nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos, shlumberger,2018

2.6.3 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA VS PRÁCTICAS CONVENCIONALES DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Las siguientes tablas resumen las diferencias entre la utilización de la fracturación hidráulica para la extracción de hidrocarburos y las prácticas convencionales para su extracción¹⁸.

Tabla 2. 21 Prácticas convencionales vs Fracturación hidráulica.

Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
Selección del sitio y preparación	Identificación del sitio	Ninguna
	Selección del sitio	Se requiere de más espacio durante la fracturación hidráulica para los tanques/fosos para almacenar agua y otros materiales que se requieren para el proceso de fractura.
		Más movimiento de vehículos de carga durante la fracturación hidráulica debido a que se requiere transportar agua adicional, materiales de fractura (apuntalantes) y aguas residuales.
		Obtención de volúmenes de agua más grandes (9,000 a 29,000 metros cúbicos por pozo).
		Eliminación de grandes volúmenes de agua contaminada (9,000 a 25,000 metros cúbicos por pozo).
	Almacenamiento de grandes volúmenes de agua (9,000 a 29,000 metros cúbicos por pozo), por lo que se requiere de suficientes vehículos de carga o tanques en el sitio para manejar el flujo del fluido (250 – 625 vehículos de carga con 40 metros cúbicos de capacidad cada uno).	
Preparación del sitio	Intalación de tanques/fosos adicionales suficientes para descargar más de 29,000 metros cúbicos de agua.	
	Menos plataformas de producción/hectárea: 1 plataforma de producción de un pozo horizontal de etapas múltiples puede alcanzar 250 hectáreas, en comparación con 15 hectáreas de una plataforma de producción de un pozo vertical.	
Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
		Tanto los pozos convencionales y los no convencionales son perforados a través de los estratos donde se encuentran los acuíferos y requieren de los mismos estándares de diseño.
		La perforación horizontal entrega pozos más extensos (profundidad vertical más la sección horizontal), por lo que se requerirá de más lodo y producirá más recortes por pozo. Típicamente se

¹⁸ Garcia, J. (2012). El Gas Natural No Convencional. *Congreso Nacional de Medio Ambiente*

Diseño, construcción y desarrollo del pozo	Selección de la perforación del pozo (vertical vs horizontal)	tiene 40% más de lodo y recortes en un pozo horizontal, dependiendo de la profundidad y extensión lateral.
		La perforación horizontal requiere de equipo especializado: motores diesel más poderosos para la plataforma de perforación (que producen más emisiones), además de que se requiere el equipo más tiempo en el lugar (típicamente 25 días para un pozo horizontal comparado con los 13 días de un pozo vertical)
		Sin embargo, los pozos horizontales proveen de una mayor eficiencia en lo que se refiere al acceso a las reservas de gas en comparación con los pozos verticales. Consecuentemente la perforación horizontal entrega un número menor de cabezales de pozo en comparación con los muchos cabezales de pozo de la perforación vertical. En general las técnicas de perforación horizontal son usadas normalmente para entregar a producción las reservas de gas, lo que no podría ser viablemente posible con las técnicas de perforación vertical.
	Revestimiento	Los materiales de la tubería de revestimiento deben ser compatibles con los químicos usados en la fracturación y resistir altas presiones de los procesos de la fracturación hidráulica por etapas.
	Cementación	La fracturación hidráulica puede dañar el cemento: plantea mayores riesgos durante el proceso de re fracturamiento, aunque en la actualidad todavía no está claro.
Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
Terminación del pozo	Fracturación hidráulica: abastecimiento de agua	Se requiere extraer y transportar agua hacia la cabeza del pozo para su almacenamiento antes de que se realicen las operaciones de fracturación hidráulica.
	Fracturación hidráulica: selección de químicos	La composición de los químicos usados en la fracturación hidráulica es similar a los usados en la fracturación convencional. Aditivos menos nocivos y con menos concentraciones están empezando a usarse tanto en pozos convencionales y no convencionales.
	Transportación de químicos	Es necesaria la transportación de grandes volúmenes de agua, químicos y apuntalantes (mayores a 25,000 metros cúbicos)
	Almacenamiento de químicos	Se requiere de mayores almacenamientos de químicos.
	Mezclado de químicos	El mezclado de agua con químicos y apuntalantes es similar al de pozos convencionales.
	Fracturación hidráulica: perforación del revestimiento (disparos)	Se requiere de mayores cantidades y extensiones de disparos para permitir una fracturación hidráulica adecuada.

	Fracturación hidráulica: inyección del fluido de fracturación hidráulica	Los requerimientos de monitoreo e interacción de los fluidos de fracturación con la formación también ocurren en los pozos convencionales solo que en los pozos no convencionales son más extensivos (mayores a 2,000 metros en pozos no convencionales en comparación con los pocos cientos de metros de los convencionales). Se requiere de más equipo: camiones de bombeo, tanques de fluido de fracturación y una mayor intensidad de las actividades.
	Fracturación hidráulica: Reducción de presión en el pozo para recuperar el flujo de agua residual y agua producida	El agua residual de la fracturación hidráulica y agua producida contienen químicos residuales, mezclados con sustancias de origen natural (cloruro de sodio, metano, etano, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, helio, partículas metálicas, y materiales radioactivos tales como el radio, torio y el uranio) y materiales orgánicos (ácidos, hidrocarburos policíclicos aromáticos y componentes orgánicos volátiles y semivolátiles).
	Conexión de la tubería del pozo para llevarlo a producción	Ninguna
Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
Producción del pozo	Construcción de las tuberías de producción	La explotación de recursos no convencionales puede resultar en requerimientos de tuberías de gas en áreas donde no se necesitaba infraestructura previamente.
	Producción	El agua producida contendrá niveles cada vez menores de fluido de fracturación hasta ser solo hidrocarburos. En los pozos convencionales los gastos de agua serán cada vez mayores con el tiempo, mientras que en las formaciones shale gas los gastos de agua producida tienden a disminuir con el tiempo.
Abandono del pozo	Remover bombas y equipo subsuperficial para posteriormente tapar el pozo	La clausura de pozos no convencionales es similar a la de pozos convencionales.
Post clausura del pozo	Potenciales filtraciones de metano en el largo plazo pueden ocurrir si los sellos o liners fallan.	La clausura de pozos no convencionales es similar a la de pozos convencionales.

fuentes: Diseño de Fracturamiento Hidráulico para la Optimización de la Producción de Shale Gas, Marco Adrián Jácome Pazmiño, 2016

CAPITULO III

MARCO PRÁCTICO

3.1 FORMACIÓN LOS MONOS

La formación Los Monos es una roca madre comprobada, litológicamente está conformada por Lutitas orgánicas con un Contenido de Carbono orgánico Total promedio de TOC=1.5% y con un espesor promedio de 1000 m.

Figura 3. 1 Muestra de la Formación Los Monos



Fuente: La muestra fue extraída de afloramientos en superficie del Campo San Alberto del pozo SAL-18. Elaboración Propia

Figura 3. 2 Caracterización de la Formación Los Monos

CARACTERIZACIÓN	
Era	Paleozoico
Periodo	Devónico
Tipo De Roca	Lutita Orgánica
Tipo De Kerógeno	Tipo II
Capacidad De Generación	Petróleo
Contenido Orgánico Total	0.5% a 1.5%

Reflectancia De La Vitrinita	Entre 0.89 % y 1.29%
Índice De Hidrogeno	100 a 500 mgHC/gCOT
Cociente De Transformación	45%

Fuente: Elaboración Propia

La composición mineralógica de la lutita es de bastante utilidad al momento de analizar la factibilidad del fracking a continuación se muestra la composición mineralógica de la lutita perteneciente a la Formación Los Monos:

Figura 3. 3 Mineralogía de la Formación Los Monos

MINERALOGIA	
Cuarzo	36%
Feldespato	4%
Calcita	1%
Dolomita	1%
Siderita	1%
Pirita	1%
Clorita	8%
Caolinita	15%
Illita	20%
Esmectita/Illita	13%
materia Orgánica	2%

Fuente: Adaptado de tesis "Estimación de Volúmenes de Shale Gas en Bolivia por Métodos Probabilísticos", (Romero, 2012).

El compuesto mineralógico de mayor importancia en esta tabla es la Illita debido a que si esta se encuentra en un buen porcentaje la lutita se fractura con mayor facilidad. En este caso para la Formación Los Monos es del 13% lo cual es un buen indicativo y nos asegura que se va a fracturar con mayor facilidad.

3.1.1 TRABAJO DE LABORATORIO

3.1.1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN LOS MONOS

Para la obtención de la presión mínima de fractura para la Formación Los Monos se realizaron los siguientes pasos:

- Dar una forma geométrica a la muestra

Figura 3. 4 Forma Geométrica de la formación Los Monos



Fuente: Elaboración Propia

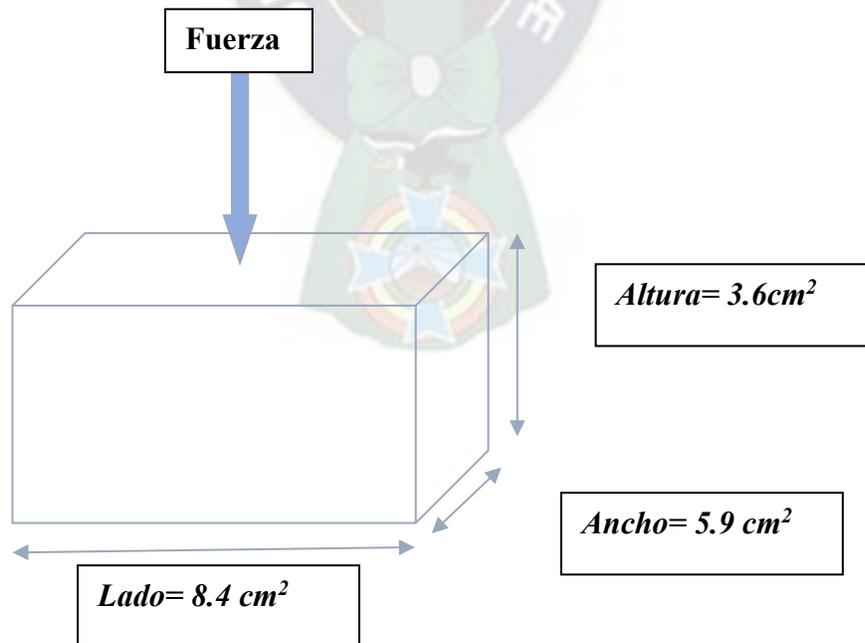
- Se puso una protección en la parte superior como inferior de la muestra de Azufre al 30 % de arena que la misma se encuentra en estado líquido a una temperatura de 300 °C, se encuentra en estado sólido a temperatura ambiente y tiene una presión de fractura aproximada de 500 Kg/cm².

Figura 3.5 Muestra de la Formación Los Monos después de la Prueba de Compresión



Fuente: Elaboración Propia.

Los datos que se obtuvieron en laboratorio de las muestras extraídas de afloramientos en superficie de la formación Los Monos son los siguientes:



- **Dimensiones**

$$Lado = 8.4 \text{ cm}^2, \text{ Ancho} = 5.9 \text{ cm}^2, \text{ Altura} = 3.6 \text{ cm}^2$$

- **Superficie**

$$S = 49.56 \text{ cm}^2$$

- **Volumen**

$$V = 178.41 \text{ cm}^3$$

- **Masa**

$$m = 420 \text{ g}$$

- **Densidad**

$$\rho = 2.35 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

- **Color**

Gris oscuro

- **Densidad de Fractura en Superficie**

$$\rho_{fractura} = 8 \%$$

La Formación los Monos presenta una densidad de fractura de 8% debido a fuerzas externas y a tectonismo. A comparación con otras formaciones Shale la Formación Los Monos tiene una buena densidad de fractura esto es debido a que en su composición mineralógica contiene Illita aproximadamente 20% de la composición total.

- **Fuerza Aplicada**

$$F_{Aplicada} = 256.15 \text{ kN}$$

- **Presión Mínima de Fractura**

$$P = \frac{F}{S}$$

Presión

$$P = 51684826.47 \text{ Pascales}$$

Se recomienda realizar un fracturamiento hidráulico doble para que la producción de shale-gas sea máxima. La presión mínima de fractura que presenta esta formación en superficie es de **51684826.47 Pascales**.

3.2 FORMACIÓN IQIRI

La formación Iquiri actualmente se encuentra en producción por fracturas naturales esto es debido a que litológicamente está conformada de una alternancia de areniscas y lutitas.

Figura 3. 6 Muestra de la Formación Iquiri



Fuente: La muestra fue Extraída de afloramientos en superficie del Campo San Alberto Propia.

Elaboración

Tabla 3. 1 Caracterización de la Formación Iquiri

CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN IQIRI	
Era	Paleozoico
Periodo	Devónico
Tipo De Roca	Arenisca Cuarcítica
Tipo De Kerógeno	Tipo II
Capacidad De Generación	Petróleo
Contenido Orgánico Total	0,5 % - 1,5 %
Reflectancia De La Vitrinita	1,30%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.1 TRABAJO DE LABORATORIO

3.2.1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN IQIRI

Para la obtención de la presión mínima de fractura en superficie de la formación Iquiri se realizaron los siguientes pasos:

- Dar una forma geométrica a la muestra

Figura 3. 7 Preparación de la Formación Iquiri para La Prueba de Compresión



Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

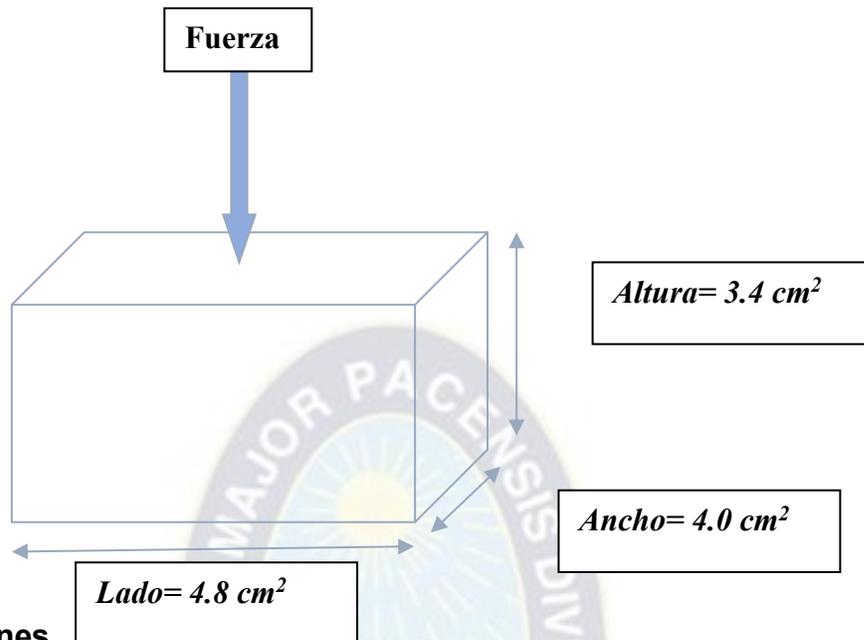
- Se puso una protección en la parte superior como inferior de la muestra de Azufre al 30 % de arena que la misma se encuentra en estado líquido a una temperatura de 300 °C, se encuentra en estado sólido a temperatura ambiente y tiene una presión de fractura aproximada de 500 Kg/cm².

Figura 3. 8 Muestra de la Formación Iquiri después de la Prueba de Compresión



Fuente: Elaboración Propia

Los datos que se obtuvieron en laboratorio de las muestras extraídas de afloramientos en superficie de la formación Iquiri son los siguientes:



- **Dimensiones**

$$Lado = 4.8 \text{ cm}^2, \text{ Ancho} = 4.0 \text{ cm}^2, \text{ Altura} = 3.4 \text{ cm}^2$$

- **Superficie**

$$S = 19.2 \text{ cm}^2$$

- **Volumen**

$$V = 65.28 \text{ cm}^3$$

- **Masa**

$$m = 119.2 \text{ g}$$

- **Densidad**

$$\rho = 1.82 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

- **Color**

Gris oscuro

- **Densidad de Fractura en Superficie**

$$\rho_{\text{fractura}} = 5 \%$$

La Formación Iquiri presenta una densidad de fractura del 5% debida a fuerzas externas y tectonismo. Esta formación se fractura con facilidad debido a la presencia de arenisca en su composición litológica por lo que se concluye que se encuentra fracturada a profundidad.

- **Fuerza Aplicada**

$$F_{aplicada} = 35.95 \text{ kN}$$

- **Presión Mínima de Fractura**

$$P = \frac{F}{S}$$

$$P_{min \text{ de fractura}} = 18723958.33 \text{ Pascales}$$

3.3 FORMACIÓN ICLA

La formación Icla litológicamente está formada por Lutitas orgánicas con un contenido de Carbono Orgánico Total promedio de 2% y con un espesor promedio de 600 m.

Figura 3. 9 Muestra de la Formación Icla



Fuente: La muestra fue extraída de afloramientos en superficie del Campo San Alberto del pozo SAL-18.
Elaboración Propia

Tabla 3. 2 Caracterización de la Formación Icla

CARACTERIZACIÓN	
Era	Paleozoico
Periodo	Devónico
Tipo De Roca	Lutita Orgánica
Tipo De Kerógeno	Tipo II/III a III
Capacidad De Generación	Petróleo y Gas
Contenido Orgánico Total	1% a 2%
Reflectancia De La Vitrinita	Entre 1,4 % y 1.9%
Índice De Hidrogeno	300 mgHC/gCOT
Cociente De Transformación	75%

Fuente: Elaboración propia

3.3.1 TRABAJO DE LABORATORIO

3.3.1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN ICLA

Para la obtención de la presión mínima de fractura para la Formación Los Monos se realizaron los siguientes pasos:

- Dar una forma geométrica a la muestra

Figura 3. 10 Preparación de la Formación Icla para La Prueba de Compresión



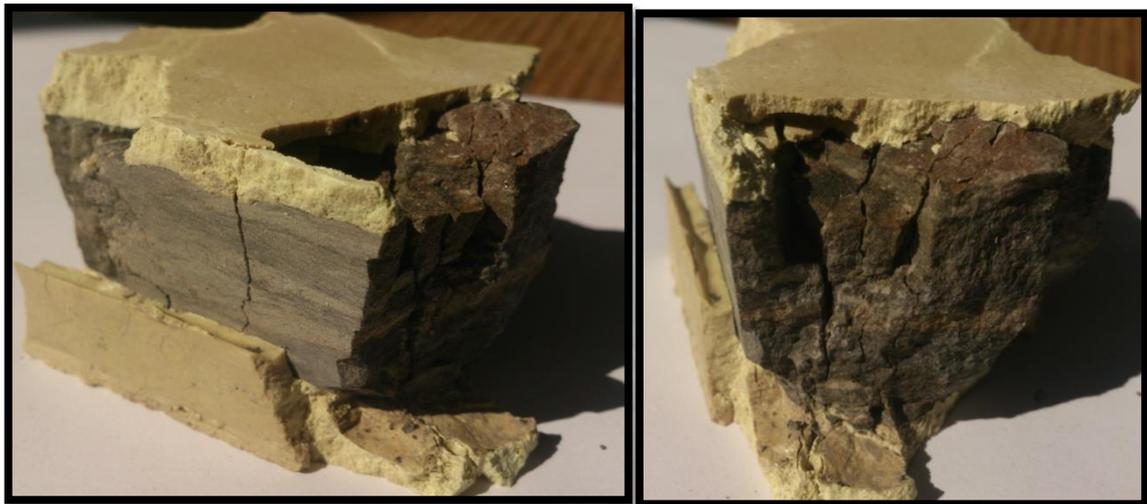
Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

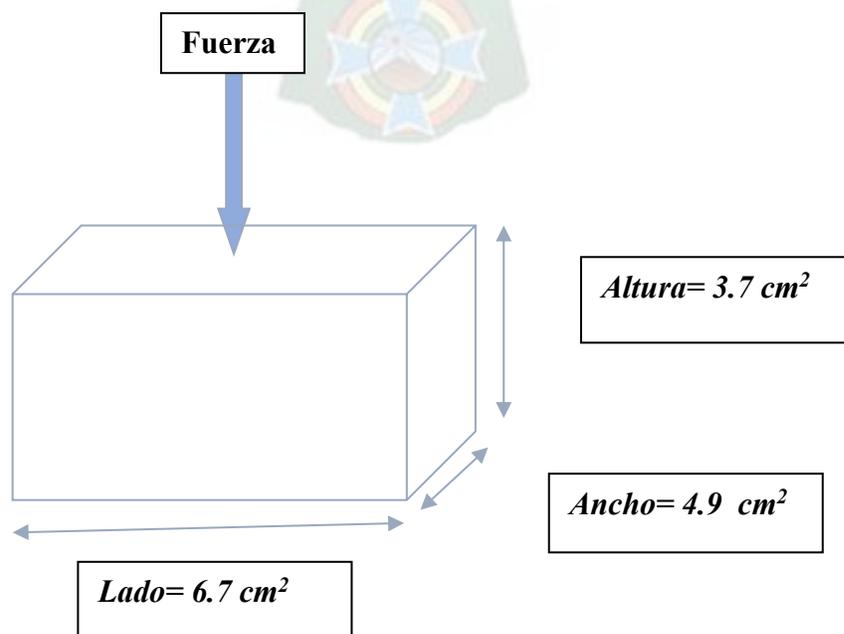
- Se puso una protección en la parte superior como inferior de la muestra de Azufre al 30 % de arena que la misma se encuentra en estado líquido a una temperatura de 300 °C, se encuentra en estado sólido a temperatura ambiente y tiene una presión de fractura aproximada de 500 Kg/cm². Se obtuvieron los siguientes datos:

Figura 3. 11 Muestra de la Formación Icla después de la Prueba de Compresión



Fuente: Elaboración Propia

Los datos que se obtuvieron en laboratorio de las muestras extraídas de afloramientos en superficie de la formación los Monos son los siguientes:



- **Dimensiones**

$$\text{Lado} = 6.7 \text{ cm}^2, \text{ Ancho} = 4.9 \text{ cm}^2, \text{ Altura} = 3.7 \text{ cm}^2$$

- **Superficie**

$$S = 32.83 \text{ cm}^2$$

- **Volumen**

$$V = 121.47 \text{ cm}^3$$

- **Masa**

$$m = 249.3 \text{ g}$$

- **Densidad**

$$\rho = 2.05 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

- **Color**

Gris oscuro

- **Densidad de Fractura en Superficie**

$$\rho_{\text{fractura}} = 15 \%$$

La Formación Icla presenta una densidad de fractura del 15% debido a fuerzas externas y tectonismo. De las tres formaciones analizadas esta es la que presenta el mayor porcentaje de fractura esto es debido a la profundidad a la que se encuentra aproximadamente 4820 metros y a que presenta alternancias de arenisca en su litología

- **Fuerza Aplicada**

$$F_{\text{Aplicada}} = 116.01 \text{ kN}$$

- **Presión Mínima de Fractura**

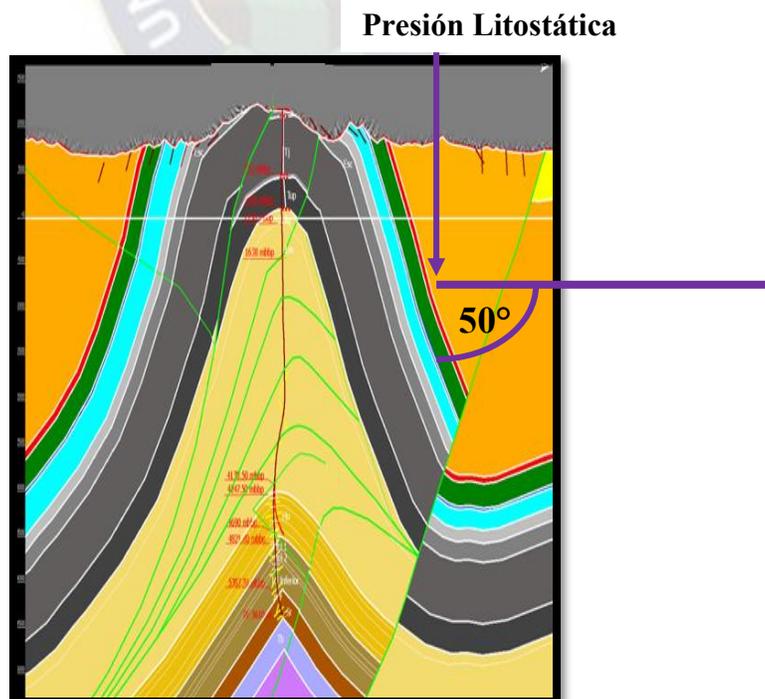
$$P = \frac{F}{S}$$

$$P = 35336582.39 \text{ Pascales}$$

3.4 PRESIÓN LITOSTÁTICA

Para el cálculo de la presión litostática que se ejerce sobre la formación Los Monos tenemos que tomar en cuenta que no se trata de una superficie horizontal sino más bien de una superficie inclinada con un ángulo de depresión de aproximadamente 50°, una vez obtenida la presión litostática podremos obtener la densidad de fractura realizando una comparación con los datos obtenidos en laboratorio.

Figura 3. 12 Anticlinal San Alberto ubicado en la serranía San Alberto



Fuente: Adaptado de "Propuesta Geológica de Perforación", (Arteaga, 2015), publicado en Petrobras.

La Presión Litostática es directamente proporcional a la densidad y profundidad de la formación de estudio que se muestra en la siguiente fórmula:

$$P = \rho_{real} g z$$

Presión Litostática

Donde:

P: es la presión Litostática, (Pascuales)

ρ_{real} : es la densidad a la Profundidad "z" ($\frac{kg}{m^3}$)

g: es la constante de la gravedad ($\frac{m}{s^2}$)

z: es la profundidad a la que se encuentra la formación (m)

3.5 DENSIDAD DE FRACTURA

La densidad que se obtuvo de la muestra extraída de un afloramiento de la formación Los Monos en superficie es muy distinta a la densidad que se obtendría a profundidad, las cuales se relacionan con la siguiente ecuación:

$$\rho_{real} = \rho_o + az$$

Densidad a diferentes Profundidades

Donde:

ρ_{real} : es la densidad a la profundidad z ($\frac{kg}{m^3}$)

ρ_o : es la densidad en Superficie ($\frac{kg}{m^3}$)

a: es una constante $0.01 \frac{kg}{m^4}$

z : es la profundidad a la que se encuentra la formación

Reemplazando la ecuación 2 en 1 se obtiene:

$$P = g \int_0^z (\rho_o + az) dz \quad (3)$$

Datos:

$$\rho_o = 2350 \frac{kg}{m^3}$$

$$g = 9.81 \frac{m}{s^2}$$

$$z = 3990 m$$

Integrando la ecuación teniendo en cuenta que la profundidad varia de 0 a 3990.

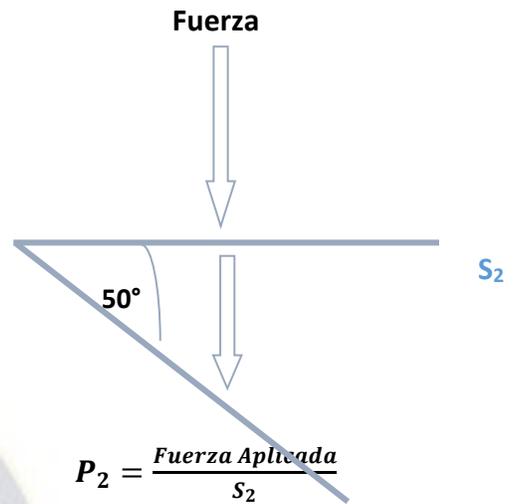
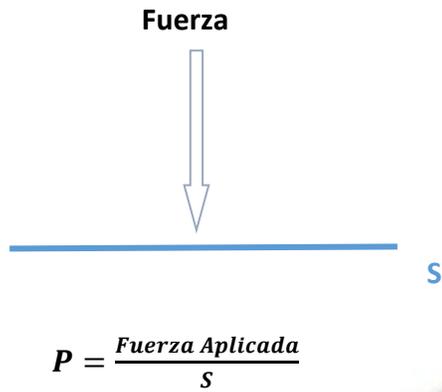
$$P = g \left(\rho_o z + \frac{az^2}{2} \right)$$

Reemplazando datos:

$$P = 9.81 \frac{m}{s^2} \left(2350 \frac{kg}{m^3} 3990m + \frac{0.01 \frac{kg}{m^4} (3990 m)^2}{2} \right)$$

$$P = 92764345.91 Pa$$

Como sabemos la presión es una relación de presión sobre superficie pero la presión que actúa sobre una superficie horizontal es muy diferente a la presión que actúa sobre una superficie inclinada. La formación Los Monos como promedio tiene un ángulo de 50° .



Como la fuerza es idéntica para ambas tenemos:

$$F = P S$$

$$F = P_2 S_2$$

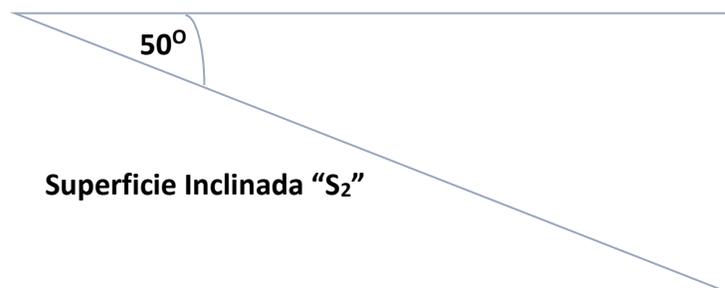
Entonces obtenemos la siguiente igualdad

$$P_2 S_2 = P S$$

Despejando la presión P_2 que es la presión que realmente actúa sobre la superficie inclinada:

$$P_2 = \frac{P S}{S_2} \quad (4)$$

Superficie Horizontal "S"



Del grafico podemos obtener la siguiente información:

$$\cos 50^{\circ} = \frac{S}{S_2}$$

Reemplazando datos obtenemos:

$$P_2 = P \cos 50^{\circ}$$

$$P_2 = 92764345.91 * \cos 50^{\circ}$$

$$P_2 = 59627772.17 \text{ (Pascales)}$$

Cálculo de la densidad de fractura:

$$8\% \longrightarrow 51684826.47 \text{ Pa}$$

$$X\% \longrightarrow 59627772.17 \text{ Pa}$$

$$\frac{X\%}{8\%} = \frac{59627772.17 \text{ (Pascales)}}{51684826.47 \text{ (Pascales)}}$$

$$X\% = \frac{59627772.17 \text{ (Pascales)}}{51684826.47 \text{ (Pascales)}} * 8\%$$

$$X\% = 9.2\%$$

Cálculo de la densidad de fractura total:

$$\rho_{Total} = \rho_{por \text{ carga litostatica}} + \rho_{obtenida \text{ en laboratorio}}$$

Densidad de Fractura Total

Donde:

ρ_{total} : Es la desidad de fractura total que experimenta la muestra se mide en %

$\rho_{por\ carga\ litostatica}$: Es la densidad de fractura causada por la carga litostática mas la que es causada por el tectonismo de la zona se mide en %

$\rho_{obtenida\ en\ laboratorio}$: Es la desidad de fractura obtenida en laboratorio se mide en %

$$\rho_{total} = 8\% + 9.2\%$$

$$\rho_{total} = 17.2\%$$

3.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE EDADES DE LAS FORMACIONES DE SHALE GAS

El Fracking es una técnica que se ha globalizado en el mundo pero en los países que vamos a centrarnos son Estados Unidos y Argentina en las formaciones que resultaron factibles para la realización del fracking para realizar una comparación con la formación Los Monos.

Como se puede observar las formaciones equivalentes a “Los Monos” son Marcellus y Woodford las cuales resultaron muy factibles para la recuperación de hidrocarburos pertenecientes al periodo Devónico.

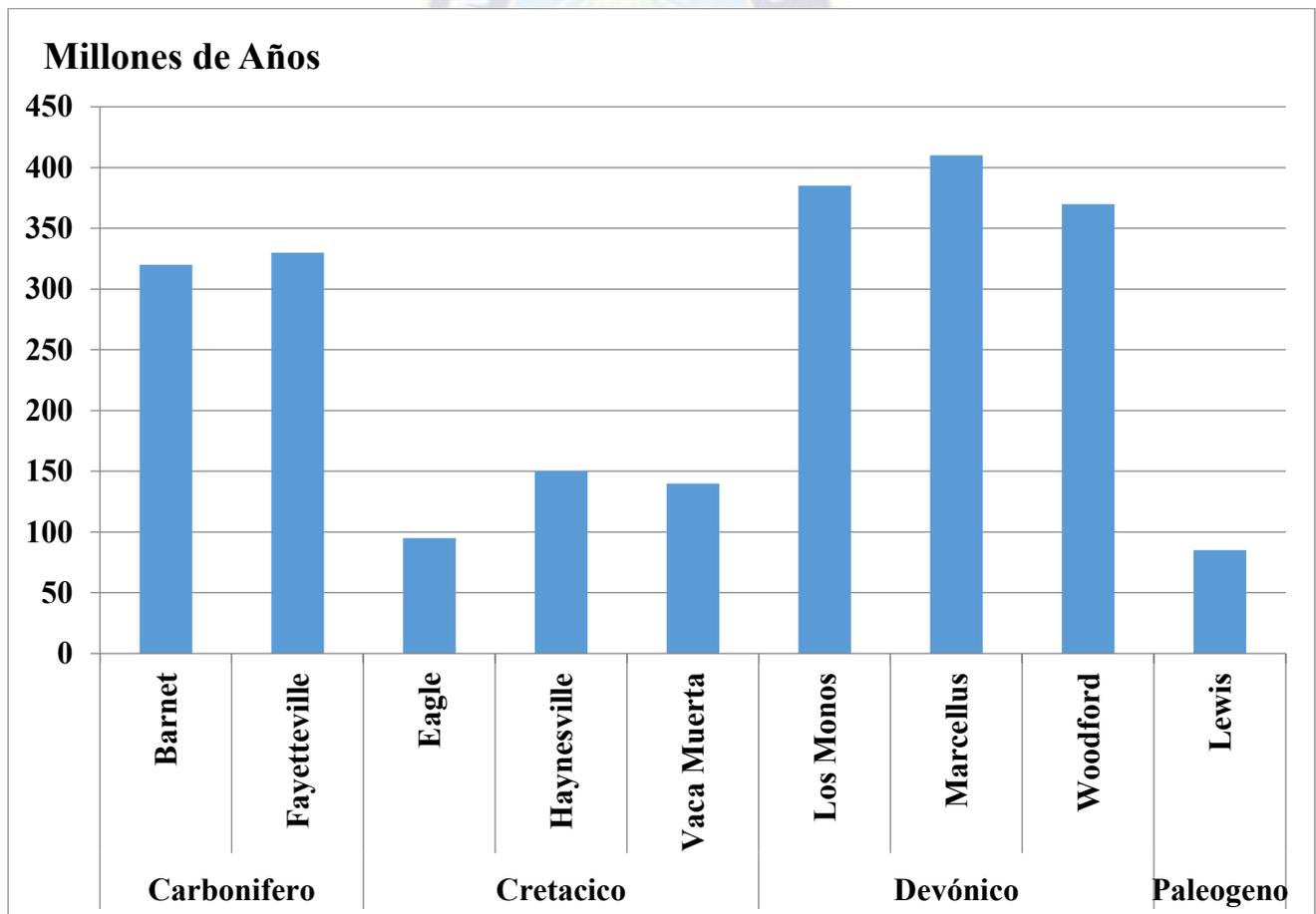
Tabla 4. 1 Edades de las formaciones de Shale-Gas

PERIODO	FORMACIÓN	MILLONES DE AÑOS
DEVÓNICO	LOS MONOS	385
CARBONIFERO	BARNET	320
DEVÓNICO	MARCELLUS	410

CARBONIFERO	FAYETTEVILLE	330
CRETACICO	HAYNESVILLE	150
DEVÓNICO	WOODFORD	370
PALEOGENO	LEWIS	85
CRETACICO	EAGLE	95
CRETACICO	VACA MUERTA	140

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 1 Edades de las formaciones de Shale-Gas MM años vs Periodo



Fuente: Elaboración Propia

3.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA DISTRIBUCIÓN AREAL

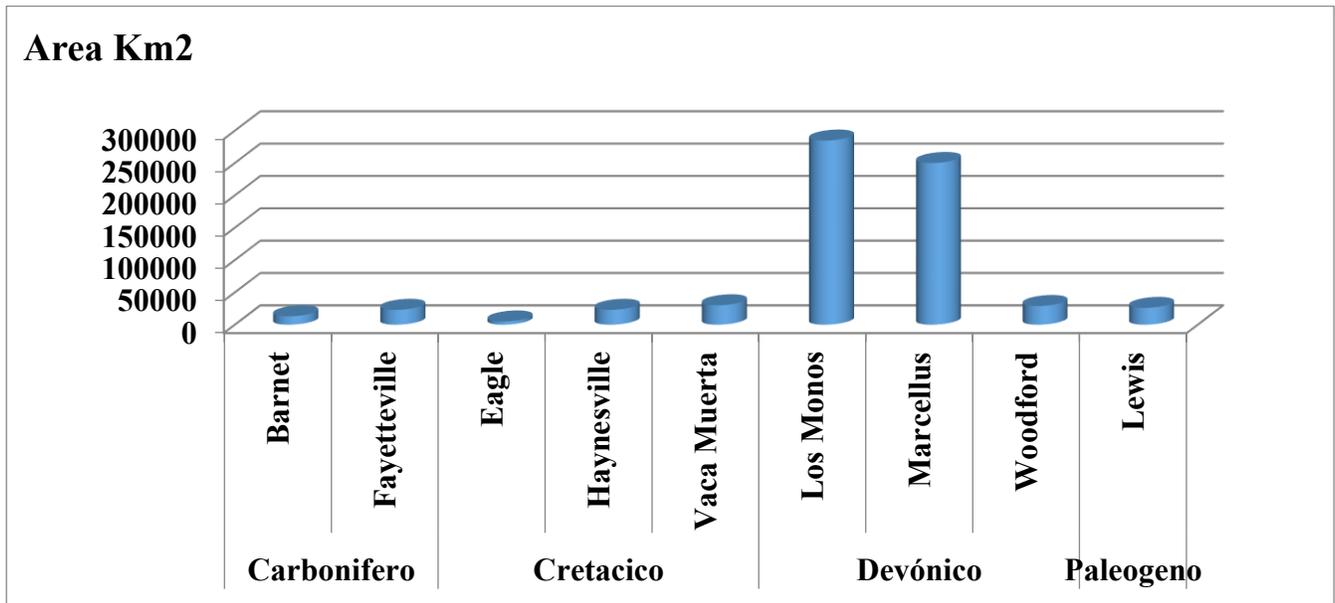
La Formación Los Monos cuenta con una gran distribución Areal de más de 284 Km² que resulta en una gran ventaja para la recuperación de hidrocarburos. Realizando una comparación de las formaciones por extensión areal podemos notar que la formación Marcellus de Estados Unidos es la que se asemeja además de que ambas formaciones pertenecen al Devónico.

Tabla 4. 2 Extensión Areal de las Formaciones

PERIODO	EXTENSIÓN AREAL KM2	FORMACIÓN
DEVÓNICO	284.672	LOS MONOS
CARBONIFERO	13.000	BARNET
DEVÓNICO	250.000	MARCELLUS
CARBONIFERO	23.000	FAYETTEVILLE
CRETACICO	23.000	HAYNESVILLE
DEVÓNICO	28.900	WOODFORD
PALEOGENO	26.000	LEWIS
CRETACICO	5.000	EAGLE
CRETACICO	30.000	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 2 Extensión Areal de las Formaciones Área Km2 vs Periodo



Fuente: Elaboración Propia

3.8 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RANGOS DE PROFUNDIDAD

La formación Los Monos es una de las que presenta mayor profundidad realizando una comparación con las formaciones que están en el cuadro podemos notar que las formaciones Eagle, Haynesville, Woodford y la formación Marcellus en promedio se asemejan a la profundidad que presenta “Los Monos”.

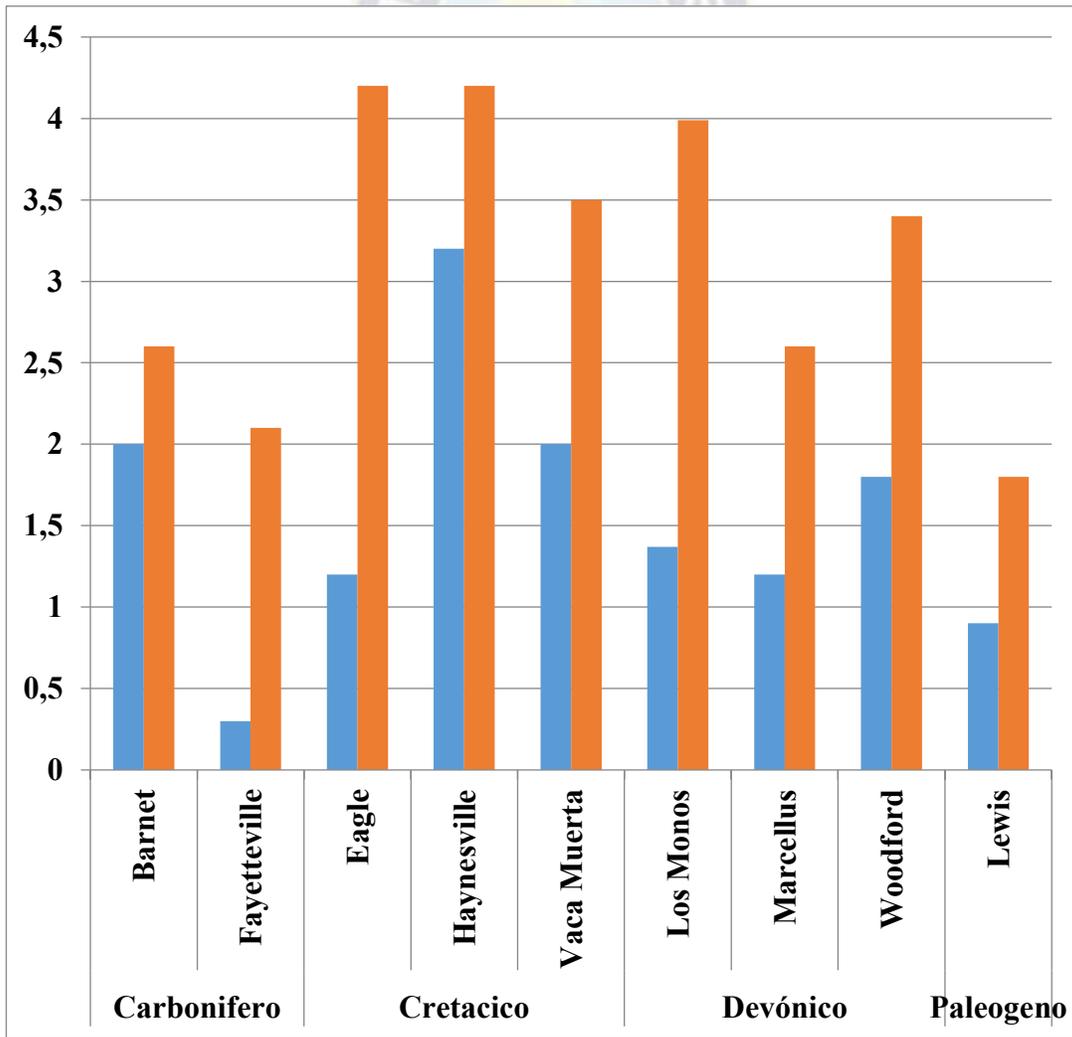
Tabla 4. 3 Rangos de Profundidad de las Formaciones

PERIODO	PROFUNDIDAD KM	FORMACIÓN
DEVÓNICO	1,37-3,99	LOS MONOS
CARBONIFERO	2-2,6	BARNET
DEVÓNICO	1,2-2,6	MARCELLUS
CARBONIFERO	0,3-2,1	FAYETTEVILLE
CRETACICO	3,2-4,2	HAYNESVILLE

DEVÓNICO	1,8-3,4	WOODFORD
PALEOGENO	0,9-1,8	LEWIS
CRETACICO	1,2-4,2	EAGLE
CRETACICO	2-3,5	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.3 Rangos de Profundidad de las Formaciones Profundidad Km vs Formación



Fuente: Elaboración Propia

3.9 ANÁLISIS COMPARATIVO RANGOS DE GRADIENTE DE PRESIÓN

El gradiente de presión es una relación de presión y profundidad. Realizando una comparación podemos notar que la formación Los Monos, Barnett y Vaca Muerta son las que cuentan con un gradiente de presión elevado y específicamente las formaciones que se mencionan son las que tuvieron más éxito en la recuperación de hidrocarburos.

Tabla 4. 4 Rangos de Presión de las Formaciones

PERIODO	GRADIENTE DE PRESIÓN (PSI/FT)	FORMACIÓN
DEVÓNICO	0.5-0.88	LOS MONOS
CARBONIFERO	0.43-0.44	BARNETT
DEVÓNICO	0.15-0.40	MARCELLUS
CRETACICO	>0.9	HAYNESVILLE
PALEOGENO	0.2-0.25	LEWIS
CRETACICO	0.6	EAGLE FORD
CRETACICO	0.6-1.1	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

3.10 ANÁLISIS COMPARATIVO POROSIDAD

La formación Los Monos cuenta con una porosidad relativamente baja aproximadamente 1 % según (Romero, 2012) a comparación con las formaciones que se muestran en el cuadro pero la ventaja con la que cuenta con una gran extensión areal.

Tabla 4. 5 Porosidad de las Formaciones

PERIODO	POROSIDAD %	FORMACIÓN
DEVÓNICO	1	LOS MONOS
CARBONIFERO	4.0-5.0	BARNETT
DEVÓNICO	10.0-11.0	MARCELLUS
CARBONIFERO	2.0-8.0	FAYETTEVILLE
CRETACICO	8.0-9.0	HAYNESVILLE
DEVONICO	3.0-9.0	WOODFORD
PALEOGENO	3.0-6.0	LEWIS
CRETACICO	4.0-15.0	EAGLE FORD
CRETACICO	4.0-12.0	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

3.11 ANÁLISIS COMPARATIVO ESPESOR Y ESPESOR ÚTIL

La formación Los Monos cuenta con un gran espesor a comparación con otras formaciones que resulta en una ventaja favorable para la recuperación de hidrocarburos

Tabla 4. 6 Espesor y Espesor útil de las Formaciones

PERIODO	ESPESOR (METROS)	ESPESOR UTIL (METROS)	FORMACIÓN
DEVÓNICO	1000	459	LOS MONOS
CARBONIFERO	60-90	15-60	BARNETT
DEVÓNICO	30-120	15-60	MARCELLUS
CARBONIFERO	30-210	15-60	FAYETTEVILLE
CRETACICO	60-90	61	HAYNESVILLE
DEVONICO	90-300	35-67	WOODFORD
PALEOGENO	150-580	61-92	LEWIS
CRETACICO	20-150	25-100	EAGLE FORD
CRETACICO	30-550	50-350	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

3.12 ANÁLISIS COMPARATIVO TIPO DE KERÓGENO

La formación Los Monos presenta mayor semejanza con las formaciones: Marcellus, Fayetteville y Lewis pertenecientes a Estados Unidos y que actualmente están produciendo hidrocarburos con la técnica del fracking.

Tabla 4. 7 Tipo de Kerogeno de las Formaciones

PERIODO	TIPO DE KERÓGENO	FORMACIÓN
DEVÓNICO	II/III a III	LOS MONOS
CARBONIFERO	II	BARNETT
DEVÓNICO	II/III	MARCELLUS
CARBONIFERO	II/III	FAYETTEVILLE
CRETACICO	III	HAYNESVILLE
DEVONICO	II	WOODFORD
PALEOGENO	II/III	LEWIS
CRETACICO	II	EAGLE FORD
CRETACICO	II	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia

3.13 ANÁLISIS COMPARATIVO MADUREZ TÉRMICA Y CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL

La Formación Los Monos tiene un Contenido de Carbono Total no muy alto pero está en el rango que viabiliza su explotación además de que cuenta con una gran extensión areal y espesor.

Tabla 4. 8 Madurez Térmica y Contenido Orgánico Total de las formaciones

PERIODO	MADUREZ TÉRMICA	COT%	FORMACIÓN
DEVÓNICO	0.89-1.29	0.5-1.5	LOS MONOS
CARBONIFERO	0.5-1.5	3.0-6.0	BARNETT
DEVÓNICO	0.5-2.0	3.0-12.0	MARCELLUS

CARBONIFERO	1.0-3.0	4.0-9.8	FAYETTEVILLE
CRETACICO	0.94-2.62	4.0-10.0	HAYNESVILLE
DEVONICO	0.5-3.0	6.0-1.0	WOODFORD
PALEOGENO	1.7-1.9	0.45-2.5	LEWIS
CRETACICO	0.5-2.2	4.5-5.5	EAGLE FORD
CRETACICO	0.5-2.6	2.0-12.0	VACA MUERTA

Fuente: Elaboración Propia



CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Con el diagnostico geológico que se realizó en la formación Los Monos, Iquiri e Icla se logró determinar la presión mínima de fractura de las formaciones.

FORMACIONES	PRESIÓN MINIMA DE FRACTURA (Pa)	PRESIÓN MINIMA DE FRACTURA (Psi)
LOS MONOS	51684826.47	7496.2
IQUIRI	18723958.33	2715.7
ICLA	35336582.39	5125.1

Por lo cual se concluye que la formación Los Monos con presión mínima de fractura mayor a las otras formaciones es la mejor para la aplicación del fracturamiento hidraulico.

- Mediante los estudios realizados en laboratorio se concluye que la formación los Monos posee características geofísicas que resultan favorables para aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico.

FORMACIONES	MASA (Gramos)	VOLUMEN (cm3)	DENSIDAD (g/ cm3)	DENSIDAD DE FRACTURA	COLOR
LOS MONOS	420	178.41	2.35	8%	Gris Oscuro
IQUIRI	119.2	65.28	1.82	5%	Gris Oscuro
ICLA	249.3	121.47	2.05	15%	Gris Oscuro

- En base a la siguiente tabla de datos geofísicos de formación Los Monos se determino que tiene las características adecuadas para almacenar hidrocarburos en las lutitas, lo cual es muy favorable para su explotación.

FORMACIÓN LOS MONOS		
PERIODO	Devónico	Las formaciones del Devónico son rocas madre comprobadas
EDAD	385 Millones de Años	
EXTENSIÓN AREAL	284.6 Km ²	Presenta una gran extensión areal a comparación de formaciones geológicas como La Formación Vaca Muerta de Argentina
PROFUNDIDAD	1.37 - 3.99 Km	Presenta una gran profundidad lo que resulta desfavorable para el fracturamiento hidráulico.
GRADIENTE DE PRESIÓN	0.5 - 0.88 Psi/Pie	El gradiente de presión de la formación Los Monos es adecuado.
POROSIDAD	1%	El porcentaje de porosidad es intermedio con respecto a otras formaciones geológicas.
ESPESOR UTIL	459 metros	Presenta un espesor útil adecuado para su fracturamiento.
TIPO DE KEROGENO	II/III a III	El tipo de kerogeno que presenta la formación los monos es de tipo gasífero.
MADUREZ TERMICA	0.89 - 1.29 %	Presenta una madurez térmica muy favorable en reacción a los yacimientos no convencionales de Shale gas.
CARBONO ORGANICO TOTAL	0.5 - 1.5 %	Presenta un porcentaje de carbono orgánico total bueno.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda experimentar con otras muestras formaciones geológicas del subandino sur para tener mayor profundidad en el estudio y aplicación de métodos de exploración de hidrocarburos como el fracturamiento hidráulico.
- Se recomienda analizar datos geoquímicos para las muestras de las formaciones geológicas Los Monos , Iquiri e Icla para tener mayor confiabilidad en los resultados de selección de la formación adecuada para implementación del fracturamiento hidráulico.



GLOSARIO TÉCNICO

Aclástico: Que no está formada por Clastos. Se dice que las rocas producidas por precipitación y cristalización, ya sea por vía inorgánica (rocas químicas) o mediante intervención de organismos (rocas bioquímicas).

Alginitas: Maceral que indica algas en general, encontradas sobre todo en carbones sapropelíticos.

Calcareo: Referente al carbonato de calcio o que lo posee; se aplica a suelos y rocas que tienen una cierta proporción de dicha sustancia. El uso del adjetivo es a veces ambiguo, pues a veces denota predominancia total de carbonato y otras veces solo implica su presencia en cantidades discretas, menores al 50 %, como en arenisca calcárea, arcilla calcárea, etc.

Clastico: Se dice a los sedimentos formados por materiales solidos de desintegración de otras rocas.

Detritico: Material meteorización y fragmentos rocosos de cualquier tipo. Puede encontrarse en lugar de su formación por desintegración, aunque a menudo aparece en la etapa de transporte o formando depósitos transitorios.

Diamictita: Nombre colectivo propuesto para cualquier sedimentita clástica que tiene mezcla de componentes finos y gruesos.

Exinita: Grupo de maceales que incluye todas las membranas externas, exine de esporas y polen. Rico en hidrogeno, constituido por ceras, resinas, cutículas y otros. Conjuntamente con la micrinita, las exinitas forman los carbones mates.

Facies: Conjunto de caracteres petrográficos y paleontológicos que definen un depósito de una roca.

Húmico: Se aplica a la serie de carbones compactos por lo común bandeados provenientes de la humificación de tejidos leñosos. Abarca la mayor parte de los carbones explotados. Forman habitualmente depósitos autóctonos.

Lutita Bituminosa: Tipo de lutita oscura similar en aspecto a la lutita negra, aunque también puede ser marrón, que posee abundante materia orgánica bajo la forma de un pirobitumen llamado Kerogeno. Se forma en cuencas marinas o más comúnmente lacustres. Tiene gran interés económico ya que por destilación a temperaturas elevadas el Kerogeno se rompe en hidrocarburos de petróleo lo que hace preveer su explotación para las próximas décadas.

Maceral: Componente petrográfico de los carbones, equivalente a los minerales en las rocas ígneas y metamórficas. Se los identifica microscópicamente, ya sea por luz reflejada o por luz transmitida. Son fáciles de distinguir al microscopio en los carbones de bajo a mediano rango.

Migración: En general, el derrame difuso de distintas soluciones entre las rocas. El término se utiliza para señalar la traslación que tiene lugar a lo largo de fisuras, grietas o poros de la roca madre a la roca almacén.

Roca Sedimentaria: Se origina por sedimentación de productos meteorizados y puede formarse a partir de material clástico, de material orgánico o de precipitados químicos. En el proceso de la diagénesis, los sedimentos que inicialmente formaban rocas sueltas

se consolidan y se endurecen; característica de las rocas sedimentarias es la estratificación.

Sapropelico (Sapropel): Sedimento microgranudo gris o negro intenso característico de mares poco profundos y de aguas estancadas. Se ha originado a partir de restos de animales y plantas transformadas bioquímicamente sin entrada de oxígeno. Contiene en proporción elevada, materias orgánicas semipútridas, calizas, pirita. El sapropel es considerado un estado previo en la formación del petróleo. Endurecido se convierte en carbón sapropélico.

Subsidencia: En tectónica, hundimiento progresivo del fondo de una fosa o deprecio que desarrolla paralelamente a la sedimentación depositada en ella.

Pelitas: Término genérico para designar las rocas sedimentarias formadas en su mayor parte por partículas de clastos con dimensiones inferiores a 0.064 mm. Son las más abundantes de la corteza, habiéndose estimado que constituyen entre 42% y 85% de las rocas sedimentarias existentes.

BIBLIOGRAFÍA

1. Laboratorio de Construcciones Civiles de la Facultad de Tecnología Universidad Mayor de San Andrés (2019).
2. Albariño, L. ,. (2002). *V Congreso de Exploracion y Desarrollo de Hidrocarburos* . Mar del Plata, Argentina: IAPG, CD Trabajos Tecnicos 21.
3. Ali SA, C. M. (2010). La Diagenesis y la Calidad de los Yacimientos. *Oilfield Review* 22, no.2 , 14-29.
4. Alling, H. L. (1945). Use of microlithologies as illustrated by some New York sedimentary rocks. *Bull. Geol. Soc. Amer.* , 737-756.
5. API American Petroleum Institute . (2010). Hydraulic Fracturing Unlocking America's Natural Gas Sources. *API Guideance Document* , 1-16.
6. API American Petroleum Institute. (2009). *Hydraulic Fracturing Operation Well Constructions and Integrity Guidelines*.1-24: Guidance Document.
7. Athy, L. F. (1930). Density, porosity and compaction of Sedimentary Rocks. *Bull. Am. Assoc. Petroleum Geol.* , 1-35.
8. Barker C. (1974). Pyrolysis Techniques for Source-Rock Evaluation. *AAPG Bulletin* 58,no. 11 , 2349-2361.
9. Bernard. (2011). Determination of Total Carbon, Total Organic Carbon and Inorganic carbon in Sediments. *Bernard H y Books JM* , 4-5.

10. Boyer C, K. J.-R. (2007). Producción de Gas desde su Origen. *Oilfield Review* , 36-49.
11. Brothers, H. a. (1949). Sedimentary Rocks. En H. a. Brothers, *Sedimentary Rocks* (pág. 348). New York: Editorial Universitaria de Buenos Aires.
12. Carlos E. Cruz, J. O. (s.f.). Los Sistemas Petroleros Devonicos del Subandino Sur y pie de Monte de la Cuenca de Tarija. Bolivia. *Sistemas petroleros de la Cuencas Andinas* , 163-165.
13. Cedeño, J. G. (2013). *Aplicacionn de la Fractura Hidraulica*. Madrid: Madrid.
14. Clark, T. H. (1924). Data of Geochemistry. En T. H. Clark, *Geology Survey* (págs. 140-552). U.S.: Bull. 77.
15. Cruz, C. C. (2003). Hábitat de Hidrocarburos en el Pie de la Sierra de la Faja corrida Subandina, Cuenca de Tarija. Area de Santa Cruz, Bolivia. *VIII Simposio Boliviano Exploracion Petrolera en la Cuencas Subandinas*, (págs. 240-252). Santa Cruz.
16. D, A. (1991). Geochemical Exploration Methods . *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques* , 89-95.
17. Disalvo, A. y. (1999). Los Sistemas Petroliferos del area oriental de la cuenca paleozoica Noroeste, Argentina. *IV Congreso Eploracion y Desarrollo Hidrocarburos* (págs. 83-100). Mar del Plata Argentina: IAPG, Actas I.
18. DM, J. (1991). Total Organic (TOC) Analysis. *Source and Migration Processes an Evaluation Techniques* , 113-118.

19. Dunn J., K. H. (1995). Structural Styles and Hydrocarbon Potential of the Sub Andean Thrust Belt of Southern Bolivia . *Petroleum Basins of South America* , 523-543.
20. Eckel, E. C. (1904). On the Chemical Composition Of America Shales and roofing slates. En E. C. Eckel, *On the Chemical Composition Of America Shales and roofing slates* (págs. 25-29). U.S.: J. Geol.
21. Emilio, R. (2013). *Estilos Estructurales del sub Andino sur de Bolivia*. Buenos Aires: Facultad de Ciencias Exactas y Naturales Universidad de Buenos Aires.
22. Epitalié J, Madec M, Tissot B, Mennig JJ y Leplat P. (1977). Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. *OTC 2935* , 2-5.
23. FL, S. (1969). Sedimentary Organic Matter, Organic Metamorphism, and Oil and Gas Occurrence. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 17, no. 1 , 47-66.
24. Garcia, J. (2012). El Gas Natural No Convencional. *Congreso Nacional de Medio Ambiente* , 15-23.
25. Jorge R. Arteaga, M. A. (2015). Propuesta Geologica de Perforacion. *PETROBRAS* , 5-20.
26. KE, P. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin* 70, no.3 , 318-329.
27. Keller, W. D. (1946). Evidence of texture on the origin of the Cheltenham fire clay of Missouri and associated Shales. *J. Sediment. Petrol* , 63-71.

28. Klemme HD y Ulmishek GF. (1991). Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *AAPG Bulletin* 75 no. 12 , 1809-1851.
29. Manrique, A. (2010). Plan de Desarrollo de un Campo. En M. a. Alvarado, *Plan de Desarrollo de un Campo* (pág. 230). Ergon, S.A.
30. Martinez, R. S. (1996). Lexico Estratigrafico de Bolivia. *Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Bolivianos* , 73-96.
31. Mather, K. (1922). Front ranges of the Andes between Santa Cruz, Bolivia, and Embarcacion, Argentina. *Bulletin of the Geological Society of America* , 703-764.
32. Montgomery, C. y. (2010). Hydraulic Fracturing, History of an Enduring Technology. *Society of Petroleum Engineers* , 26.
33. Moretti I., E. D. (1996). Hydrocarbon generation in relation to thrusting in the sub Andean zone from 18 to 22o. *petroleum Geoscience* , 17-28.
34. Nanz, R. H. (1953). Chemical Composition of pre-Cambrian slates with notes on the Geochemical evolution of Lutites. *J. Geol.* , 51-64.
35. Oller- Veramendi, J. &. (1985). *Informe Geologico final de las Delicias*. Santa Cruz: Informe Interno YPFB (GXG-2916).
36. Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la Teoria del Fracturamiento Hidraulico. *Petroecuador* , 336.

37. Peter KE y Cassa MR. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System: The American Association of Petroleum Geologist* , 93-120.
38. Ray J. Ambrose, D. E.-C. (2010). New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. *Society of Petroleum Engineers* , 1-17.
39. Rubey, W. W. (1929). Origin of the siliceous Mowry shale of the Black Hills Region. *U.S. Geol. Survey* , 154.
40. Schlumberger. (2011). Geoquímica Básica del Petróleo. *Oilfield Review* , 36.
41. Schlumberger. (2012). Revolución del gas de lutitas. *Oilfield Review* , 23.
42. Schmoker, J. (1994). The Petroleum System. *American Association of petroleum System* , 323-326.
43. Tissot B, Durant B, Espitalie J y Combas A. (1974). Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. *AAPG Bulletin 58, no.3* , 499-506.
44. Tomlinson, C. W. (1916). The Origin of the red beds. *J. Geology* , 153-179.
45. Trask, P. D. (1931). Compaction of Sediments. *Bull. Am. Assoc. Petroleum Geology* , 271-276.
46. Twehofel, W. (1939). Environments of origin of Black Shales. En W. Twehofel, *Environments of origin of Black Shales* (págs. 1178-1198). Assoc. Petroleum Geology.

47. Vandenbrouck. (2003). Kerogen: From Types to Models of Chemical Structure. *Oil & Gas Science and Technology* , 243-269.
48. Victor M. Valdés. (2014). Fracturamiento Hidraulico en Yacimientos de Lutitas. *Grupo Visión Prospectiva Mexico 2030* , 10-54.
49. White, K. (1925). *Informe Interno Standard Oil Co. Bolivia*. Archivo YPFB-GXG- 16 y 17.
50. YPFB. (2015). Boletín Estadístico Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos 2012 a Julio 2015. *Boletín Estadístico* .
51. Zimmer. (1979). In the Beginning Was the Tooth. *Discover* 14, no.1 , 3-16.

ANEXOS

Caracterización geoquímica de las formaciones Iquiri, Los Monos e Icla

Periodo Devónico	Formación	Tipo de Roca	Tipo de Kerógeno	Capacidad de Generación	TOC	Vitrinita	Cociente De Transformación Térmica (%)	Índice de Hidrogeno	Tipo De Roca Generadora
Givetiano	Iquiri	Arenisca Cuarcítica	Kerógeno tipo II	Petróleo	0.5 a 1.5%	1.3%	-----	-----	-----
Eifeliano	Los Monos	Lutita Orgánica	Kerógeno tipo II/III a III	Gas y Petróleo	0.5 a 1.5%	Entre 0.89 % y 1.29%	45%	100 a 500 mgHC/gCOT	Buena
Pragiano	Icla	Lutita Orgánica	Kerógeno tipo II/III a III	Gas y Petróleo	1% a 2%	1,4% en el tope y 1,9% en la base	75%	300 mgHC/gCOT	Moderada

Análisis comparativo de las formaciones de shale gas

Shale Play	Los Monos	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	385	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (Km2)	284.672	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (Km)	1,37 – 3,99	2,0-2,6	1,2-2,6	0,3-2,1	3,2-4,2	1,8-3,4	0,9-1,8	1,2-4,2	2,0-3,5
Gradiente De Presión (Psi/Ft)	0.5 – 0.88	0,43-0,44	0,15-0,40	*****	>0,9	*****	0,2-0,25	0,6	0,6-1,1
Porosidad (%)	1	4,0-5,0	10,0-11,0	2,0-8,0	8,0-9,0	3,0-9,0	3,0-6,0	4,0-15	4,0-12,0
Espesor (M)	1000	60-90	30-120	30-210	60-90	90-300	150-580	20-150	30-550
Espesor Útil (M)	459	15-60	15-60	15-60	61	35-67	61-92	25-100	50-350
Tipo De Kerógeno	II/III a III	II	II-III	II-III	III	II	II-III	II	II
Madurez Térmica (%Ro)	0.89 – 1.29	0,5-1,5	0,5-2,0	1,0-3,0	0,94-2,62	0,5-3,0	1,7-1,9	0,5-2,2	0,5-2,6
COT (%)	0.5 – 1.5	3,0-6,0	3,0-12	4,0-9,8	4,0-10	0,6-1,0	0,45-2,5	4,5-5,5	2,0-12,0