

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLÍFERAS Y SU POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN EN LA FORMACIÓN LA LUNA EN VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Gutiérrez Monteverde Adriana Carolina
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLÍFERAS Y SU POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN EN LA FORMACIÓN LA LUNA EN VENEZUELA

Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas

Tutor Industrial: Ing. Brian Vilas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Gutiérrez Monteverde Adriana Carolina
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

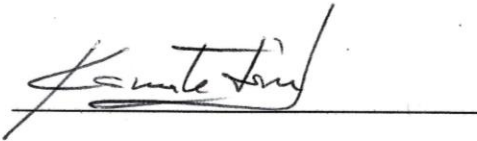
Caracas, 2015

Caracas, Junio 2015

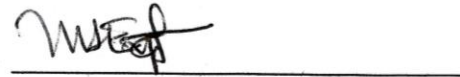
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Adriana Carolina Gutiérrez Monteverde, titulado:

**“ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS
PETROLÍFERAS Y SU POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN EN LA
FORMACIÓN LA LUNA EN VENEZUELA”**

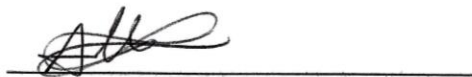
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



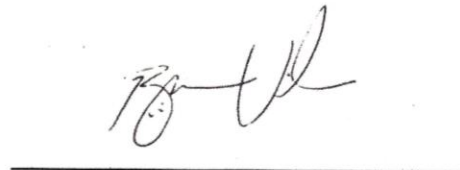
Prof. Karnele León
Jurado Principal



Prof. Miguel Expósito
Jurado Principal



Prof. Alberto Vegas
Tutor Académico



Ing. Brian Vilas
Tutor Industrial



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Caracas

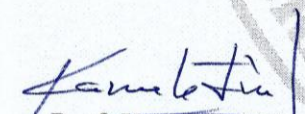


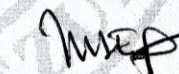
ACTA FACULTAD DE INGENIERIA

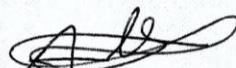
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLÍFERAS Y SU POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN EN LA FORMACIÓN LA LUNA EN VENEZUELA”**, presentado por la Br. ADRIANA GUTIÉRREZ, titular de la Cédula de Identidad No.18.466.483. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los quince (15) días del mes de junio del año dos mil quince


Prof. Karnele León
Jurado Principal


Prof. Miguel Expósito
Jurado Principal


Prof. Alberto Vegas
Tutor Académico

FACULTAD DE INGENIERIA

DEDICATORIA

A mi madre,
porque sin ella nada de esto sería posible.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios y a Madre Carmen Sallés por guiar mi camino en todo momento. A mi mamá Irene Monteverde, por ser mi pilar fundamental y acompañarme en cada paso con todo el cariño que solo una madre puede demostrar, a mis hermanos María Carolina y Armando, por apoyarme y animarme toda mi vida, sé que siempre cuento con ustedes, los quiero, a mi cuñado Gianni por convertirse en mi nuevo y querido hermano. A Zeus por alegrar cada día. A mi familia concepcionista por enseñarme que fui educada en la casa de María Inmaculada y a las maravillosas amigas, Mara, Jenni, Daphne, Adri y Gavi, con las que crecí y sigo compartiendo momentos increíbles. A Elio por ser mi amigo desde siempre y para siempre. A mis amigos de Merketengue, nos unió la salsa pero terminamos siendo unos locos hermanos y sin ustedes la universidad no habría sido igual. A mi Alma Mater la UCV y a todas las personas que cruzaron mi camino en la casa que vence la sombra y marcaron de un modo u otro mi vida universitaria como mis profesores y en especial a mis compañeros que se convirtieron en grandes amigos: Luigi, Jaes, Sergio, Melissa, Efrain, Xaitox, Luis Carlos, por nombrar unos pocos. A mi tutor académico el Prof. Alberto Vegas por su guía y paciencia y a mi tutor industrial el Ing. Brian Vilas por ayudarme durante toda mi investigación y responder todas mis dudas. A PDVSA Intevep por permitirme realizar mis pasantías y a todas las personas que me ayudaron durante esos 9 meses: Felipe, Mauricio, Alexander, Gilberto, Luany, Flor, Milangela, José, Freddy (lo siento si me faltó alguien) y a mis compañeros pasantes y tesistas porque nos convertimos en buenos amigos. A mis chicas 100% por sus locuras. Y a todas las personas que forman parte de mi vida, simplemente gracias.

Gutiérrez M., Adriana C.

**ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS
PETROLÍFERAS Y SU POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN EN LA
FORMACIÓN LA LUNA EN VENEZUELA**

**Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas. Tutor Industrial: Ing. Brian Vilas
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2015, 161 p.**

Palabras clave: Lutitas petrolíferas, Yacimientos No convencionales, Formación La Luna (Venezuela), Oil Shale, Unconventional Reservoirs.

Resumen: En la actualidad existe un auge en el estudio de los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas, debido al aumento en la demanda de hidrocarburos y al avance de las tecnologías necesarias para su explotación. Se establecieron dos tipos de lutitas petrolíferas dependiendo de la madurez de la materia orgánica contenida, las conocidas como *oil shale* poseen un valor de $COT > 2\%$ y $Ro > 0,6\%$; por lo tanto, es considerada inmadura, su producción se realiza a través de minería más un proceso llamado *retorting*, y las llamadas *shale oil* presentan $COT > 2\%$ y $0,6\% < Ro < 0,9\%$, lo que la ubica en ventana de petróleo, por lo que es utilizado el fracturamiento hidráulico para su producción. Las formaciones óptimas a ser consideradas son las que poseen un ambiente sedimentario marino o lacustre, principalmente las lutitas ricas en carbonatos, silíceas y carbonosas. En Venezuela se considera caracterizar a la Formación La Luna como un yacimiento de lutitas petrolíferas; ya que, al ser la roca madre por excelencia del occidente del país, cumple con los parámetros de COT, Ro, espesor, etc. Fueron realizados ensayos geomecánicos y de difracción de rayos x a diferentes muestras de núcleos de pozos de la Formación La Luna para calcular diferentes propiedades geomecánicas de la roca, su mineralogía e índice de fragilidad, datos a ser utilizados como base para el diseño de un modelo de fracturamiento hidráulico.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I: Formulación del Problema.....	3
I. Planteamiento del problema.....	3
II. Antecedentes.....	4
III. Objetivo general.....	9
IV. Objetivos específicos.....	9
V. Justificación.....	10
VI. Alcance.....	10
VII. Limitaciones.....	10
CAPITULO II: Marco teórico.....	12
1. MARCO CONCEPTUAL.....	12
1.1. Yacimientos no convencionales de petróleo.....	12
1.2. Lutitas petrolíferas (shale oil): yacimientos no convencionales de petróleo.....	13
1.3. Tipos de Lutitas Petrolíferas (diferencia entre Shale Oil y Oil Shale).....	15
1.4. Contexto histórico de las lutitas petrolíferas a nivel mundial.....	17
1.5. Perspectivas a nivel mundial en yacimientos tipo de lutitas petrolíferas.....	19
1.6. Impacto económico de reservas de lutitas petrolíferas.....	27
1.7. Impacto ambiental y social.....	33
2. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS PETROLÍFEROS NO CONVENCIONALES: LUTITAS PETROLÍFERAS.....	39
2.1 Evaluación geológica regional.....	39
2.1.1. Influencia de las fracturas.....	41
2.1.2. Génesis de las lutitas petrolíferas.....	45
2.1.2.1. Litología.....	45

2.1.2.2. Ambiente sedimentario.....	47
2.1.2.3. Edad y distribución mundial.....	48
2.1.2.4. Marcos geológicos favorables para prospección.....	50
2.2. Evaluación del potencial generador de hidrocarburos en la materia orgánica y análisis geoquímicos.....	51
2.2.1. Cantidad de materia orgánica (%COT) y espesor efectivo generador.....	52
2.2.2. Madurez termal y tipo de materia orgánica.....	54
2.2.3. Madurez de la materia orgánica.....	60
2.2.4. Impacto de la respuesta geofísica en los registros y parámetros geoquímicos en yacimientos de Lutitas Petrolíferas.....	65
2.2.5. Evaluación petrofísica de yacimientos de Lutitas Petrolíferas y uso de análogos.....	67
2.3. Evaluación estratigráfica del potencial de yacimiento.....	73
2.3.1. Variación estratigráfica. Definición de litofacies y características.....	73
2.3.1.1. Caracterización sedimentológica y estratigráfica a detalle...	74
2.3.1.2. Flujogramas para caracterizar las lutitas petrolíferas.....	75
2.3.2. Variabilidad del Índice de Fragilidad (IF).....	76
2.4. Metodología para la evaluación de recursos de lutitas petrolíferas.....	78
2.4.1. Realización de una caracterización geológica preliminar de las formaciones de interés como yacimiento de lutitas petrolíferas....	78
2.4.2. Establecimiento de la extensión del área de las principales formaciones de lutitas petrolíferas.....	81
2.4.3. Definición de la zona prospectiva de cada formación de lutitas petrolíferas.....	82
2.4.4. Estimación de gas y petróleo en sitio (POES y GOES).....	83
2.4.4.1. Estimación de petróleo en sitio (POES).....	83

2.4.4.2. Estimación de gas en sitio (GOES).....	86
2.4.4.2.1. Estimación de gas adsorbido en sitio.....	89
2.4.5. Estableciendo los factores de riesgo/éxito.....	90
2.4.6. Estimando los recursos técnicamente recuperables.....	91
3. PROPIEDADES GEOMECAÑICAS.....	92
3.1. Aplicaciones de la Geomecánica.....	93
3.1.1. Características especiales de los materiales geológicos.....	93
3.2. Ensayos mecánicos.....	94
3.2.1. Ensayos de Laboratorio.....	95
3.2.1.1. Ensayo de Compresión sin Confinamiento (UCS).....	95
3.2.1.2. Tensión Indirecta o Ensayo de Cilindro Brasileño.....	95
3.2.2. Datos geomecánicos.....	97
3.2.2.1. Esfuerzo.....	97
3.2.2.2. Deformación.....	97
3.2.2.3. Curva esfuerzo-deformación.....	98
3.2.3. Módulos elásticos.....	99
3.2.3.1. Módulo de Young.....	99
3.2.3.2. Coeficiente o Relación de Poisson.....	100
3.2.3.3. Módulo Volumétrico o Módulo de Bulk.....	102
3.2.3.4. Módulo de Corte.....	102
4. DIFRACCIÓN DE RAYOS X.....	103
4.1. Mineralogía total de la muestra (roca total).....	103
4.2. Mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras).....	103
5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	104
5.1. Formación La Luna.....	104
CAPITULO III: Metodología experimental.....	109
1. MARCO METODOLÓGICO.....	109
1.1 Tipo y Diseño de la Investigación.....	109
1.2. Procedimiento.....	111

1.3. Método de recolección de datos.....	112
1.3.1. Revisión bibliográfica.....	112
1.3.2. Selección y toma de muestras.....	113
1.4. Procedimiento.....	118
1.4.1. Caracterización geomecánica.....	118
1.4.1.1. Determinación de UCS.....	118
1.4.1.1.1. Preparación de muestras.....	118
1.4.1.2. Ensayos de tensión indirecta.....	121
1.4.1.2.1. Preparación de muestras.....	122
1.4.2. Difracción de Rayos X.....	124
1.4.2.1. Ensayos de determinación de Roca Total.....	124
1.4.2.1.1. Preparación de las muestras.....	124
CAPITULO IV: Resultados y análisis.....	128
1.1. Ensayos geomecánicos.....	130
1.1.1. Pozo A.....	131
1.1.2. Pozo B.....	133
1.1.3. Pozo C.....	137
1.1.4. Pozo D.....	138
1.2. Ensayos de difracción de rayos X.....	140
1.2.1. Determinación de Roca Total.....	140
CAPÍTULO IV: Conclusiones.....	146
CAPÍTULO V: Recomendaciones.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Triángulo de recursos para yacimientos de crudo y gas.....	13
Figura 2. Representación de yacimientos convencionales y no convencionales.....	14
Figura 3. Representación de localización y diferencias entre Shale Gas, Shale Oil y Oil Shale.....	17
Figura 4. Explotación de Lutitas Petrolíferas en el tiempo.....	19
Figura 5. Mapa de cuencas evaluadas de lutitas petrolíferas y gasíferas. Mayo 2013.....	21
Figura 6. Distribución de fuentes de energía primaria.....	28
Figura 7. Producción mundial de petróleo convencional y no convencional.....	29
Figura 8. 10 países con mayores reservas de lutitas petrolíferas y gasíferas.....	31
Figura 9. Variación de la producción mundial de petróleo.....	32
Figura 10. Esquema de Fracturamiento Hidráulico con riesgo de acuífero.....	35
Figura 11. Principales interrogantes que plantea la investigación para cada una de las etapas del ciclo de vida del agua durante un proceso de fractura hidráulica.....	37
Figura 12. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento normal.....	43
Figura 13. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento inverso.....	44
Figura 14. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento transcurrente.....	44
Figura 15. Distribución mundial de las lutitas marinas orgánicas por	

período geológico.....	49
Figura 16. Clasificación de la roca madre según su contenido de Carbono Orgánico Total (%COT).....	52
Figura 17. Tipos de kerógenos clasificados según su material fuente..	54
Figura 18. Diagrama de Van Krevelen, que muestra la relación entre el tipo de materia orgánica y los productos generados en cada estado.....	55
Figura 19. Comparación entre la cantidad de los recursos o elementos del kerógeno y combustibles fósiles en los diferentes procesos de generación.....	56
Figura 20. Resultados del proceso programado de pirólisis.....	59
Figura 21. Criterios para evaluar rocas generadoras de hidrocarburos	59
Figura 22. Transformación térmica del kerógeno.....	61
Figura 23. Vitrinita en el carbón bituminoso.....	62
Figura 24. Diferentes técnicas para determinar la madurez termal y su relación con el tipo de hidrocarburos.....	63
Figura 25. Respuesta de los registros gamma ray, sísmico y resistividad en relación a una roca madre inmadura ($R_o < 0.5$) y una roca madre madura ($R_o > 1$).....	64
Figura 26. Enfoque geofísico para la obtención de parámetros elásticos inherentes a las lutitas gasíferas y petrolíferas.....	66
Figura 27. Esquema de trabajo estándar desde el enfoque de sísmica de exploración.....	67
Figura 28. Esquema del ciclo de aprendizaje de plays de yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas y gasíferas.....	68
Figura 29. Esquema de continuidad de plays no convencionales.....	70
Figura 30. Registros análogos de las Formaciones Eagle Ford (Estados Unidos) y Vaca Muerta (Argentina).....	71
Figura 31. Visualización de la evaluación del pozo de la Formación	

Vaca Muerta utilizando las tendencias análogas.....	72
Figura 32. Flujograma para caracterizar las lutitas petrolíferas.....	76
Figura 33. Estratigrafía de la Cuenca Neuquen, Vaca Muerta y Los Molles son formaciones de esquisto de edad jurásica.....	80
Figura 34. Sección transversal de la Cuenca Neuquén.....	81
Figura 35. Ensayo de tensión indirecta y fracturas generadas en la muestra.....	96
Figura 36. a) Deformación axial; b) Deformación radial.....	98
Figura 37. Curva esfuerzo vs deformación.....	99
Figura 38. Curva de tensión vs deformación.....	100
Figura 39. Relación Poisson.....	101
Figura 40. Mapa Isópaco de la Formación La Luna.....	105
Figura 41. Selección de los pozos en el área de interés.....	114
Figura 42. Madurez térmica actual de la Formación La Luna.....	115
Figura 43. Distribución de %COT actual de la Formación La Luna.....	115
Figura 44. Almacén Nucleoteca La Concepción, estado Zulia.....	116
Figura 45. Despliegue núcleos. Formación La Luna.....	117
Figura 46. Corte de tapones para muestras, Nucleoteca La Concepción.....	117
Figura 47. Cortadora y Refrentadora utilizadas.....	119
Figura 48. Muestras antes y después de ser refrentadas.....	119
Figura 49. Medición de diámetro y longitud de las muestras para ensayo UCS.....	119
Figura 50. Colocación de chaqueta termoencogible y pistola de calor.	120
Figura 51. Celda triaxial MTS-815 para ensayos geomecánicos.....	120
Figura 52. Montaje de muestras en la celda triaxial MTS-815.....	121
Figura 53. Muestras para ensayo de tensión indirecta.....	122
Figura 54. Celda triaxial MTS-810 para ensayos geomecánicos.....	123
Figura 55. Montaje y fallamiento de muestras en la celda triaxial	

MTS-810.....	123
Figura 56. Muestras a pulverizar.....	124
Figura 57. Máquina pulverizadora marca Shatterbox Spex modelo 8510.....	124
Figura 58. Muestras pulverizadas.....	125
Figura 59. Materiales utilizados y portamuestra.....	126
Figura 60. Montaje de las muestras de polvo.....	126
Figura 61. Difractómetro de rayos X X'Pert PRO MRD PANalytical.....	127
Figura 62. Difractograma de barrido.....	127
Figura 63. Resultados cálculo de T_0 del pozo A.....	131
Figura 64. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo A...	132
Figura 65. Resultados cálculo de E, K, G del pozo B.....	133
Figura 66. Resultados cálculo de v del pozo B.....	133
Figura 67. Graficas representativas Tensión vs Deformaciones pozo B.....	134
Figura 68. Resultados cálculo de T_0 del pozo B.....	135
Figura 69. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo B...	136
Figura 70. Resultados cálculo de T_0 del pozo C.....	137
Figura 71. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo C..	138
Figura 72. Resultados cálculo de T_0 del pozo D.....	139
Figura 73. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo D..	139
Figura 74. %Roca Total en el pozo A.....	142
Figura 75. %Roca Total en el pozo B.....	142
Figura 76. %Roca Total en el pozo C.....	143
Figura 77. %Roca Total en el pozo D.....	143

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Producción y recursos de petróleo crudo.....	22
Tabla 2. Producción y recursos de petróleo crudo (Continuación).....	23
Tabla 3. Data geoquímica en diferentes tipos de lutitas gasíferas y petrolíferas.....	65
Tabla 4. Valoración de la resistencia obtenida para el ensayo de tensión indirecta.....	96
Tabla 5. Pozos, muestras y dimensiones.....	129
Tabla 6. Resultados cálculo de T_o del pozo A.....	131
Tabla 7. Resultados cálculo de E, K, G, v del pozo B.....	133
Tabla 8. Resultados cálculo de T_o del pozo B.....	135
Tabla 9. Resultados cálculo de T_o del pozo C.....	137
Tabla 10. Resultados cálculo de T_o del pozo D.....	138
Tabla 11. Resultados % Roca Total.....	141
Tabla 12. Resultados Índice de Fragilidad.....	144
Tabla 13. Promedio del índice de fragilidad en los pozos.....	145

INTRODUCCIÓN

Las lutitas petrolíferas o *Shale Oil* son rocas sedimentarias de grano fino que contienen grandes volúmenes de materia orgánica, según su grado de madurez pueden presentar kerógeno cuando la roca es inmadura, o hidrocarburos cuando ya ha madurado.

Las lutitas petrolíferas son abundantes, pero la producción del petróleo que contienen puede ser complicada. Desde la década de 1800, estas rocas fueron explotadas mediante minería y cargadas en instalaciones de superficie, donde eran extraídos los hidrocarburos líquidos (Allix P. *et al.* 2011).

En la actualidad, a nivel mundial las diferentes compañías operadoras están explorando y desarrollando diferentes métodos de producción para las lutitas, uno de ellos es calentar el yacimiento *in situ* y luego producir el petróleo por tuberías hasta superficie; por otro lado es utilizado el fracturamiento hidráulico de la roca, en pozos horizontales, para aumentar la permeabilidad y crear canales de flujo, por donde el petróleo pueda moverse hasta la tubería de producción. Sin embargo, el desarrollo y la producción de estos recursos requiere algo más que encontrar lutitas ricas en contenido orgánico y fracturarlas hidráulicamente o calentarlas, para lograr el éxito es necesario un enfoque integrado, y tener presente el aprendizaje a partir de experiencias pasadas (Biglarbigi, K. *et al.* 2010 y Dyni, J. 2005).

En esta investigación serán estudiadas las características que presentan las lutitas petrolíferas, tomando en cuenta su génesis, litología, ambiente sedimentario, potencial generador de hidrocarburos, geoquímica:

porcentaje de carbono orgánico total (%COT), madurez térmica (Ro), tipo de materia orgánica y kerógeno, respuesta en los registros petrofísicos, entre otras, además de su impacto ambiental, económico y la perspectiva mundial; todo esto con la finalidad de identificar a la Formación La Luna como un yacimiento no convencional de lutitas petrolíferas. También serán realizados ensayos de compresión sin confinamiento (UCS, por sus siglas en inglés) y de tensión indirecta, a muestras tomadas de la Formación La Luna, con la finalidad de conocer parámetros como Módulo de Young y Coeficiente de Poisson, y análisis de difracción de rayos X para obtener datos de roca total necesarios para calcular el índice de fragilidad, todos estos datos son necesarios a la hora de realizar el diseño de producción mediante fracturamiento hidráulico.

CAPITULO I: Formulación del Problema

I. Planteamiento del problema

Debido al constante incremento de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial y al agotamiento de los yacimientos convencionales, la industria petrolera se ha visto en la necesidad de explorar nuevas alternativas para la producción de petróleo, evaluando depósitos que anteriormente no eran considerados atractivos o prospectivos debido a la dificultad y alto costo de explotación y a la baja gravedad API del crudo existente; a este tipo de yacimientos son conocidos como “No Convencionales”. El alto precio del petróleo y el desarrollo de nuevas tecnologías de producción han renovado el interés y el estudio de este tipo de yacimientos (Biglarbigi, K. *et al.* 2010).⁶

Entre los yacimientos no convencionales tenemos, las lutitas gasíferas y petrolíferas, las arenas apretadas, yacimientos de crudo extra-pesado, arenas bituminosas, hidratos de gas, entre otros, de ellos las lutitas petrolíferas, son rocas sedimentarias de baja porosidad y permeabilidad que contienen un volumen relativamente grande de material orgánico inmaduro o petróleo, dependiendo de la madurez termal de la formación, donde la roca generadora funciona también como roca yacimiento y cuyo método de producción es el diseño de pozos horizontales combinado con el fracturamiento hidráulico.

A nivel mundial en los últimos años ha habido un auge en el estudio de este tipo de yacimientos, principalmente en América del Norte, ya que su valor comercial está en constante incremento gracias a los altos precios del barril de petróleo y la disminución de las reservas mundiales, por lo tanto es

necesario crear o mejorar las técnicas de producción existentes, para que resulten rentables y disminuyan su impacto ambiental.

II. Antecedentes:

- Duncan, D.C. (1967). En su investigación, presentada en Washington D.C. ante El Servicio Geológico de los Estados Unidos o USGS por sus siglas en inglés, titulada: “*Geologic setting of oil shale deposits and World prospects*” realiza algunas asociaciones importantes entre la litología, los ambientes sedimentarios y la distribución mundial, las cuales pueden ayudar en la identificación de zonas favorables como yacimientos de lutitas petrolíferas; entre ellas destaca que las lutitas que presentan mayor prospectividad son las depositadas en cuencas lacustres, y recomienda realizar una guía de comparación entre los parámetros anteriormente nombrados, ya que será muy útil en la búsqueda de nuevos yacimientos.

- Dyni, J. (2006) en su publicación, presentada en Virginia ante El Servicio Geológico de los Estados Unidos o USGS por sus siglas en inglés, titulada: “*Geology and resources of some world oil-shale deposits*” abarca diversos temas relacionados con las lutitas petrolíferas, como origen de la materia orgánica, madurez térmica, clasificación de las lutitas, recursos a nivel mundial y sus métodos de recuperación, lo cual permite tener una visión amplia de este tipo de yacimientos no convencionales, ya que analiza la geología y resume los recursos de varios yacimientos de lutitas petrolíferas que presentan configuraciones geológicas variadas y están ubicadas en diferentes partes del mundo. Concluye que los depósitos de lutitas petrolíferas se encuentran en muchas partes del mundo, extendiéndose en edad a partir del Cámbrico

al Terciario y se formaron en una variedad de ambientes depositacionales: marinas, continentales y lacustres. El yacimiento más grande conocido se encuentra en la Formación Green River en el oeste de Estados Unidos, ya que contiene un estimado de 213 mil millones de toneladas de petróleo de esquisto *in situ* (alrededor de 1,5 billones de barriles de Estados Unidos).

- Carrillo Barandiarán, L. (2011). En su trabajo de investigación, publicada en Lima, titulado: “*Esquistos Bituminosos “Oil Shale”*” estudia los diferentes tipos de yacimientos no convencionales de petróleo y gas, haciendo especial énfasis en las lutitas petrolíferas y mencionando sus características, geología, procesamiento, costos y estimación de reservas. El mayor desafío en la investigación es que el kerógeno está presente en la roca en estado casi sólido y no fluye, por lo cual hay que emplear métodos de calentamiento para inducir la pirólisis del mismo y producir un hidrocarburo sintético. Éste método es conocido como “*Retorting*” y puede ser realizado en superficie extrayendo la roca por trabajos de minería y luego calentándola o *in situ* aumentando la temperatura directamente el yacimiento. Debido a los altos costos de operación que estas técnicas generan, el autor estima que para que la producción sea económicamente rentable, el precio del barril de petróleo debe de estar al menos entre 70 US\$/bl a 95 US\$/bl según el indicador WTI (West Texas Intermediate).

- Orangi, A *et al.* (2011). En su trabajo de investigación, presentado en la SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition que se llevó a cabo en Texas, titulado: “*Unconventional shale oil and gas-condensate reservoir production, impact of rock, fluid and hydraulic fractures*” discute sobre los recursos no convencionales como

depósitos de permeabilidad ultra baja que no pueden ser producidos a tasas económicas sin estimulación de las regiones cercanas del pozo. Las nuevas tecnologías de pozos horizontales junto con la puesta en escena del fracturamiento hidráulico han hecho que el desarrollo de estos yacimientos sea una posibilidad económica. Pero a menudo, las atractivas tasas iniciales de producción declinan rápido lo que los hace operacionalmente menos deseable. Con el fin de producir de manera eficiente estos yacimientos, es importante entender el mecanismo de flujo y parámetros de control de las rocas y fluidos que impactan significativamente el rendimiento de la producción a largo plazo. Los autores llevaron a cabo estudios detallados de simulación de yacimientos para investigar el impacto de las propiedades del fluido y la roca y el área de drenaje de los pozos fracturados hidráulicamente en un patrón de desarrollo estándar. Una de las conclusiones de su simulación fue que el área de drenaje fue muy limitada, a pesar de las extensas fracturas hidráulicas, y como resultado parte del yacimiento no se drenó incluso después de décadas de producción.

- Allix P. *et al.* (2011). En su trabajo de investigación, publicado en *Oilfield Review* invierno 2010-2011, titulado: “*Extracción del petróleo contenido en lutitas*” señala: “Las lutitas petrolíferas son abundantes, pero la producción del petróleo que alojan puede ser complicada”. Estas rocas fueron explotadas y cargadas en instalaciones de superficie, donde se extraían los hidrocarburos líquidos, desde la década de 1800. Ahora, los operadores están desarrollando métodos para calentar la roca en sitio y llevar el petróleo liberado a la superficie. Además, están adaptando la tecnología de campos petroleros para evaluar estos depósitos y estimar sus rendimientos en términos de fluidos.

- Vilas, B. *et al.* (2011) en su estado del arte “*Lutitas gasíferas*” (Trabajo interno de PDVSA INTEVEP) abarcan las características principales de las lutitas gasíferas como: litotipo, condiciones ambientales, propiedades necesarias tales como espesor, extensión lateral, patrones geológicos y estratigráficos, caracterización geoquímica: cantidad, origen y madurez de la materia orgánica depositada en la roca (%COT, %Ro) y las técnicas y metodologías utilizadas para caracterizar las lutitas gasíferas como yacimientos no convencionales; con la finalidad de comprender mejor las condiciones geológicas requeridas para evaluar la exploración de éste tipo de yacimiento no convencional, datos que se pueden extrapolar y tomar como referencia para realizar el estudio de las lutitas petrolíferas. Concluyen que litológicamente, las lutitas deben ser tanto roca madre como la roca yacimiento; por lo tanto, las litologías idóneas son lutitas negras a grises oscuras, calizas negras y margas oscuras; también expresan que la caracterización geoquímica es un componente crítico para conocer la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente en los sistemas petrolíferos no convencionales. Como recomendación proponen que en cuanto al estudio de fracturas, es necesario desarrollar una línea de investigación en dos campos, uno son los patrones de fracturas naturales en las rocas lutíticas de las formaciones de interés para ayudar a establecer la historia tectónica de las áreas en estudio, también es necesario desarrollar una línea de investigación en fracturas inducidas en lutitas para comprender y mejorar el comportamiento de estas rocas ante la estimulación hidráulica.

- Liu, H. *et al.* (2013). En su trabajo de investigación, presentado en el International Petroleum Technology Conference realizado en Beijing, China, titulado: “*Unlock Shale Oil Reserves Using Advanced Fracturing Techniques: A Case Study in China*” expresa que el desarrollo de

recursos no convencionales se ha convertido en el foco principal en China éstos últimos años con el crecimiento de la demanda de energía, y han puesto en marcha numerosos proyectos piloto sobre reservas de lutitas petrolíferas con las tecnologías de fracturamiento hidráulico modernas, aunque fracturar estos yacimientos es muy difícil y requiere no sólo de grandes contactos en el yacimiento, sino también de alta conductividad de fractura tanto en las fracturas primarias y sus ramificaciones, ya que la viscosidad del petróleo es mayor que la del gas natural; la conectividad vertical de la fractura es también un problema en muchos casos debido a la laminación de las capas de lutitas ricas con sílice y calizas delgadas. El artículo presenta un caso de estudio de lutitas petrolíferas en el norte de la Cuenca Songliao en China, estudia la optimización de la estrategia de tratamiento y el diseño mediante la integración de una caracterización detallada de yacimientos, utilizando el modelo de simulación de fractura no convencional y simulaciones de yacimientos numéricos. Gracias al éxito obtenido en éste trabajo, establecieron un flujo de trabajo integrado que utiliza todas las técnicas de simulación empleadas y con la comprensión y el flujo de trabajo de este proyecto piloto, este recurso de lutitas petrolíferas se convierte ahora en un yacimiento de petróleo para su posterior evaluación y el desarrollo.

- Álvarez B. (2013). En su trabajo especial de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleo en la Universidad Nacional Autónoma de México, en México D.F., titulado: "*Fracturamiento Hidráulico Multietapas*" estudia una tecnología utilizada para explotar yacimientos no convencionales, llamada fracturamiento hidráulico multietapas que combinada con la perforación horizontal realiza múltiples fracturas a lo largo del pozo, en un solo viaje al fondo, ahorrando tiempo de operación; y su principal objetivo es explotar yacimientos no convencionales y

aumentar la producción de los pozos. En un futuro no tan lejano, estos yacimientos serán las principales fuentes de hidrocarburos, por esta razón el fracturamiento multietapas tendrá una gran aplicación a nivel mundial. Para realizar el fracturamiento pueden utilizarse agentes apuntalantes para mantener abierta la fractura o fluidos ácidos para crearla, esto dependerá del tipo de formación y del alcance de la fractura que se requiera, también va relacionado a las características del yacimiento, como presión, temperatura, permeabilidad, presión de fractura, presión de cierre de la fractura, entre otros. Concluye que el Fracturamiento Multietapas es una técnica muy eficiente y casi indispensable, para explotar los yacimientos no convencionales; en combinación con la perforación de pozos multilaterales, y recomienda conocer y analizar las propiedades del yacimiento, antes de empezar con cualquier operación de fracturamiento. Estas propiedades deben ser evaluadas para establecer las metas que se quieren alcanzar con el tratamiento, y así seleccionar el método más adecuado.

III. Objetivo General:

Estudiar los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas (*Shale Oil*) en la Formación La Luna y evaluar sus características geomecánicas para conocer su potencial de explotación en Venezuela.

IV. Objetivos Específicos:

- Definir las lutitas petrolíferas (*Shale Oil*), características, importancia y métodos de producción.

- Identificar los parámetros para caracterizar y localizar los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas (*Shale Oil*) y evaluarlos en la Formación La Luna.
- Evaluar geomecánicamente los parámetros elásticos necesarios para la realización del fracturamiento hidráulico en calizas lodosas de la Formación La Luna.
- Calcular el índice de fragilidad existente en calizas lodosas de la Formación La Luna.

V. Justificación:

Las lutitas petrolíferas van a ser el objeto de estudio de éste trabajo especial de grado y se evaluarán la prospectividad y los parámetros geomecánicos de la Formación La Luna para su explotación comercial. Siendo el primer estudio de este tipo de yacimientos, realizado en Venezuela por solicitud de PDVSA, se utilizará como base para futuras investigaciones que efectuará la industria con la finalidad de ampliar los conocimientos, y explorar nuevos yacimientos y nuevas tecnologías para realizar posteriormente un cálculo de reservas, con el objeto de aumentar las reservas ya existentes y asegurar el futuro de la producción petrolera en el país.

VI. Alcance:

Realizar un estudio o estado del arte de los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas, compilando la información básica y necesaria como etapa previa a un estudio exploratorio que apunte a incrementar el volumen de reservas existentes en el país.

Además serán realizadas pruebas geomecánicas y de difracción de rayos X en muestras de núcleos obtenidos de la Formación La Luna, para conocer el comportamiento de las fracturas en la roca y el índice de fragilidad, datos importantes en el diseño del fracturamiento hidráulico.

VII. Limitaciones:

- Al ser la primera investigación de lutitas petrolíferas realizada en PDVSA-Intevep, la información disponible es muy limitada, por lo tanto es necesario basarse en casos de estudio en otros países.
- La parte experimental de ensayos geomecánicos y de difracción de rayos X será aplicada a núcleos existentes en la Nucleoteca de La Concepción en el estado Zulia, los cuales son antiguos y en algunos casos estaban bastante deteriorados, esto podría afectar la calidad de los resultados obtenidos.
- Los núcleos utilizados corresponden a pozos ubicados en un rango limitado de la Formación La Luna, por lo tanto no serán diferenciados los miembros que componen la Formación.
- Igualmente en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV no son realizados ensayos geomecánicos, por lo tanto, estos ensayos serán realizados en el Laboratorio de Ensayos Geomecánicos de PDVSA Intevep.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1. Yacimientos no convencionales de petróleo

En Vilas, B. *et al.* (2011) fueron definidos de diversas maneras los yacimientos no convencionales de hidrocarburos “*unconventional reservoirs*”, dependiendo de los factores que controlan este recurso. Basados en el aspecto tecnológico, los yacimientos no convencionales son aquellos recursos naturales que sólo pueden ser extraídos empleando diversas técnicas avanzadas de recuperación, y según el aspecto económico son definidos como recursos de baja rentabilidad, limitados además por una alta complejidad tecnológica de producción.

Entre los yacimientos no convencionales tenemos: yacimientos de crudo extra-pesado, arenas bituminosas, hidratos de gas, arenas apretadas, lutitas gasíferas y petrolíferas, gas en capas de carbón, entre otros. La Figura 1 muestra el triángulo de los recursos que fue publicado por Masters y Gray en 1979 que representa una distribución logarítmica normal y un ordenamiento jerárquico de los recursos en función del precio y la tecnología. Para el caso del petróleo y gas, los depósitos de alta permeabilidad (ubicados en la punta del triángulo), son de volúmenes pequeños y fáciles de desarrollar una vez que han sido descubiertos. Para el caso de los yacimientos de lutitas petrolíferas (en la base del triángulo), los volúmenes de hidrocarburos in-situ son enormes; siendo difícil el desarrollo de la tecnología para explotarlos económicamente (Carrillo Barandiarán, L. 2011), por lo tanto es necesario el aumento de los precios del petróleo y gas, y la mejora de las tecnologías para producirlos.



Fuente: Masters (1979) en Vilas, B. *et al.* 2011

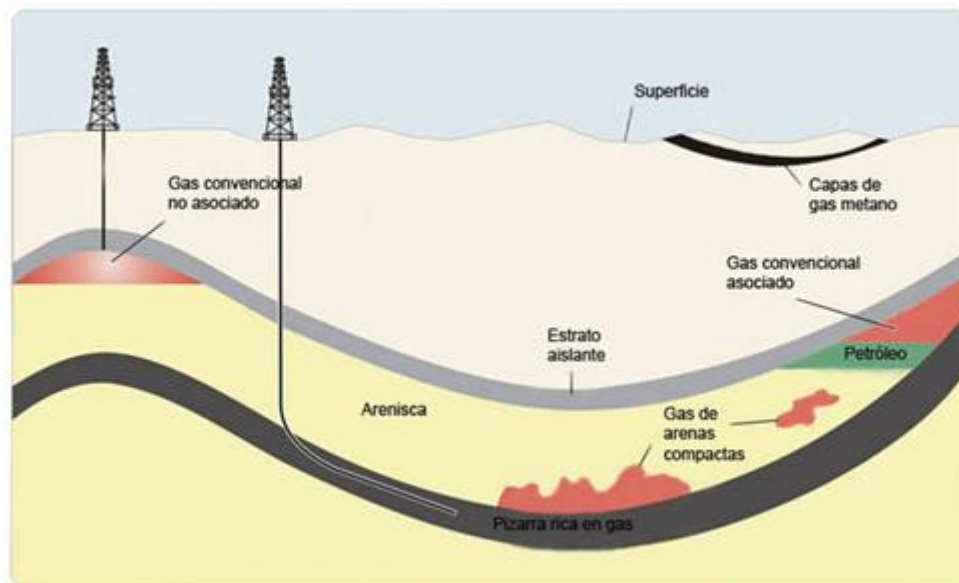
Figura 1. Triángulo de recursos para yacimientos de crudo y gas.

Éste trabajo de investigación será enfocado en los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas “*shale oil*”.

1.2. Lutitas petrolíferas (*shale oil*): yacimientos no convencionales de petróleo

Los yacimientos de lutitas petrolíferas son rocas sedimentarias de grano muy fino (tamaño arcilla) que contienen volúmenes relativamente grandes de hidrocarburos, son de muy baja permeabilidad y de gran extensión regional. Estas lutitas son consideradas autosuficientes, por contener en una misma unidad geológica los elementos roca fuente, roca yacimiento y roca sello (Vilas, B. *et al.* 2011) por lo tanto califican como un sistema petrolífero no convencional. Habitualmente el petróleo generado en este tipo de sistema autónomo no migra, sino que permanece entrampado en los microporos y las fracturas de la roca generadora de baja permeabilidad (McCarthy, K. *et al.* 2011).

Los yacimientos no convencionales contienen una mezcla de pizarra, arcilla y cal, siendo formaciones con muy baja permeabilidad, por lo que su producción es económicamente difícil (Orangi, A. *et al.* 2011). La Figura 2 muestra los diferentes tipos de yacimientos convencionales y no convencionales.



Fuente: PEMEX en http://sociedadgeologica.org.mx/pdfs/Gas%20en%20lutitas_SGM.pdf

Figura 2. Representación de yacimientos convencionales y no convencionales

Muchas lutitas petrolíferas no están estrictamente compuestas de arcillas o pizarras, los componentes inorgánicos difieren sustancialmente de un yacimiento a otro, pueden predominar los carbonatos, incluyendo calcita, dolomita, siderita con pocas cantidades de aluminosilicatos o por el contrario dominar los silicatos como cuarzo, feldespato y minerales de arcillas con una pequeña parte de carbonatos. Muchos yacimientos de lutitas petrolíferas contienen poca concentración de sulfuros, piritita y marcasita (Duncan, 1967 y Diny, 2005).

El mecanismo de formación del hidrocarburo en lutitas ocurre *in situ*, pero varía entre una cuenca y otra, ya que dependen de las facies sedimentarias, la historia de soterramiento, la tectónica y otros procesos geológicos, aunque el modelo en general es similar. Luego de la depositación de sedimentos ricos en materia orgánica, los procesos microbianos comienzan a convertir la materia orgánica en gas metano biogénico, luego mientras aumenta la profundidad de soterramiento incrementa la temperatura, de acuerdo al gradiente geotérmico de la cuenca, lo que hace que la materia orgánica pase gradualmente a una materia orgánica insoluble denominada kerógeno, el cual es alterado mientras incrementa la temperatura, convirtiéndose en bitumen y luego en petróleo. El incremento de la madurez hace que los compuestos complejos del petróleo experimenten un proceso de simplificación estructural; generalmente comienzan con el petróleo, continúa con gas húmedo y termina con la formación de gas seco (McCarthy, K. *et al.* 2011).

1.3. Tipos de Lutitas Petrolíferas (diferencia entre *Shale Oil* y *Oil Shale*)

La literatura presenta las lutitas petrolíferas dependiendo de la madurez que presente la materia orgánica contenida en ellas y su método de producción, referenciadas de diferente forma.

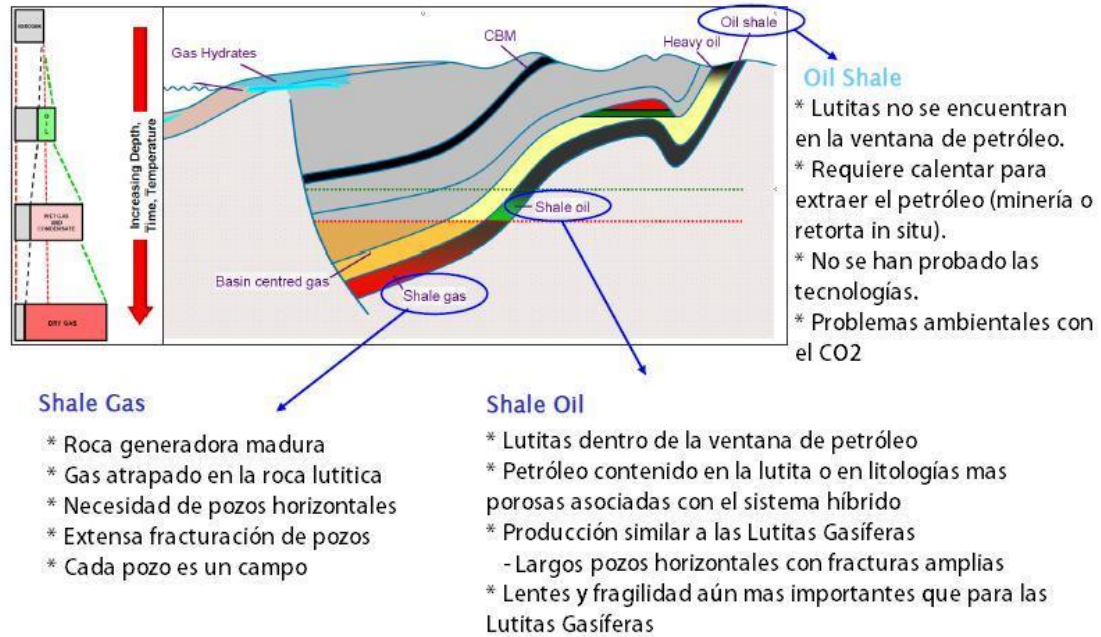
En primer lugar tenemos las conocidas como *oil shale*, es una formación de lutitas que contiene un compuesto sólido o kerógeno que es alto en compuestos inorgánicos y bajo en compuestos orgánicos con una alta relación Hidrógeno-Carbono, a profundidades someras (< 3000 pies), para extraer petróleo de ellas es necesario calentar la roca artificialmente a la temperatura de formación de crudo para así transformar el kerógeno en un

petróleo sintético, mediante un proceso de pirólisis. Puede ser producido con cuatro tecnologías o combinaciones: 1) Minería de superficie con el proceso de retorta (calentamiento) en superficie. 2) Minería subterránea con retorta en superficie. 3) Calentamiento *In situ* con proceso de conversión, y 4) Proceso de conversión modificada *In situ*. Estimaciones indican que es posible recuperar aproximadamente de 10 a 60 galones (38 a 227 litros) de petróleo por tonelada de roca.

También tenemos las *shale oil*, que son formaciones de lutitas apretadas que contienen petróleo ya formado, normalmente están ubicadas a grandes profundidades y puede haber presencia de fluido bifásico (petróleo y gas). Para su producción no es necesario utilizar el calentamiento ya que el petróleo ya está formado, pero aplica la tecnología de fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad. El crudo producido de estas formaciones es considerado tipo Premium.

La Figura 3. muestra ambos tipos de lutitas, petrolíferas y gasíferas, con la influencia del enterramiento y madurez en la formación de los hidrocarburos.

Shale Oil - Shale Gas - Oil shale



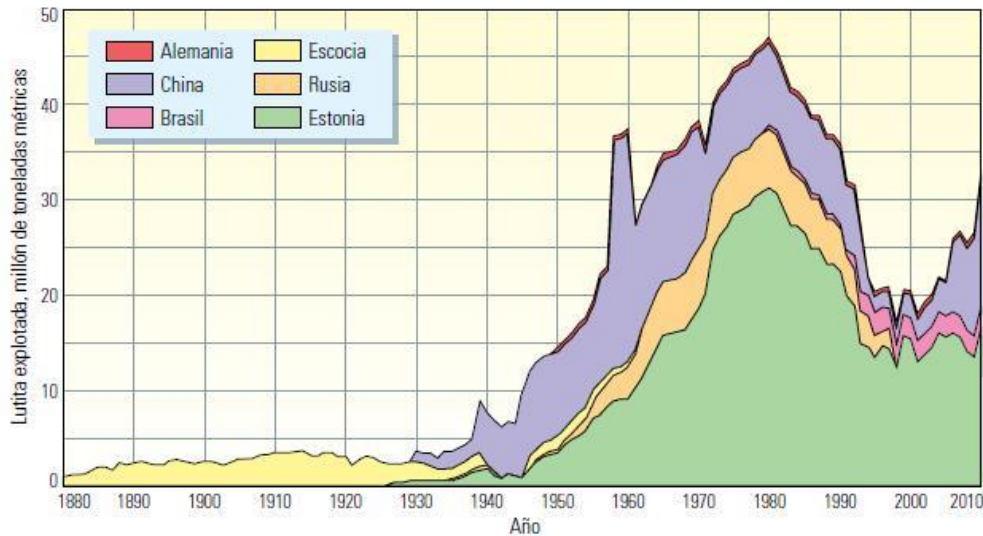
Fuente: Modificado de Van Graas 2011

Figura 3. Representación de localización y diferencias entre *Shale Gas*, *Shale Oil* y *Oil Shale*

1.4. Contexto histórico de las lutitas petrolíferas a nivel mundial

Las lutitas petrolíferas fueron utilizadas por primera vez como combustible para la generación de calor, pero además existen evidencias de aplicaciones en el arte de fabricar armas, como las flechas encendidas que utilizaban los guerreros asiáticos del siglo XIII. A mediados de la década de 1300 fue aplicado por primera vez el petróleo líquido derivado de lutitas, por sus propiedades curativas, en lo que ahora es Austria. Hacia fines de la década de 1600, diversas municipalidades de Europa destilaban el petróleo proveniente de las lutitas como combustible para calefacción y para el alumbrado de las calles. En la década de 1830, comenzaron las actividades mineras y operaciones de destilación en Francia. Estas actividades

alcanzaron niveles comerciales en Francia y también en Canadá, Escocia y Estados Unidos a mediados de la década de 1800. El país con antecedentes más antiguos de producción comercial de petróleo de lutita es Escocia, donde hubo minas que operaron durante más de 100 años y que finalmente fueron cerradas en 1962. La escasez de combustibles, que tuvo lugar durante las dos Guerras Mundiales, incentivó a otros países a explotar sus recursos de lutitas petrolíferas. Con la explotación de una secuencia de carbonatos ricos en kerógeno, Estonia comenzó a explotar las lutitas petrolíferas de un depósito de unos 20 a 30 m [65 a 100 pies] de espesor, que cubría cientos de kilómetros cuadrados en la porción septentrional del país. La operación aún continúa. La lutita, que aparece como unas 50 capas de sedimentos marinos someros ricos en materia orgánica alternados con caliza biomicrítica, es explotada con minas a cielo abierto a profundidades de hasta 20 m. En los lugares en que la lutita está sepultada a más profundidad, a 70 m [230 pies], se accede mediante minas subterráneas. Aproximadamente unas tres cuartas partes de la roca explotada suministran combustible para las centrales eléctricas, con el cual proveen un 90% de la electricidad del país. El resto es utilizado para calefacción y como carga de alimentación para la industria petroquímica. La explotación minera de las lutitas petrolíferas también existe desde hace muchos años en China, ya que la producción de petróleo de lutita comenzó en la década de 1920. Brasil comenzó a desarrollar una industria de explotación minera y procesamiento de lutitas petrolíferas en la década de 1960. La compañía petrolera nacional, Petróleo Brasileiro SA (Petrobras), estableció la Unidad de Negocios de Industrialización de Lutitas (SIX) para explotar los numerosos y extensos depósitos de lutitas petrolíferas del país (Allix P. *et al.* 2011). La Figura 4 muestra la tasa de producción de los países a lo largo del tiempo.



Fuente: Allix P. *et al.* (2011).

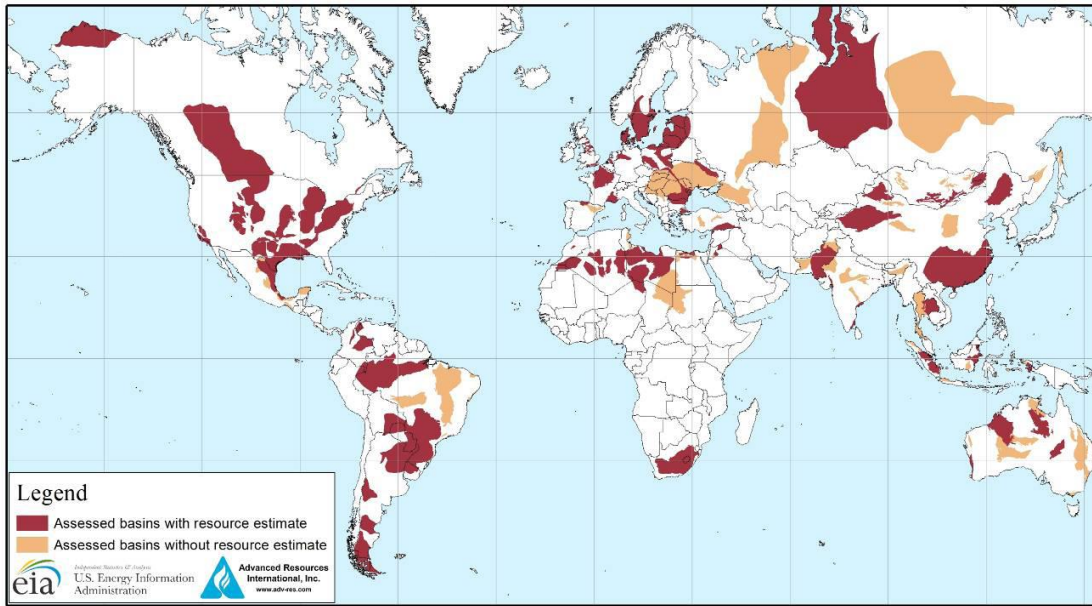
Figura 4. Explotación de Lutitas Petrolíferas en el tiempo

1.5. Perspectivas a nivel mundial en yacimientos tipo de lutitas petrolíferas

El negocio de lutitas gasíferas y petrolíferas ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos, especialmente en países de economías emergentes y alta población. En la actualidad la complejidad en áreas de exploración convencional aunada a los avances tecnológicos de exploración y producción, ha permitido que estos tipos de yacimientos aumenten la cantidad de recursos totales ya existentes (Vilas, B. *et al.* 2011 y PEMEX, 2012), ya que los yacimientos mundiales de lutitas petrolíferas son enormes en comparación con el petróleo convencional, por lo que son consideradas uno de los mayores recursos de combustibles fósiles conocidos (Biglarbigi, K. *et al.* 2010).

Actualmente existe relativamente poco conocimiento acerca de los yacimientos mundiales de lutitas petrolíferas, por lo que son realizadas perforaciones exploratorias y grandes trabajos de análisis en las áreas prospectivas conocidas a nivel global. Los primeros intentos para determinar el tamaño total de los recursos mundiales de lutitas petrolíferas fueron basados en los pocos datos existentes, por lo que muchas de esas cifras son especulativas; hoy en día la situación no ha mejorado en gran medida, a pesar de toda la información publicada en la última década, en especial de los yacimientos ubicados en Australia, Canadá, Estonia, Israel, Brasil y Estados Unidos (Dyni, J. 2005), siendo éste último el país que lleva mayor adelanto y comprensión de éste sistema. Aunque todavía faltan muchos estudios que realizar, el recurso de lutita petrolífera estimado *in situ* en varios países es un valor creciente y evolutivo, ya que a medida que se desarrollan nuevas tecnologías las estimaciones de recursos son cada vez más precisas.

Una evaluación realizada en el 2008 en varias regiones contempló más de 33 países con potencial prospectivo de estos recursos, estimándose que a nivel mundial las reservas de petróleo contenido en lutitas petrolíferas sumaban aproximadamente 2,6 billones de barriles, de los cuales la gran mayoría (2 billones de barriles) están ubicadas en los Estados Unidos (Crawford, P. *et al.* 2008). Para el 2013 el Centro de Administración de Información Energética de Estados Unidos –la EIA por las siglas en inglés de Energy Information Administration– actualizó las cifras, considerando 42 países con un total de 6.753 billones de barriles, de los cuales 345 billones de barriles técnicamente recuperables, Figura 5 y Tablas 1 y 2.



Fuente: “Energy Information Administration” (EIA) en <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Figura 5. Mapa de cuencas evaluadas de lutitas petrolíferas y gasíferas. Mayo 2013. Las áreas de color rojo representan la ubicación de las cuencas con formaciones de lutitas petrolíferas y gasíferas en el lugar con recursos técnicamente recuperables. Formaciones de lutitas potenciales rara vez cubren toda una cuenca. Las áreas de color tostado representan la ubicación de las cuencas que fueron revisadas, pero para las que no se proporcionaron estimaciones de recursos, debido principalmente a la falta de datos necesarios para realizar la evaluación. Las áreas de color blanco no se evaluaron.

Regiones Totales y países	Producción de crudo 2011(2)	01 de enero 2013 reservas	2013 EIA / ARI Fuentes	2012 USGS TRR de petróleo	Recursos totales técnicamente
---------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	------------------------------	---------------------------------	-------------------------------------

Tabla 1. Producción y recursos de petróleo crudo

seleccionado (1)		estimada y probada de petróleo (3)	técnicamente recuperables no probadas de shale oil (TRR)	convencional no probadas, incluyendo crecimiento de las reservas (4)	recuperable de petróleo crudo
Europa	1,537	11,748	12,900	14,638	39,286
Bulgaria	1	15	200		
Dinamarca	83	805	0		
Francia	28	85	4,700		
Alemania	51	254	700		
Holanda	21	244	2,900		
Noruega	733	5,366	0		
Polonia	10	157	3,300		
Rumania	38	600	300		
España	10	150	100		
Suecia	4	-	0		
Reino Unido	426	3,122	700		
Ex Unión Soviética	4,866	118,886	77,200	114,481	310,567
Lituania	3	12	300		
Rusia ⁵	3,737	80,000	75,800		
Ucrania	29	395	1,100		
Norte América	6,093	208,550	80,000	305,546	594,096
Canadá	1,313	173,105	8,800		
México	1,080	10,264	13,100		
Estados Unidos ⁶	3,699	25,181	58,100	139,311	222,592
Asia y el Pacífico	2,866	41,422	61,000	64,362	166,784
Australia	192	1,433	17,500		
China	1,587	25,585	32,200		
Indonesia	371	4,030	7,900		
Mongolia	3	-	3,400		
Tailandia	152	453	0		
Asia del sur	396	5,802	12,900	8,211	26,913
India	361	5,476	3,800		
Paquistán	23	248	9,100		
Centro Este y Norte de África	10,986	864,463	42,900	463,407	1,373,770
Algeria	680	12,200	5,700		
Egipto	265	4,400	4,600		
Jordania	-	1	100		
Libia	183	48,010	26,100		
Marruecos	2	1	0		

Fuente: Modificado de: "Energy Information Administration" (EIA) en <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Tabla 2. Producción y recursos de petróleo crudo (Continuación)

Regiones Totales	Producción	01 de enero 2013	2013 EIA / ARI	2012 USGS petróleo	Recursos totales
------------------	------------	------------------	----------------	--------------------	------------------

y países seleccionado	de crudo 2011	reservas estimada y probada de petróleo	Fuentes técnicamente recuperables no probada de shale oil (TRR)	convencional no probada TRR, incluyendo crecimiento de las reservas	técnicamente recuperable de petróleo crudo
Tunes	26	425	1,500		
Turquía	21	270	4,700		
Oeste del Sahara	-	-	200		
Sub- Sahara África	2,264	62,533	100	140,731	203,384
Mauritania	3	20	100		
Sur África	66	15	0		
Sur América y El Caribe	2,868	325,930	59,700	258,234	643,864
Argentina	279	2,805	27,000		
Bolivia	18	210	600		
Brasil	980	13,154	5,300		
Chile	7	150	2,300		
Colombia	343	2,200	6,800		
Paraguay	1	-	3,700		
Uruguay	0	-	600		
Venezuela	909	297,570	13,400		
Subtotal de los países anteriores⁷	17,737	718,411	345,000	NA	NA
Subtotal, excluyendo a los Estados Unidos⁷	14,038	693,230	286,900	NA	NA
Total Mundial ^{7,8}	31,875	1,642,354	345,000	1,369,610	3,356,964

Fuente: Modificado de: "Energy Information Administration" (EIA) en <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Es importante destacar que las cifras están contabilizadas en billones de barriles americanos.

En Norteamérica la mayor acumulación de lutitas petrolíferas está ubicada en Estados Unidos, con edades comprendidas entre el Precámbrico y Terciario, entre los depósitos encontramos: Bakken, Monterey, Eagle Ford, Barnet, siendo el más importante y de mayor extensión la Formación Green River ubicada entre los estados Colorado, Utah y Wyoming, donde existen estimaciones de aproximadamente 1,2 billones de barriles de petróleo, por esta razón está considerada como la más atractiva económicamente y por lo tanto, la más favorable para el desarrollo inicial, concentrándose así la

mayoría de las investigaciones en caracterizar y desarrollar tecnologías de producción (Biglarbigi, K. *et al.* 2010). La existencia de petróleo en lutitas de la Formación Green River es conocida desde hace mucho tiempo, sin embargo en el año de 1900 fue cuando estableció su importancia como yacimiento de petróleo, comenzando sus estudios en 1914. Entre los años 1973-1974 debido al embargo de petróleo de la OPEP resurgió la necesidad de desarrollar las reservas de lutitas petrolíferas, por lo que fueron licitadas varias compañías petroleras para su explotación, construyéndose grandes minas subterráneas, pozos verticales y plantas de retortas en superficie, sin embargo la producción de petróleo de las lutitas fue muy poca. Para el año 1980 comienza la construcción de la planta de petróleo de lutitas Unocal con una inversión de capital de 650 millones de dólares para la construcción de la mina, con retorta, planta de mejoramiento y otras instalaciones necesarias, produciendo 657.000 toneladas o alrededor de 4,4 millones de barriles de petróleo de lutitas, pero la planta fue cerrada en 1991 (Diny, J. 2005). En los últimos años, Shell Oil Company comenzó un proyecto de campo experimental para recuperar petróleo de lutitas mediante una técnica de conversión por calentamiento *in situ*, pero la investigación aún continúa.

Canadá cuenta con más de 15 mil millones de recursos de lutitas petrolíferas conocidas cuyas edades van desde el Ordovícico al Cretácico, ubicados en 19 yacimientos, siendo el más prolífico y de mayor interés comercial la Formación Alberta en New Brunswick, con una calidad promedio de 25 galones por tonelada (Biglarbigi, K. *et al.* 2010). En México están identificadas las formaciones Burro-Picachos, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz como de interés de lutitas petrolíferas y se destaca la factibilidad de que la provincia de Tampico-Misantla contenga plays en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior (PEMEX, 2012).

Un estudio reciente realizado por la Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos estima un total de 69,9 billones de barriles de petróleo recuperable en el área de Norteamérica.

En América del Sur han sido identificados yacimientos en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Paraguay, Uruguay y Venezuela con un total de aproximadamente 59,7 billones de barriles de petróleo recuperables siendo las más importantes las formaciones: Vaca Muerta en Argentina (16,2 B bbl), La Luna en Venezuela (14,8 B bbl) y Colombia (4,8 B bbl), Ponta Grossa en Brasil (4,3 B bbl) y Paraguay (0,5 B bbl) y Los Moros en Paraguay y Bolivia (3,8 B bbl) (EIA, 2013). Sólo los depósitos de Brasil y Argentina han visto actividad reciente, Brasil ha tenido producción de petróleo de lutitas a nivel industrial desde 1954 empleando una planta de retorta en superficie, la cual inició sus operaciones en 1972 con una capacidad de 1.600 toneladas de lutitas petrolíferas al día, luego en 1991 se puso en funcionamiento una réplica tamaño industrial con una capacidad de 550 toneladas (aprox 3.800 bbl) de lutita al día (Dyini, J. 2005 y Biglarbigi, K. 2010).

Europa presenta una estimación de 88,6 billones de barriles recuperables, ubicados en 15 países, como Polonia, Rusia, Reino Unido, España, Francia, Estonia, Italia, Alemania y Los Países Bajos (EIA, 2013). Los yacimientos del Ordovícico de Estonia han sido conocidos desde la década de 1700, siendo el más importante el Kukersite, sin embargo, la exploración activa sólo comenzó como resultado de la escasez de combustible provocada por la Primera Guerra Mundial y la minería a gran escala comenzó en 1918 produciendo unas 17.000 toneladas de petróleo de lutitas con minería a cielo abierto, alcanzando en 1940 una producción de 1,7 millones de toneladas, sin embargo no fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial que la producción aumentó hasta llegar a su máximo en

1980 cuando fueron extraídos 31,4 millones de toneladas con minería a cielo abierto combinado con minas subterráneas, éstas operaciones aún continúan y más del 90% de los recursos son utilizados para la producción de electricidad del país (Dyini, J. 2005 y Biglarbigi, K. 2010). En Rusia han sido identificados más de 80 depósitos, como el yacimiento Kukersite conocido como Leningrado, Perelyub-Blagodatovsk, Kotsebinsk y Rubezhinsk (Diny, J. 2005). Actualmente Rusia está considerada como uno de los países con mayores reservas recuperables de lutitas petrolíferas con 75,800 billones de barriles de petróleo, según el informe de la EIA del 2013.

En el continente Africano han sido evaluadas diversas localidades, donde han sido estimados 38,1 billones de barriles técnicamente recuperables de petróleo contenido en lutitas en los países: Libia (26,1 B bbl), Algeria (5,7 B bbl), Egipto (4,6 B bbl), Túnez (1,5 B bbl) y Marruecos (0,2 B bbl), (EIA 2013). Marruecos cuenta con 10 depósitos ubicados principalmente en su área central, siendo los más importantes los yacimientos del cretácico superior Timahdit y Tarfaya, cuya explotación comenzó en la década de 1980, aunque no ha tenido producción a nivel industrial (Dyini, J. 2005 y Biglarbigi, K. 2010).

En Asia las reservas de lutitas petrolíferas se estiman en 61,1 billones de barriles recuperables, los cuales están distribuidos en 9 países en todo el continente, siendo el más importante China con unas reservas de 32,2 B bbl seguido de Israel, Jordania, Siria y Turquía. Dos de los principales yacimientos de China son Fushun del Eoceno y Maoming de edad terciaria, las cuales comenzaron su producción comercial en 1930; mientras que los yacimientos de Israel, Jordania y Siria son de edad Cretácico (EIA 2013, Dyini, J. 2005 y Biglarbigi, K. 2010).

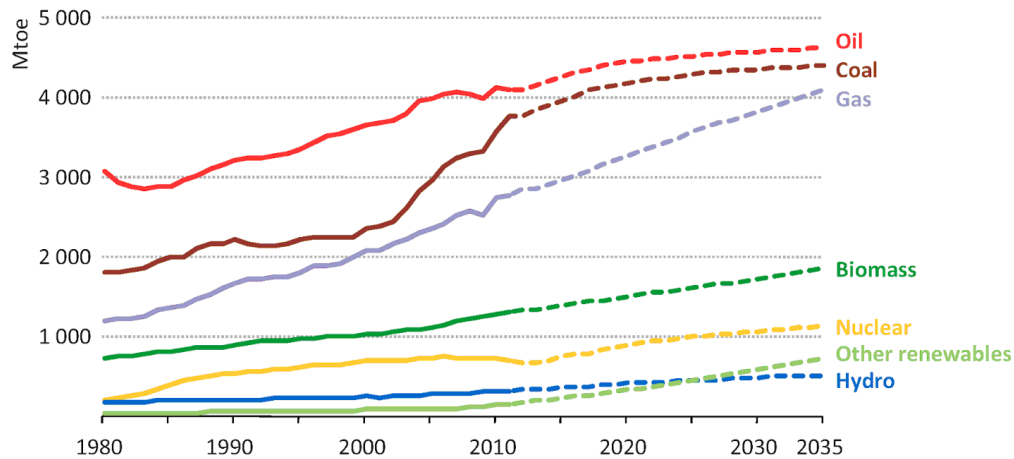
Australia posee una reserva de 17,5 billones de barriles técnicamente recuperables distribuidas en cuatro grandes depósitos: Torbanite, Tasmanite, Toolebuc y Queensland de edades comprendidas entre el Cámbrico al Terciario y diversos en su origen. El proyecto más importante es el realizado en el campo Stuart ubicado en Queensland donde son evaluadas posibles tecnologías de recuperación de petróleo, especialmente el procesador ATP, el cual consiste en una retorta de superficie. (McFarland, J. 2000, EIA 2013, Dyni, J. 2005 y Biglarbigi, K. 2010).

Es importante destacar que hasta la fecha, casi todo el petróleo extraído de las lutitas petrolíferas de todo el mundo, provino de rocas explotadas y luego procesadas en instalaciones de superficie. La explotación minera es llevada cabo habitualmente mediante minería superficial o subterránea, después la lutita petrolífera es transportada a una instalación llamada retorta, donde un proceso de calentamiento (pirólisis) convierte el kerógeno en petróleo y gas separando las fracciones de hidrocarburos de la fracción mineral (Allix P. *et al.* 2011).

1.6. Impacto económico de reservas de lutitas petrolíferas

Los recursos energéticos a nivel mundial lo componen la energía solar, eólica, nuclear, biomasa, RSU (residuos sólidos urbanos), hidrológica y los combustibles fósiles: carbón, gas y petróleo, siendo estos últimos los que proporcionan las tres cuartas partes de la energía producida (Figura 6), dejando ver que no existe hasta la fecha otro recurso que reemplace esta fuente de energía y es probable que esta situación continúe por varias décadas más, por lo tanto este recurso tiene un gran impacto en las necesidades energéticas a nivel mundial (Vilas, B. *et al.* 2011).

Demanda mundial de energía



Fuente: International Energy Agency (World Energy Outlook 2013) en <http://crashoil.blogspot.com/>

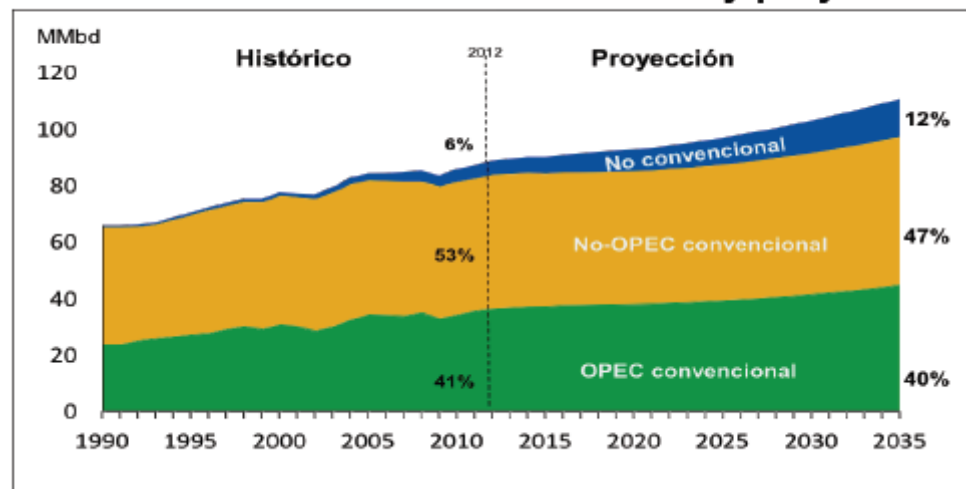
Figura 6. Distribución de fuentes de energía primaria.

Debido al alto precio del petróleo, el negocio de lutitas petrolíferas y gasíferas ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos, especialmente en países de economías emergentes y alta población. La contribución en la producción de este tipo de yacimientos, especialmente los relacionados con líquidos, comienza a ser notable y es importante establecer estrategias para acceder a este tipo de recursos de hidrocarburos líquidos (PEMEX 2012). Se conoce que las reservas probadas de petróleo en lutitas a nivel mundial son más altas que los recursos explotables de crudo convencional, actualmente en el mercado hay tres países que producen petróleo de lutitas: China utilizando la tecnología de Retorta Fushun, Estonia con la Retorta Galoter y Kiviter y Brasil, que emplea la Retorta Petrosix, teniendo una producción anual acumulada de más de un millón de toneladas, con una estimación que

puede llegar a los 3,5 millones de toneladas para el 2015 (Qian, J. *et al.* 2008).

La Figura 7 presenta la producción mundial de petróleo convencional y no convencional tanto histórico como proyecciones a futuro, donde se refleja el aumento gradual de la producción de yacimientos no convencionales.

Producción mundial de crudo: historia y proyección



Fuente: PEMEX, 2012

Figura 7. Producción mundial de petróleo convencional y no convencional

En 2007, China produjo 330.000 toneladas de petróleo de lutitas, Estonia produjo 300.000 toneladas y Brasil 180.000 toneladas. En total, en el mundo se produjeron alrededor de 810.000 toneladas. Mientras tanto, Estonia tiene una planta de conversión de lutitas petrolíferas de potencia con capacidad de 3200MW, y China, con una capacidad de 30 MW (Qian, J. *et al.* 2008).

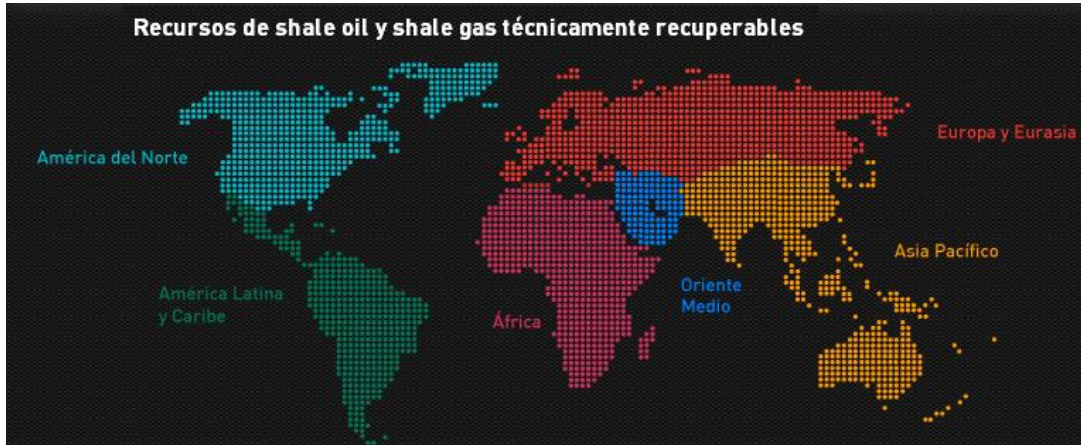
En 2010, China produjo 500.000 toneladas de petróleo de lutitas y Estonia, 600.000 toneladas, incrementándose las reservas de lutitas

petrolíferas en el mundo a cerca de 2 millones de toneladas (Qian, J. *et al.* 2008).

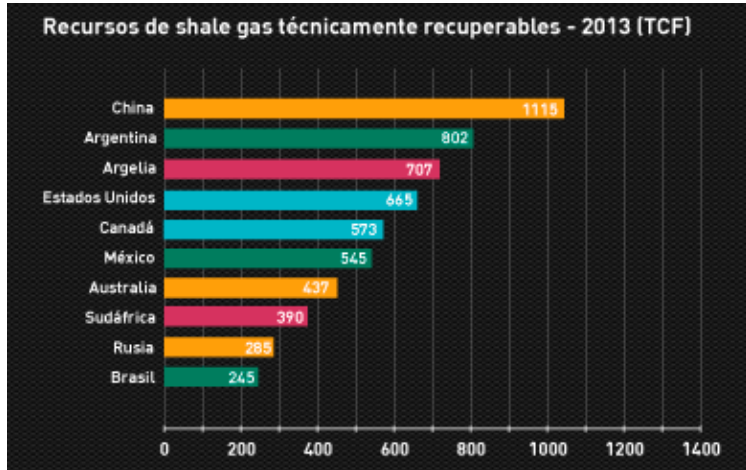
El pronóstico hasta 2015 refleja que China producirá 800 mil toneladas de petróleo, Estonia 1 millón de toneladas, Brasil, 300 mil toneladas, y la producción total anual del mundo puede llegar a 3,5 millones de toneladas (Qian, J. *et al.* 2008).

No se incluye Estados Unidos debido a que aún no tiene producción comercial de petróleo de lutitas petrolíferas, sin embargo el Departamento de Energía presentó al Congreso en 2007 un informe para el desarrollo de las energías no convencionales de EE.UU., y sugirió que comenzará su producción de petróleo de lutitas, con 5 millones de toneladas anuales, y hasta 2020, ampliando a 50 millones de toneladas (Qian, J. *et al.* 2008). La Figura 8 presenta los 10 países con mayor cantidad de reservas técnicamente recuperables de Lutitas Gasíferas y Lutitas Petrolíferas, basándose en el informe publicado en Junio de 2013 por la Energy Information Administration (EIA).

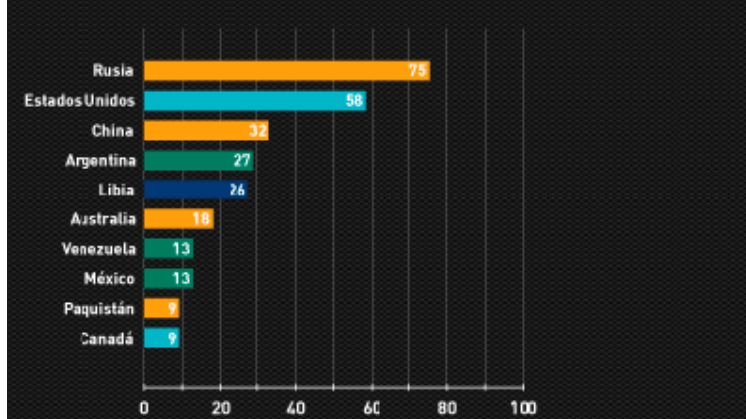
Recursos de shale oil y shale gas técnicamente recuperables



Recursos de shale gas técnicamente recuperables - 2013 (TCF)



Recursos de shale petróleo técnicamente recuperables - 2013 (Bbls)

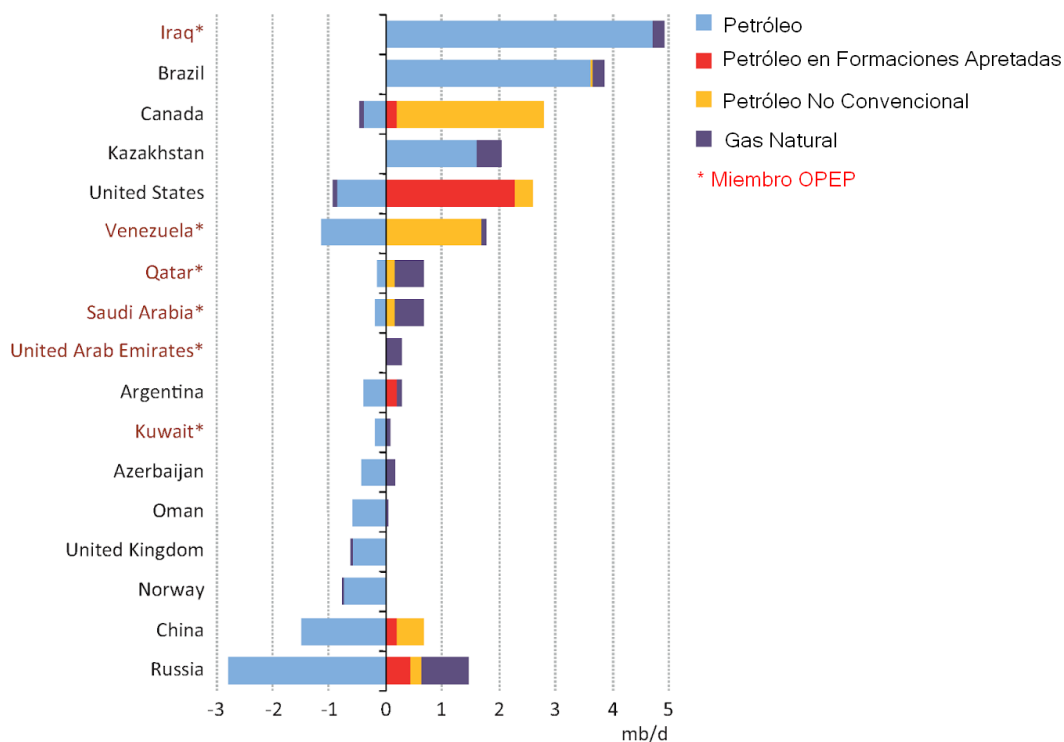


Fuente: Modificado de "Energy Information Administration" (EIA) en <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/que-es-shale.html>

Figura 8. 10 países con mayores reservas de lutitas petrolíferas y gasíferas

El Centro de Administración de Información Energética de Estados Unidos, la EIA por las siglas en inglés Energy Information Administration, estima un cambio en la producción de petróleo para el período 2012- 2035, en gran parte debido a la explotación de yacimientos no convencionales, variación a la que Venezuela no es indiferente (Figura 9).

Variación en la producción de petróleo a nivel mundial. Período 2012-2035



Fuente: Modificado de International Energy Agency (World Energy Outlook 2013) en <http://crashoil.blogspot.com/>

Figura 9. Variación de la producción mundial de petróleo

1.7. Impacto ambiental y social

Si bien el petróleo y el gas natural dentro de los recursos energéticos pueden impactar a la economía mundial, de igual forma estos recursos energéticos pueden incidir directamente sobre el medio ambiente y a su vez sobre la población (Vilas, B. *et al.* 2011). Las lutitas gasíferas y petrolíferas así como otros yacimientos no convencionales, hacen uso de métodos de explotación no natural, como el uso de minería junto con el calentamiento en retortas, que tiene un gran impacto ambiental directo, o el fracturamiento hidráulico, el cual influye sobre su entorno de manera indirecta.

Recientemente la atención pública ha estado dirigida al calentamiento global, gases de efecto invernadero y la calidad del medio ambiente alrededor del mundo. La producción de combustibles inherentemente produce dióxido de carbono como subproducto, y se ha considerado tener en cuenta su impacto. El desarrollo de los recursos de lutitas petrolíferas en el mundo debe realizarse considerando el impacto que tendrá sobre el medio ambiente, incluidos calidad del aire, alteración de la tierra, uso y calidad del agua, vida silvestre, entre otros (Knaus, E. *et al.* 2008).

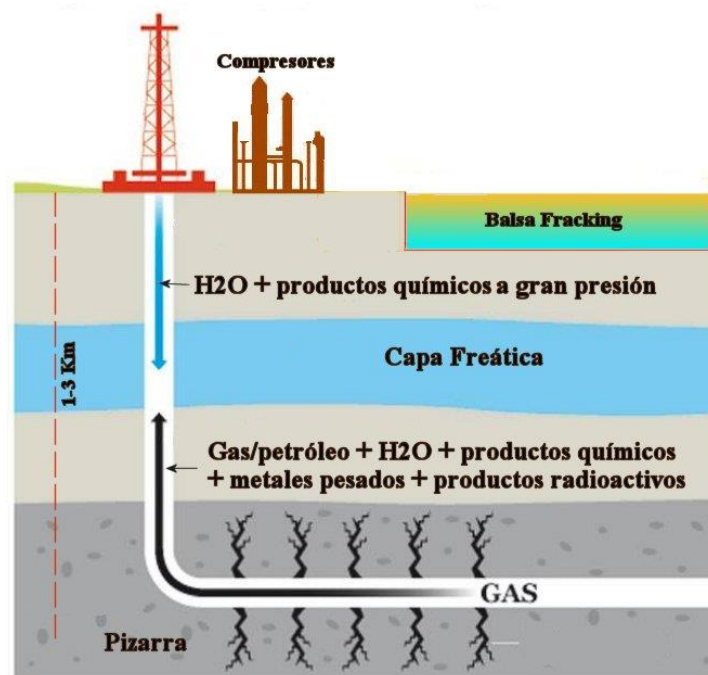
Una consideración importante en el desarrollo de petróleo contenido en lutitas, específicamente en las lutitas inmaduras, es su potencial impacto adverso en la calidad del aire. Cuando la roca es calentada a la temperatura necesaria para pirolizar el kerógeno, no sólo es liberado el petróleo, sino

también una variedad de gases que pueden incluir óxidos de azufre y nitrógeno, materia particulada, vapor de agua, dióxido de carbono e hidrocarburos, dependiendo del proceso utilizado y actualmente muchos de estos gases son regulados por las normativas, por lo que deben desarrollarse tecnologías que capturen, procesen o traten estas emisiones ya que actualmente no existen unas que limpien los gases hasta los parámetros permitidos. Con respecto al dióxido de carbono, esta considerándose la posibilidad futura de capturar y secuestrar el CO₂, ya que estiman que las emisiones de dicho gas en un proyecto que procesa 1,5 millones de toneladas de lutitas petrolíferas al año en una planta de tratamiento de retorta en superficie serían de aproximadamente 800.000 toneladas; parte de éste CO₂ es posible utilizarlo en la recuperación mejorada de petróleo, o secuestrarlo en yacimientos agotados de petróleo y gas (Knaus, E. *et al.* 2008).

Con respecto al uso y calidad del agua hay varias consideraciones a tomar en cuenta, tanto para explotar un yacimiento de lutitas petrolíferas maduras empleando el fracturamiento hidráulico, o si por el contrario son lutitas inmaduras a las que hay que someter al proceso de calentamiento (ya sea *in situ* o en superficie), ya que la cantidad de agua necesaria para la producción y transformación más los posibles efectos en la calidad del agua subterránea son de gran preocupación para la industria petrolera, los residentes locales y otras industrias en la región, como por ejemplo la agrícola (Knaus, E. *et al.* 2008 y Biglarbigi, K. *et al.* 2009).

- Requerimientos de agua: En el caso de las lutitas inmaduras son necesarias grandes cantidades de agua para la construcción de la mina y las operaciones de la planta, la regeneración e infraestructura de apoyo, las estimaciones actuales sugieren que las necesidades de los

nuevos métodos de retorta serán de 1 a 3 barriles de agua por barril de petróleo producido, esto incluye los procesos de calentamiento *in situ*, retorta, refinación, rehabilitación, control de polvo, y demandas laborales en el lugar; gran parte de esta agua es posible recuperarla durante el procesamiento y reutilizarla para apoyar las operaciones, las impurezas pueden eliminarse con las tecnologías convencionales de tratamiento de agua, por lo tanto el reciclaje y reutilización de las aguas de los procesos, pueden ayudar a reducir las necesidades de éste recurso. En la explotación de las lutitas petrolíferas maduras es importante discutir el alto consumo de agua para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico, ya que si bien un pozo vertical convencional requiere 1,2 millones de galones de agua para fracturar, un pozo horizontal puede llegar a alcanzar más de 3,5 millones de galones y si el fracturamiento es multietapa es posible utilizar entre 5 y 6 millones de galones de agua, un dato importante es que un pozo puede ser fracturado unas 18 veces durante toda la extracción, así que sumando todos los requerimientos obtenemos que por pozo es posible alcanzar cifras de hasta aproximadamente 100 millones de galones de agua para éste tipo de yacimiento no convencional (Knaus, E. *et al.* 2008, Biglarbigi, K. *et al.* 2009 y Vilas, B. *et al.* 2011).



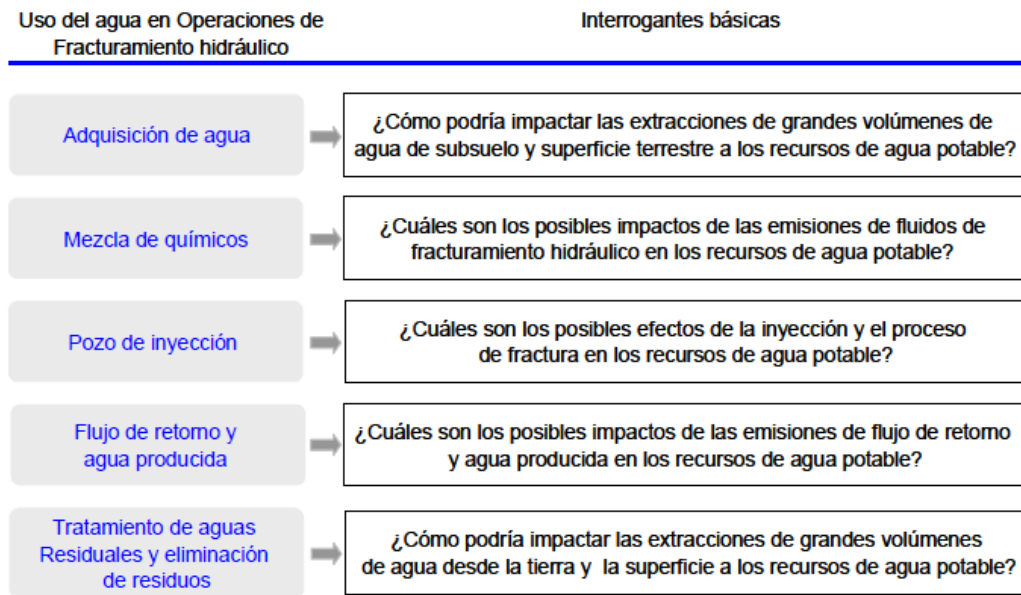
Fuente: <http://2.bp.blogspot.com/-lduWw74F2NY/UTsTPk8ZtUI/AAAAAAAAACRM/MUPLBaehGQo/s1600/esquema+frackin+g.jpg>

Figura 10. Esquema de Fracturamiento Hidráulico con riesgo de acuífero

- Calidad del agua: Los diferentes procesos de explotación de lutitas petrolíferas conducen a métodos específicos para la protección del suelo y fuentes de aguas superficiales y subterráneas. Para el escenario de las lutitas inmaduras son requeridos controles para proteger las aguas superficiales y subterráneas de la contaminación por la escorrentía de las operaciones de minería y el tratamiento en retorta, por lo tanto el agua producida debe ser tratada para eliminar sustancias orgánicas e inorgánicas; para los procesos *in situ* es necesario tener una mayor consideración en la protección de aguas subterráneas, está propuesto crear una barrera entre la zona de petróleo a calentar y las fuentes potenciales de agua subterránea; la empresa Shell Oil Company está desarrollando en Colorado un sistema de barrera ambiental llamado “muro de congelación” para aislar la zona de calentamiento de los acuíferos locales. Para la explotación de lutitas gasíferas y petrolíferas maduras es utilizada la técnica de fracturamiento hidráulico (Figura 10), el uso de compuestos químicos en el fracturamiento puede afectar posibles acuíferos y contaminar el agua potable como recurso, en Estados Unidos el proyecto identificado como “*Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*” llevado a cabo por EPA, pretende definir el grado de afectación del fracturamiento hidráulico sobre los recursos de agua potable y sus condiciones, esto con el fin de salvaguardar todos aquellos cuerpos de agua que están definidos, o que a largo plazo

puedan servir como suministro de agua potable a regiones circundantes, para ello están identificadas diversas actividades enmarcadas dentro de lo que es definido como ciclo del agua de fracturamiento hidráulico (Figura 11), como lo son: adquisición de agua a través de la mezcla de productos químicos y la producción real de este fluido una vez producida la fractura, el flujo de retorno, tratamiento y disposición final (Knaus, E. *et al.* 2008, Biglarbigi, K. *et al.* 2009 y Vilas, B. *et al.* 2011).

Como parte de la evaluación que lleva la EPA, es importante realizar un análisis de los fluidos usados en la generación de fracturas inducidas, a fin de verificar el grado de toxicidad que poseen estos fluidos, sus productos degradados o de reacción generados dentro del proceso de fracturamiento. La preocupación de la influencia de estos elementos sobre la población, hace pensar en otros procedimientos que anulen el impacto en el ser humano o que lo disminuyan sustancialmente. De igual manera, esta promoviéndose la regulación en este método de extracción de manera de evitar que impacte en gran proporción a las aguas circundantes (Vilas, B. *et al.* 2011).



Fuente: González, (2011, p.86) en Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 11. Principales interrogantes que plantea la investigación para cada una de las etapas del ciclo de vida del agua durante un proceso de fractura hidráulica

Otro factor ambiental que debemos tomar en cuenta es la alteración de la tierra, dependiendo de la profundidad, el espesor, la riqueza y la accesibilidad de las lutitas petrolíferas puede ser producida con minas a cielo abierto o bajo tierra, calentada *in situ* o fracturada hidráulicamente, por lo tanto existen varios impactos a la tierra asociados con diferentes tipos de procesamiento de producción. Para la explotación de lutitas petrolíferas es necesaria determinada área superficial para el desarrollo de la mina, los tanques de almacenamiento de crudo y lutitas ya procesadas, diversas instalaciones en superficie, vías de acceso, instalaciones de energía, líneas de agua y oleoductos. La minería a cielo abierto implica significativas perturbaciones en la superficie y puede afectar los patrones de escurrimiento de las aguas superficiales y la calidad de las aguas subterráneas, en los procesos de retorta en superficie, la lutita gastada puede tener contaminación

de metales pesados o compuestos orgánicos tóxicos que pueden requerir manipulación especial antes de su disposición final, y debido a que algunas lutitas de hinchan durante el proceso de calentamiento (aumentando su volumen) no toda la roca puede ser devuelta a la mina y el material sobrante debe ser ubicado en superficie o utilizado en la fabricación de otros materiales como cemento, etc. (Knaus, E. *et al.* 2008, Biglarbigi, K. *et al.* 2009).

Si bien la contaminación por estos agentes químicos puede incidir directamente en los seres humanos que habitan en el entorno próximo al yacimiento, existen otras afecciones indirectas las cuales impactan sobre la vida de las personas. En el proceso de exploración y más aún en el de producción en el área, puede ocasionarse una fuerte deforestación; los animales domésticos y de consumo como el ganado, pueden enfermarse al ingerir el agua natural superficial contaminada; también los pobladores estarían sujetos a riesgo por la gran cantidad camiones o maquinaria pesada que establecería en la localidad. Estos factores modificarían las condiciones en las cuales las comunidades que habitan el sector desarrollan día a día e impactaría fuertemente su salud física y mental (Vilas, B. *et al.* 2011).

2. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS PETROLÍFEROS NO CONVENCIONALES: LUTITAS PETROLÍFERAS

2.1 Evaluación geológica regional

Varios han sido los esfuerzos por entender los sistemas hidrocarburíferos no convencionales, en contraposición de los sistemas convencionales en un sentido geológico regional. Para ello, primero debe

quedar bien claro, por parte de los exploradores, que todo sistema no convencional debe ser considerado si y solo si no existe la posibilidad de explotar un sistema convencional; pues ante nada deben agotarse todas las probabilidades de desarrollar yacimientos hidrocarburíferos que generen altas ganancias económicas. La exploración de las lutitas gasíferas y petrolíferas (como yacimiento no convencional), solo tiene sentido si no es aprovechado un yacimiento convencional conocido o no conocido, vale decir, que los intérpretes geocientíficos estén de acuerdo en que la exploración de las lutitas gasíferas y petrolíferas no sean realizadas en detrimento de algún yacimiento económicamente mas rentable (Vilas, B. *et al.* 2011).

Por otra parte, no es menos cierto que la cuantificación de los yacimientos de lutitas gasíferas y petrolíferas, más allá de su posible explotación o no al corto tiempo, es un asunto de gran interés para toda nación que desee aumentar sus reservas hidrocarburíferas. Es por ello que los estudios de exploración presentan mayor relevancia, tomando en cuenta todas las variables que conforman un sistema petrolero convencional, más las nuevas variables a resaltar de éstos yacimientos no convencionales. La evaluación de recursos comienza, según expresa Vilas, B. *et al.* 2011, con la recopilación de datos de fuentes múltiples para definir la cuenca de lutitas petrolíferas o gasíferas y seleccionar las formaciones que deben evaluarse utilizando las columnas estratigráficas y registros de pozos, que muestren la edad geológica, roca de origen, etc., ya que es de gran importancia evaluar las características geológicas estructurales, estratigráficas y geoquímicas, para poder definir un potencial yacimiento hidrocarburífero, entre estas están:

- La potencialidad de la roca madre, evaluando tanto sus propiedades geoquímicas (COT > 2%), como su espesor vertical (> 200') y su

extensión lateral; estas deben ser suficientes para que el yacimiento sea rentable en el tiempo.

- La potencialidad de la roca yacimiento, en este caso, la roca yacimiento es la lutita petrolífera, por lo tanto, los parámetros a definir deben considerar la porosidad ($> 4\%$) y la permeabilidad ($> 100\text{mD}$) especiales para estas litologías. Así como la extensión vertical y lateral antes mencionadas.

- Las trampas estratigráficas-estructurales, en este caso es presentado un especial énfasis en la capacidad de fragilidad de las lutitas, debido a que las áreas a explotar están directamente relacionadas con las zonas de fracturamiento. En este sentido hay que evaluar tanto las fracturas naturales como las inducidas mecánicamente en el momento de la explotación.

- Madurez, en el sistema hidrocarburífero es de suma importancia tener en cuenta la ventana de generación de los hidrocarburos, donde los valores de maduración altos ($R_o > 1,5\%$) generalmente indican la presencia de gas seco, los valores intermedios ($1,1\% < R_o < 1,5\%$) indican presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango, mientras que el gas húmedo puede encontrarse en un intervalo todavía inferior ($0,8\% < R_o < 1,1\%$) y los valores más bajos ($0,6\% < R_o < 0,8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que si el $R_o < 0,6\%$ indica kerógeno inmaduro (McCarthy, K. *et al.* 2011), para garantizar que la materia orgánica ya alcanzo los niveles de madurez requeridos para formar el hidrocarburo de interés, en este caso petróleo.

- Tiempo, como en todo sistema hidrocarburífero, es importante conocer el tiempo en el cual son obtenidos los distintos parámetros a evaluar, roca madre, roca yacimiento, trampa, madurez, entre otros. Sin embargo, el mayor énfasis es en la relación de la madurez con respecto al craqueo, la acumulación y la migración. Pues si la roca madre ya generó petróleo, y lo expulsó del sistema, es necesario cuantificar cuánto petróleo queda efectivamente en el yacimiento, ya que esto determinará si el yacimiento es rentable.
- Finalmente, un parámetro particular a considerar es la edad de las lutitas petrolíferas, pues esto podría estar relacionado con la madurez y la fragilidad de las rocas indirectamente. Sabemos que existen múltiples factores que pueden intervenir en la madurez y la fragilidad de las lutitas; sin embargo, no es menos cierto que rocas de edades muy antiguas (más antiguas que cretácicas), son más propensas a sufrir procesos en el tiempo geológico que las han expuesto a eventos térmicos altos o procesos que han disminuido la cantidad de agua contenida en su composición inicial, volviéndose rocas más frágiles.

2.1.1. Influencia de las fracturas

En cuanto a la evolución regional, las fracturas sirven de guía en la definición de los campos de esfuerzos tanto actuales como antiguos, así como pueden aportar datos sobre la historia de deformación de una región al comparar las orientaciones de fracturas y sus relaciones temporales y geométricas.

Los estudios de afloramientos siguen siendo la fuente más importante de los modelos estructurales conceptuales de trampas en el subsuelo y sus

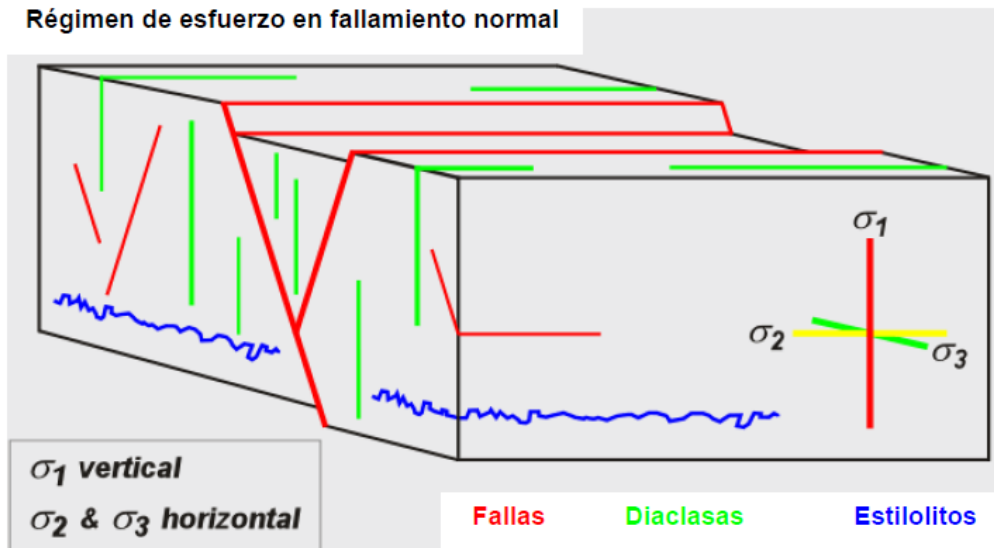
patrones asociados de fracturas. Es en este sentido que el estudio y la evaluación regional de las fracturas en relación con las estructuras donde se encuentran presenta una gran importancia para comprender las características geométricas y espaciales de las distintas trampas, adicionalmente, estos estudios sirven de base para la comprensión de los desarrollos y producción de los pozos en yacimientos fracturados.

Para Ameen, M. S., (2003); las fracturas están definidas como todo tipo de discontinuidades y están relacionadas con la deformación frágil y frágil/dúctil en las rocas. Las fracturas naturales son las que se relacionan a la deformación natural de las rocas. Estas incluyen fallas, diaclasas, vetas y estilolitos. Por otra parte, las fracturas inducidas son las generadas artificialmente, por distintos procesos, como perforación, manejo de núcleos, inyección de fluidos, etc. Los esfuerzos “in situ” son los esfuerzos naturales actuales, presentes en la corteza terrestre, los cuales son el resultado de unos pocos componentes:

- Esfuerzos gravitacionales relacionados con sobrecargas.
- Esfuerzos tectónicos relacionados a fuerzas tectónicas presentes, como las resultantes de una colisión activa.
- Esfuerzos remanentes/residuales registrados en las rocas en episodios pasados de esfuerzos tectónicos y gravitacionales.

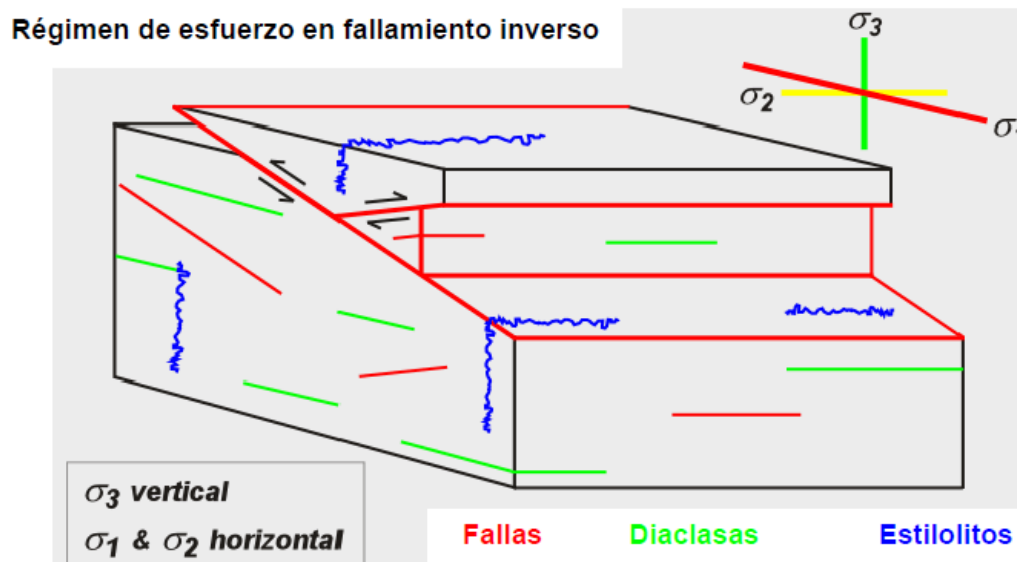
En estos tres tipos de esfuerzo, la escala ocupa desde microscópica hasta regional, así mismo, las estructuras presentes a distintas escalas presentan una correspondencia a otras escalas, por lo tanto, al especificar los esfuerzos que gobiernan la deformación a cierta escala, es posible extrapolarlos a otra escala (por ejemplo, regional) y por ende entender la fase de deformación presente en una región, así como las variaciones verticales y

horizontales de los campos de esfuerzos y las edades correspondientes a determinadas fases de deformación. En la Figura 12, Figura 13 y Figura 14, es posible apreciar las distintas estructuras de fracturas en determinados regímenes de esfuerzos regionales.



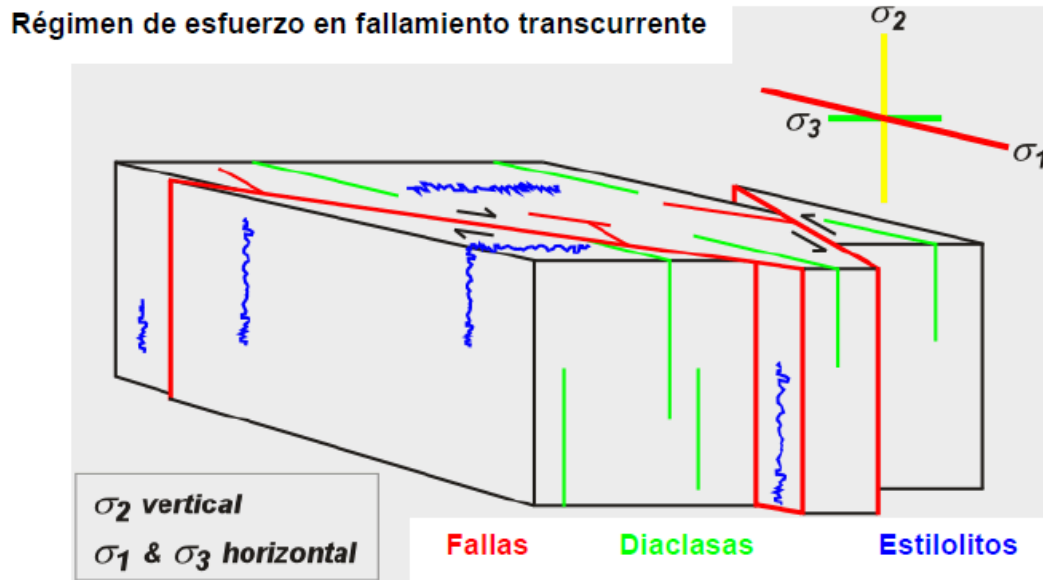
Fuente: Modificado de Lacazette, 2000 en Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 12. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento normal.



Fuente: Modificado de Lacazette, 2000 en Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 13. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento inverso.



Fuente: Modificado de Lacazette, 2000 en Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 14. Fracturas asociadas a un régimen de esfuerzo en fallamiento transcurrente.

2.1.2. Génesis de las lutitas petrolíferas

Las lutitas petrolíferas se forman en una diversidad de ambientes depositacionales, incluidos lagos y pantanos de agua dulce y salada, cuencas marinas litorales y plataformas submareales. Pueden existir como cuencas sedimentarias secundarias o como acumulaciones gigantes que cubren miles de kilómetros cuadrados (Allix P. *et al.* 2011).

Revisando la litología, los ambientes de depositación y la distribución mundial de los yacimientos de lutitas petrolíferas se reconocen tres litotipos característicos: las lutitas ricas en carbono, lutitas silíceas y lutitas

carbonosas. Si hablamos de ambientes de depositación, encontramos que los yacimientos más importantes de lutitas petrolíferas fueron formados en grandes lagos y en plataformas marinas (Duncan, D. 1967).

Las lutitas petrolíferas, como sucede con otras rocas sedimentarias, son diversas en su composición, litología y génesis, pero aún así, es posible hacer algunas generalizaciones significativas que pueden ayudar en la identificación de terrenos favorables y en la exploración y valoración de los yacimientos individuales.

2.1.2.1. Litología

Las lutitas petrolíferas son yacimientos de rocas sedimentarias de grano muy fino (tamaño arcilla o limo) que contienen volúmenes relativamente grandes de hidrocarburos, ya sea en estado maduro (petróleo) o inmaduro (kerógeno). Los componentes mineralógicos de las lutitas petrolíferas pueden diferir sustancialmente de un depósito a otro, pueden ser predominantemente de cuarzo, feldespato, arcilla, ópalo o sílice, o de materiales carbonáticos como la calcita o dolomita; La composición mineral posee poco efecto sobre el rendimiento petrolífero, pero puede incidir en el proceso de producción. Duncan, D. 1967, señala que según su composición, tres categorías generales de lutitas petrolíferas resultan de mayor interés a la hora de evaluar zonas prospectivas: Lutitas ricas en carbono, lutitas silíceas y lutitas carbonosas.

- Lutitas ricas en carbonatos: Son los yacimientos que contienen cantidades considerables de minerales carbonatados, éstas son de particular interés debido a que en ellas se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos de alta categoría, como por ejemplo en la Formación Green

River de edad Eoceno ubicada entre los estados Colorado, Utah y Wyoming de Los Estados Unidos, La Formación Querecual y la Formación La Luna al oriente y occidente de Venezuela respectivamente. Los minerales de carbonato, comúnmente calcita o dolomita, son de grano fino y pueden constituir el mineral dominante en la formación; la mayor parte del carbonato probablemente fue precipitada en el momento de la deposición, pero algunos de ellos pueden haberse formado como resultado de la alteración de los restos orgánicos. Las lutitas ricas en carbonatos son generalmente rocas duras y resistentes a la intemperie; donde el proceso de compactación y cementación evidentemente sella los componentes volátiles y móviles en la roca en una etapa muy temprana.

- Lutitas silíceas: No presentan cantidades significativas de minerales de carbonato, pueden contener minerales detríticos de cuarzo, feldespato o arcilla como sus componentes principales, aunque no es infrecuente encontrar sílex y ópalo en forma de diatomeas u otros restos fósiles. Estas lutitas son generalmente de color marrón oscuro o negro y son menos resistentes que las lutitas ricas en carbonato. Existen yacimientos de edad Mesozoico y Terciario ricos en petróleo, pero normalmente el rendimiento de éste tipo de depósitos es pobre, debido a la compactación, la deformación y metamorfismo que, aparentemente, han dado lugar a la liberación progresiva y la migración de sus componentes móviles y volátiles.

- Lutitas carbonosas: Son rocas compuestas principalmente de materia orgánica que encierra completamente otros granos, a veces son clasificadas como carbón de turba impuro, torbanita o algunas variedades de carbones marinos. Generalmente es de color marrón oscuro o negro y una gran proporción de su materia orgánica se puede convertir en petróleo con métodos convencionales de calentamiento y destilación.

2.1.2.2. Ambiente sedimentario

Dentro del ambiente depositacional, los niveles de oxígeno y energía son quizás los aspectos más críticos que controlan la concentración y preservación de la materia orgánica en los sedimentos, ya que deben ser ambientes pobres de oxígeno o anóxicos y de baja energía.

Los principales entornos en los que las lutitas petrolíferas se depositan son: los grandes lagos, los mares poco profundos de las plataformas continentales, en las zonas donde se restringe la circulación de agua cerca del fondo del mar, generalmente en las plataformas continentales, y en los pequeños lagos, pantanos y lagunas asociados con pantanos productores de carbón (Duncan, D. 1967).

- Grandes cuencas lacustres: Algunos de los yacimientos petrolíferos más ricos y extensos han sido depositados en grandes cuencas lacustres, particularmente cuencas tectónicas que se formaron como resultado de bloques de fallas o deformación cortical durante la formación de las montañas. En general el tipo de lutitas depositadas en estas cuencas son calcáreas y los sedimentos asociados son tobas volcánicas, clásticos y rocas carbonáticas. La Formación Green River en el oeste de Estados Unidos y Alberta en Canadá son de éste tipo.

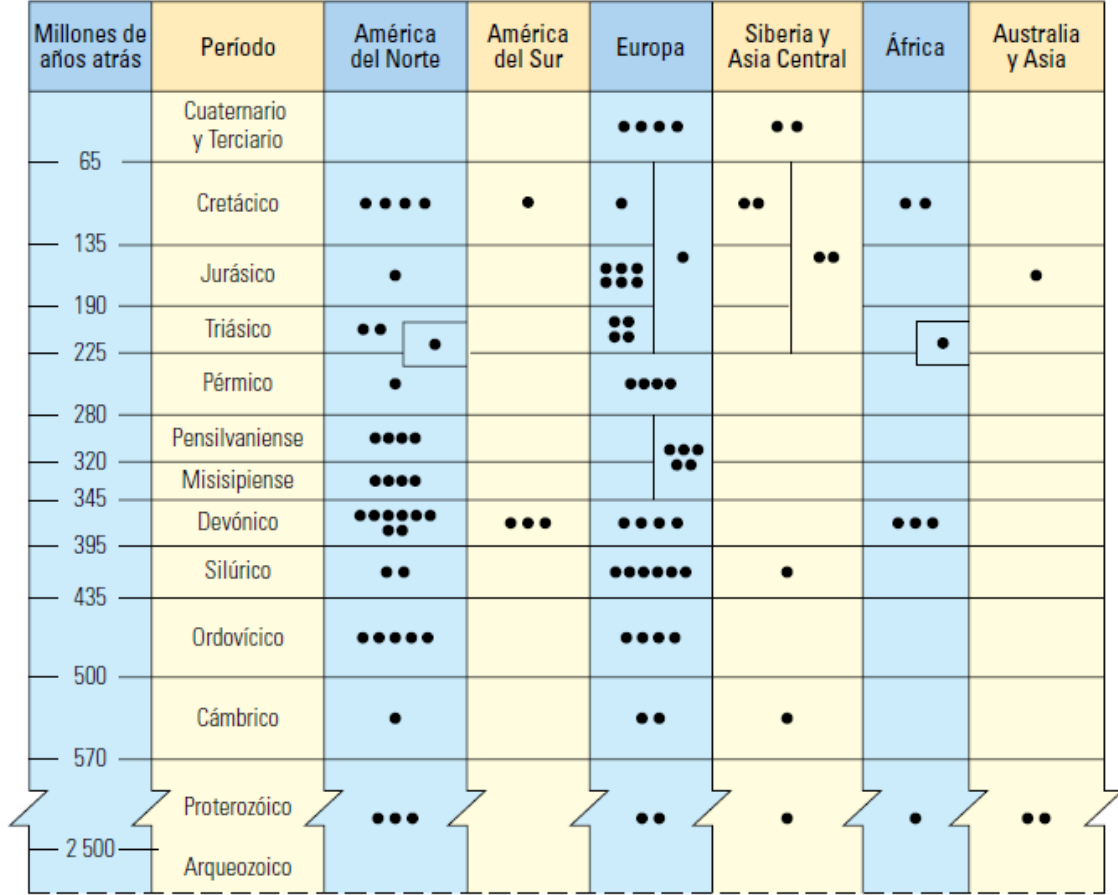
- Aguas poco profundas de las plataformas continentales: Característicamente estas lutitas son delgadas pero pueden extenderse a lo largo de miles de metros cuadrados. La mayoría son de tipo silíceo, aunque también existen lutitas ricas en carbonatos, estas formaciones están asociadas generalmente con calizas, areniscas de cuarzo, sílex y nódulos de

fosfato. Las lutitas petrolíferas depositadas en las plataformas continentales también incluyen las formadas por subsidencia; estos depósitos parecen haberse formado, en parte, como resultado de la surgencia de aguas ricas en nutrientes y por lo general son de color marrón oscuro o negro.

- Pequeños lagos, ciénagas y lagunas asociados con los pantanos de formación de carbón: Las lutitas petrolíferas asociadas a rocas carboníferas son relativamente pequeñas, aunque muchas de ellas de alta calidad, para producir crudo sintético por calentamiento, dando aproximadamente 1 barril por tonelada de roca. Existen pocos casos en donde la formación es gruesa y de gran alcance, como por ejemplo la formación Fushun en China.

2.1.2.3. Edad y distribución mundial

Conociendo la distribución de varios yacimientos de lutitas petrolíferas es posible crear una guía ilustrativa de la configuración geológica favorable para la aparición de nuevos depósitos y así evaluar las nuevas áreas prospectivas. (Figura 15). En el gráfico los puntos negros representan la cantidad de ocurrencias por cada edad.



Fuente: Alexander, T. *et al.* 2011

Figura 15. Distribución mundial de las lutitas marinas orgánicas por período geológico

Los yacimientos registrados de edad paleozoica temprana (Cámbrico y Ordovícico) son todos de tipo plataforma marina y se encuentran en el norte de Europa, norte de Asia y en el centro-este de América del Norte. La mayoría son lutitas de sílice negras. Los yacimientos de edad ordovícica Kukersite ubicados en Estonia y Leningrado en Rusia son lutitas petrolíferas calcáreas, delgadas y de alta calidad, ricas en materia orgánica de origen algar intercaladas con calizas, las cuales han sido utilizadas durante décadas como una fuente de petróleo de lutitas y más recientemente también para gas. Al este y centro de los Estados Unidos, también encontramos

yacimientos de plataforma marina del paleozoico que pueden producir pequeñas cantidades de petróleo (10 a 20 galones, 38 a 76 litros, por tonelada de roca); es posible asegurar que todos los continentes presentan lutitas petrolíferas del Paleozoico, la mayoría relacionados a depósitos de carbón o turbas, y también del Mesozoico con excepción de Australia. Uno de los mayores yacimientos de lutitas petrolíferas de ambiente marino es la Formación Iratí de edad Pérmico tardío ubicada en el sur de Brasil (Duncan, D. 1967).

Muchos de los yacimientos estudiados de lutitas petrolíferas de edad terciaria son de origen no marino, acumulándose en las grandes cuencas lacustres o en depósitos pequeños asociados a los estratos que contienen carbón, siendo uno de los más importantes es la Formación Green River de edad terciaria ubicada en los Estados Unidos; sin embargo existen varios yacimientos marinos, formados en su mayoría en las cuencas tectónicas en/o cerca de regiones donde estaban en curso grandes movimientos orogénicos, de los cuales podemos mencionar yacimientos en Nueva Zelanda, varias zonas europeas y en La Cordillera de los Andes de América del Sur (Duncan, D. 1967).

2.1.2.4. Marcos geológicos favorables para prospección

A partir de la revisión de la litología, origen ambiental, edad y distribución mundial de las lutitas petrolíferas, Duncan en 1967, configuró una guía muy útil para la búsqueda de nuevos yacimientos. Con respecto a la edad de la formación establece un rango desde el período Cámbrico al reciente. Menciona que las lutitas petrolíferas de ambiente de depositación marina de mejor calidad son principalmente las lutitas negras, muchas de las cuales se extienden a miles de kilómetros cuadrados pero son de pocos

metros de espesor, las que tienen una matriz silíceas tienden a disminuir en el rendimiento con la edad, mientras que las que tienen matriz de carbonato es probable que sean más ricas. Las cuencas lacustres contienen los yacimientos de lutitas petrolíferas de mayor espesor y más ricas, pero las cuencas tectónicas formadas durante la formación de montañas en los cinturones orogénicos más jóvenes merecen un mayor estudio. Los yacimientos asociados a depósitos de carbón son en su mayoría de pequeña extensión y espesor, pero pueden tener un buen rendimiento de petróleo, y es menos probable que disminuya por la compactación y la deformación aunque debe considerarse el metamorfismo.

2.2. Evaluación del potencial generador de hidrocarburos en la materia orgánica y análisis geoquímicos

La geoquímica del petróleo está relacionada principalmente con la definición y evaluación del potencial generador de hidrocarburos a través del análisis geoquímico de las muestras de lutitas en conjunto con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. En los sistemas petrolíferos no convencionales la caracterización geoquímica es un componente crítico en la caracterización de cualquier yacimiento de lutitas gasíferas y petrolíferas siendo los factores clave que afectan el volumen total de hidrocarburos: 1.- La cantidad de materia orgánica depositada en la roca. 2.- El origen de la materia orgánica y la capacidad para la generación de hidrocarburo, ambos factores dependen en gran medida las condiciones actuales en el sitio de depositación y 3.- La madurez de la materia orgánica para la transformación a hidrocarburos, la cual se determina por la intensidad y la duración del calentamiento posterior a la depositación o carga debido a la profundidad máxima de soterramiento (Vilas, B. *et al.* 2011).

Los geocientíficos emplean una diversidad de técnicas para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos. Las pruebas geoquímicas de las muestras de afloramientos, los recortes o ripios de formaciones, los núcleos laterales (testigos de pared), y los núcleos convencionales, ayudan a determinar la cantidad, tipo y madurez asociada con la temperatura de la materia orgánica presente en la roca, éstos resultados ayudan a indagar cuanto y qué tipo de petróleo es posible generar y los procesos que puede haber sufrido la roca, como expulsión, migración, etc. (McCarthy, K. *et al.* 2011).

2.2.1. Cantidad de materia orgánica (%COT) y espesor efectivo generador

El contenido orgánico total es uno de los primeros criterios a considerar en la roca. Es una medida de la cantidad de materia orgánica incorporada al sedimento presente en las rocas. En general cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación (Figura 16), en el caso de sistemas petrolíferos no convencionales de lutitas petrolíferas se consideran áreas prospectivas, las zonas con valores de %COT $\geq 2\%$, como por ejemplo la lutita de Barnett con COT de 4% y la lutita de Utica en New York con valores entre 2-4% de COT (Vilas, B. *et al.* 2011).

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

Fuente: Boyer, et. al. (2006-2007, p.39) en Vilas, B. *et al.*, 2011

Figura 16. Clasificación de la roca madre según su contenido de Carbono Orgánico Total (%COT)

Dado que el potencial gasífero y petrolífero de una formación está relacionado con su contenido de carbono, la medición de COT es una prioridad. Esta evaluación inicial del carbono es seguida por otros procedimientos de clasificación, tales como la pirólisis y la reflectancia de vitrinita.

McCarthy, K. *et al.* 2011, explica que los valores de COT son obtenidos utilizando una técnica de combustión directa que requiere 1 gramo de muestra de roca pulverizada y tratada para eliminar cualquier contaminante, luego es calentada a una temperatura de 1200 °C. El carbono contenido en el kerógeno es transformado en CO y CO₂. Las fracciones de carbono liberado son medidas en una célula infrarroja y se registran como porcentaje en peso másico de la roca (%COT). La medición de COT evalúa tres componentes: el carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) que proviene del craqueo térmico del kerógeno. Éste carbono está presente en el petróleo y gas generado en la roca y no ha sido expulsado; también presenta el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de hidrocarburo porque contiene muy poco hidrógeno; por último encontramos el carbono convertible, contenido en el kerógeno, que representa el potencial de generación remanente en la roca. La medición del COT es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica de la roca, un valor de COT de 1% significa que hay 1 gramo de carbono orgánico en 100 gramos de roca.

Otra consideración importante en las rocas madres que forman parte de los elementos esenciales en un sistema lutitas petrolíferas es la determinación del espesor efectivo, el cual es la porción de formación que posee mayor contenido de carbono orgánico total. Generalmente la formación presenta un espesor de cientos de metros, sin embargo, la porción rica en materia orgánica sólo abarca algunos pocos metros de espesor.

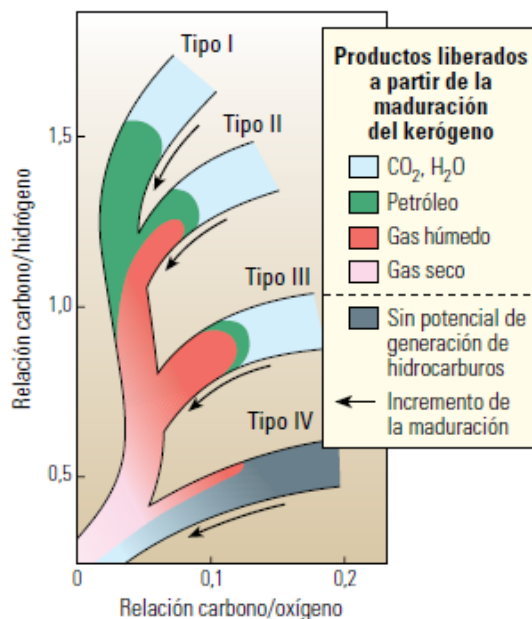
2.2.2. Madurez termal y tipo de materia orgánica

Otro de los factores claves en la caracterización geoquímica de sistemas petrolíferos no convencionales de lutitas petrolíferas, es la capacidad que tienen las lutitas para generar hidrocarburos, lo cual depende en gran medida de la calidad y tipo de materia orgánica que contienen, de la presencia de oligoelementos y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas. Con ese calentamiento, la materia orgánica fundamentalmente resto de algas lacustres y marinas, esporas, polen, fragmento de plantas herbáceas y leñosas, y otras clases de flora y fauna marina, terrestre y lacustre, es transformada en kerógeno. Conocer el tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo proporcionan información sobre los hidrocarburos generados (petróleo, gas húmedo o gas seco), ambiente de depositación, lo que puede influir en la cantidad de hidrocarburo almacenado (Figuras 17 y 18).

Tipo de kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

Fuente: McCarthy, K. *et al.* 2011

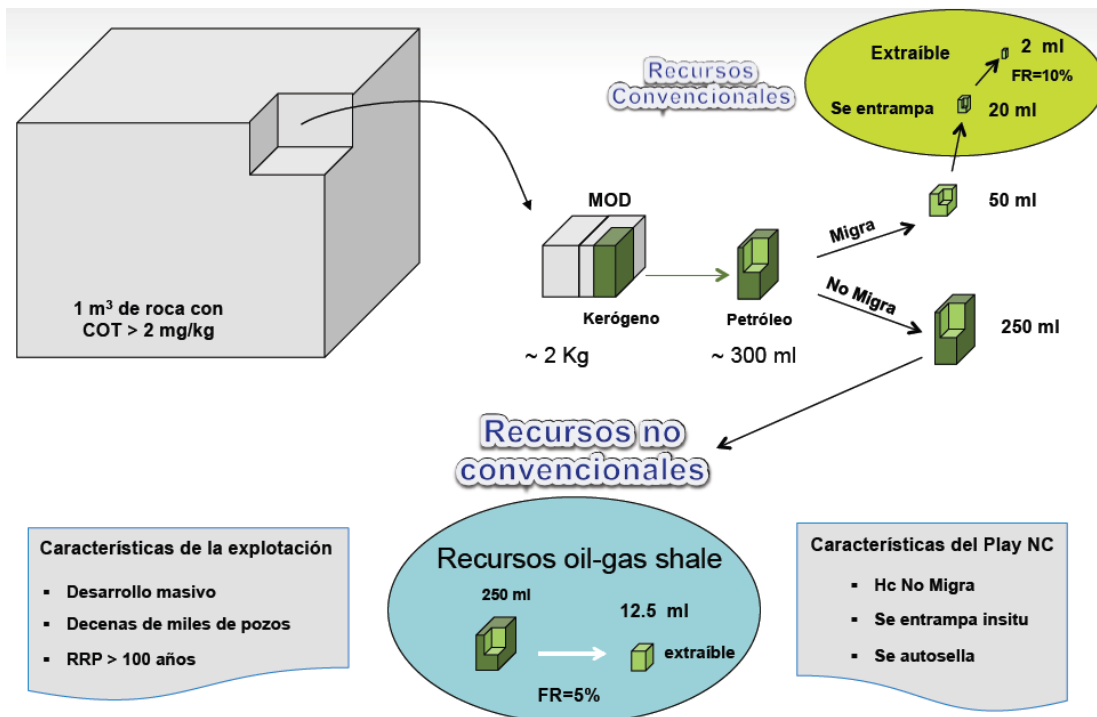
Figura 17. Tipos de kerógenos clasificados según su material fuente



Fuente: Allix P. *et al.* (2011).

Figura 18. Diagrama de Van Krevelen, que muestra la relación entre el tipo de materia orgánica y los productos generados en cada estado

El kerógeno es la fracción de la materia orgánica insoluble en solventes orgánicos en la roca fuente (roca madre) producto de la descomposición de la materia orgánica, es el componente principal en la generación de hidrocarburos a través de los procesos geológicos naturales, o pirolisis artificial, originando cantidades diferentes de producción de sus elementos (Gas, petróleo, asfalto, carbón, lutitas petrolíferas) (Figura 19).



Fuente: PEMEX, 2012

Figura 19. Comparación entre la cantidad de los recursos o elementos del kerógeno y combustibles fósiles en los diferentes procesos de generación.

El kerógeno ha sido clasificado en cuatro tipos:

- **Tipo I:** Es generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, en ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Es rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Éste tipo de kerógeno no es común.
- **Tipo II:** Es generado en ambientes reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Proviene principalmente de

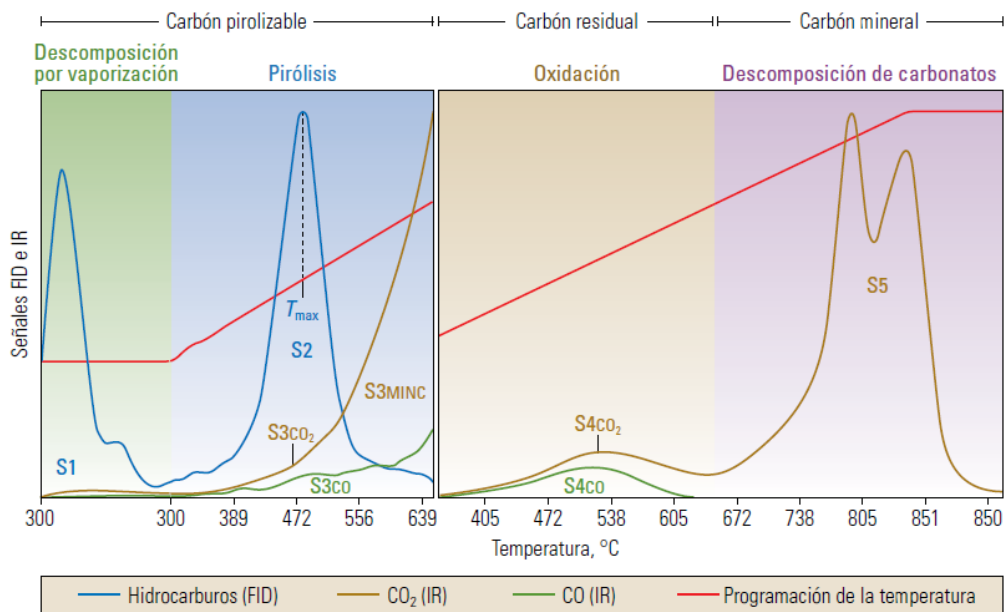
restos de plancton reelaborado por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, puede generar petróleo o gas, al aumentar progresivamente su temperatura y el grado de maduración. Ciertos ambientes favorecen la incorporación de compuestos de azufre, lo que se traduce en una variación conocida como kerógeno Tipo II-S. Ésta variación se observa en la Formación La Luna en Venezuela.

- Tipo III: Proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos I y II, y en consecuencia tiende a generar gas seco.
- Tipo IV: Es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, reelaborados después de la erosión. Prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos.

En general, los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno son responsables de la generación de petróleo y gas, mientras que los que contienen menos cantidades de hidrógeno generarán principalmente hidrocarburos gaseosos (McCarthy, K. *et al.* 2011).

Los kerógenos contenidos en las lutitas petrolíferas corresponden a las clasificaciones en tipo I y II. Los kerógenos térmicamente inmaduros contenidos en las lutitas petrolíferas experimentaron procesos de diagénesis en condiciones de baja temperatura y ninguna modificación posterior, o pueden haber alcanzado la madurez térmica pero aún no han expulsado todos sus productos de petróleo líquidos.

Las rocas deben someterse a pruebas para establecer la calidad y la madurez de la materia orgánica, una de estas pruebas se conoce como pirólisis Rock-Eval, y consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno, los resultados ayudan a los geoquímicos a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora y determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales. En la Figura 20 puede observarse un ejemplo de resultados del proceso programado de pirólisis. Los hidrocarburos libres son medidos por el pico S1 y los hidrocarburos residuales por el pico S2. El valor T_{max} de 472°C corresponde a la temperatura registrada cuando se alcanzó el pico S2 y permite definir la ventana de hidrocarburos: <435°C es inmaduro, 435°C<T<470°C es la ventana de petróleo y >470°C es ventana de gas. También son encontrados el CO, el CO₂ y los componentes del carbón mineral de la medición de S3. El contenido de CO₂ es proporcional a la cantidad de oxígeno presente en la materia orgánica y provee datos para el cálculo de un índice importante utilizado en la determinación de la madurez y el tipo de kerógeno. Con los resultados del proceso de pirólisis son determinados los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral, COT, índice de hidrógeno (HI), índice de oxígeno (IO) e índice de producción (IP) (McCarthy, K. *et al.* 2011).



Fuente: McCarthy, K. *et al.* 2011.

Figura 20. Resultados del proceso programado de pirólisis.

En la Figura 21 encontramos criterios para la evaluación de rocas generadoras, pudiendo extrapolar dichos valores a los prospectivos para lutitas petrolíferas maduras.

Calidad de roca generadora	TOC, %	Pico S2 de pirólisis, mg de hidrocarburos/g de roca	Peso de EOM, %	Hidrocarburos, ppm
No generadora	< 0,5	< 2	< 0,05	< 200
Pobre	0,5 a 1	2 a 3	0,05 a 0,1	200 a 500
Regular	1 a 2	3 a 5	0,1 a 0,2	500 a 800
Buena	2 a 5	5 a 10	> 0,2	> 1 200
Muy buena	> 5	> 10		

Tipo de producto	Índice de hidrógeno
Gas	50 a 200
Gas y petróleo	200 a 300
Petróleo	> 300

Etapa	T_{max}
Inicio de la generación de petróleo	
Kerógeno Tipo I	~445°C
Kerógeno Tipo II	~435°C
Kerógeno Tipo III	~440°C
Inicio de la generación de gas	~460°C

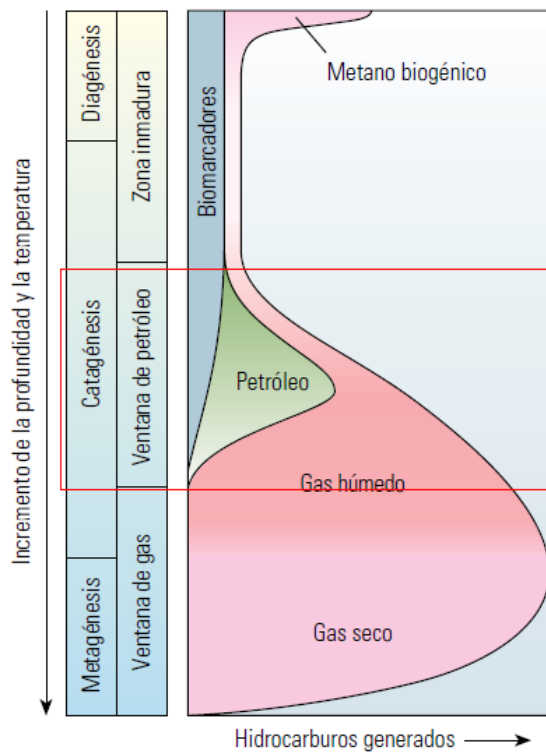
Fuente: McCarthy, K. *et al.* 2011.

Figura 21. Criterios para evaluar rocas generadoras de hidrocarburos

2.2.3. Madurez de la materia orgánica

La madurez térmica representa la serie progresiva de cambios físicos y químicos que afectan la materia orgánica durante los procesos de soterramiento y calentamiento, que pueden llevar a la generación de hidrocarburos, por lo cual se usa como indicador del potencial de hidrocarburos en la roca fuente (roca madre) (Vilas, B. *et al.* 2011).

El proceso de madurez asociada con la temperatura puede dividirse en tres etapas como muestra la Figura 22. Inicialmente el sedimento es sometido a la etapa de diagénesis, lo que abarca todos los cambios naturales que tienen lugar en los sedimentos desde el momento de la depositación hasta justo antes de los procesos de alteración térmica significativa, es decir la alteración de la materia orgánica a temperaturas inferiores a 50°C, y si la materia es depositada en condiciones anóxicas, puede convertirse en gas seco por la acción de bacterias metanogénicas, y la materia orgánica es convertida gradualmente en kerógeno. Luego con el incremento de la temperatura comienza la catagénesis, durante esta etapa es generado petróleo mientras la temperatura aumenta de 50°C a 150°C., los incrementos posteriores de la profundidad de soterramiento, temperatura y presión traslada a la roca generadora a la ventana de gas donde el craqueo del petróleo produce gas húmedo. La metagénesis es la última etapa, donde las altas temperaturas producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en gas seco (McCarthy, K. *et al.* 2011).



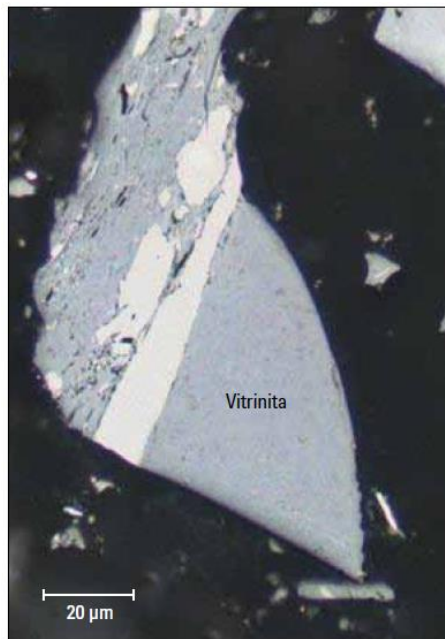
Fuente: McCarthy, K. *et al.* 2011.

Figura 22. Transformación térmica del kerógeno.

Estas etapas poseen una incidencia directa sobre la madurez de la roca generadora. Las lutitas petrolíferas térmicamente inmaduras, o potenciales, han sido alteradas por la diagénesis pero aún deben ser sometidas a suficiente calor para producir petróleo. Las lutitas petrolíferas térmicamente maduras, están en la ventana de petróleo, mientras que las rocas térmicamente pos-maduras ya ingresaron en la ventana de gas y están agotando todo el hidrógeno necesario para seguir produciendo hidrocarburos. Las muestras de lutitas petrolíferas obtenidas en subsuelo pueden contener hidrocarburos generados junto con materia orgánica con reacciones incompletas o kerógeno.

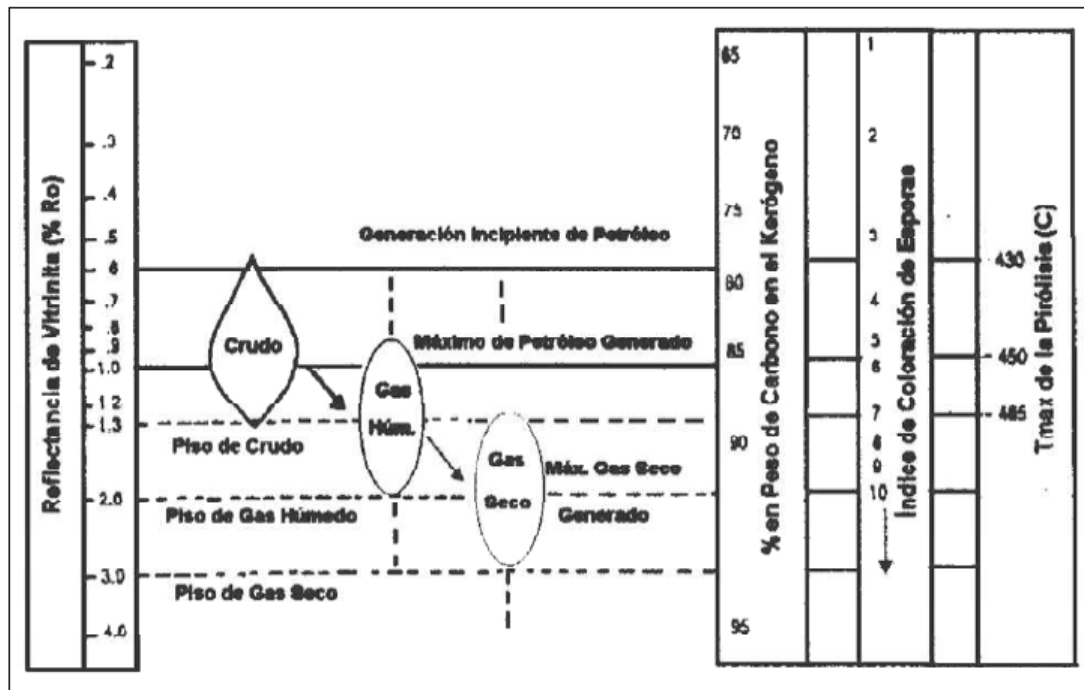
La madurez de la roca madre en un sistema lutitas petrolíferas está relacionada proporcionalmente y principalmente a valores intermedios de $0,6\% < R_o < 0,9\%$ para lutitas maduras (con presencia de petróleo) y $R_o < 0,6\%$ para lutitas inmaduras (con presencia de kerógeno).

Para conocer la madurez de las lutitas se realiza un estudio llamado reflectancia de vitrinita (Figura 23 y 24), la cantidad de luz reflejada por los macerales de la vitrinita constituye una prueba clave para determinar la madurez térmica, la intensidad de la luz reflejada es medida en cientos de puntos y estadísticamente es determinada la cantidad de vitrinita presente en la muestra y con ello la madurez térmica.



Fuente: McCarthy, K. *et al.* 2011.

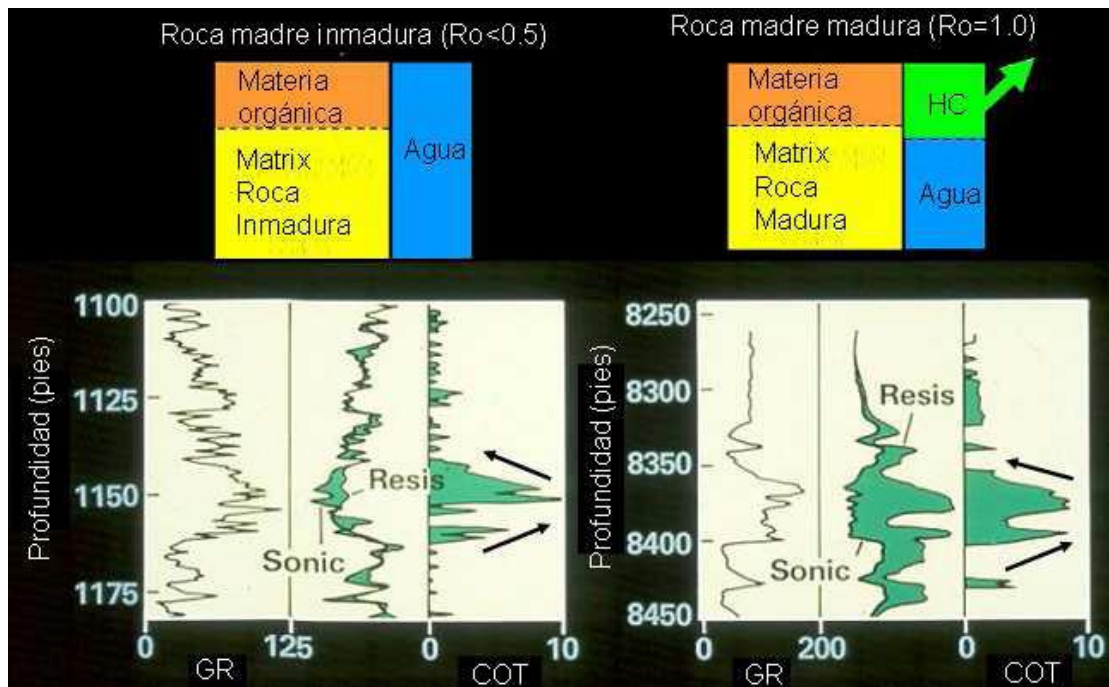
Figura 23. Vitrinita en el carbón bituminoso.



Fuente: Modificado de Kuuskraa et. al. (2011, p.2-8) en Vilas, B. et al. 2011

Figura 24. Diferentes técnicas para determinar la madurez termal y su relación con el tipo de hidrocarburos

La resistividad está entre los registros que juegan un papel importante en los sistemas de lutitas gasíferas y petrolíferas, la cual varía su respuesta de acuerdo a la madurez de la roca, lo que permite correlacionar con los valores de COT, un ejemplo es la Formación Duverney en Canadá, de edad devónica, Figura 25, que muestra las respuesta de los registros de rayos gamma, sónicos y resistividad, en relación a una roca madre inmadura ($R_o < 0.5$) y una roca madre madura ($R_o > 1$).



Fuente: Passey, *et al* (2010, p.11), en Vilas, B. *et al*. 2011

Figura 25. Respuesta de los registros gamma ray, sónico y resistividad en relación a una roca madre inmadura ($R_o < 0.5$) y una roca madre madura ($R_o > 1$)

De acuerdo a los diferentes puntos tratados anteriormente queda claro que la geoquímica del petróleo proporciona parámetros muy importantes como: %COT, %Ro, $T_{máx}$ y espesor efectivo, que brindan información valiosa con respecto a la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica que caracterizan a los sistemas petrolíferos no convencionales. Es en gran parte al análisis geoquímico y la relación de estos elementos que hablamos de posibles yacimientos de lutitas gasíferas o petrolíferas. La tabla resumen (Tabla 3) muestra los valores claves y la relación de estos elementos mencionados anteriormente con diferentes lutitas gasíferas y petrolíferas a nivel mundial. Existe también la integración con otras disciplinas como la geofísica, ya que su respuesta impacta sobre los registros y parámetros geoquímicos discutidos anteriormente.

Tabla 3. Data geoquímica en diferentes tipos de lutitas gasíferas y petrolíferas

Lutitas	Ventana de madurez termal	COT(%)	COT(%) Estimado	IH mg HC/g COT	TR Estimado	%Ro desde Tmax	%Ro	S1/COT mg HC/g COT	Contar	Gas seco	$\delta^{13}C$ Metano (ppt)	$\delta^{13}C$ Etano (ppt)	$\delta^{13}C$ Propano (ppt)
Antrim	Crudo Inmaduro	5.27	5.35	432	10-20%	0.67	0.51	53	181	98%			
New Albany	Petróleo	7.06	7.28	428	5-40%	0.65	na	21	59	52%	-53	-44	-37
Woodford	Petróleo	9.23	9.61	503	10-50%	0.76	0.54	52	31				
Marcellus	Gas Seco	3.37	5.27	16	>90%	2.16	na	20	33				
Utica	Gas Seco	1.71	2.67	19	>90%	nr	na	33	21				
Fayetteville	Gas Seco	1.86	2.91	24	>90%	nr	2.0-2.5	15	538				
Woodford	Crudo Tardío - Gas Temprano	2.04	3.19	73	>80%	0.92	na	17	40				
Barnett	Crudo Inmaduro	5.21	5.37	380	12%	0.62	0.55	42	3				
Barnett	Crudo Temprano	4.70	5.28	299	31%	0.86	0.77	78	25				
Barnett	Gas	4.45	6.50	45	90%	1.72	1.87	19	60				
Atokan	Crudo Tardío - Gas Temprano	3.11	4.86	23	>70%	1.4	na	27	18				
Barnett	Crudo Tardío - Gas Temprano	4.04	6.31	67	>70%	0.76 - 1.48	0.88-2.15	33	858				
Woodford	Crudo Tardío - Gas Temprano	3.93	6.14	87	>70%	1.02	1.20 - 2.10	70	32				
Bossier	Gas Seco	1.81	2.83	13	>90%	nr	1.40	18	28				
Lewis	Gas Seco	1.48	2.29	22	>90%	NR	1.80	19	22				
Waltman	Petróleo	2.53	4.22	322	50%	0.75	0.69	5	43	97%	-35	-23	-22
Bakken	Petróleo	11.37	13.87	298	10-70%	.50 - 1.00	0.55 - 0.95	43	349				
Monterey	Petróleo	6.77	7.96	460	10-20%	0.40	0.45	88	12				
Antelope	Petróleo	3.02	3.18	433	10-30%	0.55	na	70	70				

TOC_o Carbono orgánico total
 IH Índice de hidrógeno
 TR Tasa de transformación
 %R_o Reflectancia de vitrinita
 %R_{oe} Reflectancia de vitrinita equivalente desde valores de Tmax
 ppt Parte por millón o parte por mil

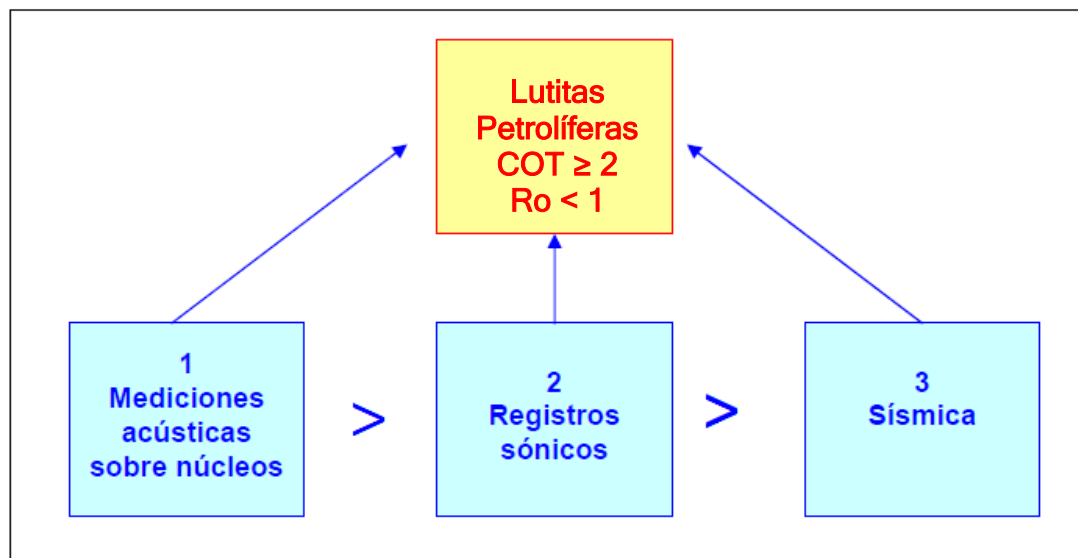
Fuente: Jarvie, (2008, p.490) en Vilas, B. *et al.* 2011

2.2.4. Impacto de la respuesta geofísica en los registros y parámetros geoquímicos en yacimientos de Lutitas Petrolíferas

En el estudio y caracterización de los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas desde el punto de vista geofísico, es de interés encontrar respuestas de mediciones físicas (en subsuelo, en superficie y en núcleos), que presenten correlación con los parámetros que identifican y definen este tipo de yacimientos; contenido de carbono total COT \geq 2% presente en las lutitas y la madurez de las mismas Ro $<$ 1%, es decir,

parámetros geoquímicos. Existe una relación entre los parámetros elásticos, inherentes a la sísmica, registros sónicos y mediciones acústicas de núcleos, con los parámetros geoquímicos en cuestión (Vilas, B. *et al.* 2011).

La caracterización elástica a cualquier escala de las lutitas (sísmica, registros de pozo, y mediciones en núcleos), consiste en la propagación de ondas elásticas a través de las mismas y a partir de estas mediciones es extraída información sobre parámetros elásticos: velocidad de onda compresiva (onda P), velocidad de ondas de corte o cizalla (onda S), densidad, anisotropía, impedancia acústica y elástica etc., respetando la jerarquización adecuada de los datos (Figura 26) (Vilas, B. *et al.* 2011).



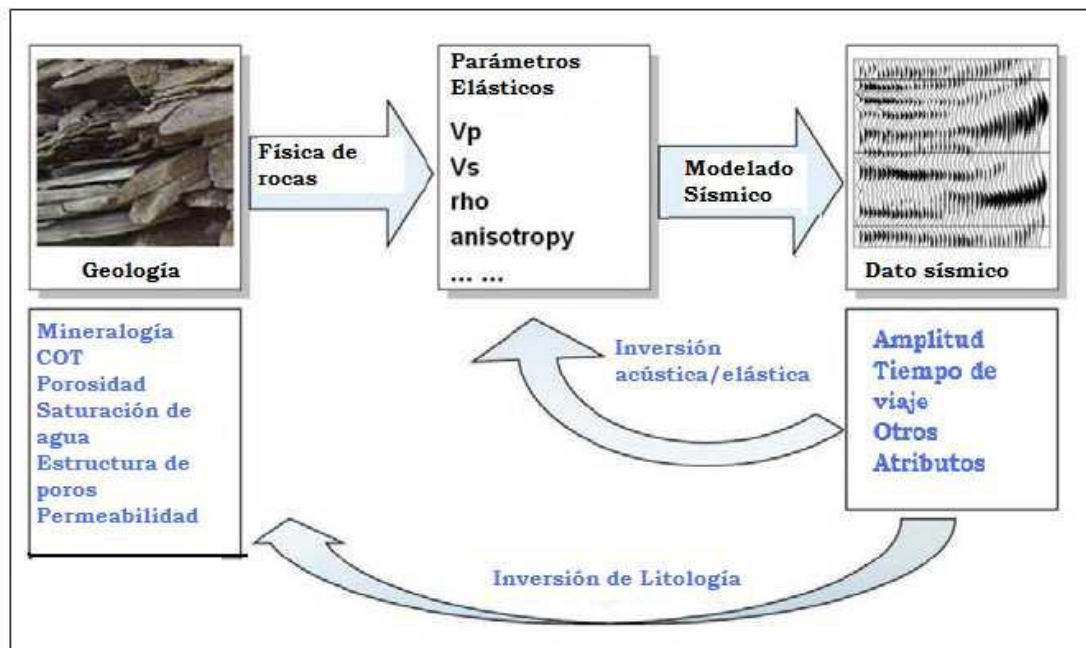
Fuente: Modificado de Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 26. Enfoque geofísico para la obtención de parámetros elásticos inherentes a las lutitas gasíferas y petrolíferas

Caracterizar elásticamente este tipo de lutitas, en principio consiste en conocer las velocidades de propagación de las ondas de cuerpo (corpóreas)

de compresión y/o dilatación VP y velocidad de corte VS, las cuales están desarrolladas en el estado del arte de Vilas, B. *et al.* 2011.

Para relacionar dichos parámetros con el contenido orgánico total, es obvio que la respuesta de las lutitas petrolíferas depende fuertemente de la constitución mineral de las mismas, es decir, según la cantidad de arcilla, calcita o cuarzo, éstas poseerán características de rigidez o ductilidad que influirán en la respuesta elástica de las mismas (Figura 27).



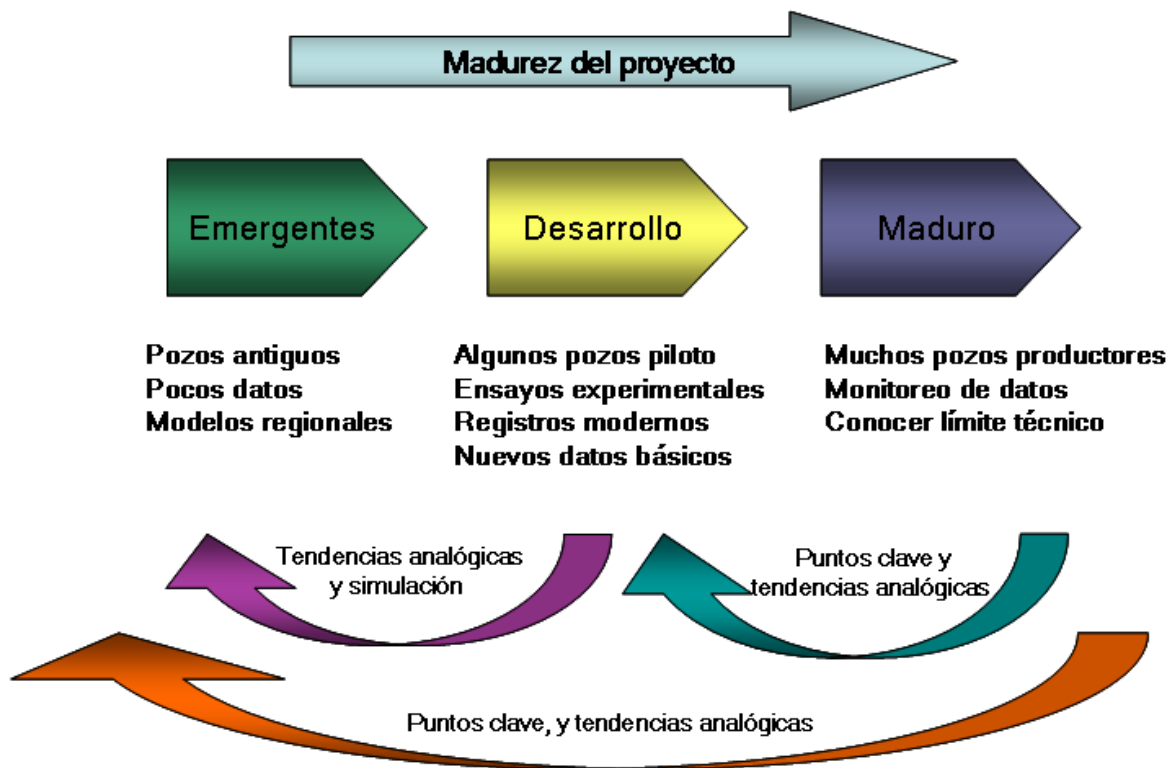
Fuente: Modificado de Zhu *et al.* (2011, p332) en Vilas, B. *et al.* 2011

Figura 27. Esquema de trabajo estándar desde el enfoque de sísmica de exploración

2.2.5. Evaluación petrofísica de yacimientos de Lutitas Petrolíferas y uso de análogos

La evaluación petrofísica de las lutitas petrolíferas y gasíferas en las áreas de interés es a menudo muy difícil. Para comprender mejor dichas lutitas es necesario un conocimiento básico de los componentes de la matriz

litológica, contenido de arcilla, contenido de COT, y nivel de madurez para derivar los rangos razonables de los parámetros volumétricos clave como la porosidad, la saturación de hidrocarburos y el espesor neto del yacimiento. En plays emergentes, los registros de resistividad, gamma ray, densidad y sínicos son con frecuencia la fuente principal de información de las propiedades de la roca ya que registros donde se referencia el COT o la mineralogía pueden ser muy escasos, lo que genera grandes incertidumbres, que se pueden reducir cotejando y haciendo analogías con datos y aprendizajes de plays ya desarrollados que sean similares y posean mayores datos, la Figura 28 presenta un modelo de aprendizaje para yacimientos no convencionales, donde el conocimiento obtenido en plays en desarrollo o ya desarrollados (adquisición de datos básicos y el uso de pruebas experimentales en la etapa de desarrollo y si se tienen en la etapa de madurez) se utiliza para reducir el riesgo y la incertidumbre en las obras emergentes (Tepper, B. *et al.* 2013).



Fuente: Modificado de Tepper, B. *et al.* 2013

Figura 28. Esquema del ciclo de aprendizaje de plays de yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas y gasíferas

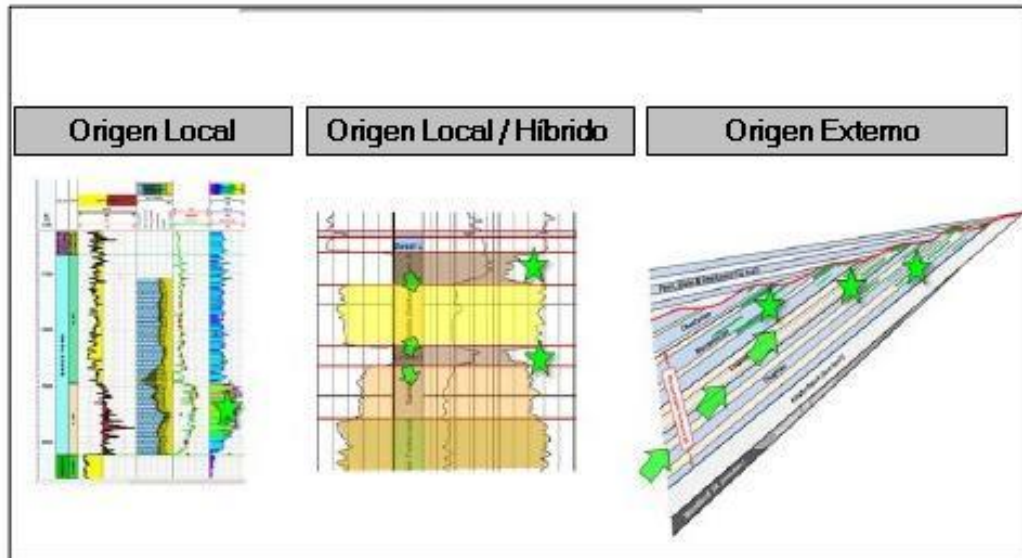
Tepper, B. *et al.* 2013, propone la siguiente metodología para un flujo de trabajos petrofísicos de plays emergentes:

1. Identificar los límites del sistema de petróleo y los intervalos de roca madre y/o estratos de interés que contengan hidrocarburo, en el caso de migración.
2. Comprobar la calidad de los registros básicos (Gamma Ray, densidad, resistividad, sísmico) para así eliminar los registros de mala calidad.
3. Evaluar la mineralogía de la roca madre y/o capas de interés por medio de registros, cortes o difracción si está disponible,
4. Revisar la información de madurez térmica para ayudar en la determinación de análogos.
5. Identificar análogos razonables de plays existentes con ayuda de registros y pruebas mineralógicas.
6. Desarrollar y utilizar las tendencias petrofísicas de análogos para determinar datos claves para el análisis volumétrico.
7. Evaluar las propiedades mecánicas de las rocas para determinar la perforación y estimulación.

Es esencial tener en cuenta la naturaleza del yacimiento no convencional para la identificación de un análogo que sea útil.

La Figura 29 muestra un esquema de la clasificación de las lutitas petrolíferas y gasíferas dependiendo de: si la fuente del hidrocarburo es parte de la estructura de la roca yacimiento, es decir, si la misma roca madre es almacén de hidrocarburo (origen local), si la roca madre se encuentra cerca del yacimiento (origen local o mixta), o si se encuentra alejada, lo cual

necesita del proceso de migración del hidrocarburo (origen externo) (Tepper, B. *et al.* 2013).



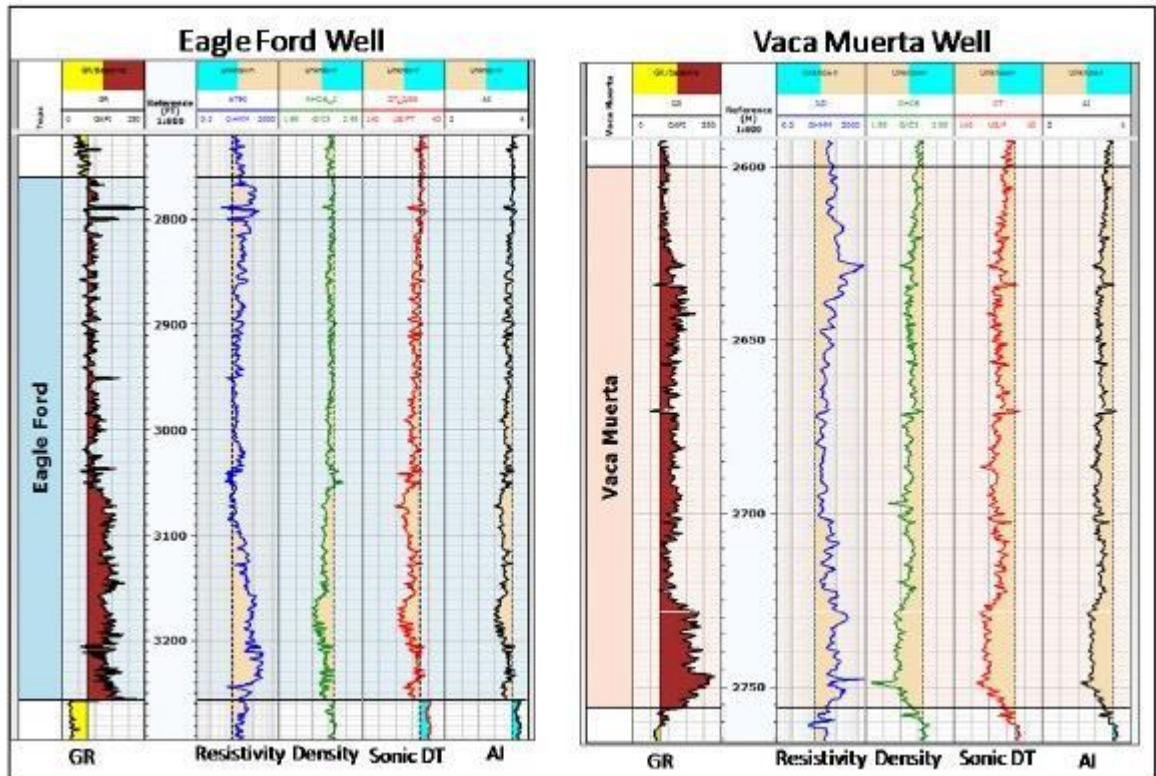
Fuente: Modificado de Tepper, B. *et al.* 2013

Figura 29. Esquema de continuidad de plays no convencionales.

Es importante a tener en cuenta la comprensión y comparación de las litologías claves y los componentes mineralógicos para la evaluación petrofísica, ya que ayuda a predecir las propiedades petrofísicas y mecánicas de las rocas yacimiento. También es necesario tener en cuenta la madurez térmica de un yacimiento para la selección de análogos, son preferibles depósitos con madurez y tipo de kerógeno similares, ya que estas variables pueden afectar la naturaleza del hidrocarburo presente y las propiedades petrofísicas de la roca.

A continuación la Figura 30 ejemplifica una comparación entre un pozo de la Formación Vaca Muerta que posee un %Ro entre 0,7 y 1, y un pozo de la Formación Eagle Ford que presenta un %Ro y registro muy similar, por

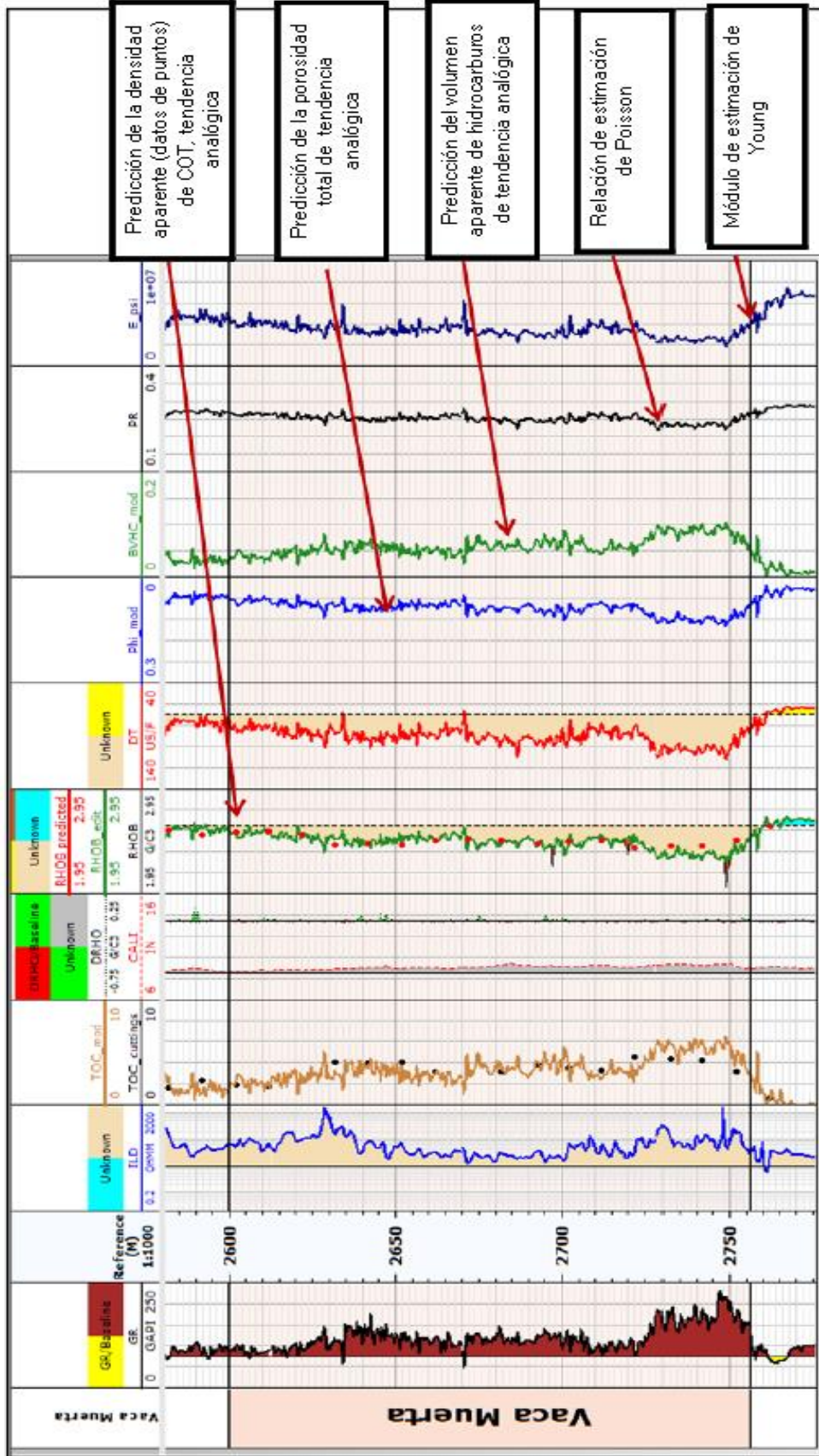
otra parte también pueden hacerse similitudes e mineralogía, ya que ambos tienen alto contenido de carbonato, bajo contenido de arcilla y moderado nivel de COT.



Fuente: Tepper, B. *et al.* 2013

Figura 30. Registros análogos de las Formaciones Eagle Ford (Estados Unidos) y Vaca Muerta (Argentina), mostrando resistividad, gamma ray, densidad aparente, impedancia acústica y sónico.

Como resultado de estas similitudes, la Formación Eagle Ford fue elegida como un análogo para la Formación Vaca Muerta, lo cual ayuda a profundizar el estudio de nuevos plays en Vaca Muerta (Figura 31). Es importante destacar que las formaciones Eagle Ford y Vaca Muerta pueden servir como análogos para la Formación La Luna en Venezuela.



Fuente. Modificado de Tepper, B. et al. 2013

Figura 31. Visualización de la evaluación del pozo de la Formación Vaca Muerta utilizando las tendencias análogas.

La producción de lutitas petrolíferas y gasíferas depende en gran medida de la capacidad de crear fracturas hidráulicas para conectar los fluidos del yacimiento al pozo. El desarrollo de una comprensión detallada de las propiedades elásticas y mecánicas del depósito es crítica para optimizar el diseño y colocación de la fractura. La determinación de las propiedades geomecánicas requiere de mediciones acústicas avanzadas que incluyen tanto las velocidades de compresión y cizallamiento, junto con las propiedades mecánicas, como éste tipo de datos no está a menudo disponible en plays emergentes, es posible partir de correlaciones de análogos que permiten juicios razonables sobre la estratigrafía mecánica, fragilidad, módulo de Young y relación de Poisson.

2.3. Evaluación estratigráfica del potencial de yacimiento

2.3.1. Variación estratigráfica. Definición de litofacies y características

Históricamente, las lutitas no han sido consideradas como roca yacimiento dentro de los sistemas petroleros convencionales, debido a su permeabilidad extremadamente baja (Boyer, Ch. *et al.* 2007). Sin embargo, en los últimos años las lutitas son consideradas como productoras de gas y petróleo, siendo las lutitas gasíferas y petrolíferas un objetivo para la exploración de hidrocarburos (Vilas, B. *et al.* 2011).

En este sentido, son realizados varios estudios para caracterizar a las lutitas como rocas madres y rocas yacimiento. Entre los aspectos más importantes de evaluar en los yacimientos de lutitas gasíferas y petrolíferas resalta el hecho de entender que tipo de condiciones geológicas prevalecieron para formarlas, cuales son las condiciones paleo-ambientales,

físicas, químicas y biológicas para desarrollar este tipo de roca madre-yacimiento.

2.3.1.1. Caracterización sedimentológica y estratigráfica a detalle

El estudio de las lutitas gasíferas y petrolíferas ha comenzado principalmente como una caracterización bastante detallada de la sedimentología y la estratigrafía de las mismas. No viendo a las lutitas como cuerpos rocosos homogéneos, sino más bien resaltar sus heterogeneidades (Vilas, B. *et al.* 2011). Gracias al estudio detallado de las heterogeneidades en las lutitas podemos discriminar cuales son realmente los intervalos que efectivamente funcionan como roca madre-yacimiento, estos toman en cuenta diferentes tipos de datos, entre ellos podemos mencionar:

a) Provenientes de las rocas: consiste en descripciones sedimentológicas y estratigráficas de muestras de núcleos y/o afloramientos, análisis de secciones finas, microscopía electrónica de barrido, entre otros. Todo ello con el fin de poder cuantificar la porosidad y la permeabilidad en las lutitas y poder caracterizar los diferentes tipos de litologías en una columna estratigráfica.

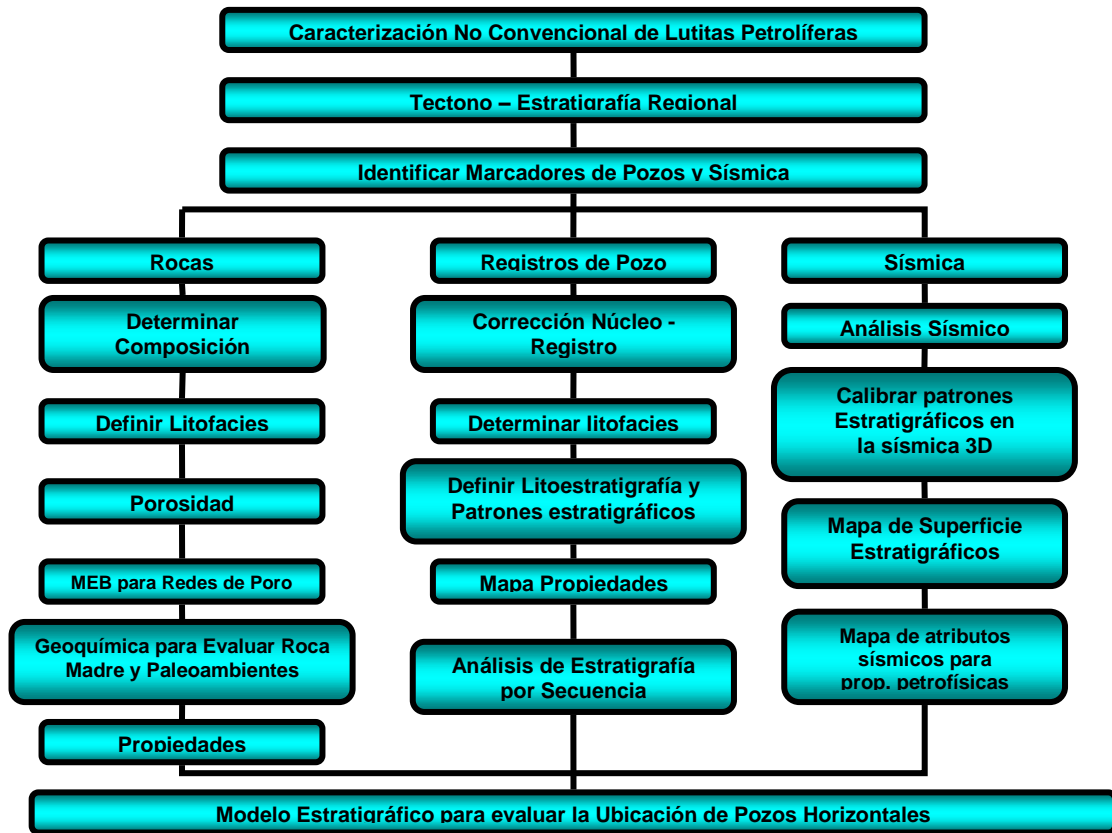
b) Provenientes de los registros de pozos: consiste en la evaluación de las propiedades petrofísicas, como las curvas de rayos gamma, potencial espontáneo, densidad neutrón, porosidad neutrón, entre otros. Todo ello para determinar las facies dentro de las lutitas, así como las porosidades y permeabilidades estimadas.

c) Provenientes de los registros sísmicos: consiste en analizar las líneas sísmicas, definiendo el modelo sismoestratigráfico. Todo esto para poder correlacionar los intervalos de interés en un contexto regional.

Finalmente, la caracterización sedimentológica y estratigráfica a detalle de las lutitas gasíferas, debe concluir en la integración de los análisis obtenidos de los distintos tipos de datos, generándose un mapa regional que cuantifique la porosidad y la permeabilidad en los intervalos efectivos (Vilas, B. *et al.* 2011).

2.3.1.2. Flujogramas para caracterizar las lutitas petrolíferas

Posteriormente, la evaluación de las lutitas gasíferas y petrolíferas dio un mayor avance al diseñar un flujograma que integra varias disciplinas geocientíficas al modelo sedimentológico y estratigráfico, dando una mejor respuesta a la cuantificación de la porosidad y la permeabilidad de las rocas, así como la evaluación de las propiedades geomecánicas. En la figura 32 se aprecia un flujograma que integra las disciplinas de geoquímica, geoestadística mediante el uso de redes neuronales y la evaluación de propiedades geomecánicas con la caracterización detallada sedimentológica y estratigráfica de las lutitas gasíferas y petrolíferas para generar un mapa de propiedades (COT, porosidad, permeabilidad, fracturamiento) que sirva para la toma de decisiones de pozos horizontales (Vilas, B. *et al.* 2011).



Fuente: Modificado de Slatt R. et. al., (2008b, p.3) en Vilas, B. *Et al.* 2011

Figura 32. Flujograma para caracterizar las lutitas petrolíferas.

2.3.2. Variabilidad del Índice de Fragilidad (IF)

La fragilidad o fracturamiento (capacidad de la roca a fracturarse), es una de las mecánicas más importantes de las rocas. Sin embargo, no existe un acuerdo entre los diferentes autores, ya sea en cuanto a la definición, o en cuanto a la forma de medirla. En Vilas 2011 se mencionan las diferentes formas en que varios investigadores expresan y utilizan este concepto. Morley 1944, y Hetényi 1966, definen la fragilidad como una falta de ductilidad. Ramsay 1967, define la fragilidad en cuanto a la ruptura de la cohesión interna. La definición de fragilidad como una propiedad mecánica

varía de un autor a otro. Hucka V, Das B., 1974 afirman que con una mayor fragilidad, son observados los siguientes hechos:

- Bajos valores de elongación de los granos;
- Falla de fractura;
- Formación de vacíos intersticiales;
- Mayor proporción de compresión en resistencia a la tracción;
- Mayor capacidad de recuperación de la fractura;
- Mayor ángulo de fricción interna;

Sin embargo, todos estos autores han trabajado con rocas mucho más competentes que las lutitas. Existe otra definición en relación al índice de fragilidad con respecto a las lutitas específicamente, este índice, depende de la mineralogía presente en la roca estudiada, mientras mayor es la cantidad de arcillas, mayor es la ductilidad, por lo cual disminuye el índice de fragilidad. El índice de fragilidad relacionado a la mineralogía de las lutitas está regido por la siguiente ecuación:

$$IF = \frac{Qz + Carb}{Qz + Carb + Arcilla} \quad (1)$$

Y en el caso de tener valores de %COT es utilizada la siguiente ecuación:

$$IF = \frac{Qz + Carb}{Qz + Carb + Arcilla + COT} \quad (2)$$

Donde Qz es cuarzo, Carb representa el carbonato, en este algoritmo la cantidad de arcilla es una variable muy importante a tomar en cuenta, ya que con esta es generado un desbalance de la ecuación.

2.4. Metodología para la evaluación de recursos de lutitas petrolíferas

Para la evaluación de los recursos de lutitas petrolíferas y gasíferas es necesario tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

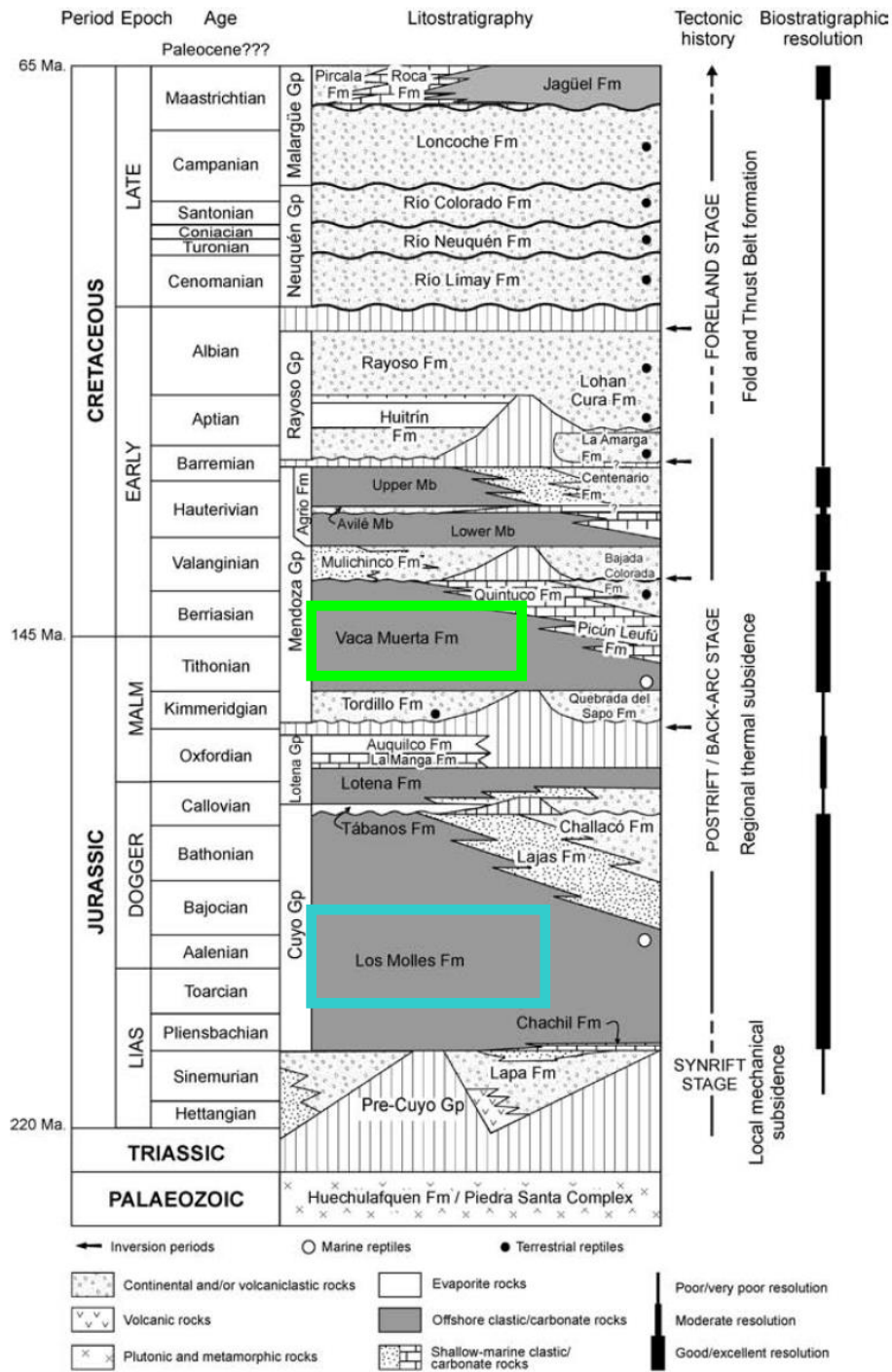
2.4.1. Realización de una caracterización geológica preliminar de las formaciones de interés como yacimiento de lutitas petrolíferas

Es necesario comenzar por la recopilación de datos de diversas fuentes para definir las formaciones con mayor prospectividad para ser considerados de interés en este tipo de yacimientos no convencionales. Las columnas estratigráficas y los registros de pozos que muestran la edad geológica, el origen y tipo de roca, etc. se utilizan para seleccionar las principales formaciones de lutitas a estudiar tomando en cuenta las siguientes propiedades:

- Ambiente de sedimentación
- Profundidad
- Tipo de estructura, incluyendo las principales fallas
- Espesor del intervalo lutítico
- Espesor efectivo rico en materia orgánica
- Contenido de carbono orgánico total (COT)
- Madurez térmica (R_o)

Estas propiedades son utilizadas para proporcionar una visión general para las características geológicas de las formaciones de lutitas petrolíferas y gasíferas, para así seleccionar los yacimientos y formaciones que merezcan una evaluación más intensiva (EIA, 2013).

La Figura 33 ejemplifica la ubicación de las formaciones Vaca Muerta y Los Molles como zona de interés en la Cuenca Neuquen ubicada en Argentina.

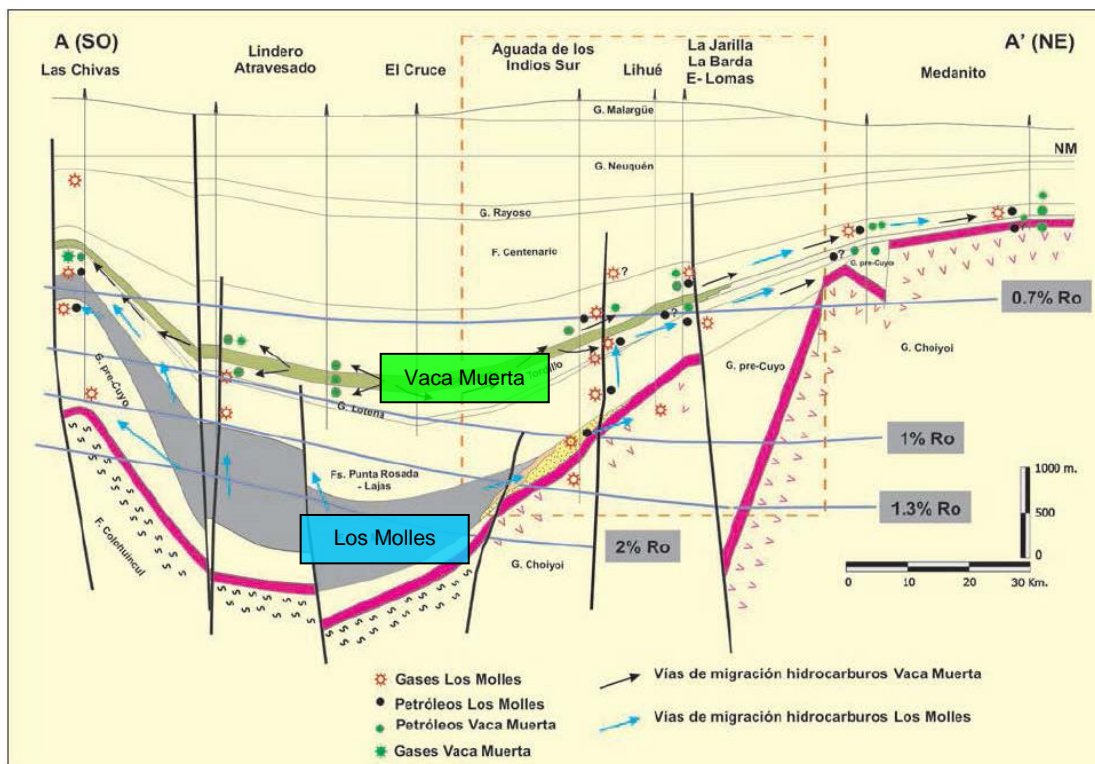


Fuente: Modificado de Howell, J., et al., 2005 en: "Energy Information Administration" (EIA), 2013.

Figura 33. Estratigrafía de la Cuenca Neuquen, Vaca Muerta y Los Molles son formaciones de esquistos de edad jurásica

2.4.2. Establecimiento de la extensión del área de las principales formaciones de lutitas petrolíferas

Una vez identificadas las formaciones de lutitas petrolíferas, es realizado un estudio más intensivo para definir la extensión del área de cada una de las formaciones. Para ello se busca en la literatura secciones transversales, regionales y locales, así como la identificación detallada de las formaciones seleccionadas. La Figura 34 muestra la sección transversal de la Cuenca Neuquén, donde son señaladas las formaciones de lutitas petrolíferas Vaca Muerta y Los Molles. Las secciones transversales regionales son utilizadas para definir la extensión lateral de la formación en la cuenca o para determinar la profundidad regional y el intervalo bruto de la formación de lutita (EIA, 2013).



Fuente: Modificado de Mosquera et al., 2009 en: "Energy Information Administration" (EIA), 2013.

Figura 34. Sección transversal de la Cuenca Neuquén

2.4.3. Definición de la zona prospectiva de cada formación de lutitas petrolíferas

Este paso tiene como finalidad establecer las zonas de la cuenca que son potenciales para el desarrollo de lutitas petrolíferas, los criterios para realizar dicha delimitación los siguientes:

- Ambiente de depositación: Un criterio importante es el ambiente de depositación de la roca, más aún si son marinos o no marinos. Las lutitas depositadas en ambientes marinos, tienden a tener menor contenido de arcillas y altos en minerales frágiles como el cuarzo, feldespato y carbonatos, respondiendo de forma favorable a la estimulación hidráulica. Las lutitas depositadas en ambientes no marinos (lacustre, fluvial) tienen un contenido de arcillas más alto, son más dúctiles y menos sensibles a la estimulación hidráulica (EIA, 2013).

- Profundidad: El criterio de profundidad para el área prospectiva es mayor que 1000 metros, pero menor de 5000 metros (3300 pies a 16500 pies). Las áreas menos profundas de 1000 metros tienen una menor presión de yacimiento y por lo tanto menores fuerzas impulsoras de recuperación de petróleo y gas, además tienen un riesgo de un mayor contenido de agua en sus sistemas de fracturas naturales. Las áreas más profundas de 5000 metros tienen riesgos de una menor permeabilidad y muchos mas altos costos de perforación y desarrollo. (EIA, 2013).

- Contenido de carbono orgánico total (COT): En general el contenido promedio de la zona prospectiva tiene que ser mayor que 2% ($COT > 2\%$), el cual se puede identificar utilizando por ejemplo registros Gamma Ray.

- Madurez térmica (Ro): Como se mencionó previamente la madurez térmica mide el grado en el que la formación ha sido expuesta a altas temperaturas, necesarias para descomponer la materia orgánica y formar hidrocarburos. La reflectancia de vitrinita (%Ro) es utilizada como indicador de la madurez térmica, están identificadas tres ventanas de hidrocarburos de interés: $0,8\% < Ro < 1,1\%$ para gas húmedo, si $0,6\% < Ro < 0,8\%$ para petróleo, en cambio si $Ro < 0,6\%$ encontramos kerógeno inmaduro (EIA, 2013 y McCarthy, K. *et al.* 2011).

- Localización geográfica: El área prospectiva está limitada a la porción de tierra de la cuenca donde está ubicado el yacimiento de lutitas petrolíferas. Por lo general cubre menos de la mitad del área total de la cuenca e incluyen zonas con una mayor calidad en la lutita o “zona núcleo” la cual es geológicamente favorable, y zonas de menor calidad, donde la extensión de la concentración de recursos es más baja.

2.4.4. Estimación de gas y petróleo en sitio (POES y GOES)

Es necesario contar con datos geológicos detallados del yacimiento para poder establecer el gas y petróleo en sitio (POES y GOES) para el área prospectiva.

2.4.4.1. Estimación de petróleo en sitio (POES)

El cálculo de petróleo en sitio está regido en gran medida por dos características clave de la formación de lutitas petrolíferas, espesor de la lutita rica en materia orgánica y porosidad llena de petróleo. Además, la presión y la temperatura gobiernan el volumen de gas en solución en el yacimiento de petróleo, definido por el factor volumétrico de formación.

- Espesor neto rico en materia orgánica: El intervalo general que contiene la mayor riqueza orgánica es obtenido en principio, de estudios estratigráficos en las formaciones de la cuenca estudiada. El espesor neto con mayor riqueza de la materia orgánica del intervalo de roca estudiado es establecido de registros de pozos y secciones geológicas, donde están disponibles. Se utiliza el cociente en bruto (net to gross) para contabilizar y estimar el espesor de mayor riqueza orgánica dentro del intervalo rocoso seleccionado.

- Porosidad orgánica en petróleo y gas: este estudio reúne los datos de porosidad de los núcleos o registros de pozos disponibles del yacimiento. Cuando estos datos no están disponibles, se hace énfasis en identificar la mineralogía de las rocas y su madurez para la estimación de la porosidad a partir de análogos. Si no existe ninguna otra evidencia disponible, el estudio asume que los poros están llenos de petróleo, incluyendo gas en solución, gas libre y agua residual.

- Presión: En este tipo de estudio son identificadas las zonas presurizadas, ya que las condiciones de exceso de presión permiten una porción mas alta de petróleo producida antes de que el yacimiento alcance su “punto de burbuja”, donde comienza a liberar el gas disuelto en el petróleo. Cuando los datos reales de la presión no están disponibles, se utiliza un gradiente hidrostático de 0,433 psi por pie de profundidad.

- Temperatura: Es importante conocer los datos sobre la temperatura de la formación, aunque cuando los datos reales no están a disposición, se utiliza un gradiente de temperatura estándar de 1,25 °F por cada 100 pies de profundidad, y una temperatura de superficie de 60 °F.

Todos los datos descritos anteriormente son combinados utilizando ecuaciones de ingeniería de yacimiento y factores de conversión previamente establecidos, para calcular el POES por millas cuadradas.

$$POES = \frac{7758 * (A * h) * \phi * S_o}{B_{OI}} \quad (3)$$

Donde,

A: es el área en acres (con el factor de conversión de 7758 barriles por acre pie).

h: es el espesor de la formación rico en materia orgánica en pies.

ϕ: es la porosidad, una fracción adimensional (los valores para la porosidad son obtenidos de núcleos o registros de pozos publicados en la literatura técnica o asignados de análogos, la madurez termal de la roca y su profundidad de soterramiento puede influenciar la porosidad).

So: es la fracción de porosidad rellena por petróleo So, preferiblemente a la del agua Sw o la del gas Sg, una fracción adimensional (el valor establecido de porosidad (ϕ) es multiplicado por el término (So) para establecer la porosidad orgánica, el valor Sw define la fracción del espacio de poro que esta relleno con agua, frecuentemente la saturación de agua residual o irreducible en las fracturas naturales y la matriz porosa de la roca. La roca

puede contener adicionalmente gas libre S_g en los espacios porosos, reduciendo la porosidad orgánica.

B_{oi} : es el factor volumétrico de formación de gas en el petróleo, el cual es utilizado para ajustar el volumen de petróleo en el yacimiento, comúnmente inflados con gas en solución, en cuanto al volumen de petróleo en barriles, los valores de presión del yacimiento, temperatura y madurez termal R_0 son utilizados para estimar el valor de B_{oi} .

En general, las lutitas petrolíferas en el yacimiento contienen gas en solución o asociado. Una serie de cálculos de ingeniería de yacimiento, que incluyen presión de yacimiento, temperatura y datos análogos de otras formaciones similares son utilizados para estimar el volumen de gas asociado en sitio y producido a lo largo de la lutita gasífera. Como la presión en el yacimiento cae por debajo del punto de burbuja, una porción del gas en solución se separa del petróleo, creando una fase de gas libre en el yacimiento. En este punto, son producidos tanto el petróleo (con gas en solución remanente), como el gas libre.

2.4.4.2. Estimación de gas en sitio (GOES)

El cálculo de gas libre en sitio para un área dada (acres, millas cuadradas) está dado por cuatro características de la formación rocosa: presión, temperatura, porosidad rellena de gas y espesor rico en materia orgánica.

- Presión: la metodología de estudio adquiere un énfasis particular en identificar áreas con sobre presión, las cuales promueven una alta concentración de gas contenido en un volumen del yacimiento. Es utilizado un gradiente conservador de 0.433 psi por pie cuando los datos de presión no están disponibles.

- Temperatura: el estudio reúne datos de temperatura de la formación rocosa, dando especial énfasis en la identificación de áreas con rangos de gradiente y temperatura de superficie más altos que el promedio. Cuando los datos de temperatura no están disponibles es utilizado un gradiente estándar de temperatura de 1.25 grados Fahrenheit por pie de profundidad y una temperatura de superficie de 60° Fahrenheit.
- Porosidad orgánica en petróleo y gas: este estudio reúne los datos de porosidad de los núcleos o registros de pozos disponibles del yacimiento. Cuando estos datos no están disponibles, se hace énfasis en identificar la mineralogía de las rocas y su madurez para la estimación de la porosidad a partir de análogos. Si no existe ninguna otra evidencia disponible, el estudio asume que los poros están llenos de petróleo, incluyendo gas en solución, gas libre y agua residual.
- Espesor rico en materia orgánica: el intervalo general que contiene la mayor riqueza orgánica es obtenido en principio, de estudios estratigráficos en las formaciones de la cuenca estudiada. El espesor neto con mayor riqueza de la materia orgánica del intervalo de roca estudiado es establecido de registros de pozos y secciones geológicas, donde están disponibles. El cociente en bruto (*net to gross*), es utilizado para contabilizar y estimar el espesor de mayor riqueza orgánica dentro del intervalo rocoso seleccionado.

Todos los datos descritos anteriormente son combinados utilizando ecuaciones establecidas de PVT y factores de conversión previamente establecidos, para calcular el GOES por millas cuadradas. Este cálculo utiliza la siguiente ecuación:

$$GOES = \frac{43.560 * (A * h) * \phi * S_G}{B_G} \quad (4)$$

$$B_G = \frac{0.02829 * zT}{P} \quad (5)$$

Donde,

A: es el área en acres (con el factor de conversión de 7758 barriles por acre pie).

h: es el espesor de la formación rico en materia orgánica en pies.

ϕ: es la porosidad, una fracción adimensional (los valores para la porosidad son obtenidos de núcleos o registros de pozos publicados en la literatura técnica o asignados de análogos, la madurez termal de la roca y su profundidad de soterramiento puede influenciar la porosidad).

Sg: es la fracción de porosidad rellena por gas Sg, preferiblemente a la del agua Sw o la del petróleo So, una fracción adimensional (el valor establecido de porosidad (ϕ) es multiplicado por el término (Sg) para establecer la porosidad orgánica, el valor Sw define la fracción del espacio de poro que esta relleno con agua, frecuentemente la saturación de agua residual o irreducible en las fracturas naturales y la matriz porosa de la roca. La roca puede contener adicionalmente condensado So en los espacios porosos, reduciendo la porosidad orgánica.

P: es la presión, en psi (los datos de presión son obtenidos de pruebas de pozo publicadas, inferidas por pesos de lodos utilizados para taladrar a lo largo de la secuencia de la roca, o asignada de analgos, en cuencas con

presiones normales de yacimiento, se asigna un gradiente hidrostático conservador de 0.433 psi por pie de profundidad; en cuencas con sobre presión se asignan gradientes de 0.5 a 0.6 psi por pie de profundidad, en cuencas con baja presión se asignan gradientes de 0.35 a 0.4 psi por pie de profundidad.

T: es la temperatura, en grados Rankin (datos de temperatura obtenidos de pruebas de pozos publicadas o de temperatura regional versus gradientes de profundidad; se asigna un factor de 460 °F a la temperatura de yacimiento como valor de entrada para la ecuación del factor de volumen de gas en la ecuación de Bg.

B_g: es el factor de volumétrico de formación de gas, expresado en pies cúbicos por pies cúbicos estándar e incluye el factor de desviación del gas (z), una fracción adimensional. (El factor de desviación de gas (z) ajusta el factor de compresibilidad ideal (PVT) para dar cuenta de comportamientos PVT no ideales del gas; los factores de desviación de gas, funciones complejas de la composición del gas, temperatura y presión, son publicadas en reportes de ingeniería de yacimientos).

2.4.4.2.1. Estimación de gas adsorbido en sitio

Adicionalmente al gas libre, las lutitas pueden contener cantidades significativas de gas adsorbido en la superficie de la materia orgánica (en arcillas) en la formación lutítica. Para conocer el gas adsorbido es utilizada la isoterma de Langmuir para el área prospectiva de la cuenca utilizando datos disponibles de COT y madurez termal para establecer los volúmenes de Langmuir (V_L) y la presión de Langmuir (P_L). El gas adsorbido en sitio es calculado luego utilizando la siguiente fórmula (donde P es la presión original del yacimiento):

$$G_c = \frac{V_L * P}{P_L + P} \quad (6)$$

El gas contenido GC (típicamente medido como pies cúbicos de gas por tonelada de roca) es convertido a la concentración de gas (gas adsorbido por milla cuadrada) utilizando valores típicos de densidad de la roca. (los valores de densidad de la roca varían típicamente en el rango de 2.65 gm/cc y dependen de la mineralogía y el contenido de materia orgánica). En general, el volumen de Langmuir (V_L) es una función de la riqueza orgánica y madurez termal de la lutita. La presión de Langmuir (P_L) es una función de se libera el gas adsorbido de la materia orgánica en la matriz de lutita en función de una disminución en la presión finita. El gas adsorbido en sitio, es combinado con el gas libre para calcular la concentración de recursos (Bcf/km²) para el área de prospectiva de la cuenca.

2.4.5. Estableciendo los factores de riesgo/éxito

Para establecer el factor de riesgo del Petróleo en sitio y del Gas en sitio son utilizados dos factores principales:

Factor de probabilidad de éxito (riesgo). Este factor está basado en la probabilidad de que al menos una porción significativa de la formación de lutita proporcionará petróleo o gas en buenos flujos de producción pudiendo ser desarrollado. Formaciones especulativas de lutitas petrolíferas con limitados datos geológicos sólo pueden tener un factor de probabilidad de éxito de 30 a 40%. Luego de presentar pozos exploratorios perforados, probados y producidos y luego de establecida la información sobre la

viabilidad de estos yacimientos, el factor de probabilidad de éxito va a cambiar.

Factor de éxito (riesgo) de área prospectiva: Este factor combina una serie de dificultades técnicas que podrían relegar una porción del área prospectiva a ser no exitosa o improductiva para la producción de los yacimientos de lutitas petrolíferas y gasíferas. Estas dificultades incluyen áreas con complejidad estructural (fallas profundas, sobrecorrimentos, bloques de falla), áreas con baja madurez termal (R_0 entre 0.7% y 0.8%); baja riqueza de la materia orgánica en las zonas más externas del área; y cualquier otra información asociada que aumente el factor de riesgo. Este factor también incluye todos los datos disponibles de información del yacimiento que ha surgido de la cuenca donde está ubicada el área prospectiva para determinar las zonas “sin riesgo”. Si la delineación de la exploración prosigue, lo que provee una mejor y más rigurosa definición del área prospectiva, este factor va a cambiar.

La historia de la exploración de lutitas gasíferas y petrolíferas ha demostrado que con el tiempo los factores de éxito/riesgo mejoran, especialmente el factor de éxito del área prospectiva. Debido a la mejora en la definición de las áreas prospectivas producto de los datos obtenidos de las distintas perforaciones.

2.4.6. Estimando los recursos técnicamente recuperables

Los recursos técnicamente recuperables son estimados a partir de la multiplicación de los factores de riesgo del gas y del petróleo por un factor de eficiencia de recuperación, el cual incorpora un número de datos geológicos y datos de cuencas análogas apropiados para cada caso. El factor de

eficiencia de recuperación utiliza la información de la mineralogía de las rocas para determinar si son favorables para aplicar la estimulación hidráulica, también considera otro tipo de información que impacta sobre la productividad del pozo, como presencia de micro fracturas naturales, ausencia de fallas desfavorables, el estado de esfuerzos de la zona para los objetivos en el área prospectiva, y el grado de sobre presión del yacimiento, así como el diferencial de presión entre la presión original del yacimiento y la presión del punto de burbuja del yacimiento.

Para la evaluación de los recursos son utilizados tres factores básicos de eficiencia de recuperación, los cuales incorporan la mineralogía de la roca, las propiedades del yacimiento y la complejidad geológica, estos son:

- Recuperación favorable de petróleo. Con un factor de eficiencia de recuperación de 6% para el petróleo en sitio en lutitas con bajo contenido de arcillas, una baja a moderada complejidad geológica y propiedades favorables de yacimiento, así como una formación sobrepresurada y una alta porosidad orgánica.
- Recuperación intermedia de petróleo. Con un factor de eficiencia de recuperación de petróleo en sitio de 4% a 5% en cuencas de lutitas gasíferas y formaciones que presentan un contenido medio de arcillas, complejidad geológica moderada, una presión moderada de yacimiento entre otras propiedades.
- Recuperación menos favorable de petróleo. Con un factor de eficiencia de recuperación de petróleo en sitio de 3% en cuencas de lutitas gasíferas y formaciones que presentan un contenido medio a alto de arcillas,

complejidad geológica moderada a alta, una presión baja de yacimiento entre otras propiedades.

Un factor de eficiencia de recuperación de 8% puede ser aplicado en pocos casos excepcionales para áreas con buenas propiedades de yacimientos o buen comportamiento del pozo. Así mismo, se puede aplicar un factor de eficiencia de recuperación de 2% en casos de muy bajas presiones y complejidades de yacimiento.

3. PROPIEDADES GEOMECÁNICAS

Vásquez define la geomecánica como la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, terminación y producción de pozos. A pesar de que el desarrollo de la geomecánica tiene sus bases, a principios del siglo XX, no es, sino hasta la década de los 70's cuando toma una importancia relevante en torno a su aplicación en la industria petrolera y por lo tanto es considerada como una disciplina novedosa para la ingeniería de petróleo.

3.1. Aplicaciones de la Geomecánica

La geomecánica siempre trata situaciones que relacionan los esfuerzos con la resistencia de la formación. Por lo tanto, cualquier operación en el ámbito de pozo que afecte y cause daño a la formación influirá de manera determinante en cualquier problema tales como esfuerzos en hoyos inclinados, fracturamiento hidráulico, estabilidad de cavidades cañoneadas,

esfuerzos en yacimientos sometidos a compactación y subsidencia, etc. Absolutamente, todos los análisis teóricos necesitan datos de ensayos de laboratorio y pruebas de campo para poder arrojar una respuesta confiable.

3.1.1. Características especiales de los materiales geológicos

Considerando que los materiales geológicos son formados bajo condiciones particulares en cada caso, así mismo, el comportamiento y problemas de los mismos varían. Al respecto, Vásquez sistematizó de manera general las características particulares de los problemas que involucran este tipo de materiales, así:

- Los materiales geológicos son esencialmente diferentes en cada localidad y por lo tanto, cada caso tiene que ser tratado de una manera particular. No existe un material geológico de propiedades constantes para una zona.
- El comportamiento de los materiales geológicos depende de la presión, el tiempo y las condiciones ambientales, y por lo tanto estos factores deben ser determinados para evaluar su comportamiento.
- Los materiales geológicos tienen memoria, en el sentido que su historia pasada afecta su comportamiento futuro.
- En la mayoría de los casos la masa de material geológico por investigar representa una gran extensión areal a diferentes profundidades. Sin embargo, sólo puede ser evaluada sobre la base de pequeñas muestras obtenidas en localidades puntuales.
- Debido a las grandes profundidades, resulta difícil y costoso obtener información de las características de la roca.
- Los materiales geológicos son sensibles a la perturbación por las operaciones de muestreo y por lo tanto, las propiedades mecánicas medidas

en el laboratorio pueden no ser representativas del comportamiento en el sitio.

- Los materiales geológicos no poseen una relación esfuerzo-deformación única y lineal. Un mismo material presentará diferencias a diferentes presiones confinantes.

3.2. Ensayos mecánicos

El conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas constituye el primer paso en un análisis geomecánico. Las propiedades mecánicas de interés están divididas en aquellas que miden resistencia, las que miden direcciones de esfuerzos o deformaciones y las que miden comportamiento esfuerzo-deformación. Generalmente existe un tipo de ensayo para medir una propiedad en particular.

3.2.1. Ensayos de Laboratorio

Para realizar los estudios geomecánicos, es necesario tomar núcleos geológicos de la roca de interés. Estos núcleos serán utilizados para tomar muestras para ensayos especializados de laboratorio, entre las cuales están los ensayos de resistencia mecánica: compresión sin confinamiento (UCS por sus siglas en inglés *Unconfined Compressive Strength*), compresión triaxial, tensión indirecta.

3.2.1.1. Ensayo de Compresión sin Confinamiento (UCS)

Este ensayo consiste en someter un cilindro de roca, sin confinamiento, a una carga de compresión hasta alcanzar su resistencia máxima, la cual se obtiene justo antes de que falle la muestra. De esta prueba se puede obtener resistencia máxima, módulo de Young, relación de Poisson, módulo volumétrico y módulo de corte.

3.2.1.2. Tensión Indirecta o Ensayo de Cilindro Brasileño

El ensayo de tensión indirecta o cilindro brasileño es un método que nos permite obtener la resistencia a la tensión de un material frágil. Un ensayo tipo, consiste en tomar una sección diametral con el espesor de la muestra aproximadamente igual a su radio. Luego, se aplica una carga lineal a la muestra a través de este diámetro (Figura 35). La distribución de esfuerzo normal a lo largo del diámetro paralelo al eje de carga (eje-y) es uniforme y viene dada por:

$$T_0 = \frac{2P}{\pi Dt} \quad (7)$$

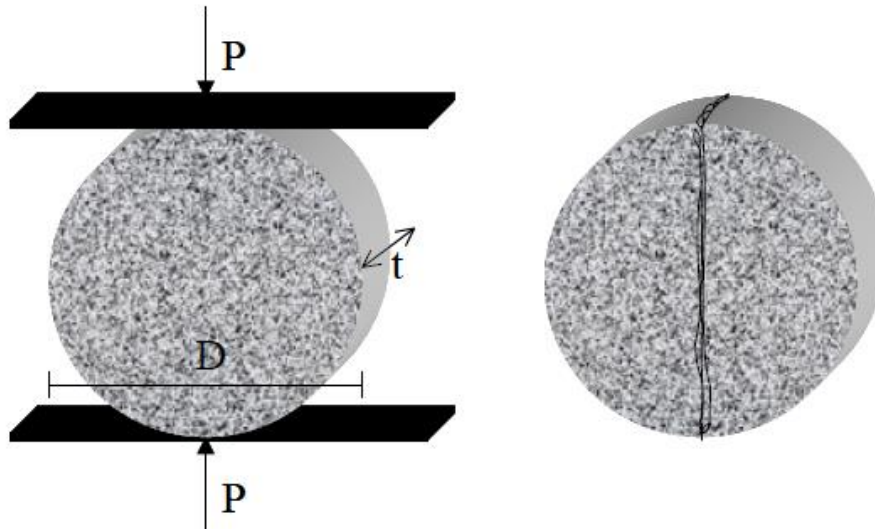
Donde:

T_0 : Resistencia a la tensión (lpc)

P : Es la carga de compresión (en línea) a falla (lbf)

D : Diámetro de la muestra (pulgadas)

t : Espesor de la muestra (pulgadas)



Fuente: Chavarro, S. *et al.* 2006

Figura 35. Ensayo de tensión indirecta y fracturas generadas en la muestra

Tabla 4. Valoración de la resistencia obtenida para el ensayo de tensión indirecta

Valoración Resistencia	σ_t (kp/cm ²)	σ_t (MPa)	σ_t (kp/cm ²)	σ_t (MPa)
	Fourmaintraux (1976)		Oteo (1978)	
<i>Muy alta</i>	>300	>29.5	>100	>9.8
<i>Alta</i>	100-300	9.8-29.5	65-100	6.4-9.8
<i>Media</i>	50-100	4.9-9.8	35-65	3.5-6.4
<i>Débil</i>	20-50	2.0-4.9	15-35	1.5-3.5
<i>Muy débil</i>	0-20	0-2.0	0-15	0-1.5

Fuente: Rodriguez, M. 2003

3.2.2. Datos geomecánicos

3.2.2.1. Esfuerzo

Es definido como la fuerza por unidad de área. Entonces cuando una fuerza es aplicada sobre un cuerpo varía de un punto a otro el esfuerzo también varía. Si la fuerza es perpendicular al área, el esfuerzo es llamado esfuerzo normal (σ). Si la fuerza es tangencial al elemento de área, el esfuerzo es llamado esfuerzo cortante o tangencial (τ). El esfuerzo es calculado según la base de las dimensiones de la sección transversal de una pieza antes de la aplicación de la carga.

$$AF = \sigma \quad (8)$$

Donde:

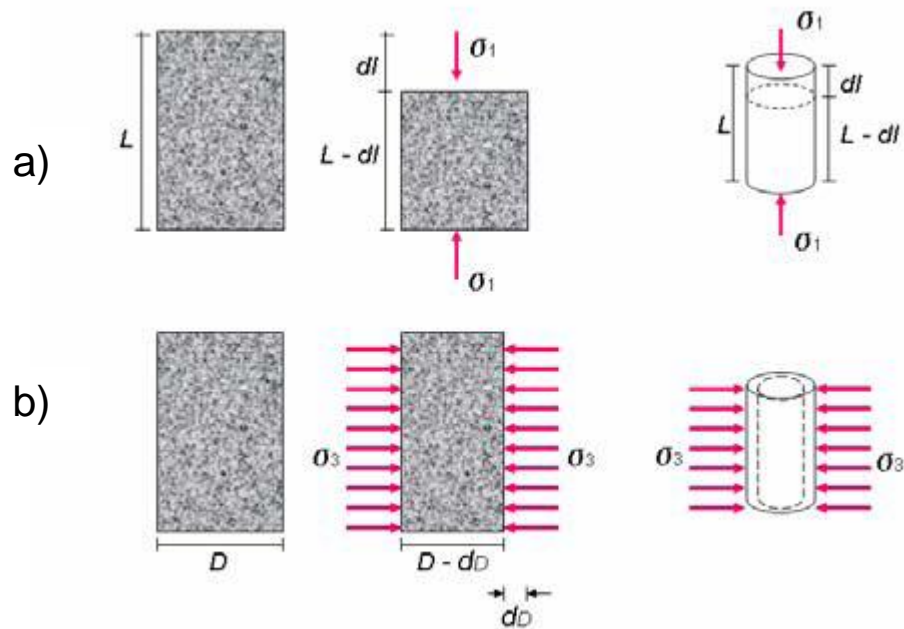
σ : es el esfuerzo

F: es la carga aplicada

A: la sección normal (transversal) a la aplicación de la carga.

3.2.2.2. Deformación

Es la relación que existe entre la nueva forma de un elemento y su configuración original, cuando es sometido a fuerzas externas (Figura 36).

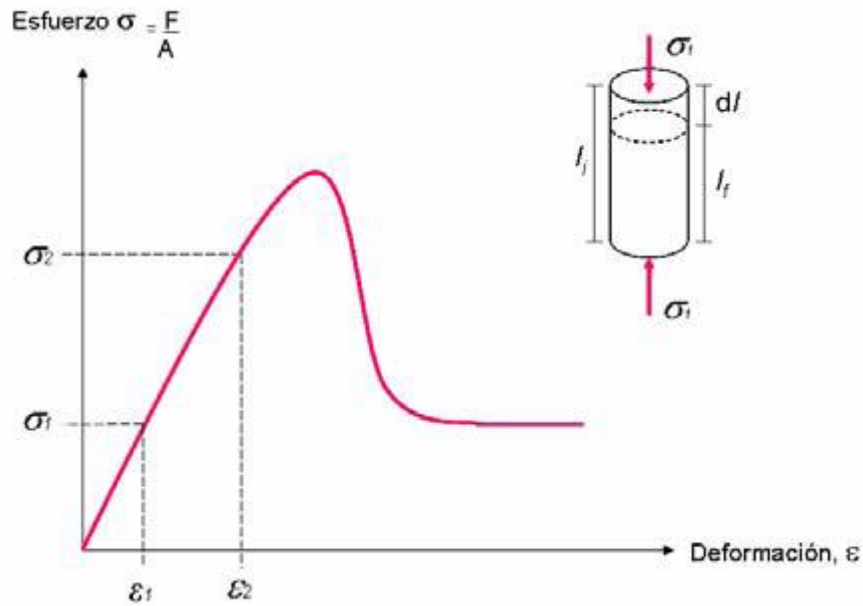


Fuente: González L, 2008.

Figura 36. a) Deformación axial; b) Deformación radial.

3.2.2.3. Curva esfuerzo-deformación

Cuando se somete una probeta de roca a una carga axial, esta sufrirá deformación; mientras más alto sea el nivel de esfuerzo mayor será la deformación que experimentará la roca (Figura 37). En un ensayo durante la etapa inicial de carga, ocurre el cierre de microfisuras preexistentes en la muestra, esto es una marca de la historia de esfuerzos soportados por la muestra de roca durante el pasado geológico.



Fuente: González L, 2002.

Figura 37. Curva Esfuerzo vs Deformación.

3.2.3. Módulos elásticos

3.2.3.1. Módulo de Young

Define la relación lineal elástica entre el esfuerzo aplicado y la deformación producida en la dirección de aplicación del esfuerzo. Definido por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\epsilon} \quad (9)$$

Donde

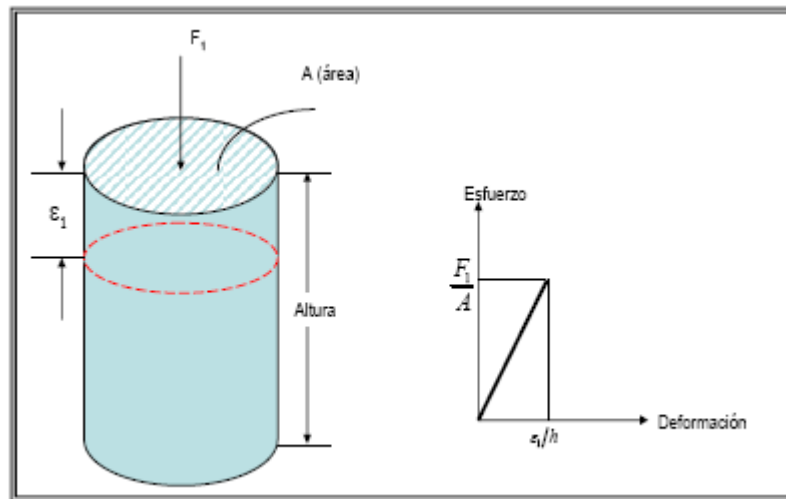
E : es el módulo de Young

$\Delta\sigma$: es la variación de esfuerzo

$\Delta\epsilon$: es la variación de deformación.

Al calcular el módulo de Young, se toman dos puntos tomados de la curva esfuerzo-deformación, correspondientes al dominio elástico (Figura 38), los cuales se relacionan en la siguiente formula:

$$E = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\varepsilon_2 - \varepsilon_1} \quad (10)$$



Fuente: González L, 2008.

Figura 38. Curva de tensión vs deformación.

3.2.3.2. Coeficiente o Relación de Poisson

Es la relación entre la deformación axial y la radial, también es obtenido a partir de la curva esfuerzo-deformación, calculando la deformación radial y axial (Figura 39).

$$\nu = \frac{\varepsilon_{radial}}{\varepsilon_{axial}} \quad (11)$$

$$\varepsilon_{ax} = \frac{\Delta l}{l_i} \quad (12)$$

$$\varepsilon_t = \frac{\Delta_t}{t_i} \quad (13)$$

Donde

ν : es el coeficiente de Poisson

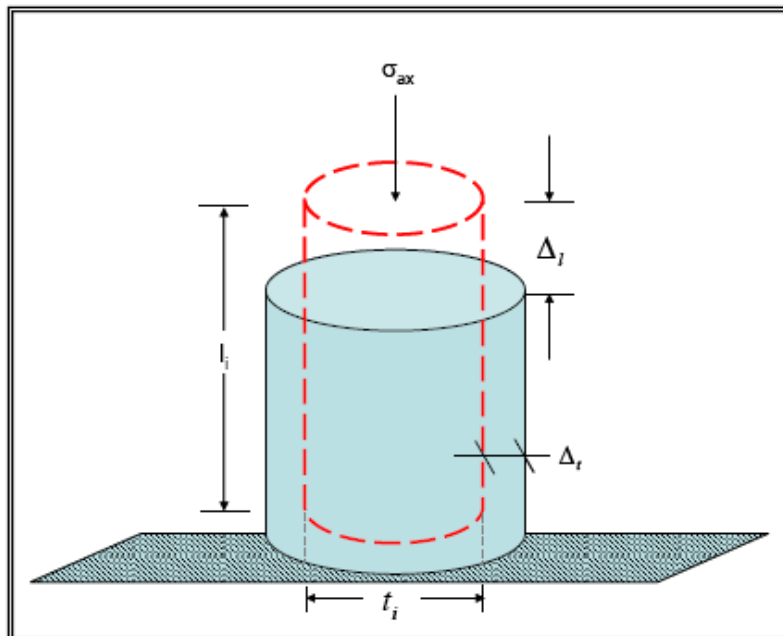
ε_{radial} : es la deformación radial

ε_{axial} : es la deformación axial

ε_t : es la deformación transversal

l_i : es la longitud axial

t_i : es la longitud transversal



Fuente: González L, 2008.

Figura 39. Relación Poisson.

3.2.3.3. Módulo Volumétrico o Módulo de Bulk

Es la relación lineal entre el cambio fraccional del volumen y la presión hidrostática aplicada a una masa de material geológico.

$$K = 13474,45 \frac{\rho}{(\Delta t_c)^2} - \left(\frac{4}{3}\right)G \quad (14)$$

Donde:

K: es el módulo de Bulk

ρ : es la densidad

Δt_c : es el tiempo de transito compresional

G: es el módulo de corte

3.2.3.4. Módulo de Corte

Se utiliza para describir el corte, definido por:

$$G = 13474,45 \frac{\rho}{(\Delta t_s)^2} \quad (15)$$

Donde:

G: es el módulo de corte

ρ : es la densidad

Δt_s : es el tiempo de transito de cizalla

Realizando el álgebra de tensores, el módulo de rigidez se relaciona con el módulo de Young y la relación de Poisson, según la siguiente expresión:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (16)$$

Donde:

G: es el módulo de corte

E: es el módulo de Young

u: es la relación de Poisson

4. DIFRACCIÓN DE RAYOS X:

La Difracción de Rayos X es la técnica más utilizada para el estudio de la estructura cristalina (orgánica e inorgánica) e identificación mineralógica, especialmente para determinar la mineralogía en arcillas. La Difracción de Rayos X es una técnica rápida y sencilla, no destructiva y puede ser usada para estimaciones semi-cuantitativas en la mineralogía de una muestra. Esta prueba consiste en dos tipos de análisis: (Roca total y mineralogía de arcillas).

4.1. Mineralogía total de la muestra (roca total)

Se realiza con la finalidad de obtener la identificación y cuantificación (% en peso, semi-cuantitativo) de los minerales presentes en la muestra. La montura de la muestra se hace en forma no orientada.

4.2. Mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras)

Consiste la identificación y cuantificación (% en peso, semi-cuantitativo) de los minerales de arcilla presentes en la muestra. La montura es realizada de forma orientada con la finalidad de magnificar los planos basales de los filosilicatos.

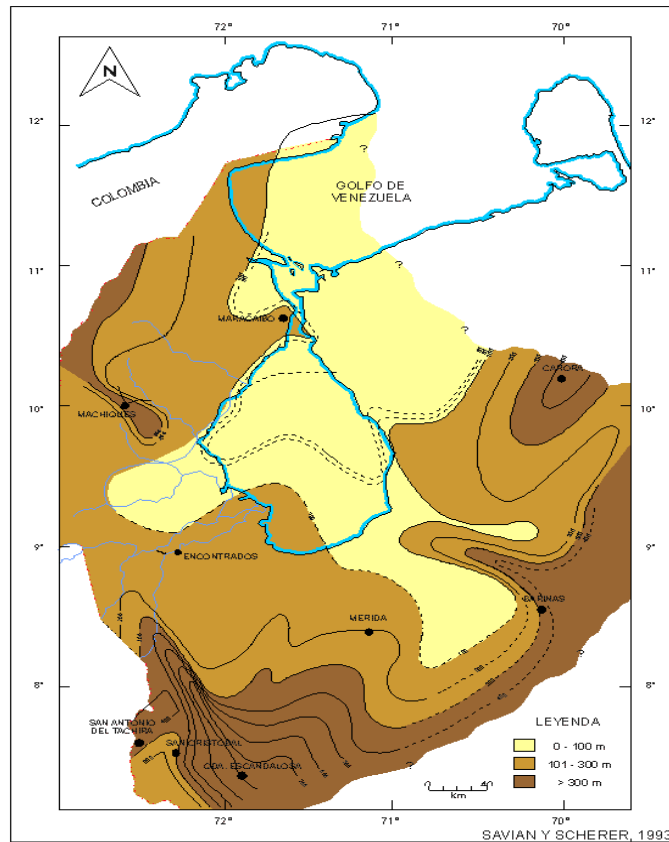
5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

5.1. Formación La Luna

La Formación La Luna está ubicada en el occidente de Venezuela y se extiende desde la región de la Guajira al oeste, hasta la depresión de Barquisimeto al este y la depresión del Táchira al sur. Esta Formación ha sido ampliamente estudiada por su condición de principal roca madre de hidrocarburos y su gran capacidad generadora (Dos Santos, *et al.*, 2003). La unidad se presenta en toda la extensión de la cuenca del lago de Maracaibo, estado Zulia, como también en los estados Falcón, Lara, Trujillo, Mérida, Táchira, Barinas y la península de La Guajira, Colombia. (Figura 40).

Según la información revisada en esta investigación cumple en gran medida con los parámetros estratigráficos y geoquímicos establecidos para ser visualizada como posible yacimiento no convencional de petróleo y de gas, por el carácter de roca esencialmente lutítica. Al ser la roca generadora por excelencia de la Cuenca del Lago de Maracaibo, ha sido el foco de infinidad de estudios desde todo punto de vista geocientífico; paleoambientalmente se postulan diferentes ambientes para las épocas y pisos que comprende su depositación, a nivel muy general diferentes autores proponen ambientes de profundidades de agua de 100 m hasta aproximadamente 800 m, y mencionan una depositación en un mar tranquilo

y somero y con muy poco oxígeno disuelto y circulación vertical de agua; así mismo coinciden en las condiciones cálidas y que la evaporación representaba la mayor causa de la circulación de aguas profundas. Por tales condiciones los minerales finos que se pudieron depositar en el tiempo de depositación de la Formación La Luna son apenas una fracción de la mineralogía asociada y son los minerales por precipitación de carbonatos los que típicamente tipifican la litología de la formación; estando presente también un alto contenido de materia orgánica y de hidrocarburo en la formación.



MAPA ISOPACO DE LA FORMACION LA LUNA

Fuente: Léxico Estratigráfico de Venezuela.

Figura 40. Mapa Isópaco de la Formación La Luna.

La Formación La Luna consiste típicamente de calizas y lutitas calcáreas fétidas, con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificadas y laminadas, densas, de color gris oscuro a negro; la ftanita negra es frecuente en forma de vetas, nódulos y capas delgadas; las concreciones elipsoidales a discoidales de 10 a 80 cms de diámetro, son características típicas de la formación. Las capas de caliza varían en espesor de 1 - 2 cms hasta unos 50 cms, con estratificación uniforme y monótona. Cuando se realizan fracturas o cortes a estas calizas, tienen un olor característico y fuerte a bitumen (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999). (Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V.) (1999) Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN))

En la región de Trujillo-Lara, la unidad ha sido subdividida en tres miembros (Renz, O. 1959) denominados La Aguada, Chejendé y Timbetes, en orden ascendente. En la región de Táchira-Barinas, Renz nombró la Lutita de La Morita, considerada por autores posteriores como miembro local de las formaciones La Luna y Navay. Otra unidad que algunos consideran como miembro de la Formación La Luna es el Chert (Ftanita) de Táchira. En general, la litología descrita caracteriza a la Formación La Luna. Una excepción es el Miembro Machiques de la Formación Apón, apreciablemente más antiguo, cuya similitud con las calizas de la Formación La Luna ocasionó confusión e identificaciones erróneas (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

Podemos dividir a La Formación La Luna en las siguientes Facies/ Miembros: (Discepolo, P. y Rodríguez, D., 2002)

- Facies alternantes de calizas y lutitas: Consiste típicamente de calizas y lutitas calcáreas fétidas con abundante materia orgánica laminada y

finamente dispersa de color gris oscuro a negro, presenta nódulos y concreciones elipsoidales a discoidales. Las capas de calizas varían en espesor hasta 50 cm, con estratificación uniforme y monótona. Fue depositado en un ambiente marino con condiciones de fondo anóxicas de profundidad variable. En este ambiente reductor se preservó la materia orgánica y se formó pirita.

- Miembro La Aguada: Se designó de esta forma la parte inferior de la formación La Luna en la subcuenca de Lara – Trujillo, está conformada por capas de caliza densa de color gris oscuro de 20 a 40 cm de espesor con concreciones de caliza, las cuales se hacen más abundantes hacia el tope de la sección, donde se presentan algunas intercalaciones de arena fina y limo. Este miembro puede ser considerado como facies transicionales entre las facies de aguas llanas depositadas en la plataforma y las facies pelágicas.

- Miembro Chejendé: Se reconoce en la subcuenca Lara – Trujillo y consta de una sección de 80 m donde se observan calizas concrecionarias de color gris oscuro a negro, interestratificadas con lutitas y margas. En este miembro resalta la preponderancia de lutitas y margas por sobre las calizas. Se depositó en un ambiente pelágico con poca circulación de aguas y con sedimentación lenta.

- Miembro Timbetes: Al igual que la anterior solo se reconoce en la subcuenca de Lara –Trujillo y consta de una sección de 90 m conformada por capas de calizas estratificadas concrecionarias con un espesor de hasta un metro de color gris azulado a oscuro, las capas de calizas se encuentran separadas entre si por margas muy calcáreas de color negro, también se observan capas de chert intercaladas con las calizas. Se depositó en

ambiente pelágico de mayor oxigenación y circulación de las aguas que en el miembro anterior.

- Miembro Tres Esquinas: Está constituido por areniscas glauconíticas calcáreas y fosilíferas de color verdoso, a veces con pelotillas de fosfato, se caracteriza además por su textura oolítica – ovular e infrayacen a la lutitas de la Formación Colón, presentando un espesor de 3 a 5 m. Fue depositado en una ambiente de moderada oxigenación y rico en organismos.

- Miembro Ftanitas del Táchira: Está formada por ftanitas negras finamente laminadas en capas delgadas con intercalaciones de lutitas sílceas y calizas negras. Existen capas lenticulares de caliza con concreciones. Sedimentación en región marina oceánica de profundidad de 300 m, probablemente la ftanita es de origen secundario derivado de la disolución de restos orgánicos silicios. Se interpreta un ambiente de mayor oxigenación que los anteriores.

CAPITULO III: Metodología experimental

1. MARCO METODOLÓGICO

1.1. Tipo y Diseño de la Investigación

El presente capítulo aborda los lineamientos metodológicos que describen cómo será llevado a cabo el estudio para dar respuesta a los objetivos planteados. Enmarcándose en un modelo cualitativo y cuantitativo a la vez. De acuerdo al nivel de aproximación al fenómeno a estudiar esta investigación será de tipo exploratoria, al respecto, Fideas Arias (2012), expone:

“La investigación exploratoria es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimientos.”

El concepto emitido por Arias (2012), cubre perfectamente el tipo de investigación a realizar en el presente trabajo, ya que plantea el estudio de las lutitas petrolíferas, siendo dicho tema una novedad en el país y por ende existe poca información al respecto.

Este trabajo está orientado hacia un tipo de investigación mayormente documental ya que el estudio del problema será abordado a nivel teórico apoyándose en información sustraída de materiales impresos, boletines técnicos, artículos, publicaciones, trabajos especiales de grado, entre otros. Arias (2012) define el diseño de investigación documental como:

“La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.”

En este orden de ideas la universidad Pedagógica Experimental Libertador (2006) señala que los estudios documentales son:

1.- Estudios de desarrollo teórico: presentación de nuevas teorías, conceptualizaciones o modelos interpretativos originales del autor, a partir de análisis crítico de información empírica y teorías existentes.

2.- Revisiones críticas del estado del conocimiento: integración, organización y evaluación de la información teórica y empírica existente sobre un problema, focalizando ya sea en el progreso de la investigación actual y posibles vías para su solución, en el análisis de la consistencia interna y externa de las teorías y conceptualizaciones para señalar sus fallas o demostrar su superioridad de unas sobre otras, o en ambos aspectos.

Debido a que independientemente de su clasificación, todos son tipos de investigación, y al no ser excluyentes, este trabajo también puede considerarse como un diseño experimental, ya que serán evaluadas muestras de núcleos en el laboratorio. Arias (2012) define el diseño experimental como:

“La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o

tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).”

1.2. Procedimiento

El procedimiento metodológico son descripciones muy breves o también es válido definirlas como las fases cumplidas para desarrollar la investigación. El Manual de USM (2005), define el procedimiento como: “Describir brevemente las etapas y/o fases realizadas para llevar a cabo esta investigación e identificar y definir los métodos y técnicas aplicadas”. Según lo antes planteado esta investigación estará realizada en las siguientes fases:

Fase I: Búsqueda de investigaciones relacionadas con las lutitas petrolíferas (*Shale oil*) para obtener sus características, ubicación y métodos de producción, y búsqueda de información de la Formación La Luna, debido a que es una de las que presenta la mayor prospectividad para este tipo de yacimientos no convencionales en Venezuela.

Fase II: Ubicación, selección y extracción de la información recopilada de las publicaciones, revisiones bibliográficas entre otros, necesarias para el desarrollo de esta investigación, para luego pasar a la elaboración del marco teórico y el estado del arte.

Fase III: Investigación de los datos existentes de la Formación La Luna, para poder ubicar pozos que presentan muestras de núcleos que la contengan y luego de hacer una selección de ellos, realizar una toma de muestras en la Nucleoteca La Concepción.

Fase IV: Las muestras de núcleos de La Formación La Luna, serán sometidas a ensayos de compresión sin confinamiento (UCS) y de tensión indirecta, para obtener datos de Modulo de Young, Coeficiente de Poisson, y las Microfisuras; y ensayos de difracción de rayos X, para obtener el contenido de roca total y así poder calcular el índice de fragilidad, datos necesarios para el diseño del plan de producción mediante el fracturamiento hidráulico.

Fase V: Elaboración de tablas y gráficos con los datos obtenidos de los ensayos realizados, para así poder interpretarlos y realizar un análisis de los resultados.

Fase VI: Redacción el informe final, donde serán plasmadas las conclusiones y recomendaciones de este trabajo especial de grado.

1.3. Método de recolección de datos

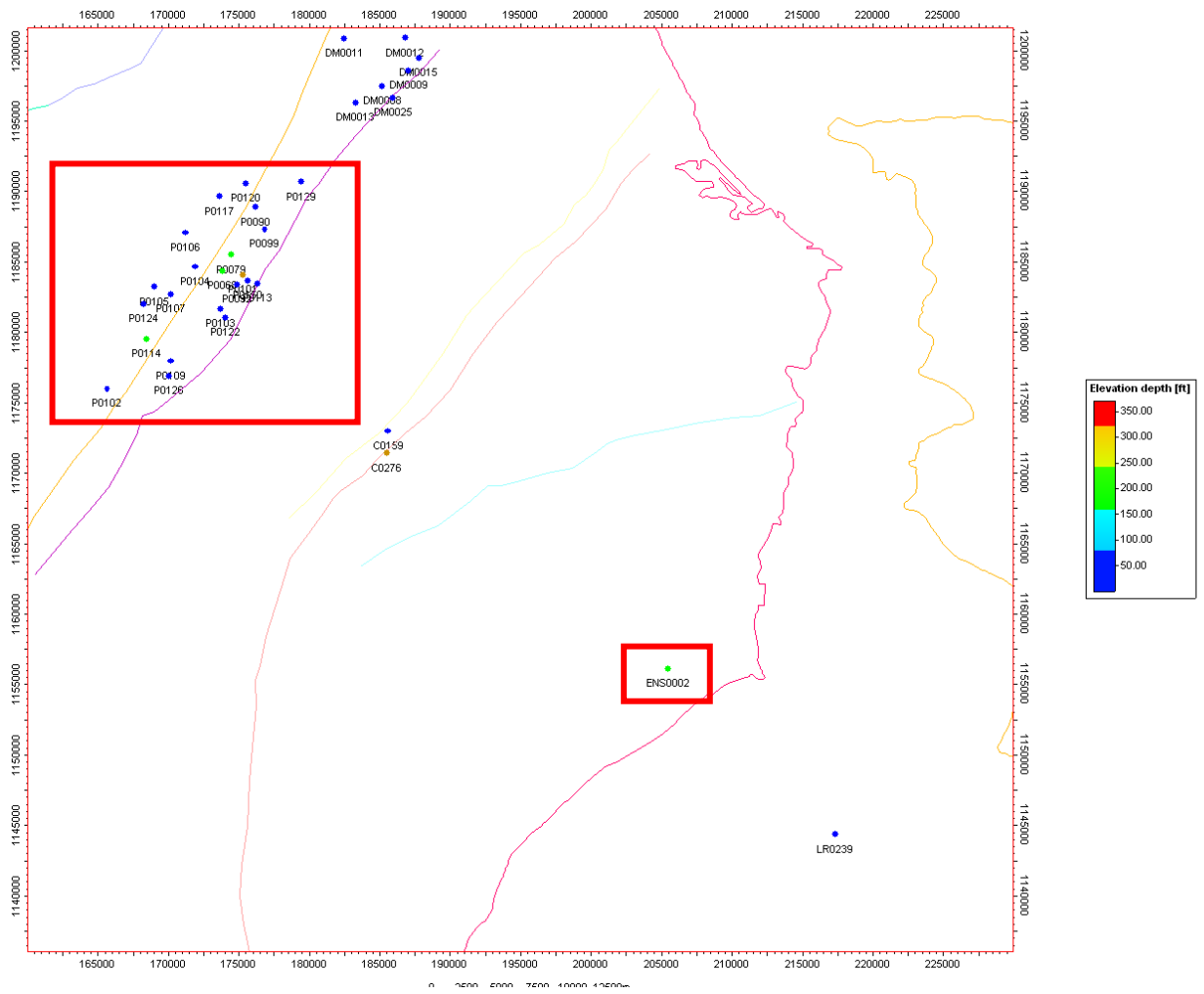
1.3.1. Revisión bibliográfica

Para la realización de esta investigación sobre las lutitas petrolíferas fue preciso recopilar toda la información posible referente a ellas, y así poder elaborar el estado del arte, pilar fundamental de éste trabajo. Las fuentes empleadas fueron muy diversas, entre las que encontramos materiales impresos, boletines técnicos, artículos, publicaciones, trabajos especiales de grado, entre otros, de los cuales fue clasificada y sustraída la información para abordar el tema de interés a nivel teórico.

1.3.2. Selección y toma de muestras

Para la realización de las pruebas de laboratorio fueron seleccionados pozos de los que se haya realizado extracción de núcleos que contengan algún intervalo de La Formación La Luna.

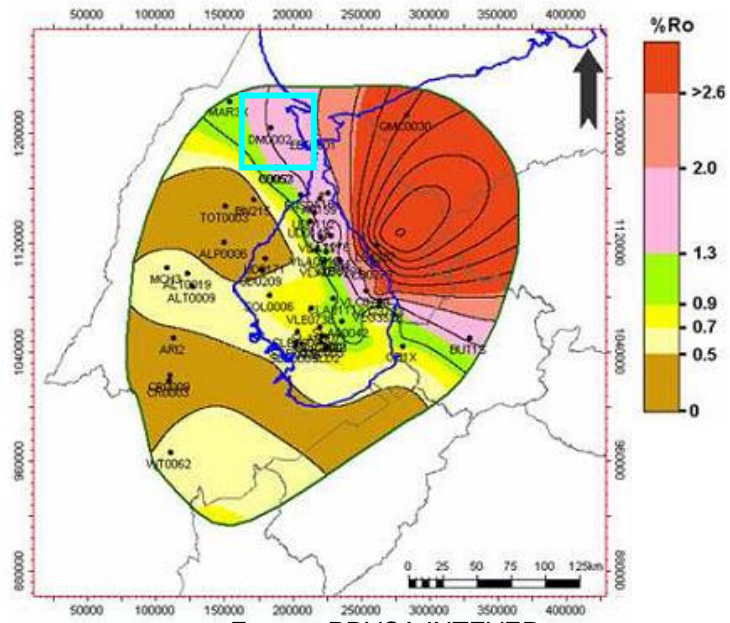
Para ello fue realizada una búsqueda en la base de datos WEB CHANNELS, que contiene la información de los pozos perforados por la industria, tomando como parámetros de búsqueda pozos con muestras de núcleos que contuvieran a la Formación La Luna. Ésta inspección arrojó un total de 78 pozos, de los cuales fueron identificados los intervalos de profundidad que contenía a la formación de interés. Luego los datos fueron comparados con mapas proporcionados por PDVSA INTEVEP, que contenían la localización de la mayoría de los pozos (Figura 41), e información geoquímica de la Formación La Luna como madurez térmica actual (Figura 42) y distribución del %COT actual (Figura 43), para así realizar la selección de los pozos de mayor interés para éste estudio. Estos datos fueron enviados a la Núcleoteca de La Concepción, en el estado Zulia, para ser cotejados con su base de datos y corroborar que los núcleos de interés se encontraban almacenados en dicho lugar, y el número de cajas que los contenían.



Fuente: PDVSA INTEVEP

Figura 41. Selección de los pozos en el área de interés.

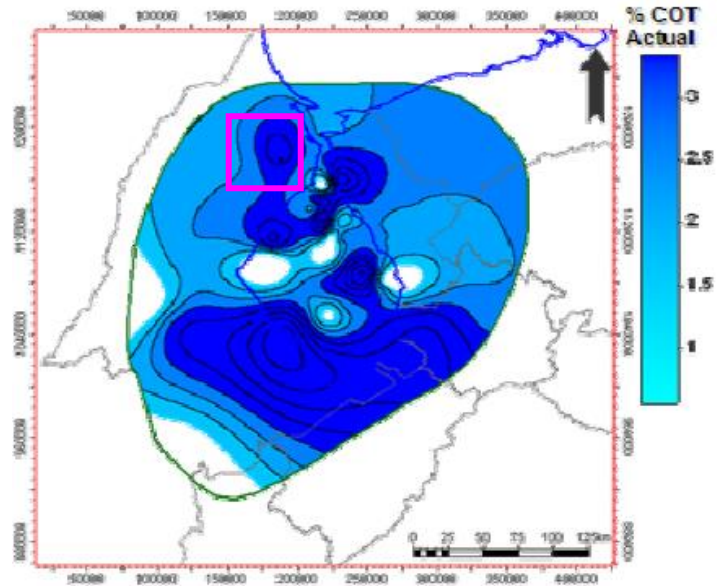
Madurez Térmica Actual (%Ro)



Fuente: PDVSA INTEVEP

Figura 42. Madurez térmica actual de la Formación La Luna

Distribución de % COT Actual



Fuente: PDVSA INTEVEP

Figura 43. Distribución de %COT actual de la Formación La Luna

Fue solicitado a la Nucleoteca de la Concepción (Figura 44), el despliegue de los núcleos, en las profundidades de interés, de 4 pozos (A (114 cajas), B (51 cajas), C (15 cajas) y D (3 cajas)); estos núcleos están organizados por intervalos, en cajas de tres pies de largo por medio pie de ancho por medio pie de espesor y cada una cuenta con dos bandejas, una superior para localización de muestras y otra inferior para la toma de cualquier tipo de muestras.

Una vez desplegadas las cajas con los núcleos en la mesa, cada una de ellas se encontró perfectamente identificada con el intervalo que contenía, el número del núcleo, el nombre del pozo y el número de la caja. Por otra parte, para trabajar con los 3' de núcleo de una caja es empleada una regla que tiene una escala en pies la cual mide aproximadamente 2.5 pies de largo, esta sirve para identificar la profundidad dentro de la caja seleccionada. Luego se procedió al muestreo, sin poder realizarlo de forma sistemática debido al mal estado en que se encontraban dichos núcleos (Figura 45), por lo que fueron tomados los tapones en las zonas donde las condiciones lo permitían, ya que no debían presentar fisuras, y tener la dimensión necesaria para poder ser cortadas por el taladro con una mecha de 1½ pulgada. Una vez cortados los tapones de las zonas de interés fueron embolsados y registrados con el nombre de cada pozo y su profundidad (Figura 46).



Fuente: Este estudio
Figura 44. Almacén Núcleoteca La Concepción, estado Zulia.



Fuente: Este estudio
Figura 45. Despliegue núcleos. Formación La Luna.



Fuente: Este estudio
Figura 46. Corte de tapones para muestras, Núcleoteca La Concepción.

1.4. Procedimiento

1.4.1. Caracterización geomecánica

1.4.1.1. Determinación de UCS

El esfuerzo de compresión sin confinamiento (UCS), es obtenido a partir de muestras con dimensiones donde su longitud L sea igual a dos veces el diámetro D . Esta medida es necesaria ya que la resistencia en los extremos de la muestra tiende a equipararse con la resistencia de los cilindros metálicos (que la comprimen) de la celda. Mientras la muestra es más larga, el comportamiento del contacto muestra-celda se disipa, dando paso al comportamiento real de la muestra sola. Según las recomendaciones del Laboratorio de Ensayos Geomecánicos de Intevep, la relación mencionada anteriormente, es la indicada. Este ensayo puede realizarse en tapones con diámetro preferible de 1" o 1½", también se puede realizar con radio de 2".

En este estudio los tapones tienen un diámetro de 1½", por lo que la longitud de los cilindros debe ser de aproximadamente 3", así que únicamente fueron realizados ensayos UCS a muestras del pozo P-79, ya que eran las que cumplían con dicho parámetro.

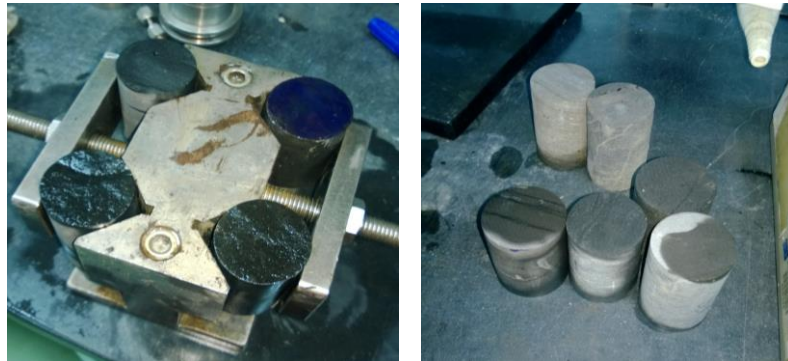
1.4.1.1.1. Preparación de muestras

Una vez seleccionadas las muestras a ensayar, se procedió a cortarlas del tamaño deseado y refrentarlas para que ambas caras quedaran

paralelas entre si, con la finalidad de que el esfuerzo aplicado sobre ellas sea distribuido de manera uniforme por todo el cilindro durante el ensayo. (Figuras 47 y 48).



Fuente: Este estudio
Figura 47. Cortadora y Refrentadora utilizadas.



Fuente: Este estudio
Figura 48. Muestras antes y después de ser refrentadas.

Luego los cilindros fueron medidos con un vernier para confirmar la relación entre diámetro y longitud (Figura 49).



Fuente: Este estudio

Figura 49. Medición de diámetro y longitud de las muestras para ensayo UCS.

Se enchaquetaron las muestras con una manga de teflón termoencogible a una temperatura aproximada de 200 °C, para evitar que al fracturarse la roca, resultase dañado el equipo (Figura 50).



Fuente: Este estudio

Figura 50. Colocación de chaqueta termoencogible y pistola de calor.

Una vez realizado el montaje de las muestras en el equipo MTS 815 (Figura 51 y Figura 52), e introducido como input la data de L y D en el software del equipo para el cálculo de UCS, fue activado en espera que la muestra falle debido al incremento en la compresión.



Fuente: Este estudio
Figura 51. Celda triaxial MTS-815 para ensayos geomecánicos.



Fuente: Este estudio
Figura 52. Montaje de muestras en la celda triaxial MTS-815.

Al haber fallado la muestra, se desmontó de la celda y fue tomada la información obtenida del software para procesarla posteriormente.

1.4.1.2. Ensayos de tensión indirecta

El ensayo de tensión indirecta o también llamado de cilindro brasileño, es obtenido a partir de muestras con dimensiones, tal que, su longitud L sea igual al radio r . Con el fin de simular un ensayo de tracción o tensión directa, es necesario que las placas que realizaran la compresión, lo hagan

uniformemente sobre la sección lateral, y esta es la razón para que L sea relativamente pequeña, de modo tal de asegurar el mayor contacto posible. Según las recomendaciones del Laboratorio de Ensayos Geomecánicos de Intevep, la relación mencionada anteriormente, es la indicada. Este ensayo puede realizarse en muestras con diámetro preferible de 1" o 1 ½", también se puede realizar con radio de 2".

En este estudio los tapones tienen un diámetro de 1½", por lo que la longitud de los cilindros debe ser de aproximadamente la mitad.

1.4.1.2.1. Preparación de muestras

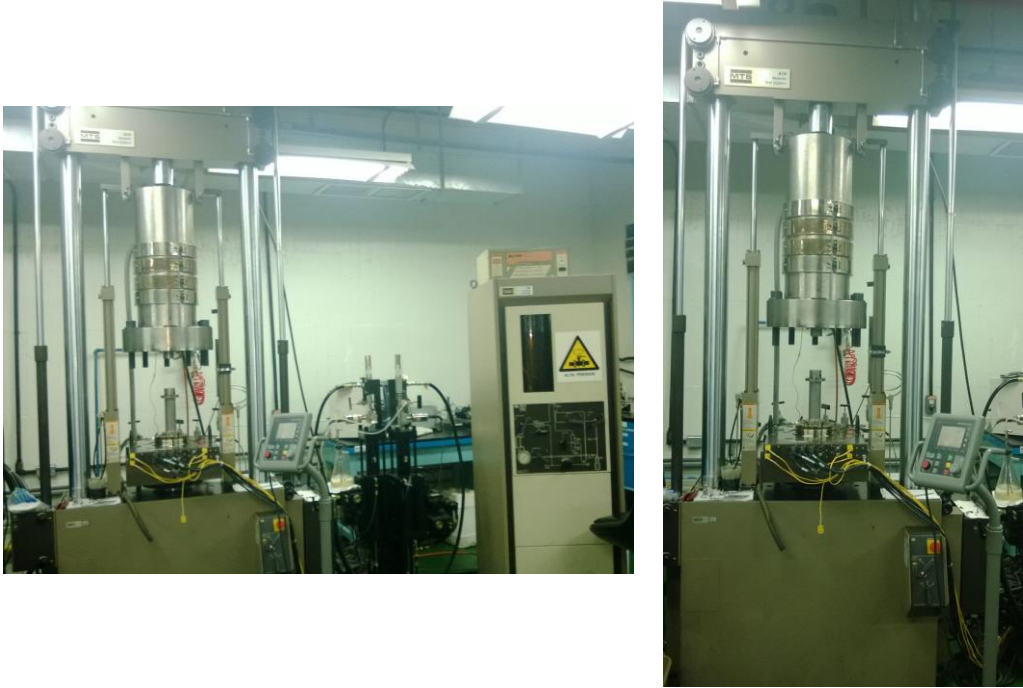
Una vez seleccionadas las muestras a ensayar, se procedió a cortarlas de forma pareja y del tamaño deseado, corroborándolo mediante la medición con el vernier. (Figura 53).



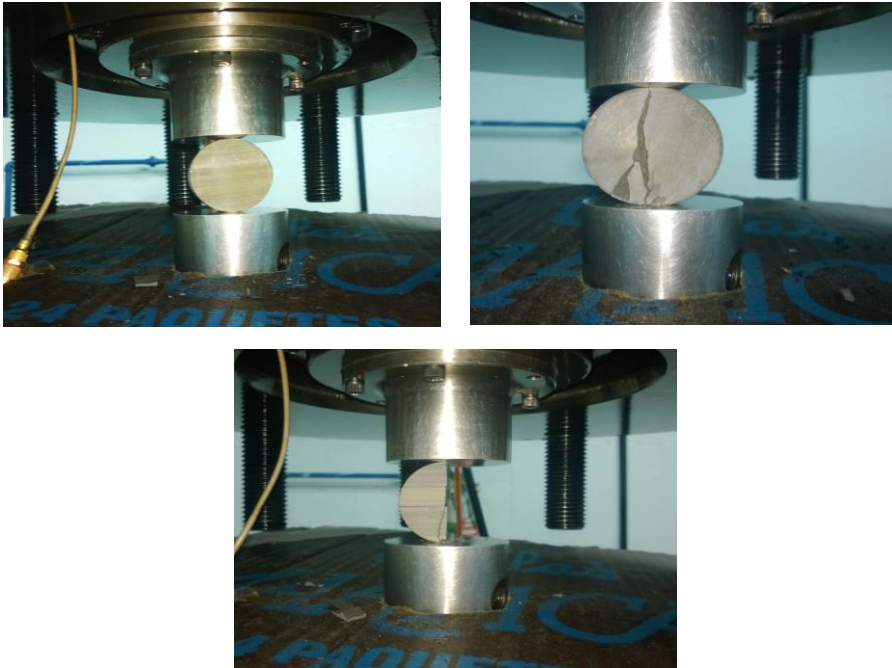
Fuente: Este estudio
Figura 53. Muestras para ensayo de tensión indirecta.

Fue realizado el montaje de las muestras en el equipo MTS 810, de tal forma que haga contacto con las placas superior e inferior (Figura 54 y Figura 55), e introducido como input la data de L y D en el software del equipo para el cálculo de tensión indirecta, fue activado en espera que la muestra falle debido al incremento en la compresión.

Al haber fallado la muestra, fue desmontada de la celda y obtenida la información del software para procesarla posteriormente.



Fuente: Este estudio
Figura 54. Celda triaxial MTS-810 para ensayos geomecánicos.



Fuente: Este estudio

Figura 55. Montaje y fallamiento de muestras en la celda triaxial MTS-810.

1.4.2. Difracción de Rayos X

1.4.2.1. Ensayos de determinación de Roca Total

1.4.2.1.1. Preparación de las muestras

Una fracción de las muestras de los núcleos (Figura 56) son trituradas (aproximadamente 1 gramo) utilizando una máquina pulverizadora marca Shatterbox Spex modelo 8510 (Figura 57) durante 30 segundos aproximadamente. El polvo obtenido es pasado por un tamiz para asegurarse de tener una granulometría homogénea (Figura 58).



Fuente: Este estudio

Figura 56. Muestras a pulverizar.



Fuente: Este estudio

Figura 57. Máquina pulverizadora marca Shatterbox Spex modelo 8510.

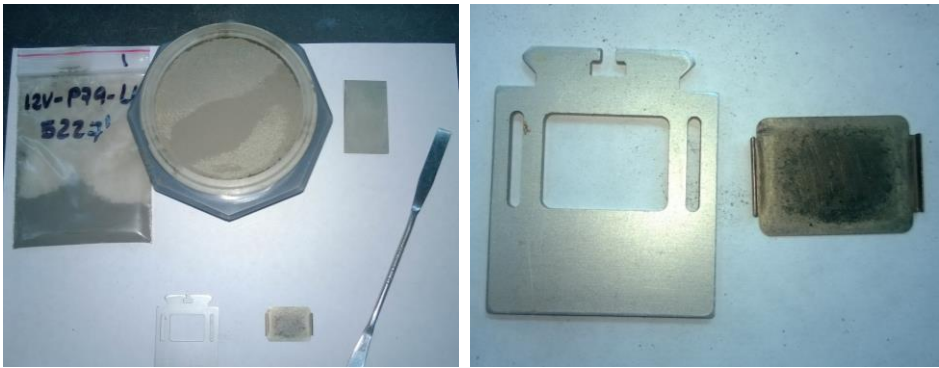


Fuente: Este estudio

Figura 58. Muestras pulverizadas.

Se fija un vidrio esmerilado (o una superficie rugosa) a una plaquita de difracción (o portamuestra) por el lado de incidencia de los rayos X, el vidrio es ajustado con cinta plástica y se voltea el conjunto esmerilado – plaquita. Luego con una espátula es llenado el espacio de la plaquita con el polvo y distribuido y compactado sin ejercer mucha presión, con el objetivo de obtener una superficie plana con la máxima desorientación. Se coloca la plaquita posterior ajustándolo con cinta plástica teniendo cuidado de no hacer mucha presión. Se voltea el conjunto y se retira el vidrio esmerilado, de esta

manera la cara de incidencia de los rayos X queda desorientada por la superficie rugosa (Figuras 59 y 60).



Fuente: Este estudio

Figura 59. Materiales utilizados y portamuestra.



Fuente: Este estudio

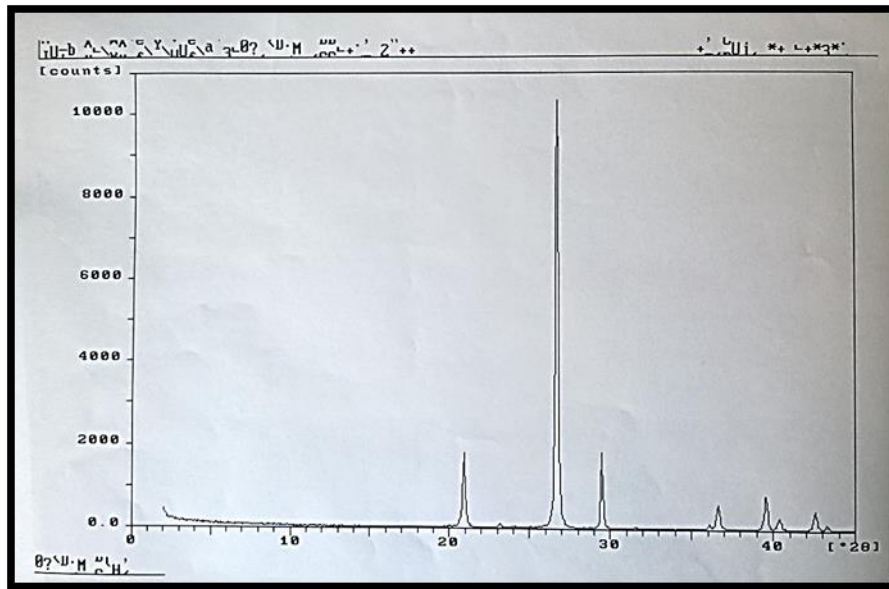
Figura 60. Montaje de las muestras de polvo.

Finalmente son introducidos los portamuestras en el equipo de difracción de rayos X (Figura 61) donde se dan los parámetros de barrido en la región angular entre 2 y 45°, obteniéndose un difractograma con toda la información de la data del barrido (Figura 62), con esta información mediante un software se hace la identificación y cuantificación de los minerales presentes utilizando una base de datos que contiene la estructura cristalina de cada mineral.



Fuente: Este estudio

Figura 61. Difractómetro de rayos X X'Pert PRO MRD PANalytical.



Fuente: Este estudio

Figura 62. Difractograma de barrido.

CAPITULO IV: Resultados y análisis

Al realizar la toma de muestras en la Nucleoteca La Concepción, se cortaron tapones de 4 pozos seleccionados anteriormente, dependiendo el número de muestras por pozo de las condiciones de preservación de cada núcleo. A continuación se refleja las muestras seleccionadas por pozo y sus dimensiones promedio (Tabla 5), dichas muestras fueron denominadas con las letras "V" si el tapón se cortó verticalmente o "H" si fue horizontalmente (dependiendo del tamaño del núcleo).

A los tapones 2H y 12H del pozo A y 4V del pozo B no se les realizaron estudios ya que no cumplían con las especificaciones requeridas de longitud, además de encontrarse fracturadas.

Tabla 5. Pozos, muestras y dimensiones.

Pozo	Muestra	Profundidad (pies)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	
A	1H	15320'6"	38,07	22,27	
	3H	15326'9"	38,07	26,54	
	4H	15319'10"	38,06	28,38	
	5H	15337'6"	38,06	27,41	
	6H	15341'	38,1	27,42	
	7H	15349'1"	38,08	27,14	
	8H	15354'2"	38,07	25,27	
	9H	15366'8"	38,08	26,6	
	10H	15369'	38,07	27,02	
	11H	15373'11"	38,08	25,69	
	13H	15397'	38,07	26,12	
	14H	15410'6"	38,09	26,8	
	15H	15418'4"	38,09	28,38	
	16H	15423'4"	38,1	26,8	
	17H	15426'	38,1	25,19	
	18H	15431'4"	38,1	27,29	
	B	1V	4943'	38,04	64,63
		2V	4951'2"	38,86	68,86
3V		4962'	37,76	23,17	
5V		4998'10"	41,52	22,33	
6V		5063'	38,79	65,82	
7V		5080'	40,47	62,13	
8V		5089'8"	38,81	22,15	
9V		5102'5"	40,73	22,99	
10V		5105'5"	39,55	22,3	
11V		5127'8"	39,98	69,28	
12V		5227'	40,3	25,12	
C		1H	8018'5"	38,08	21,23
	2H	8020'4"	38,1	25,85	
	3H	8023'1"	38,07	24,16	
	4H	8029'10"	38,09	23,38	
	5H	8038'6"	38,09	22,98	
	6H	8050'8"	38,09	21,56	
D	1V	7022'9"	38,09	19,75	

	2V	7023'5"	38,08	23,07
	3V	7023'11"	38,08	23,07

1.1. Ensayos geomecánicos

Los resultados de los ensayos geomecánicos realizados son presentados a continuación en tablas y gráficos, separados por pozos, es importante destacar que no fue posible realizar una correlación directa entre dichos pozos, debido a que la selección de ellos fue limitada a las muestras disponibles en la nucleoteca, los cuales era muy antiguos y no poseían registros eléctricos o gamma ray.

El estudio y los ensayos realizados serán una base para futuros trabajos más específicos sobre el potencial de La Formación La Luna para ser considerada un yacimiento no convencional de lutitas petrolíferas.

A partir del ensayo de tensión indirecta realizado a las muestras de los pozos se calculó el parámetro de resistencia a la tensión "To" utilizando la Ecuación 7.

Con los datos obtenidos del ensayo UCS realizado sólo a las muestras que cumplían los requisitos de relación diámetro-longitud del pozo B, fue posible calcular: Módulo de Young "E" con la Ecuación 9, Módulo Volumétrico "K" utilizando la Ecuación 14, Módulo de Corte "G" empleando la Ecuación 16 y el Coeficiente o Relación de Poisson "v" mediante la Ecuación 11.

1.1.1. Pozo A

Ensayo de Tensión Indirecta:

Tabla 6. Resultados cálculo de To del pozo A.

NOMBRE	PROFUNDIDAD	To (psi)
1H	15320'6"	1441
3H	15326'9"	1046
4H	15319'10"	1569
5H	15337'6"	1342
6H	15341'	1029
7H	15349'1"	443
8H	15354'2"	1309
9H	15366'8"	987
10H	15369'	966
11H	15373'11"	947
13H	15397'	1272
14H	15410'6"	1264
15H	15418'4"	681
16H	15423'4"	1350
17H	15426'	1346
18H	15431'4"	901



Figura 63. Resultados cálculo de To del pozo A.

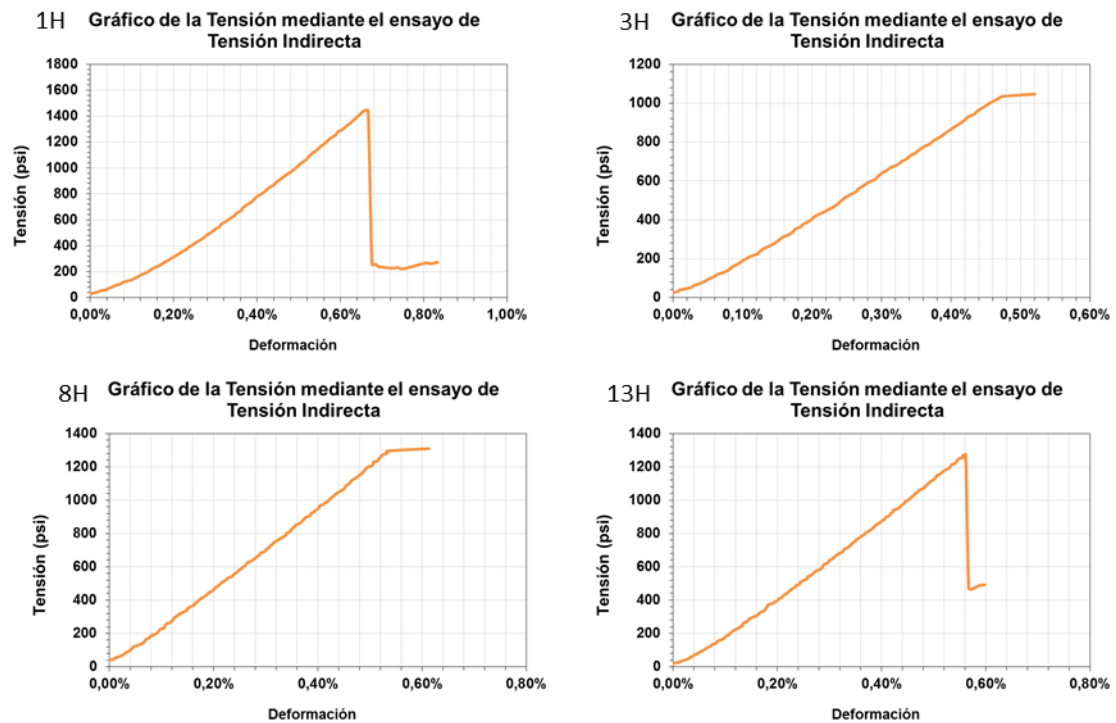


Figura 64. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo A.

Podemos observar que el valor de resistencia a la tensión de las muestras ensayadas del pozo varía entre el rango de 900 psi y 1600 psi

aproximadamente, excluyendo los valores obtenidos en las muestras 7H y 15H, debido a que difieren notablemente al ser muy bajos con respecto al resto de las muestras. En los gráficos tensión vs deformación observamos que las muestras fallan a un rango de deformación entre 0,40% y 0,60%.

1.1.2. Pozo B

Ensayo UCS:

Tabla 7. Resultados cálculo de E, K, G, v del pozo B.

NOMBRE	PROFUNDIDAD	E (psi)	K (psi)	G (psi)	v
1V	4943'	1,42E+06	7,51E+05	6,02E+05	0,183785018
2V	4951'2"	1,88E+06	9,71E+05	8,00E+05	0,176881792
6V	5063'	4,45E+06	2,55E+06	1,84E+06	0,208894304
7V	5080'	3,34E+06	1,83E+06	1,40E+06	0,195821913
11V	5127'8"	2,68E+06	1,31E+06	1,16E+06	0,158716915

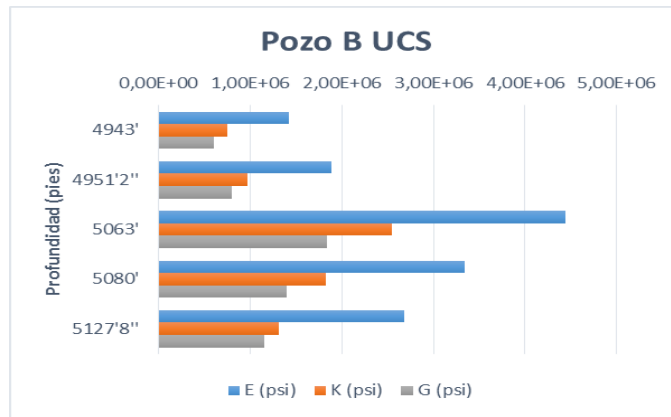


Figura 65. Resultados cálculo de E, K, G del pozo B.

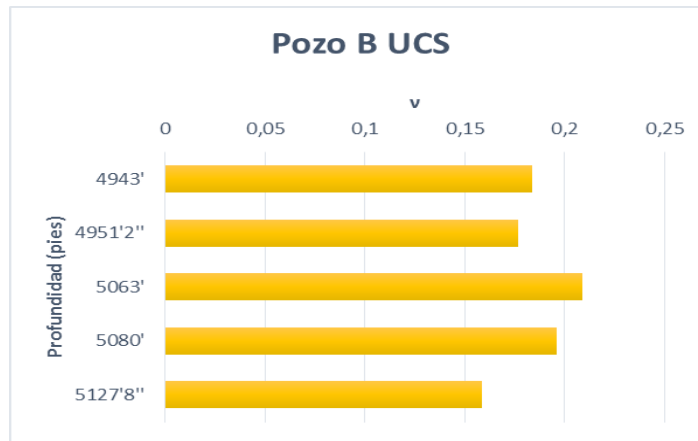


Figura 66. Resultados cálculo de v del pozo B.

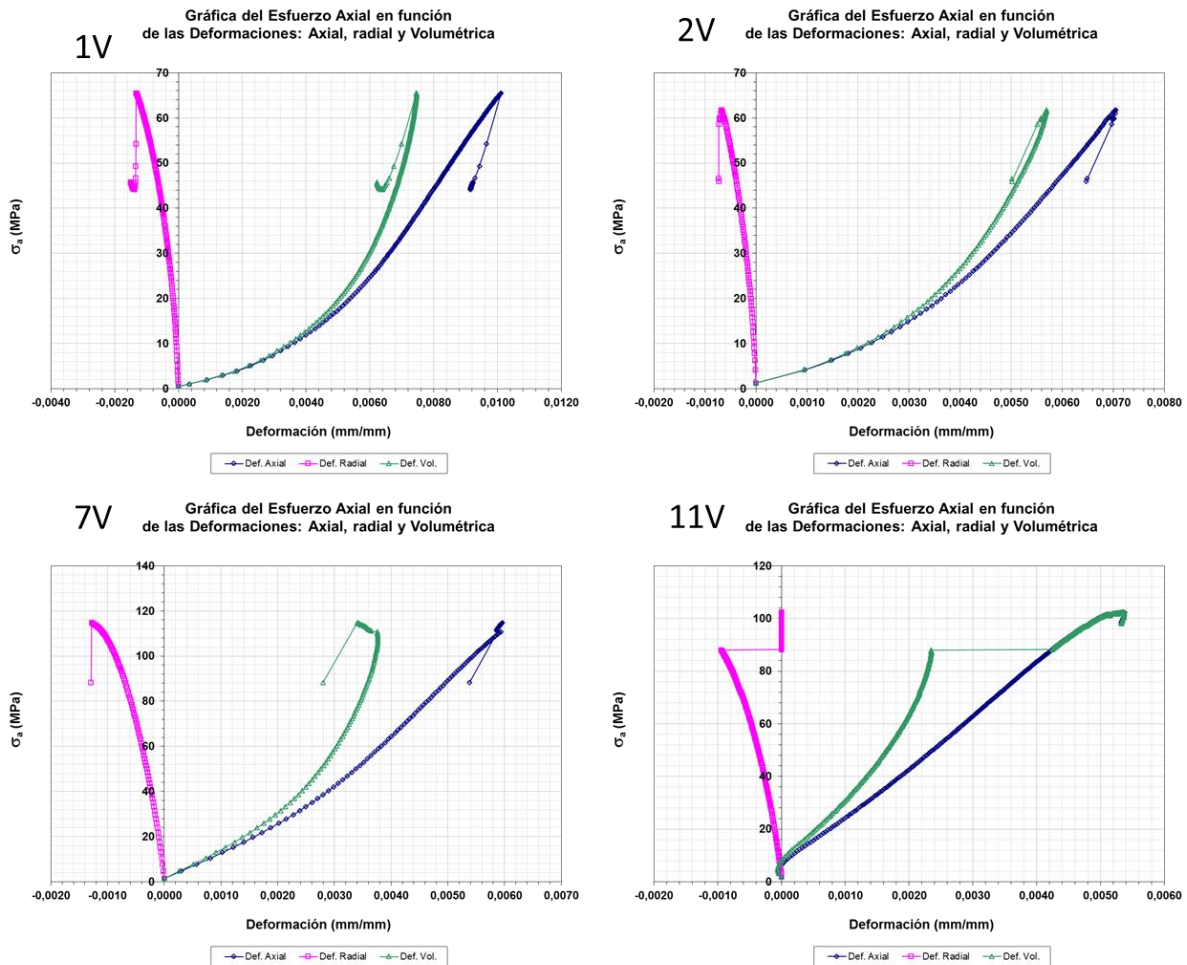


Figura 67. Graficas representativas Tensión vs Deformaciones pozo B.

De los ensayos UCS realizados en el pozo observamos valores altos de: Módulo de Young “E”, entre 1,42E+06 psi y 4,45E+06 psi, Módulo Volumétrico “K”, en un rango de 7,51E+05 psi y 2,55E+06 psi, Módulo de Corte “G”, entre los valores 6,02E+05 psi y 1,84E+06 psi, y el Coeficiente o Relación de Poisson “v” entre 0,176881792 y 0,208894304; siendo las muestras 1V y 6V las de menor y mayor valores respectivamente. En los gráficos tensión vs deformaciones observamos comportamientos similares en las diferentes muestras.

Ensayo de Tensión Indirecta:

Tabla 8. Resultados cálculo de T_o del pozo B.

NOMBRE	PROFUNDIDAD	T_o (psi)
3V	4962'	670
5V	4998'10"	1410
8V	5089'8"	1533
9V	5102'5"	1008
10V	5105'5"	988
12V	5227'	554



Figura 68. Resultados cálculo de T_o del pozo B.

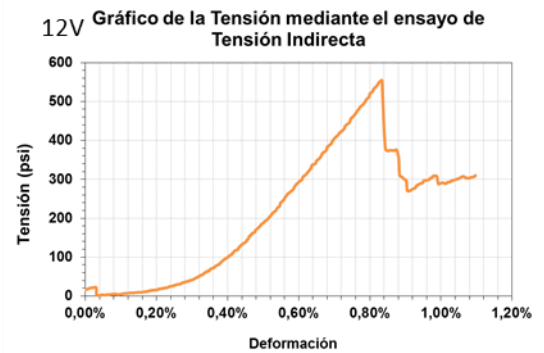
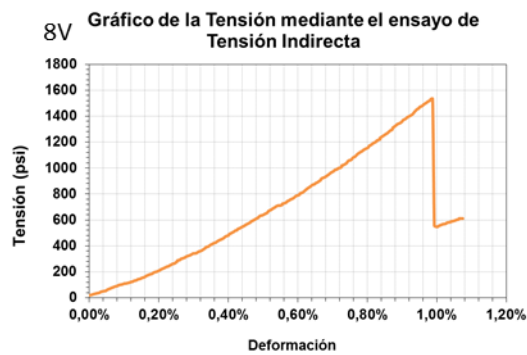
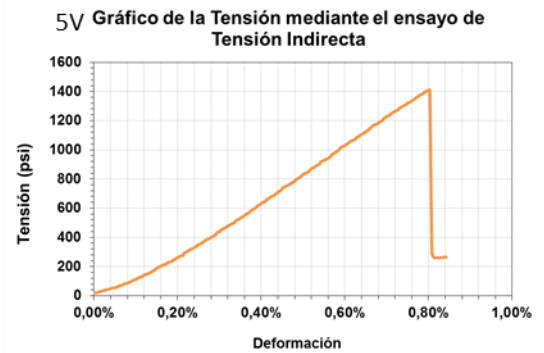
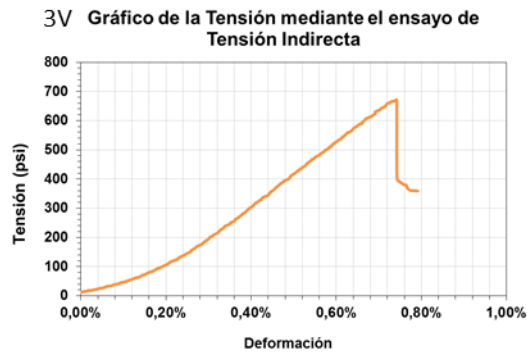


Figura 69. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo B.

En este pozo observamos que el valor de resistencia a la tensión de las muestras ensayadas varía entre 550 psi y 1500 psi aproximadamente. En los gráficos tensión vs deformación observamos que las muestras fallan a un rango de deformación entre 0,70 % y 1,0% lo que nos indica su alta resistencia.

1.1.3. Pozo C

Ensayo de Tensión Indirecta:

Tabla 9. Resultados cálculo de To del pozo C.

NOMBRE	PROFUNDIDAD	To (psi)
1H	8018'5"	1702
2H	8020'4"	1346
3H	8023'1"	863
4H	8029'10"	1172
5H	8038'6"	1161
6H	8050'8"	843



Figura 70. Resultados cálculo de To del pozo C.

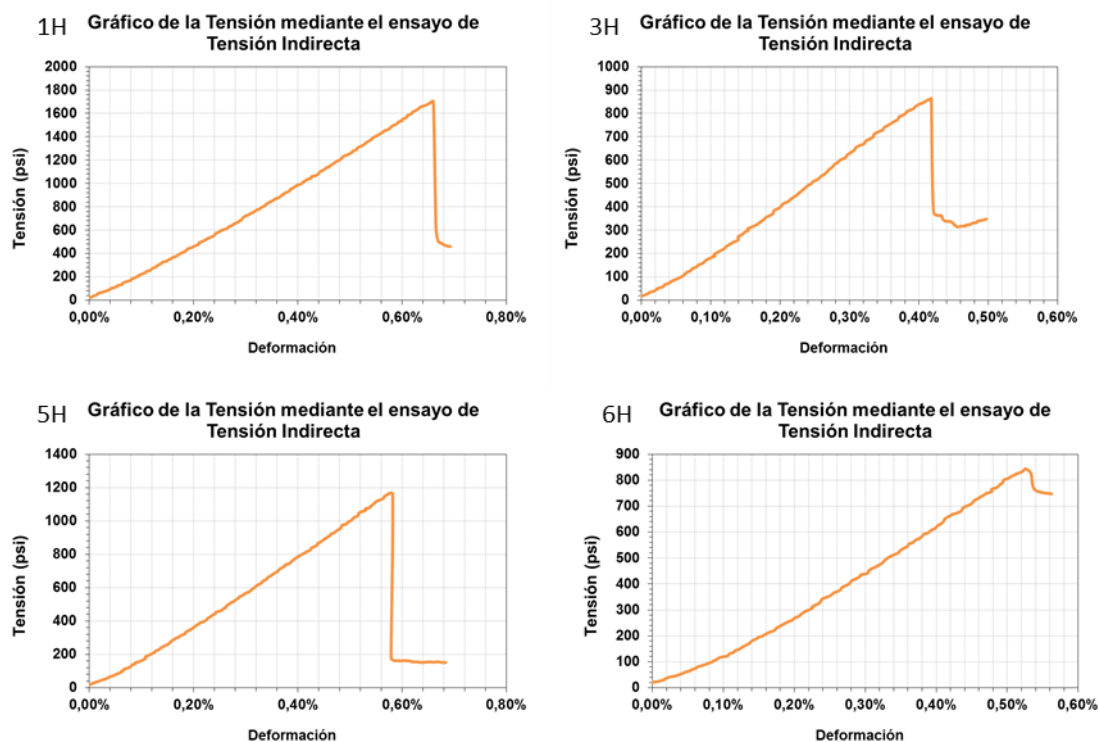


Figura 71. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo C.

En este pozo observamos que el valor de resistencia a la tensión de las muestras ensayadas varía entre 850 psi y 1700 psi aproximadamente. En los gráficos tensión vs deformación observamos que las muestras fallan a un rango de deformación entre 0,45 % y 0,7%.

1.1.4. Pozo D

Ensayo de Tensión Indirecta:

Tabla 10. Resultados cálculo de To del pozo D.

NOMBRE	PROFUNDIDAD	To (psi)
1V	7022'9"	1727
2V	7023'5"	1487
3V	7023'11"	931

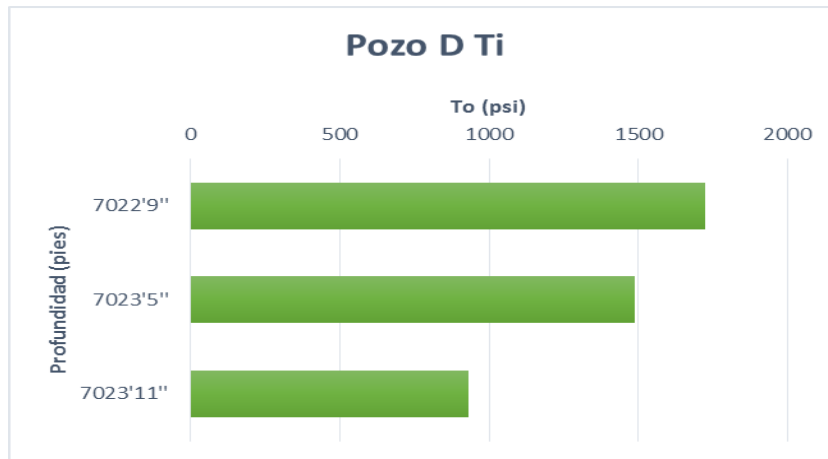


Figura 72. Resultados cálculo de To del pozo D.

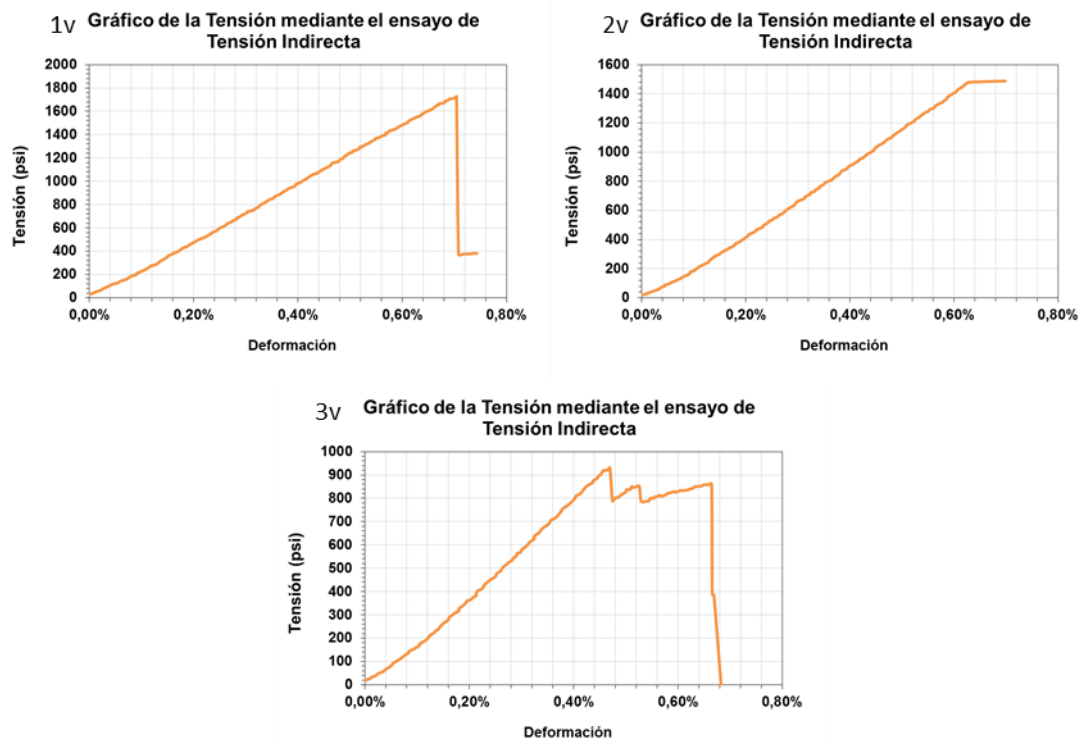


Figura 73. Graficas representativas Tensión vs Deformación pozo D.

En este pozo observamos que el valor de resistencia a la tensión de las muestras ensayadas varía entre 900 psi y 1700 psi aproximadamente. En los gráficos tensión vs deformación observamos que las muestras fallan a un rango de deformación entre 0,45 % y 0,7%.

Comparando los resultados de Resistencia a la Tensión obtenidos con los datos de la tabla 4, podemos concluir que las muestras ensayadas se encuentran entre el rango de media y alta resistividad.

Teniendo en cuenta que existieron muestras tomadas verticalmente y otras tomadas horizontalmente, el estudio no muestra una diferencia significativa en los resultados entre ambos parámetros para estos 4 pozos.

1.2. Ensayos de difracción de rayos X

1.2.1. Determinación de Roca Total

Fue realizado el análisis de determinación de roca total a las muestras de rocas de los 4 pozos, dando como resultado una matriz predominante de calcita en todas ellas, con un muy bajo porcentaje de arcillas (Figuras 74, 75, 76, 77, y Tabla 11).

Utilizando las Ecuaciones 1 y 2 fue calculado el Índice de Fragilidad "IF", tomando como variable el %COT entre 0 y 3, ya que estos son valores existentes en La Formación La Luna, dando como resultado los valores reflejados en la Tabla 12.

Tabla 11. Resultados % Roca Total.

ROCA TOTAL (% Peso)								
Pozo	Muestra	Cuarzo	Fel desp. Na	Calcita	Dolomita	Siderita	Pirita	Min. Arcilla
A	1H	3	1	93				3
	2H	11		70	1		3	15
	3H	2	1	92			1	4
	4H	4	1	52	9	18	10	6
	5H	4	2	59		12	15	8
	6H	3	2	84			2	9
	7H	59		28		1	2	10
	8H	1	3	92			1	3
	9H	1	1	93				5
	10H		4	93				3
	11H	1	3	94				2
	12H	2	1	93	1			3
	13H	2	1	94				3
	14H	1	1	92			1	5
	15H	3	1	88			2	6
	16H	1		98				1
	17H	2		93				5
	18H	8		71			4	17
B	1V	6	2	65		7	8	12
	2V	3	1	86		1		9
	3V	3	1	72		8	8	8
	5V	10		76			3	11
	6V	2		94				4
	7V	1		91	1		1	6
	8V	1	1	93	1			4
	9V	3		86	1		2	8
	10V	2		85			3	10
	11V	2	1	91				6
	12V	3		82		2	3	10
	C	1H	1	1	94			
2H		2	1	95				2
3H		1	1	96				2
4H		1	1	92				6
5H		6		73	2		4	15
6H		8		71			3	18
D	1V	2		89			2	7
	2V	7		81	1	2	3	6
	3V	4		84		1	3	8

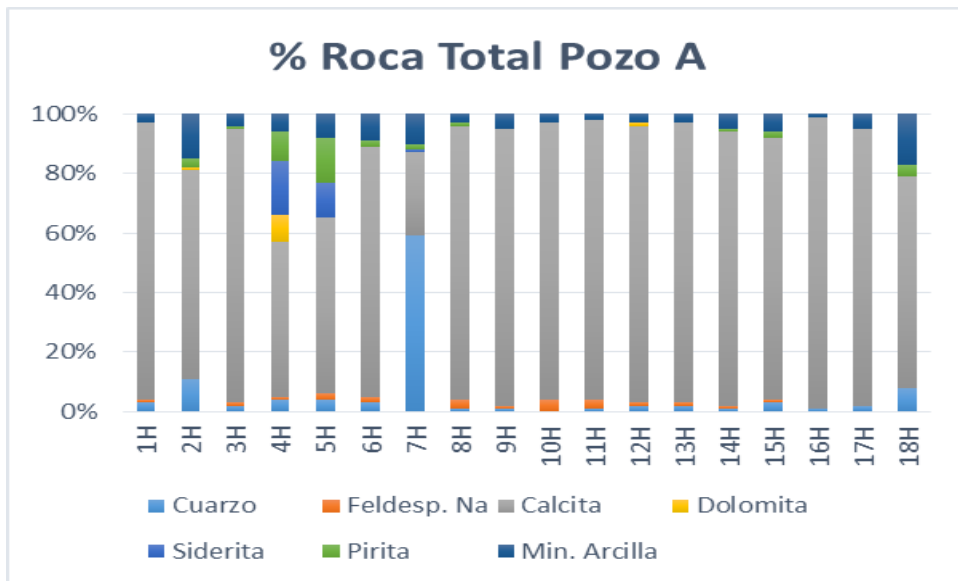


Figura 74. %Roca Total en el pozo A.

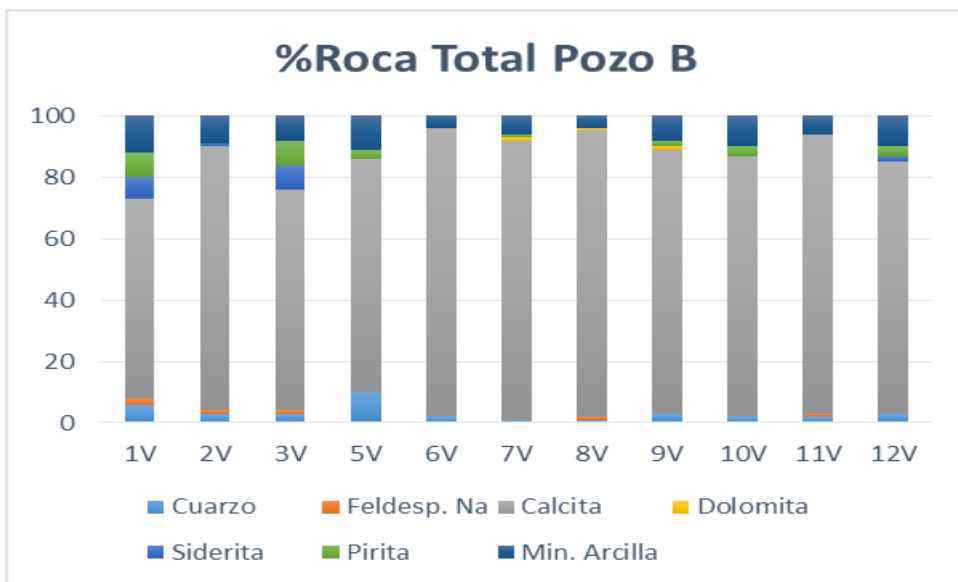


Figura 75. %Roca Total en el pozo B.

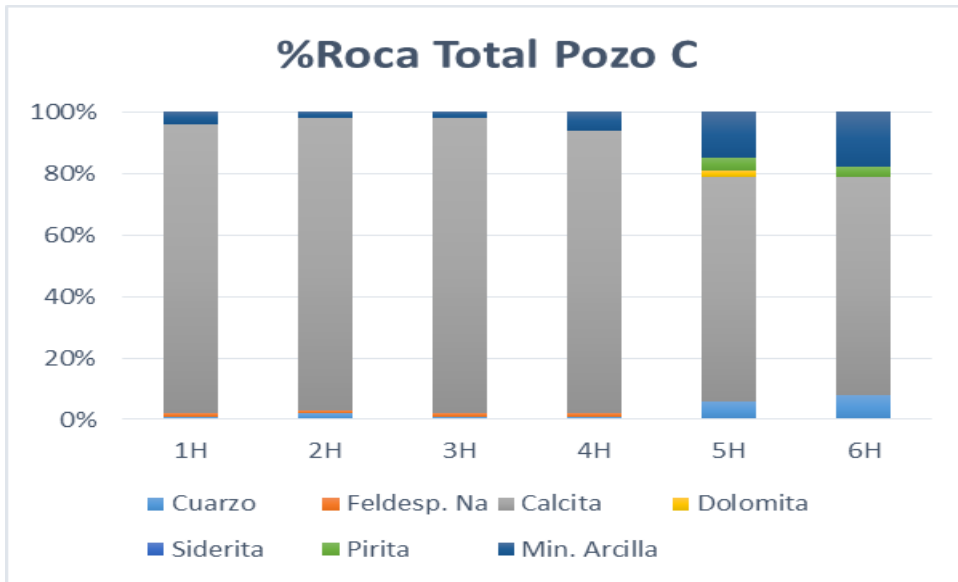


Figura 76. %Roca Total en el pozo C.

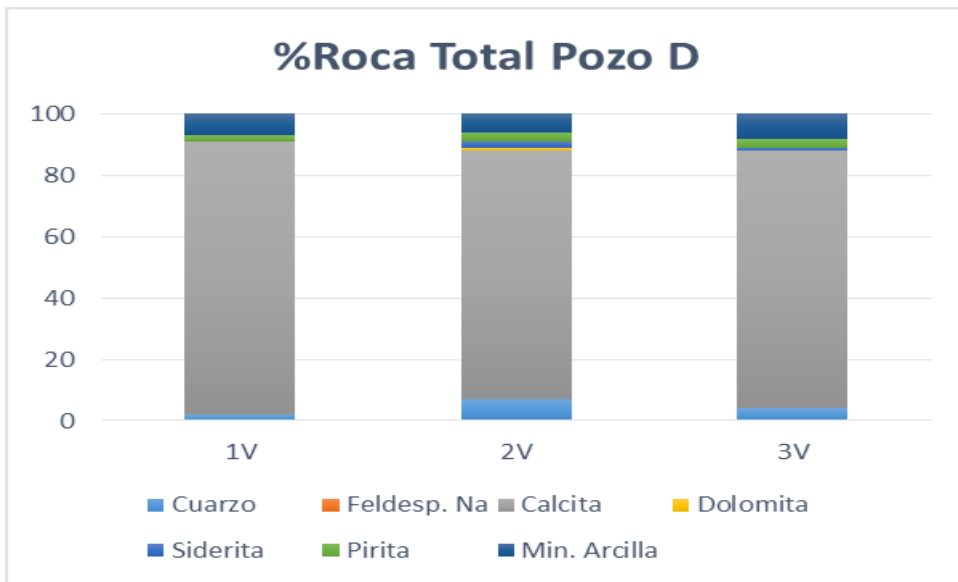


Figura 77. %Roca Total en el pozo D.

Tabla 12. Resultados Índice de Fragilidad.

INDICE DE FRAGILIDAD (%)					
Pozo	Muestra	0% COT	1% COT	2% COT	3% COT
A	1H	97	96	95	94
	2H	85	84	83	82
	3H	96	95	94	93
	4H	92	90	89	88
	5H	89	88	86	85
	6H	91	90	89	88
	7H	90	89	88	87
	8H	97	96	95	94
	9H	95	94	93	92
	10H	97	96	95	94
	11H	98	97	96	95
	12H	97	96	95	94
	13H	97	96	95	94
	14H	95	94	93	92
	15H	94	93	92	91
	16H	99	98	97	96
	17H	95	94	93	92
	18H	82	81	81	80
B	1V	86	85	84	83
	2V	91	90	89	88
	3V	90	89	88	87
	5V	89	88	87	86
	6V	96	95	94	93
	7V	94	93	92	91
	8V	96	95	94	93
	9V	92	91	90	89
	10V	90	89	88	87
	11V	94	93	92	91
	12V	89	89	88	87
	C	1H	96	95	94
2H		98	97	96	95
3H		98	97	96	95
4H		94	93	92	91
5H		84	84	83	82
6H		81	81	80	79
D	1V	93	92	91	90
	2V	94	93	92	91
	3V	92	91	90	89

Tabla 13. Promedio del índice de fragilidad en los pozos.

Pozo	COT 0%	COT 1%	COT 2%	COT 3%	COT 4%
A	94	93	92	91	90
B	91	91	90	89	88
C	92	91	90	89	88
D	93	92	91	90	89

Gracias a la composición mineralógica obtenida en el ensayo de roca total, fue calculado el índice de fragilidad para los cuatro pozos, si observamos el promedio calculado en la Tabla 13, los valores se encuentran entre 88% y 94%, conociendo que el rango óptimo del índice de fragilidad se encuentra entre 40% y 80%, podemos señalar que los pozos estudiados no están ubicados en dicho rango, esto es debido a la poca presencia de minerales de arcilla, mientras mayor es la cantidad de arcilla presente, mayor es la ductilidad de la roca y menor el índice de fragilidad, por lo tanto las calizas lodosas estudiadas de la Formación La Luna pueden considerarse muy frágiles y propensas a fracturarse, por lo que la aplicación del diseño de un modelo de fracturamiento hidráulico no es conveniente, debido a que no será predecible el comportamiento de las fracturas creadas.

CAPITULO V: Conclusiones

Al evaluar la evolución de las fuentes de petróleo, es claro que mientras los yacimientos convencionales decaen, los no convencionales aumentan en gran proporción manteniendo un equilibrio entre producción y demanda. Los yacimientos de lutitas petrolíferas (*shale oil*) dentro de este tipo sistema no convencional, toman un papel importante al haber tenido un crecimiento exponencial durante las últimas décadas, y a su vez este crecimiento es proyectado a futuro. Esto puede incidir fuertemente sobre el volumen total de los no convencionales e impactar directamente en la producción global.

En los yacimientos de lutitas petrolíferas se encuentra el sistema petrolífero ya que la roca generadora también se considera roca almacén.

La principal diferencia entre los dos tipos de yacimientos de lutitas petrolíferas, *shale oil* y *oil shale*, es la madurez de la materia orgánica contenida en la roca, ya que en el caso de las *oil shale* estamos en presencia de una roca inmadura que contiene kerógeno, en cambio las *shale oil* se encuentran en ventana de petróleo. De ésta diferencia dependerá el método de producción a utilizar.

En los sistemas petrolíferos no convencionales la caracterización geoquímica es un componente crítico, siendo los factores clave que afectan el volumen total de hidrocarburos en los yacimientos de lutitas petrolíferas, la cantidad de materia orgánica depositada en la roca, el origen de la materia

orgánica y la madurez de la materia orgánica para la transformación a hidrocarburo.

Los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas (*shale oil*), presentan kerógenos tipo I y II, principalmente depositados en ambientes marinos o lacustres, alto contenido de COT > 2% y valores de madurez térmica entre $0,9 \geq R_o \leq 0,5\%$.

Es de suma importancia conocer datos geológicos, geoquímicos y geomecánicos, del yacimiento de lutitas petrolíferas de interés, en el caso de no contar con algún dato utilizar como análogos otros campos conocidos.

Todo sistema no convencional debe ser considerado sólo si no existe la posibilidad de explotar un yacimiento convencional asociado a él.

La viabilidad de explotación de los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas está íntimamente relacionado con las tecnologías desarrolladas y su rentabilidad depende de los precios del petróleo.

La Formación La Luna en Venezuela posee características de COT, R_o y geológicas que la hacen prospectiva como futuro yacimiento de lutitas petrolíferas, necesitando un mayor estudio de caracterización.

Las calizas lodosas estudiadas de La Formación La Luna en Venezuela, al contener poco porcentaje de minerales de arcillas, no cumplen con el porcentaje estipulado para considerarse dúctiles presentando un alto índice de fragilidad.

Para el diseño del fracturamiento hidráulico es necesario tener un mayor número de datos de la formación, aunque los datos obtenidos en los ensayos geomecánicos proporcionan una base para el estudio a futuro.

CAPITULO VI: Recomendaciones

Para el desarrollo de este tipo de yacimiento no convencional, es conveniente llevar a cabo una evaluación económica objetiva, en donde sea considerada la rentabilidad de la extracción del recurso, tomando como variables costos operacionales, valor del recurso, impacto ambiental e impacto social.

Realizar la extracción de núcleos preservados y preferiblemente orientados, para poder realizar los ensayos geomecánicos y geoquímicos necesarios con una mayor precisión.

Evaluar las diferentes zonas de La Formación La Luna para determinar las áreas más prospectivas como yacimiento de lutitas petrolíferas, tomando en cuenta los parámetros de COT, Ro, espesor efectivo, tipo de materia orgánica y ambiente de depósito.

No realizar la explotación de un yacimiento de lutitas petrolíferas cuando exista otro yacimiento convencional con posibilidades de explotación.

BIBLIOGRAFÍA

ALEXANDER, T., BAIHLY, J., BOYER, C., CLARK, B., WATERS, G., JOCHEN, V., LE CALVEZ, J., LEWIS, R., MILLER, C., THAELE, J., TOELLE, B. Revolución del gas de lutitas. Oilfield Review otoño 2011, p.40-56.

ALLIX, P., BURNHAM, A., FOWLER, T., HERRON, M., KLEINBERG, R., SYMINGTON, B. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. Oilfield Review invierno 2010-2011, p.4-15.

ÁLVAREZ, B. Fracturamiento hidráulico multietapas. México D.F., 2013.

AMEEN, M. S. (ed.). 2003. Fracture and In-Situ Stress Characterization of Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society Special Publication No. 209. vi+216 pp. London, Bath: Geological Society of London.

ARIAS, F. El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica (6ta Edición). Caracas, 2012.

BIGLARBIGI, K., CRAWFORD, P., CAROLUS, M., DEAN, C. Rethinking World oil shale resource estimates. SPE-135453, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Italy, Florence 19-22 September 2010.

BIGLARBIGI, K., KILLEN, J., MOHAN, H., CAROLUS, M. Potential for oil shale development in the United States. OTC-20272, Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4-7 May 2009

BOYER, CHARLES., KIESCHNICK, JOHN., SUARÉZ, ROBERTO., LEWIS, RICHARD., WATERS, GEORGE. Producción de gas desde su origen. Oilfield review invierno 2006- 2007, p.36-49.

CARRILLO BARANDIARÁN, L. Esquistos bituminosos "Oil Shale". Lima. 2011.

CHAVARRO, W. Evaluación de material energético para el fracturamiento con gas en arenas consolidadas de alta permeabilidad de gas. 2006. Caracas. Trabajo especial e grado.

CRAWFORD, P., BIGLARBIGI, K. Advances in World Oil Shale Production Technologies. SPE-116570, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.

DISCEPOLA, P., RODRÍGUEZ, D. Caracterización de los carbonatos lodosos de La Formación La Luna, en las secciones de Flor de Patria y San Pedro del Río, estados Trujillo y Táchira respectivamente. 2002. Trabajo especial de grado.

DUNCAN, D.C. [Geologic Setting of Oil Shale Deposits and World Prospects](#), U.S. Geological Survey, Washington D.C. 1967.

DYNI, J.R., 2006, Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005–5294, 42 p.

ENERGÍA YPF. [Página web en línea]. [Consulta: 2013, noviembre 11]. Disponible en: <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/que-es-shale.html>

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 2013. [Documento en Línea] [Consulta: 2013, noviembre 15]. Disponible en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

GONZÁLEZ, M., Análisis no convencionales de perfiles de pozos y estudio geomecánico aplicados al área de Tomoporo. Maracaibo, 2008. Tesis de grado LUZ.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2013. [Documento en Línea] [Consulta: 2013, noviembre 19]. Disponible en: <http://crashoil.blogspot.com/>

KNAUS, E., DAMMER, A. Environmental considerations related to oil shale development. SPE-116599, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. PDVSA. 2011. Léxico estratigráfico de Venezuela. Formación La Luna. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/l170w.htm>

LIU, H., LUO, Y., ZHANG, N., YANG, D., DONG, W., QI, D., GAO. Unlock Shale Oil Reserves Using Advanced Fracturing Techniques: A Case Study in China. IPTC- 16522, International Petroleum Technology Conference. Beijing, China, 26-28 March, 2013.

MASTERS, J.A. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. AAPG Bulletin, 1979, vol. 63, no. 2, p. 152.

MCCARTHY, K., ROJAS, K., NIEMANN, M., PALMOWSKI, D., PETERS, K., STANKIEWICZ, A. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review verano 2011, p.36-47.

MCFARLAND, J. Shale Oil: A new fuel for the 21st Century. 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada, 11-15 June 2000.

ORANGI, A., NAGARAJAN, N. R. HONARPOUR, M. M., ROSENZWEIG, J. Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. SPE- 140536-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 24-26 January, 2011.

PASSEY, Q.R., et al. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin V.74, 1990, N° 12.

PEMEX 2012. Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México [Documento en línea] [Consulta: 2013, octubre 29]. Disponible

en:http://sociedadgeologica.org.mx/pdfs/Gas%20en%20lutitas_SGM.pdf

QUIAN, J., WANG, J., LI, S. World's oil shale available retorting technologies and the forecast of shale oil production. International Offshore and Polar Engineering Conference, Vancouver, BC, Canada, 6-11 July 2008.

RODRÍGUEZ, M. Caracterización geomecánica de materiales pizarrosos del sinclinal de truchas (Leon-Oriense). 2003. Universidad de Oviedo.

TEPPER, B., BAECHLE, G., KELLER, J., WALSH, R., QUINT, E. Petrophysical evaluation of shale oil & gas opportunities in emerging plays; some examples and learning's from the Americas. IPTC-16926, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26-28 March 2013.

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA EXPERIMENTAL LIBERTADOR, Vicerrectorado de Investigación y Postgrado. Manual de Trabajos de Grado, Especialización, Maestría y Tesis Doctorales. Caracas, 2006.

UNIVERSIDAD SANTA MARÍA. Manual de Trabajos de Grado de especialización y maestría de Tesis Doctorales (2da Edición). Caracas. U.S.M, 2005.

VAN GRAAS, G. Shale gas exploration. En SPE Shale Gas Workshop. [Electrónico] Beijing, China, 2011.

VILAS, B., GONZALES, A., HERNANDEZ, M., QUINTERO, F., RICAURTE, P., ROJAS, I., TORIBIO, E., VARGAS, A. Estado del Arte Lutitas Gasíferas. PDVSA INTEVEP. No. de documento: SEA-0226, 2011. (Documento interno de PDVSA INTEVEP).

[http://2.bp.blogspot.com/-
lduWw74F2NY/UTsTPk8ZtUI/AAAAAAAAACRM/MUPLBaehGQo/s1600/esque
ma+fracking.jpg](http://2.bp.blogspot.com/-lduWw74F2NY/UTsTPk8ZtUI/AAAAAAAAACRM/MUPLBaehGQo/s1600/esque
ma+fracking.jpg) consultado el 9 de noviembre de 2013.