

EVALUACIÓN TÉCNICA PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DE APLICAR UN PROYECTO DE SHALE-OIL EN COLOMBIA

MIGUEL EDUARDO NAVARRO ARCE

DIEGO FERNANDO ANGEL LONDOÑO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2014

**EVALUACIÓN TÉCNICA PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DE APLICAR
UN PROYECTO DE SHALE-OIL EN COLOMBIA**

MIGUEL EDUARDO NAVARRO ARCE

DIEGO FERNANDO ANGEL LONDOÑO

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

Director

ING. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

*A Dios por permitirme tener la capacidad y fortaleza de poder
realizar mis metas.*

*A mi familia, que siempre me apoyaron en este proceso y a pesar de
todas las adversidades encontradas, siempre estuvieron conmigo en
las buenas y en las malas dándome esa voz de aliento en las
circunstancias más difíciles.*

*A todos mis amigos de la universidad con los que he compartido
tantos momentos agradables en este proceso y siempre pude contar
con ellos, en mí tienen un gran amigo más.*

*Mis amigos de infancia, aunque siempre me molestan “cuando es el
grado”, sé que siempre tuvieron fe y me desearon el mejor de los
éxitos.*

MIGUEL EDUARDO.

DEDICATORIA

A Dios quien es fuente principal del motor de vivir y quien nos brinda todo aquello que necesitamos para realizar lo que nos proponemos en nuestras vidas, quien nos regala la posibilidad de cumplir esta meta, así como la posibilidad de cumplir todas aquellas que nos propongamos.

A mi madre quien con su apoyo, incondicionalidad y educación, hace posible que sea quien soy hoy en día, así como también por ser la voz de aliento cuando sentía perder mi batalla y por ser quien me muestra el norte cuando pierdo el rumbo en mi camino.

A mi hija quien fue fuente de motivación para terminar este proceso, pensando en poder brindarle un bienestar en su presente.

A mi familia, amigos y pareja quienes hacen de este un magnífico presente, pero me alientan cada día a buscar un mejor futuro.

Al ingeniero Jorge Mario Palma Bustamante quien realizó un arduo trabajo en el proceso de elaboración de este proyecto, quien con sus consejos, aportes, ayuda, confianza y apoyo, fue pieza fundamental para culminarlo de la mejor manera.

DIEGO FERNANDO ANGEL LONDOÑO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la sabiduría y el valor para realizar cuanto queremos en la vida de la mejor manera posible.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos la oportunidad de llevar a cabo nuestros estudios.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y a sus docentes por contribuir a nuestra formación profesional y personal.

Al ingeniero Jorge Mario Palma Bustamante nuestro director por la confianza depositada durante el proceso, así como también por el apoyo y consejos de su parte, los cuales fueron de vital importancia para la realización de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. OIL SHALE	20
1.1. GENERALIDADES.....	21
1.1.1. Kerógeno.....	22
1.1.1.1. Composición y propiedades	23
1.1.1.2. Aislamiento	25
1.2. GEOQUÍMICA ORGÁNICA	26
1.2.1. Carbono Orgánico Total (TOC)	27
1.2.2. Rock-Eval.....	28
1.2.2.1. Pico S1.....	29
1.2.2.2. Pico S2.....	30
1.2.2.3. Pico S3.....	30
1.2.2.4. Pico S4.....	30
1.2.2.5. Pico S5.....	31
1.2.2.6. Temperatura Máxima (Tmax)	31
1.2.3. Índice de hidrógeno (HI)	32
1.2.4. Índice de oxígeno (OI)	33
1.2.5. Índice de producción (PI)	34
1.2.6. Potencial de hidrocarburos	34
1.2.7. Reflectancia de la vitrinita	36
1.3. DESARROLLO DEL SHALE OIL	36
1.3.1. Técnicas de perforación para yacimientos no-convencionales	37
1.3.2. Completamiento	39
1.3.3. Fracturamiento Hidráulico	41
1.3.4. Procesamiento	44
1.3.4.1. Oil Shale Retorting	44

1.3.4.2. Minería	48
1.3.5. Producción de shale oil	48
2. PANORAMA INTERNACIONAL DEL SHALE OIL	50
2.1. SHALE OIL EN EL MUNDO	50
2.1.1. Cuencas de Oil Shale en el mundo	51
2.1.1.1. América del Norte	52
2.1.1.2. América del Sur	53
2.1.1.3. Europa.....	55
2.1.1.4. África	55
2.1.1.5. Asia.....	56
2.1.1.6. Oceanía	57
2.1.2. Reservas potenciales de Shale Oil en el mundo	58
2.1.2.1. Estados Unidos de América	61
2.2. SHALE OIL EN COLOMBIA	66
2.2.1.1. Cuencas de Oil Shale en Colombia	68
2.2.1.2. Panorama de recursos no-convencionales en Colombia	79
3. VIABILIDAD TÉCNICA DEL SHALE OIL EN COLOMBIA	81
3.1. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE SHALE OIL	81
3.1.1. Estimaciones de potencial realizados	81
3.1.1.1. Estimaciones realizadas por Arthur D. Little	82
3.1.1.2. Estimaciones realizadas por la ANH	84
3.1.1.3. Estimaciones realizadas por Canacol Energy	86
3.1.2. Estimación del potencial de Shale Oil	90
3.1.2.1. Aceite <i>in-situ</i> por medio del pico S1.....	91
3.1.2.2. Aceite <i>in-situ</i> por medio del pico S2.....	101
3.2. ESTRATEGIAS PARA EL DESARROLLO DE SHALE OIL	104
3.2.1. Análisis geológico.....	104
3.2.2. Caracterización de yacimientos	105
3.2.3. Geoquímica orgánica.....	106
3.2.4. Modelo geomecánico.....	107

3.2.5. Pozos exploratorios	108
3.2.6. Perforación de pozos de desarrollo	111
3.2.7. Estimulación ácida.....	113
3.2.8. Fracturamiento hidráulico	113
3.2.9. Minería y Retorting	114
3.2.10. Reglamentación.....	115
3.3. MANEJO AMBIENTAL	116
3.3.1. Fluidos de perforación	116
3.3.2. Aguas subterráneas	119
3.3.3. Requerimiento de agua	120
3.3.4. Deposición de agua residual	120
3.3.5. Minería.....	121
3.3.6. Retorting.....	121
CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES.....	125
BIBLIOGRAFIA	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación hipotética de formación del petróleo a partir del kerógeno.....	25
Figura 2. Pirograma.....	29
Figura 3. Maduración del kerógeno (diagrama de Van-Krevelen)	35
Figura 4. Perforación horizontal	38
Figura 5. Perforación Bajo Balance	38
Figura 6. Completamiento a hueco abierto	39
Figura 7. Izquierda: Completamiento con liner ranurado. Derecha: Liner Ranurado.	40
Figura 8. Completamiento con liners con empaques externos en el casing (ECPS).	40
Figura 9. Liner cementado y perforado	41
Figura 10. Pozo sin fracturamiento y con fracturamiento.	42
Figura 11. Fracturamiento Hidráulico.....	42
Figura 12. Composición de un fluido de fracturamiento.....	43
Figura 13. Pasos principales del proceso de minería y retorting de superficie.	46
Figura 14. Panorama del Shale Oil en el mundo	50
Figura 15. Mapa de las cuencas de Gas/Oil Shale en el mundo.	52
Figura 16. Mapa de cuencas de Oil Shale en América del Norte.	53
Figura 17. Mapa de cuencas de Oil Shale en América del Sur.	54
Figura 18. Mapa de cuencas de Shale en Europa.....	55
Figura 19. Mapa de cuencas de Shale al Norte de África.	56
Figura 20. Mapa de cuencas de Shale al Sur de África.....	56
Figura 21. Mapa de cuencas de Oil Shale en Pakistán y China (Lideres del proceso).’	57
Figura 22. Mapa de cuencas de Shale en Oceanía.	58
Figura 23. Potencial de recursos de Shale Oil técnicamente recuperables.....	60
Figura 24. Localización del proyecto Avalon & Bone Springs.....	62
Figura 25. Localización del proyecto Bakken.	63
Figura 26. Localización del proyecto Eagle Ford.	64
Figura 27. Localización del proyecto Monterrey/Santos.	65
Figura 28. Cuencas prospecto de Shale en Colombia.....	67
Figura 29. Propiedades de las cuencas Valle de Magdalena Medio, Llanos, Maracaibo/Catatumbo de Shale Oil.	68
Figura 30. Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de Shale en Colombia.....	69

Figura 31. Mapa geológico de la cuenca Llanos.....	69
Figura 32. Cuenca Llanos en Colombia	70
Figura 33. Cuenca Maracaibo/Catatumbo entre Colombia y Venezuela	72
Figura 34. Mapa geológico de la sub cuenca Catatumbo	73
Figura 35. Perfil de TOC en la sub cuenca Catatumbo.	74
Figura 36. Cuenca Valle Medio del Magdalena	75
Figura 37. Mapa geológico de la cuenca Valle Medio del Magdalena	76
Figura 38. Mapa geológico del Oeste de la cuenca Valle Medio del Magdalena ...	77
Figura 39. Mapa de potenciales de Shale Oil en Colombia según la ANH.	85
Figura 40. Mapa con los bloques adjudicados a Canacol Energy	87
Figura 41. Esquema del pozo Mono Araña-1	89
Figura 42. Esquema del pozo Mono Araña-1 y distribución de formaciones	90
Figura 44. Registro de la densidad del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara.....	94
Figura 45. Registro de S1/TOC del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara.....	95
Figura 47. Registro de la densidad del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Eagle Ford.....	98
Figura 48. Registro de S1/TOC del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara.....	99
Figura 49. Esquema de requerimientos técnicos pozos de exploración y producción en Colombia.....	109
Figura 50. Esquema de requerimientos técnicos para pozos de inyección.....	110
Figura 51. Esquema de requerimientos técnicos del revestimiento intermedio de aislamiento de formaciones productoras y en caso de utilizar empaques en tubería de producción.....	112
Figura 52. Piscinas de almacenamiento de fluidos resultantes de la perforación	117

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Tipos de kerógeno.</i>	23
Tabla 2. <i>Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirólisis Ro_{xk}-Eval.</i>	31
Tabla 3. <i>Criterios de evaluación de las rocas generadoras</i>	32
Tabla 4. <i>Tipo de producto según el índice de hidrógeno.</i>	33
Tabla 5. <i>Parámetros de evaluación del índice de hidrógeno (HI) y de oxígeno (OI)</i>	33
Tabla 6. <i>Parámetros de evaluación de la reflectancia de la vitrinita (R_o).</i>	36
Tabla 7. <i>Propiedades de los destilados Oil-Shale comparados con petróleos de referencia.</i>	45
Tabla 8. <i>Cuencas de Shale Gas/Oil en el mundo.</i>	51
Tabla 9. <i>Potencial de Shale Oil.</i>	59
Tabla 10. <i>Cantidad de recursos técnicamente recuperables de Shale Oil en EE. UU.</i>	61
Tabla 11. <i>Potencial de Shale Oil en Colombia realizado por Arthur D. Little.</i>	83
Tabla 12. <i>Potenciales de Shale Oil realizado por la ANH.</i>	86
Tabla 13. <i>Potencial de Shale Oil para los bloques adjudicados a Canacol Energy</i>	88
Tabla 14. <i>Especificaciones de las pruebas en el pozo MA-1.</i>	89
Tabla 15. <i>Propiedades de la formación La Luna.</i>	93
Tabla 16. <i>Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos in-situ.</i>	96
Tabla 17. <i>Masa y volumen de hidrocarburos in-situ</i>	96
Tabla 18. <i>Propiedades de la formación La Luna.</i>	97
Tabla 19. <i>Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos in-situ.</i>	100
Tabla 20. <i>Masa y volumen de hidrocarburos in-situ</i>	100
Tabla 21. <i>Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos in-situ.</i>	102
Tabla 22. <i>Tabla de resultados de potenciales de Shale Oil en la formación La Luna</i>	103

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DE APLICAR UN PROYECTO DE SHALE-OIL EN COLOMBIA

AUTORES: MIGUEL EDUARDO NAVARRO ARCE

DIEGO FERNANDO ÁNGEL LONDOÑO

PALABRAS CLAVES: Yacimientos de Shale Oil, Oil Shale, yacimientos no convencionales, retorting, potencial de Shale Oil, estrategias de desarrollo de yacimientos de Shale Oil.

DESCRIPCIÓN:

El término Oil Shale se refiere a la roca sedimentaria de grano fino con alto contenido orgánico sólido conocido como kerógeno, el cual no alcanzó su etapa maduración completa. Por otro lado el Shale Oil se refiere al aceite contenido o producido en un shale, así como al aceite resultante del procesamiento del Oil Shale.

El procesamiento de los yacimientos de Oil Shale se realiza mediante dos procesos, la minería y el retorting. El termino retorting hace referencia a la destilación destructiva (pirólisis) de Oil-Shale en ausencia de oxígeno con el fin de obtener crudo. Para yacimientos superficiales se realiza un proceso de minería a cielo abierto para la extracción de la roca y un retorting de superficie para la obtención de crudo. Para los yacimientos profundos se realiza un proceso de retorting *in-situ*, para el cual se utilizan técnicas como la combustión *in-situ*, la inyección de fluidos calientes o vapores.

Los yacimientos de Oil Shale actualmente se encuentran siendo objeto de estudio a nivel mundial, debido a que investigaciones preliminares en el tema han arrojado que se cuenta con grandes potenciales de este tipo de recurso, lo cual genera un aumento sustancial en las reservas de crudo, así como también garantiza el sostenimiento energético actual.

Al no contarse con la información necesaria para la estimación de potenciales en Colombia, se hace necesario el uso de analogías para obtener ciertos valores utilizados en el cálculo del potencial, con lo cual determinar qué tan viable en primera instancia podría resultar el proceso, de resultar viable, se procede a plantear estrategias mediante las cuales se puedan comprobar dichos potenciales, así como determinar si se cuenta con lo necesario para el desarrollo, con el fin de determinar cómo última instancia si es posible desarrollar proyectos de este tipo en el país.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Jorge Mario Palma Bustamante.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION TO DETERMINE THE VIABILITY OF APPLYING AN OIL SHALE PROJECT IN COLOMBIA

AUTHORS: MIGUEL EDUARDO NAVARRO ARCE**

DIEGO FERNANDO ÁNGEL LONDOÑO**

KEYWORDS: Oil Shale reservoirs, Oil Shale, unconventional reservoirs, retorting, Shale Oil potential, development strategies Shale Oil reservoirs.

DESCRIPTION:

Oil Shale term refers to the fine-grained sedimentary rock with high organic content known as kerogen, which did not reach its full maturity stage. On the other hand Shale Oil refers to oil content or produced in shale, also to oil resulting from the processing of Oil Shale.

Processing of Oil Shale deposits is performed by two processes, mining and retorting. The term retorting refers to the destructive distillation (pyrolysis) in the absence of oxygen of Oil Shale, in order to obtain crude. In surface reservoirs is used the open sky mining process to extraction the rock, and a surface retorting in order to obtain oil. For deeper reservoirs is used an in-situ retorting process, in which are used techniques as the in-situ combustion, the injection of hot fluids or vapors.

Oil Shale deposits are currently being studied in the world because the preliminary investigations have yielded that account with great potential of this resource type, which generates a substantial increase in crude reserves, and also guarantees the current energy sustainability.

By not counted with the information needed to estimate potential in Colombia, the use of analogies is necessary for certain values used in the calculation of the potential. which determine how viable may be the process at the first instance, if result is viable, we proceed to propose strategies through which such potentials can check and determine if country have what it takes to develop a project. In order to determine if is possible develop projects of this type in the country in ultimate instance.

* Project of degree

** Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering-chemical. School of Oil Engineering. Director Eng. Jorge Mario Palma Bustamante.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha generado un verdadero *boom* con respecto a lo referente a hidrocarburos no convencionales, especialmente para recursos de Shale Oil. Estos recursos han permitido a países como Estados Unidos, líder en la explotación del mismo, aumentar sustancialmente sus reservas así como sus tasas de producción.

Los yacimientos que contienen recursos de Shale Oil son considerados no-convencionales ya que no se pueden extraer cantidades económicamente viables con solo perforar, debido a que la roca contenedora presenta muy baja permeabilidad, por tanto se deben implementar técnicas de extracción como lo son perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

Se debe tener especial cuidado con lo referente a la diferencia que existe entre los términos Oil Shale y Shale Oil, ya que tienden a confundirse. Dicho esto se debe tener claro el significado del término Shale Oil para no caer en errores a la hora de referirse a ellos. El Oil Shale es una roca sedimentaria de grano fino con alto contenido orgánico sólido conocido como kerógeno, el cual no alcanzó su etapa maduración completa. Por otro lado el Shale Oil es aceite contenido o producido en un shale.

Existen principalmente dos métodos para la recuperación de recursos de Shale Oil a través de yacimientos contenedores de Oil Shale, los cuales son la minería acompañada de un retorting en superficie y el retorting *in-situ*, para ello se utiliza la combustión como ente principal para la transformación en aceite del kerógeno contenido en el shale al sufrir un proceso de destilación.

Teniendo en cuenta que las reservas de crudo en Colombia cada vez son menores, como también el hecho de no haber encontrado yacimientos grandes de crudo convencional en los últimos años, se ve la necesidad de realizar investigaciones en el campo de yacimientos no convencionales, que no eran tan

atractivos, pero en la actualidad al poseer nuevas tecnologías, cómo también el desarrollo de este tipo de yacimientos (Shale-Oil; Shale-Gas) por parte de potencias mundiales en el tema, se puede considerar una alternativa al agotamiento de yacimientos convencionales.

Por lo tanto se debe partir tomando como base un proyecto realizado en el exterior y contextualizándolo bajo las condiciones colombianas. Todo esto con el fin de dar respuesta al cuestionamiento de que tan viable técnicamente puede llegar a ser aplicar un proyecto de Shale-Oil en Colombia. Lo anterior con el fin de poseer mayor conocimiento en el tema, disminuir el grado de incertidumbre y hacerse a una idea más concreta de cómo explotar técnicamente dichos yacimientos, para así facilitar los estudios iniciales por parte de compañías o entes interesados en poner en marcha proyectos de Shale-Oil en Colombia, buscando aumentar las reservas y producción de hidrocarburos.

Por lo tanto este trabajo estará enfocado en realizar una evaluación técnica de la viabilidad de aplicar un proyecto de Shale-Oil en Colombia, tomando como base un proyecto realizado en el exterior y contextualizándolo a las condiciones necesarias en nuestro país.

1. OIL SHALE

El Oil Shale es una roca sedimentaria de grano fino con alto contenido orgánico sólido conocido como kerógeno, el cual no alcanzó su etapa maduración completa. Para la generación de hidrocarburos en este tipo de rocas, el kerógeno rico debe ser calentado en ausencia de oxígeno, proceso conocido como *Retorting*. A altas temperaturas el kerógeno sufre una serie de reacciones químicas las cuales resultan en la producción de una mezcla de hidrocarburos y compuestos orgánicos en forma de vapor, los cuales al condensarse se convierten en aceite con pequeñas porciones de gas natural.

El Oil Shale puede ser extraído también por medio de minería similar a la que se hace con el carbón. Una vez extraído se debe triturar la roca para luego ser sometido a un proceso de *Retorting* en superficie. Este proceso requiere de altas temperaturas (aproximadamente 950 °F), lo cual genera un aceite denso que puede ser usado como *fuel oil* o el cual puede ser refinado para obtener sus derivados.

Se debe tener especial cuidado con lo referente a la diferencia que existe entre los términos Oil Shale y Shale Oil, ya que tienden a confundirse. Dicho esto se debe tener claro el significado del término Shale Oil para no caer en errores a la hora de referirse a ellos.

El término más acertado para Shale Oil es aceite contenido o producido en un shale. Contrario al oil shale, en el shale oil hay presencia de aceite como también puede haber pequeñas cantidades de gas, los cuales están atrapados en una roca de muy baja porosidad y permeabilidad, comúnmente en shale, limolitas o dolomitas, las cuales residen generalmente a partir de los 3000 pies de profundidad. Estos hidrocarburos se generaron debido a la transformación sufrida por cierta parte del kerógeno ya que la roca se encontraba a una profundidad óptima para dicho proceso.

La extracción del shale oil es considerada como no-convencional ya que no se pueden extraer cantidades económicamente viables con solo perforar, esto debido a la baja permeabilidad que presenta la roca que lo contiene, por tanto se deben implementar técnicas de extracción como lo son perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

1.1. GENERALIDADES

Las propiedades de mayor relevancia para el estudio de un yacimiento de Oil Shale son:

- ✓ Maduración de la materia orgánica.
- ✓ Contenido de carbono orgánico total (TOC por sus siglas en ingles) de los estratos.
- ✓ Permeabilidad de la roca.

Generalmente en un proceso de extracción de Oil Shale, cuando tienen un contenido pobre de kerógeno (4 %) pueden extraerse 6 galones de aceite por tonelada de Oil Shale, cuando el Oil Shale presenta un rico contenido de kerógeno (aproximadamente 40 %) se pueden extraer a razón de 50 galones por tonelada de Oil Shale.

Las propiedades del Shale Oil varían dependiendo del recurso o proceso mediante el cual fue producido, por lo tanto este tipo de hidrocarburos son de difícil procesamiento y su obtención acarrea diversos inconvenientes.

Con las tecnologías emergentes y a medida que las mismas avanzan, este tipo de recursos se vuelven cada vez más atractivos. Estos han generado toda una revolución ya que han redefinido las reservas mundiales conocidas, y son

consideradas junto con los demás recursos no-convencionales, el futuro de la industria.

1.1.1. Kerógeno

El nombre kerógeno es usado generalmente como referencia a la materia orgánica en rocas sedimentarias que son insolubles en disolventes comunes (orgánicos e inorgánicos). El término kerógeno también se utiliza para referirse al material carbonoso que se produce en las rocas sedimentarias como el Oil-Shale.

Sin embargo, al igual que muchos materiales orgánicos de origen natural, el kerógeno se convierte en un aceite hidrocarbonado cuando se calienta a temperaturas suficientemente altas ($>300^{\circ}\text{C}$, 570°F), para generar una descomposición térmica con una remoción simultánea de destilados.

El kerógeno es en su forma natural, materia orgánica sólida, insoluble, que se encuentra en rocas fuente y puede producir aceite al calentarse. Los constituyentes orgánicos típicos del kerógeno son algas y materia vegetal leñosa.

Convenientemente el kerógeno es dividido en cuatro tipos dependiendo de su relación atómica de hidrógeno-carbono frente a la relación atómica oxígeno-carbono:¹

Tipo I, que se compone principalmente de los componentes de algas y amorfos.

Tipo II, que consta de material de origen terrestre y marino mixto.

¹ Speight, J.G., The Chemistry and Technology of Coal, third ed. CRC-Taylor and Francis Group, Boca Raton, FL. 2013

Tipo III, que consiste en material de origen terrestre leñosa.

Tipo IV, que consiste en su mayor parte de la materia orgánica descompuesta en forma de hidrocarburos aromáticos policíclicos y tiene una baja ($<0,5$) relación atómica hidrogeno a carbono (H / C).

Tipo de kerógeno	Material Fuente	Ambiente de deposición 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 reelaborado	Ambientes Variados

Tabla 1. Tipos de kerógeno.²

También puede clasificarse en base al contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno. Cada uno posee una incidencia clara sobre el tipo de petróleo que producirá, en caso de que exista producción.³

1.1.1.1. Composición y propiedades

En términos muy generales, el hidrógeno contenido en el kerógeno cae entre el paso de petróleo a carbón. Pero esto varía considerablemente con la fuente de

² Adaptado de Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review . 2011

³ Tissot B, Durand B, Espitalié J & Combaz A. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. AAPG, Bulletin 58, No 3. p, 499-506. 1974

manera que se encuentra un rango de valores. Esto ha sido sugerido como un reflejo de una superposición entre orígenes terrestres y acuáticos.

De hecho, El kerógeno se representa mejor como una macromolécula que contiene cantidades considerables de carbono e hidrógeno. Además, es la naturaleza macromolecular y hetero-atómico del kerógeno, con un máximo de 400 hetero-átomos (nitrógeno más oxígeno además de azufre) por cada 1000 átomos de carbono que se producen como parte integral de la macromolécula, que clasifica al kerógeno como un material hetero-atómico de origen natural.

En cuanto a la formación de kerógeno, sólo se puede suponer que los tipos similares de restos vegetales que entraron en la formación de petróleo y carbón pueden haber desempeñado un papel en la formación de kerógeno.

Una vez incorporado en los sedimentos, la materia orgánica está enterrada bajo profundidades cada vez mayores como la deposición de la materia mineral continúa (sedimentación).

Dentro del sedimento, el medio ambiente físico-químico y biológico es entonces modificado gradualmente por los siguientes eventos:

(1) compactación; (2) disminución del contenido de agua; (3) cese de la actividad bacteriana; (4) la transformación de la fase mineral, y (5), en cierta medida, pero en gran medida desconocida, un aumento en la temperatura. En estas condiciones, las estructuras esqueléticas de los materiales vegetales podrían conservarse en un grado significativo. Si este es el caso, existe la clara posibilidad de que el aceite y kerógeno se producen a partir de la materia orgánica por procesos simultáneos o consecutivos.

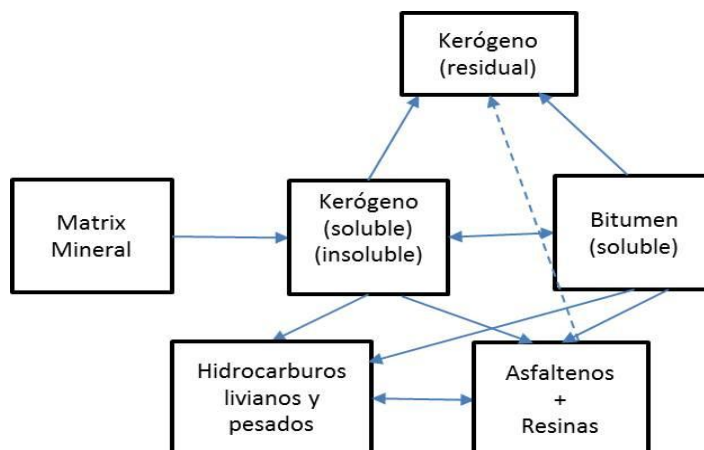


Figura 1. Representación hipotética de formación del petróleo a partir del kerógeno.⁴

1.1.1.2. Aislamiento

El primer paso en cualquier estudio del comportamiento y de la estructura del kerógeno generalmente ha sido el aislamiento de un kerógeno concentrado. Una variedad de métodos pueden ser empleados para aislar fracciones de materia orgánica sin alterar la estructura del kerógeno nativo. También están los métodos destinados a la degradación de la materia orgánica de una manera controlada.

Los métodos físicos para producir un concentrado orgánico rico de kerógeno, son de interés debido a que se evita la exposición del kerógeno a ácidos o bases fuertes, disminuyendo así el riesgo de alteración química. Tales métodos implican generalmente el potencial de contaminación del kerógeno con los materiales usados para efectuar la separación.

Entre los métodos físicos más importantes para la concentración kerógeno son de flotación-hundimiento, la aglomeración de aceite, y los métodos de flotación de espuma.

⁴ Speight, J.G., The Chemistry and Technology of Coal, third ed. CRC-Taylor and FrancisGroup, Boca Raton, FL. 2013

La técnica más común para producir kerógeno concentrado implica la desmineralización ácida del Shale mediante el aislamiento del kerógeno. Para disolver la matriz mineral, se emplean una serie de tratamientos sucesivos con una mezcla de ácido clorhídrico-ácido fluorhídrico (aproximadamente a 65 ° C, 150 ° F) por tiempos cortos.⁵

Los métodos de laboratorio de flotación-hundimiento ofrecen condiciones moderadas para minimizar la alteración química y pueden producir un kerógeno concentrado con bajo contenido en cenizas.⁶

1.2. GEOQUÍMICA ORGÁNICA

La Geoquímica Orgánica centra sus estudios en determinar la cantidad, tipo y madurez que presenta la materia orgánica de una roca, propiedades que se encuentran asociadas con la temperatura. Mediante los estudios que se realizan se puede obtener una aproximación de cuánto, cuándo y qué tipo de hidrocarburo se pudo haber generado, así como también hacerse a una idea de que procesos secundarios tuvieron ocurrencia una vez fueron expulsados los hidrocarburos.

El carbono es el elemento principal dentro de la conformación de un compuesto orgánico⁷, mediante su medición se puede evaluar la riqueza orgánica con la cual cuenta una roca. El carbono orgánico total (TOC, por sus siglas en inglés) es un parámetro indispensable si se desea evaluar una roca generadora, mediante esta medida y junto con otros estudios tales como la pirólisis Rock-Eval y la reflectancia de la vitrinita es posible determinar el potencial de

⁵ Scouten, C.G., Siskin, M., Rose, K.D., Aczel, T., Colgrove S.G., Pabst, R.E., Detailed structural characterization of the organic material in Rundle Ramsay crossing oil shale. In: Proceedings of 4th Australian Workshop on Oil Shale, Brisbane, Australia. 1987.

⁶ Smith, J.W., Higby, L.W., 1960. Preparation of organic concentrate from Green River oil shale. Anal. Chem. 32, 1718–1719.

⁷ Compuesto Orgánico: Son aquellos compuestos que contienen carbono (con excepción de los carburos, el ácido carbónico, los carbonatos, los óxidos de carbono y los cianuros).

hidrocarburos que presenta una formación. Mediante estas pruebas se puede realizar una evaluación rápida de grandes cantidades de roca lo cual resulta sumamente práctico.

Por tanto se realizará una breve descripción de los principales análisis geoquímicos, las pautas de evaluación y su respectiva interpretación de resultados.

1.2.1. Carbono Orgánico Total (TOC)

La medición del carbón orgánico total (TOC), se centra en la evaluación de tres componentes. El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM, por sus siglas en inglés) proveniente del craqueo térmico⁸ del kerógeno principalmente. El carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de hidrocarburos. Y por último, el carbono convertible, el cual representa el potencial de generación de hidrocarburos en una roca, dependiente en mayor proporción de la composición química de esta fracción.⁹

Los valores del TOC se obtienen mediante un proceso de combustión en un horno de inducción¹⁰ de alta frecuencia, a temperaturas aproximadas de 1200 °C (2192 °F), en esta prueba se utiliza un gramo (0.0022 lbmol) de muestra. Las muestras deben ser tratadas con anterioridad ya que se debe eliminar de ellas cualquier tipo de contaminante que pueda afectar los resultados obtenidos. De la combustión se liberan fracciones de carbono los cuales son

⁸ Craqueo térmico: Proceso químico por el cual se fraccionan moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

⁹ Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review . 2011

¹⁰ Horno de inducción: Horno eléctrico en el que el calor es generado por calentamiento, por la inducción eléctrica de un medio conductivo (un metal) en un crisol, alrededor del cual se encuentran enrolladas bobinas magnéticas.

medidos en una célula infrarroja, y posteriormente son registradas como porcentaje en peso másico de la roca¹¹.

Los valores del TOC son indicadores de la cantidad, más no la calidad de la materia orgánica. Si se encuentra mediante esta prueba que existe alto contenido de materia orgánica, se hace necesario realizar pruebas adicionales con el fin de establecer la calidad y la madurez térmica.

1.2.2. Rock-Eval

La prueba de pirólisis¹² Rock-Eval desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo es necesaria a la hora de estudiar la maduración térmica de una roca, por lo tanto es de suma importancia su realización. La prueba consiste en someter muestras de rocas a altas temperaturas (572 a 1562°F), lo cual permite simular el proceso sufrido durante millones de años en una cuenca sedimentaria, esto con el fin de obtener los resultados pertinentes.

Durante el proceso de pirólisis Rock-Eval, las muestras son calentadas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno.

- ✓ Los compuestos orgánicos liberados son medidos con un detector de ionización de llama (FID por sus siglas en inglés).
- ✓ El CO y el CO₂ son medidos por medio de detectores infrarrojos (IR por sus siglas en inglés) y los datos obtenidos se registran en una gráfica denominada pirograma.

Esta técnica requiere una muestra de 100 mg (0.00022 libra-mol) de roca pulverizada, la cual es calentada y se mantiene a temperatura constante de

¹¹ Un valor de TOC de 1 % significa que hay 1 gramo de carbono orgánico en 100 gramos de roca.

¹² La pirólisis consiste en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, con el fin de separar los compuestos más simples y más livianos de los hidrocarburos.

aproximadamente 300°C (572 °F) durante varios minutos, luego son llevadas a una temperatura de 850°C (1562°F) aproximadamente, por medio de calentamiento constante a razón de 25°C (45°F) por minuto.

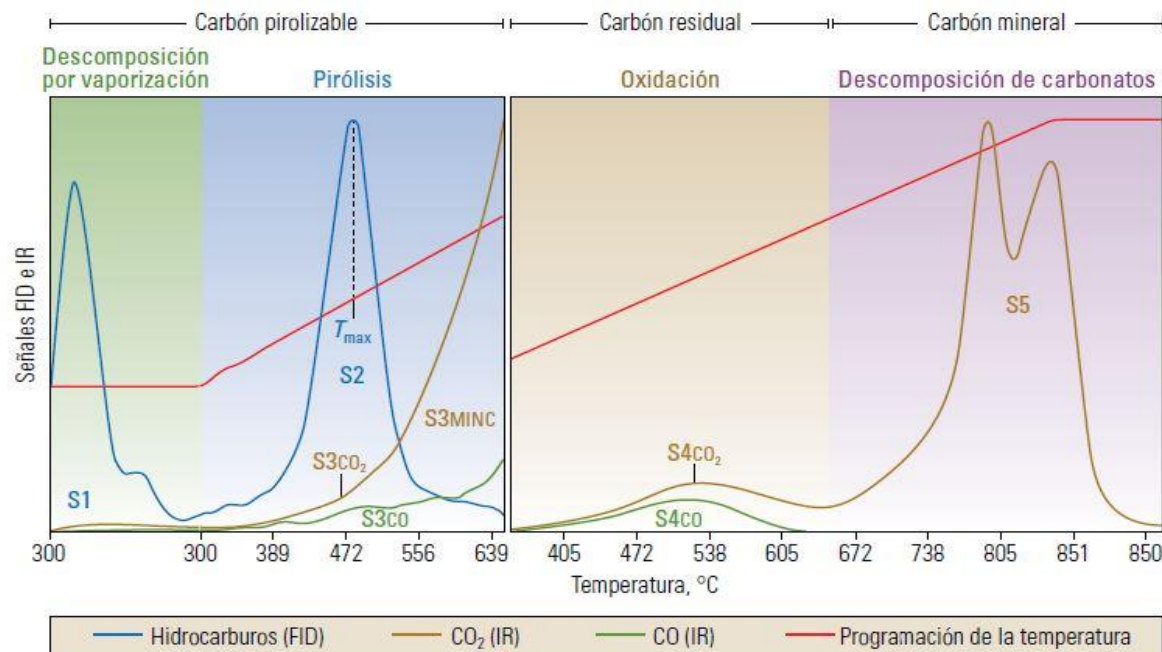


Figura 2. Pirograma¹³

Los parámetros básicos que se obtienen mediante el estudio de pirólisis son los siguientes.

1.2.2.1. Pico S1

Es una representación de la cantidad de hidrocarburos libres que pueden destilarse por efectos de la temperatura. En este pico se registran los hidrocarburos que son liberados de la muestra de roca sin separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento, en unidades de miligramos de

¹³ Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review. 2011

hidrocarburo por gramo de muestra ($\text{mg}_{\text{hc}}/\text{g}_{\text{roca}}$). Este pico normalmente aumenta con la profundidad.

1.2.2.2. Pico S2

Representa la cantidad de hidrocarburos generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno. El pico S2 registra la cantidad de hidrocarburos liberados durante la segunda etapa de aplicación de calor, en unidades de miligramos de hidrocarburo por gramo de muestra ($\text{mg}_{\text{hc}}/\text{g}_{\text{roca}}$). Es un indicativo del potencial de hidrocarburos generados de continuar el proceso de maduración térmica.

1.2.2.3. Pico S3

Representa la cantidad de oxígeno contenida en el Kerógeno y. El pico S3 registra la cantidad de CO_2 liberado a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis, en unidades de miligramos de CO_2 por gramo de roca ($\text{mg}_{\text{CO}_2}/\text{g}_{\text{roca}}$), este valor puede ser utilizado para calcular el índice de oxígeno presente en la roca.

1.2.2.4. Pico S4

Representa la oxidación del carbón orgánico residual en un horno independiente. En la medición de este pico pueden separarse los componentes de CO y CO_2 para proveer los picos S4CO y S4CO₂ respectivamente.

1.2.2.5. Pico S5

Refleja el dióxido de carbono derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra. Es un pico de CO₂ independiente.

1.2.2.6. Temperatura Máxima (Tmax)

Representa la temperatura que se presenta cuando la generación de hidrocarburos alcanza su punto máximo. Este valor se obtiene durante la segunda etapa de la pirólisis. Este valor juega un papel importante en el grado de madurez térmica de la roca, ya que se necesitó de una cantidad de calor específica para la formación de los diferentes compuestos químicos presentes en una roca. Puede ser utilizado para evaluar cómo ha evolucionado térmicamente la materia orgánica, pero no debe confundirse con las temperaturas geológicas.

PARAMETRO	GRADO DE EVALUACION	
S1 (mg HC/g Roca)	0-0.5	Pobre
	0.5-1	Regular
	>1	Bueno
S2 (mg HC/g Roca)	0-2	Pobre
	2-5	Regular
	5-20	Bueno
	>20	Muy Bueno
S3 (mg CO ₂ /g Roca)	0-1	Bueno
	1-2	Regular
	>2	Pobre
Tmax (°C)	<430	Inmaduro
	430-460	Generación de aceite
	>460	Generación de gas

Tabla 2. Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirólisis Roxk-Eval.¹⁴

¹⁴ Quiroga Castaños, A. y Rodrigo Gainza, L. A. Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. 1990

Los resultados que se obtienen mediante los procesos de medición TOC y pirolisis Rock-Eval anteriormente descritos, permiten a los geoquímicos caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora, como también determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales.

CALIDAD DE ROCA GENERADORA	TOC (%)	PICO S2 DE PIROLISIS (mg HC/g Roca)	PESO DE EOM (%)	HIDROCARBUROS (ppm)
No generadora	<0.5	<2	<0.05	<200
Pobre	0.5-1	2-3	0.05-0.1	200-500
Regular	1-2	3-5	0.1-0.2	500-800
Buena	2-5	5-10	>0.2	>1200
Muy Buena	>5	>10		

Tabla 3. Criterios de evaluación de las rocas generadoras¹⁵

1.2.3. Índice de hidrógeno (HI)

Es obtenido a través de la relación entre el valor del pico S2 y el TOC ($100 \cdot S2 / TOC$). Se define como la cantidad de hidrógeno que contiene el kerógeno, mediante este índice se puede inferir el tipo de kerógeno presente en la roca. El índice de hidrógeno es un indicativo del potencial de generación de hidrocarburos que posee una roca.

^{15,17} Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review. 2011

TIPO DE PRODUCTO	INDICE DE HIDRÓGENO
Gas	50-200
Gas y Aceite	200-300
Aceite	>300

Tabla 4. Tipo de producto según el índice de hidrógeno.¹⁶

1.2.4. Índice de oxígeno (OI)

Se obtiene a partir de la relación entre el valor del pico S3 y el TOC ($100 \cdot S3/TOC$). Se define como la cantidad de oxígeno que contiene el kerógeno, mediante este índice se puede inferir el tipo de kerógeno presente en la roca, como también se puede realizar una estimación de la maduración térmica de la misma.

ÍNDICE DE HIDRÓGENO	ÍNDICE DE OXÍGENO	GRADO DE EVALUACIÓN
	0-50	Muy Bajo
0-100	50-100	Bajo
100-300	100-200	Mediano
300-600	200-400	Alto
>600	>400	Muy Alto

Tabla 5. Parámetros de evaluación del índice de hidrógeno (HI) y de oxígeno (OI)¹⁷

¹⁶ Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review. 2011

¹⁷ Quiroga Castaños, A. y Rodrigo Gainza, L. A. Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. 1990

1.2.5. Índice de producción (PI)

Se obtiene a partir de una relación entre los picos S1 y S2 [$S1/(S1+S2)$]. Representa la cantidad de hidrocarburos que se generaron durante las etapas de la pirólisis. Su incremento es directamente proporcional a la profundidad, así como también a la madurez térmica de la roca. Mediante su cuantía se puede llegar a caracterizar la evolución que ha presentado la materia orgánica, con lo cual se pueden identificar zonas prospectos contenedoras de hidrocarburos en las cuales el índice de producción es elevado.

1.2.6. Potencial de hidrocarburos

Se obtiene a partir de una relación entre los picos S1 y S2 ($S1+S2$). Representa la cantidad máxima de generación de hidrocarburos de una roca (lo que se ha generado representado por el pico S1 y lo que podría generarse de continuar el proceso representado por el pico S2), y se expresa como kilogramos de hidrocarburo por tonelada métrica de roca (Kg_{hc}/Ton_{roca}).

Estos índices son especialmente útiles para el rastreo del tipo y la maduración del kerógeno y son graficados en un diagrama de Van-Krevelen¹⁸ (Figura 3).

- ✓ El kerógeno tipo I se caracteriza por exhibir un HI alto y un OI bajo
- ✓ El kerógeno tipo II se encuentra entre los extremos entre los kerógenos tipo I y tipo III
- ✓ El kerógeno tipo III se caracteriza por exhibir un HI bajo y un OI alto

¹⁸ Diagrama de Van-Krevelen: Gráfico de la relación atómica de hidrógeno-carbono frente a la relación atómica oxígeno-carbono

- ✓ El kerógeno tipo IV no presenta potencial de generación de hidrocarburos.

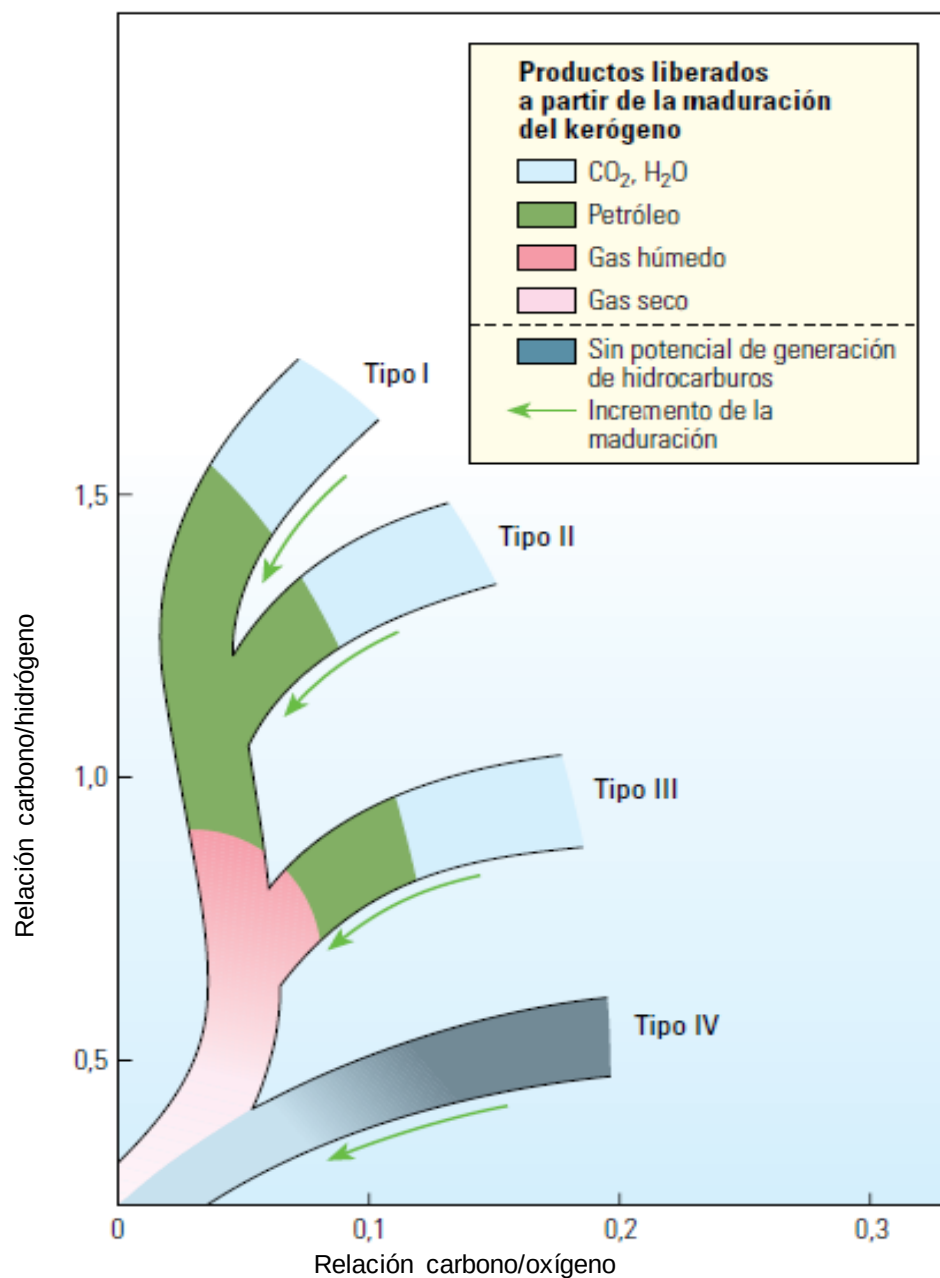


Figura 3. Maduración del kerógeno (diagrama de Van-Krevelen)¹⁹

¹⁹ Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review. 2011.

1.2.7. Reflectancia de la vitrinita

Representa el porcentaje de luz reflejada por el aceite (R_o). Es utilizada principalmente como herramienta de diagnóstico a la hora de evaluar la madurez térmica de una roca, ya que la reflectancia es directamente proporcional a la temperatura, esto se debe principalmente a las reacciones (aromatización) que experimenta la vitrinita al aumentar la temperatura. El valor de la reflectancia de la vitrinita puede ser tomado como indicativo del tipo de hidrocarburo presente en la roca.

VALORES DE REFLECTANCIA	TIPO DE HIDROCARBURO
$R_o > 1.5 \%$	Gas seco
$0.8 \% < R_o < 1.5 \%$	Gas Húmedo
$0.6 \% < R_o < 0.8 \%$	Aceite
$R_o < 0.6 \%$	Kerógeno inmaduro

Tabla 6. Parámetros de evaluación de la reflectancia de la vitrinita (R_o)²⁰

1.3. DESARROLLO DEL SHALE OIL

Para este tipo de yacimientos no-convencionales se requiere de técnicas que permitan una extracción óptima de los recursos, actualmente se cuenta con técnicas como la perforación horizontal, la cual permite una mayor zona de contacto, aumentando así el área de barrido, como también se hace necesario realizar fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar claramente la permeabilidad de la zona y permitir que fluya el aceite contenido en este tipo de formaciones.

²⁰ Editada por autores, basada en información tomada de: Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review . 2011

1.3.1. Técnicas de perforación para yacimientos no-convencionales

Con el fin de desarrollar un pozo se deben tener en cuenta múltiples factores referentes a las características y propiedades del yacimiento que se desea perforar, ya que se debe realizar una caracterización detallada del mismo, con el fin de elegir el proceso más adecuado técnicamente hablando, pero que a su vez sea económicamente viable, y así presentar una perforación exitosa.

Debido al avance tecnológico que han tenido los procesos de perforación, actualmente se pueden encontrar una variedad de técnicas que permiten la extracción de recursos hidrocarburos de yacimientos considerados no-convencionales, como lo son la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico. Aun sabiendo que el desarrollo de este tipo de técnicas conlleva a un mayor costo en la operación de las mismas, estas técnicas son las adecuadas para la posterior extracción de este tipo de recursos.

En los últimos años se han perforado gran cantidad de pozos horizontales alrededor del mundo, esto generado por el *boom* que ha tenido la explotación de yacimientos no-convencionales, ya que la perforación de pozos horizontales genera mayor zona de contacto y barrido en el yacimiento, lo cual produce un aumento significativo en la producción del pozo.

Las tecnologías convencionales de perforación horizontal se han utilizado para perforar yacimientos de shale, incluyendo una amplia variedad de brocas y motores de fondo de pozo. También se utilizan técnicas de medición mientras se realiza la perforación (MWD) y registros Gamma Ray. Sin embargo, sin el uso de fracturamiento hidráulico, esta técnica es inefectiva en pozos de shale.

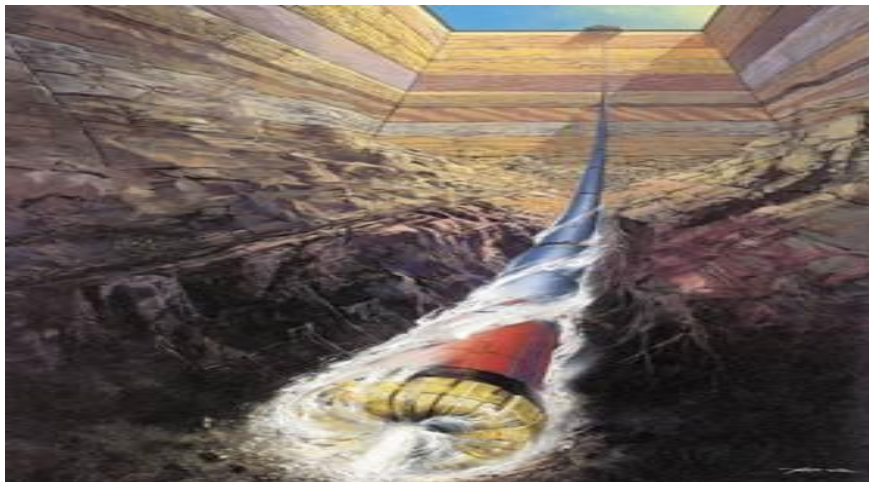


Figura 4. *Perforación horizontal*²¹

Cuando las formaciones son impermeables (arenas apretadas y los shales), el fluido de formación no puede fluir libremente. En esta situación, la presión diferencial resultará en la fractura y el derrumbe de la formación. Para este tipo de situaciones se puede utilizar una Perforación Bajo Balance (UBD por sus siglas en inglés), esto con el fin de que no haya pérdidas de circulación durante el proceso de perforación, atrapamientos de sarta por empacamiento, pegaduras por presión diferencial, entre otras complicaciones.



Figura 5. *Perforación Bajo Balance*²²

²¹ Rudnick, Hugh. La Revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad de Chile. Santiago. 2011

²² Schlumberger. New composite mat pills target lost-circulation during drilling, cementing. Drilling Contactors. Magazine. 2011

1.3.2. Completamiento

Existen diferentes tipos de completamiento que pueden ser usados cuando el pozo es perforado horizontalmente, y la elección del mismo tendrá una influencia significativa en el desempeño que presentara el pozo.

- ✓ **Completamiento a hueco abierto:** Este tipo de completamiento es uno de los más usados en yacimientos no-convencionales, debido a su simplicidad y bajo costo. En este completamiento la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora y la sección horizontal se deja en hueco abierto. Es aplicable preferencialmente en zonas de calizas fracturadas, como también en shales.



Figura 6. Completamiento a hueco abierto²³

- ✓ **Completamiento con revestimientos ranurados (slotted liners):** El completamiento con revestimientos ranurados es económico y muy común en la terminación de pozos horizontales. La mayor ventaja de los revestimientos ranurados es la protección del agujero para evitar el colapso, ya que el revestimiento proporciona la estabilidad necesaria al hueco, cuando se presentan cavidades en el frente que restringen severamente la producción.

²³ Meehan, Nathan D. Completion techniques in shale reservoirs. Baker Hughes Reservoir Blog. 2010

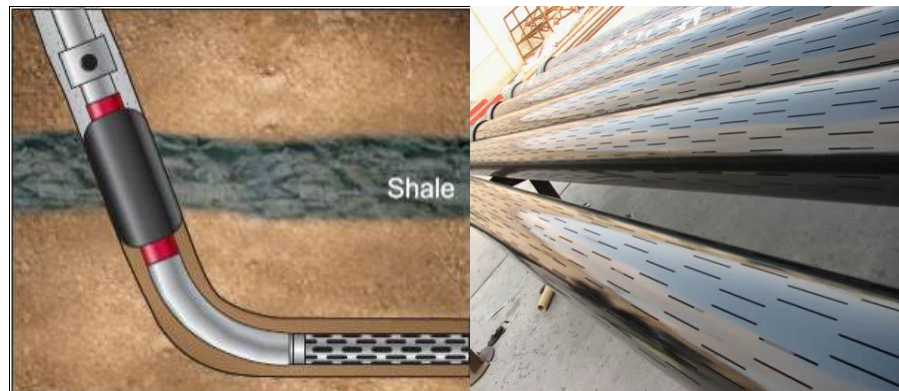


Figura 7. Izquierda: Completamiento con liner ranurado²⁴. Derecha: Liner Ranurado²⁵.

- ✓ **Completamiento con liners con empaques externos en el casing (ECPS):** Este tipo de completamiento es similar al de revestimiento ranurado, con excepción de que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación, cuando se hace necesario separar intervalos dañados, como también para llevar a cabo una cementación selectiva por intervalos, sin cementar todo el agujero.



Figura 8. Completamiento con liners con empaques externos en el casing (ECPS).²⁶

²⁴ <http://www.weatherford.com/Products/Drilling/InflatablePackers/Stagecementingtools/index.htm>

²⁵ <http://www.wellscreen.org/well-screen/slotted-liner.html>

²⁶ http://www.tamintl.com/index.php?option=com_content&task=view&id=91&Itemid=193

- ✓ **Completamiento con liners cementados y perforados:** Es posible cementar y perforar pozos de radio medio o largo. En la actualidad, no resulta económicamente posible cementar pozos de radios pequeños.

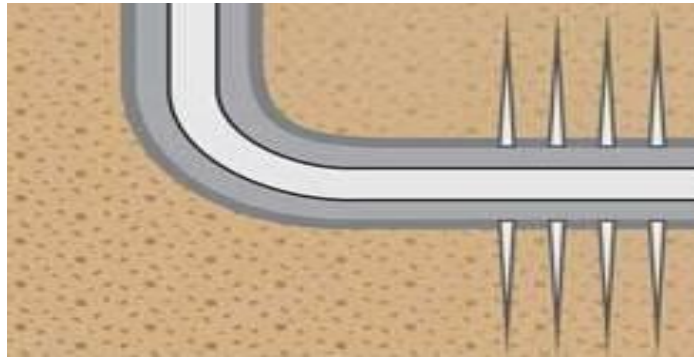


Figura 9. Liner cementado y perforado²⁷

1.3.3. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación usada principalmente para extraer hidrocarburos atrapados en formaciones de baja permeabilidad mediante un fluido fracturante bombeado a alta presión a la formación, lo cual causa que esta se fracture, las fracturas pueden extenderse hasta cientos de pies. De no aplicarse el fracturamiento hidráulico a este tipo de formaciones la producción primaria sería demasiado baja lo cual no haría viable económicamente el proceso.

El fracturamiento hidráulico genera una zona expuesta de gran tamaño, como también crea una zona de alta permeabilidad que se extiende significativamente dentro de la formación, por lo tanto los fluidos atrapados en esta pueden fluir con mayor facilidad, con lo cual pueden ser recuperados con mayor facilidad y rapidez.

²⁷ Jinzhou , Zhao. China developing strategy for horizontal fracturing technology . Oil & Gas Journal. Chengdu City, China. 2013

En general, los pozos horizontales tienden a ser estimulados mediante el fracturamiento para mejorar las perspectivas económicas. Pero para ello, deben tenerse en cuenta el efecto geomecánico en el rendimiento del yacimiento, especialmente cuando se está produciendo por los espesores de la formación o creando múltiples fracturas en los pozos horizontales.

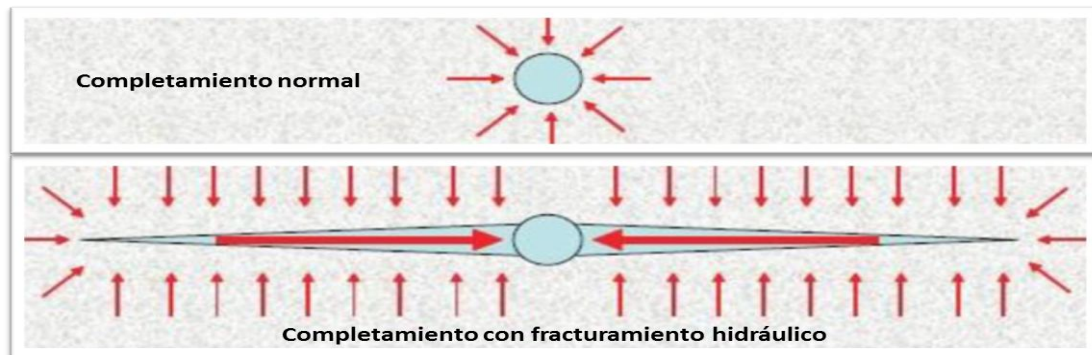


Figura 10. Pozo sin fracturamiento y con fracturamiento.²⁸

El proceso de fracturamiento hidráulico comúnmente se realiza con agua y aditivos químicos, los cuales son bombeados por el *casing* y llevados a la formación a alta presión con el fin de generar y mantener las fracturas.

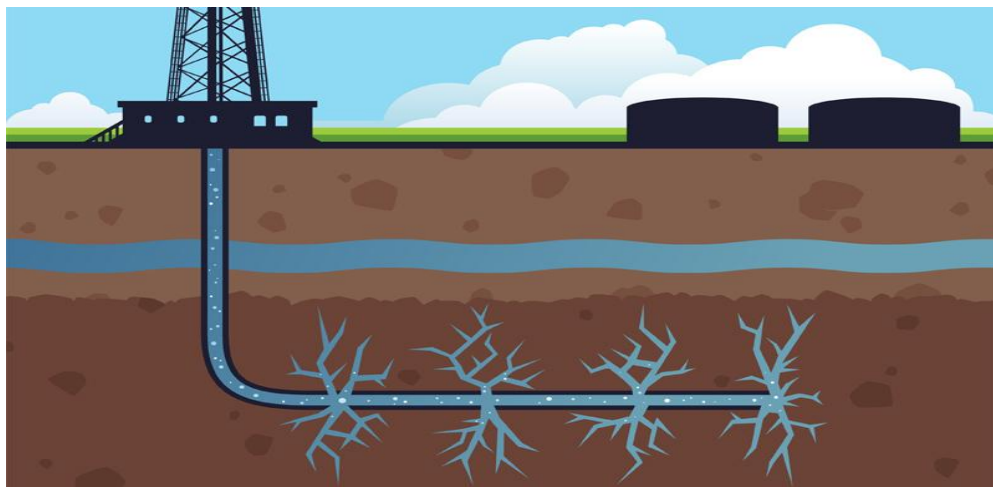


Figura 11. Fracturamiento Hidráulico²⁹

²⁸ Ke Chen, B.Sc. EVALUATION OF EOR POTENTIAL BY GAS AND WATER FLOODING IN SHALE OIL RESERVOIRS. Texas Tech University. 2013

²⁹ Stephens Duane. Hydraulic Fracking Has Rewarded Oil and Gas Investors. 2011

Propiedades del fluido fracturante y aditivos.

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

- ✓ Compatibilidad con el material de la formación.
- ✓ Compatibilidad con los fluidos de la formación.
- ✓ Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
- ✓ Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
- ✓ Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
- ✓ Poder removerlo fácilmente de la formación.
- ✓ Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
- ✓ Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
- ✓ Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
- ✓ Costos bajos.

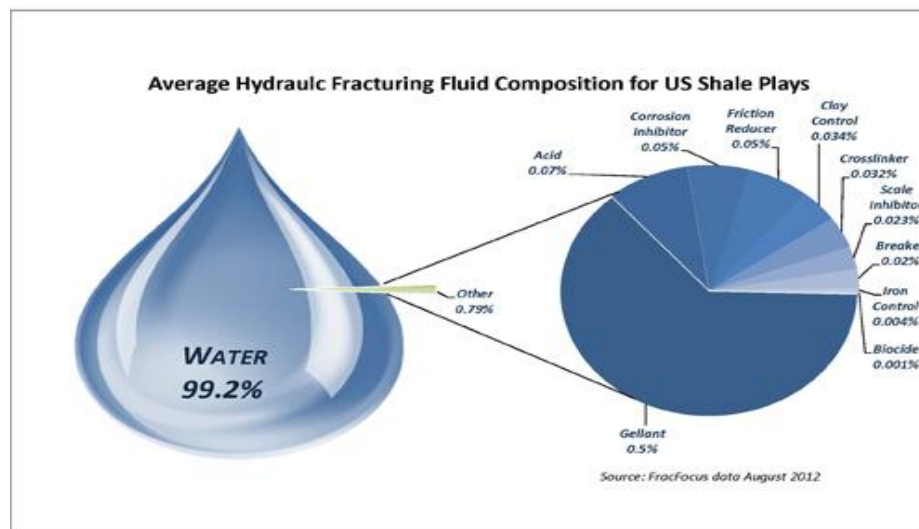


Figura 12. Composición de un fluido de fracturamiento³⁰

³⁰ <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad.

1.3.4. Procesamiento

Los procesos para producir Shale-Oil generalmente caen en uno de dos grupos: Minería y Retorting. Cabe resaltar y tener en cuenta que al realizar minería de debe realizar un tipo especial de Retorting conocido como Retorting de superficie.

1.3.4.1. Oil Shale Retorting

El petróleo obtenido del Shale es considerado un crudo sintético, y por lo tanto está asociado con producción de combustibles sintéticos. Sin embargo el proceso de Oil-Shale Retorting tiene más similitud a la refinación convencional que a un proceso de combustible sintético.

Se han desarrollado dos procesos:

- ✓ Retorting Superficial
- ✓ Retorting In-situ

El Retorting involucra la destilación destructiva (pirólisis) de Shale-Oil en la ausencia de oxígeno. La pirólisis ($> 850^{\circ}\text{F}$) térmicamente rompe las moléculas del kerógeno para obtener moléculas de bajo peso molecular. La refinación convencional usa un proceso similar de craqueo termal, llamado “coking” para romper las moléculas de alto peso molecular.

En general los destilados del Oil-Shale tienen una mayor concentración de compuestos de alto punto de ebullición que podrían favorecer la producción de destilados medios (diésel y jet fuels) más que la nafta.

	°API	% Sulfur
OTA Reported Oil-Shale Distillates Properties ^[1]	19.4-28.4	0.59-0.92
Shell ICP Oil-Shale Distillate ^[2]	34	0.8
Oil Tech Oil-Shale Distillate ^[3]	30	no report
West Texas Intermediate Crude Oil ^[4]	40	0.30
NYMEX Deliverable Grade Sweet Crude Oil Specification ^[4]	37-42	<0.42
Alaska North Slope Crude Oil ^[5]	29-29.25	1.10
Referencias: [1] OTA. (1980). An Assessment of Oil Shale Technologies, Table 19. [2] Energy Washington Week. (2005). "Shell Successfully Test Pilot of New In Situ Oil Shale Technology". [3] Svage, Jack. (2005). Testimony Before the Subcommittee on Energy and Mineral Resources. [4] Platt's. (1999) Oil Guide To Specifications, [5] NYMEX, Exchange Rulebook. (2005). Ligth "Sweet" Crue Oil Futures Contract.		

Tabla 7. Propiedades de los destilados Oil-Shale comparados con petróleos de referencia.³¹

Retorting de superficie

Involucra moler Shale Oil y hacer un Retorting a cerca de 900 °F. A esta temperatura, el kerógeno se descompone a una mezcla de productos líquidos y gaseosos. El petróleo caliente que sale del *retort* no es estable y debe ser enviado directamente a una planta *Upgrading* para un proceso catalítico con hidrógeno para remover impurezas y producir un producto estable.

Las condiciones de Retorting para el Oil Shale tienen un efecto significativo sobre las propiedades del Shale Oil y la producción de aceite. Entre ellos, el calentamiento de las piezas individuales de Shale la consideración principal en

³¹ Anthony Andrews, "Oil Shale: History, Incentives, and Policy", CRS Report for Congress, Order Code RL33359, April 13, 2006.

el desarrollo de conceptos de Retorting y operar *retorts* de Shale Oil. Por lo tanto, el método de transferencia de calor a la de esquisto de Shale bruto proporciona una manera conveniente para clasificarlos *retorts*.

En la actualidad, las tecnologías comerciales maduras son las siguientes:

- ✓ Kiviter lump shale retorting—Estonia
- ✓ Galoter particulate oil shale retorting—Estonia
- ✓ Petrosix lump shale retorting—Brazil
- ✓ The Fushun retorting system—China
- ✓ The scaled-up Taciuk particulate shale retort, called AOSTRA Taciuk Processing (ATP)—Australia.

En este concepto, el Shale-Oil es trabajado con métodos de minería convencional y transportado a una planta de Retorting. Después de calentar y remover las partículas sólidas, el producto líquido es mejorado para producir un crudo sustituto, que pueda ingresar a los oleoductos e infraestructura de refinerías.

Después del Retorting, el Shale usado es enfriado y dispuesto.



Figura 13. Pasos principales del proceso de minería y retorting de superficie.³²

³² James T. Bartis, Tom LaTurrette, Lloyd Dixon, D.j. Peterson, Gary Cecchine, Oil Shale Development in USA. 2005

Retorting In-Situ

El Retorting in-situ considera calentar el Oil Shale in-place, extraer el líquido del subsuelo y transportarlo a una facilidad *upgrading*. El calor es suministrado ya sea por combustión bajo tierra o mediante la introducción de gases o líquidos calientes en la formación de Shale Oil. Hay muchas razones para el desarrollo de las técnicas in situ para la recuperación de Shale Oil. En el procesamiento de superficie, aproximadamente el 80% del material extraído también debe eliminarse de la materia inorgánica como inerte, que presenta graves problemas medioambientales y aumenta considerablemente el costo del petróleo producido. Además, la mitad o más de las reservas de petróleo de Shale Oil se encuentran en el Shale de grado inferior, que van hasta 10 galones de Shale Oil por tonelada de Shale Oil.

Algunas ventajas de procesamiento en situ son:

- ✓ El aceite puede ser recuperado de depósitos profundos de la formación Shale Oil.
- ✓ Los costos de minería pueden ser eliminados o minimizados.
- ✓ Se eliminan los problemas relacionados con los residuos sólidos.
- ✓ Shale Oil puede ser extraído de Shales más delgado, por ejemplo, los depósitos que contienen menos de 15 galones de Shale Oil por tonelada de petróleo de Oil Shale.
- ✓ El proceso es en última instancia, más económico debido a la eliminación o reducción de los costos involucrados en la minería, el transporte y trituración.

1.3.4.2. Minería

El Shale Oil puede ser extraído por minería, usando minería subterránea (room and pillar) o minería de superficie. Por lo general la de superficie es la más eficiente para minería Shale Oil. La minería “room and pillar” puede recuperar cerca del 60% del Shale Oil in-place para capas de no más de 100 pies de espesor.

La minería de superficie puede recuperar porcentajes más altos del recurso in-situ. Pero el espesor de los depósitos de Shale Oil, la cantidad de espesor de “overburden” y la presencia de agua de subsuelo hacen dificultosa la minería superficial.

1.3.5. Producción de shale oil

Cuando se desea producir Shale Oil, como se mencionó anteriormente, se deben realizar trabajos de minería y un posterior *Retorting* en superficie al Oil Shale extraído, o como también procesos de *Retorting in-situ*. Una vez realizados estos procedimientos y haber sido obtenido el Shale Oil, se debe realizar un proceso de mejoramiento del mismo, esto debido a que los hidrocarburos obtenidos están altamente contaminados principalmente por CO₂, H₂S, oxígeno, entre otros. Con el fin de ser transportados y enviados a refinería donde se obtienen sus derivados.

Se debe tener en cuenta, sobre todo en el proceso de minería el impacto ambiental que la extracción de este recurso genera, por tanto se realiza un tratado del Shale extraído para su posterior deposición en la zona en la que fue extraído. Se deben tratar los fluidos como el agua utilizada tanto en el proceso de fracturamiento hidráulico, como en el proceso de lavado, además realizar un plan que contemple el descargue y/o reutilización de los mismos.

Al producir Shale Oil se generan niveles elevados de contaminación al ambiente, sobre todo en gran proporción en el proceso del *Retorting* de Oil Shale, como son residuos de carbonos, productos de combustión, fugitivos orgánicos y gases fugitivos. Los fugitivos orgánicos y gases fugitivos incluyen orgánicos polinucleares carcinógenos, gases tóxicos como el CO, H₂S, amoníaco, óxidos de azufre y mercurio. Por lo tanto es necesario contar con un plan de manejo ambiental (PMA) adecuado para controlar las emisiones de este tipo de gases y orgánicos.

2. PANORAMA INTERNACIONAL DEL SHALE OIL

Mediante los procesos de exploración y posterior caracterización de yacimientos contenedores de recursos no-convencionales realizados a nivel mundial, se ha establecido que existen altos potenciales de este recurso, así como también que es factible su explotación, lo cual ha permitido a países como Estados Unidos, líder en la explotación del mismo, aumentar sustancialmente sus reservas así como sus tasas de producción.

2.1. SHALE OIL EN EL MUNDO

A medida que se agotan los yacimientos contenedores de hidrocarburos convencionales se ha visto la necesidad de la búsqueda de nuevas reservas, en la última década se realizaron estudios en gran parte del mundo para caracterizar las cuencas con potencial en estos recursos, mostrando gran expectativa referente a los recursos potenciales de Shale Oil.

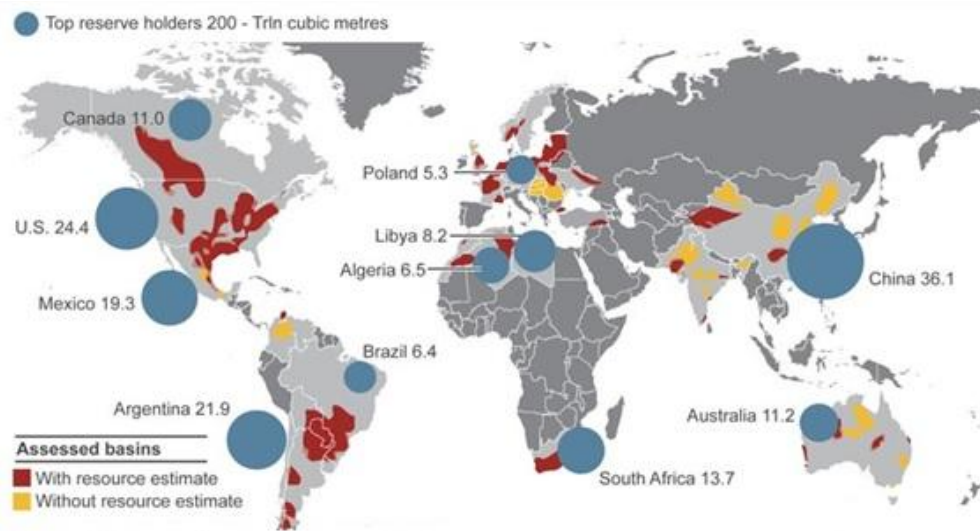


Figura 14. Panorama del Shale Oil en el mundo³³

³³ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio

2.1.1. Cuencas de Oil Shale en el mundo

En las últimas décadas y a medida que los yacimientos no-convencionales se hacen cada vez más atractivos, se han identificado una gran cantidad de nuevas cuencas de shale oil a nivel mundial, las cuales ofrecen un alto potencial de extracción, y a medida que emergen nuevas tecnologías se hace cada vez más probable su explotación. Actualmente una parte significativa de estas cuencas están siendo explotadas o en desarrollo, lo cual ha repercutido en un crecimiento económico en estas regiones.

Continente	Región/País	Número de países	Numero de cuencas	Numero de formaciones de Shale Gas/Oil
América del Norte (Exc. USA)	México	1	12	13
	Canadá	1	5	8
	Subtotal	2	17	21
América del Sur	Región Norte	2	3	3
	Región Sur	6	10	13
	Subtotal	8	13	16
Europa	Región Este	7	9	11
	Región Oeste	7	8	13
	Subtotal	14	17	24
África	Región Norte	6	16	22
	Región Sur	2	2	5
	Subtotal	8	18	27
Asia	China	1	7	18
	India/Pakistán	2	5	6
	Indonesia	1	5	7
	Subtotal	4	17	31
Oceanía	Australia	1	6	11
Total		37	88	130

Tabla 8. Cuencas de Shale Gas/Oil en el mundo.³⁴

³⁴ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio

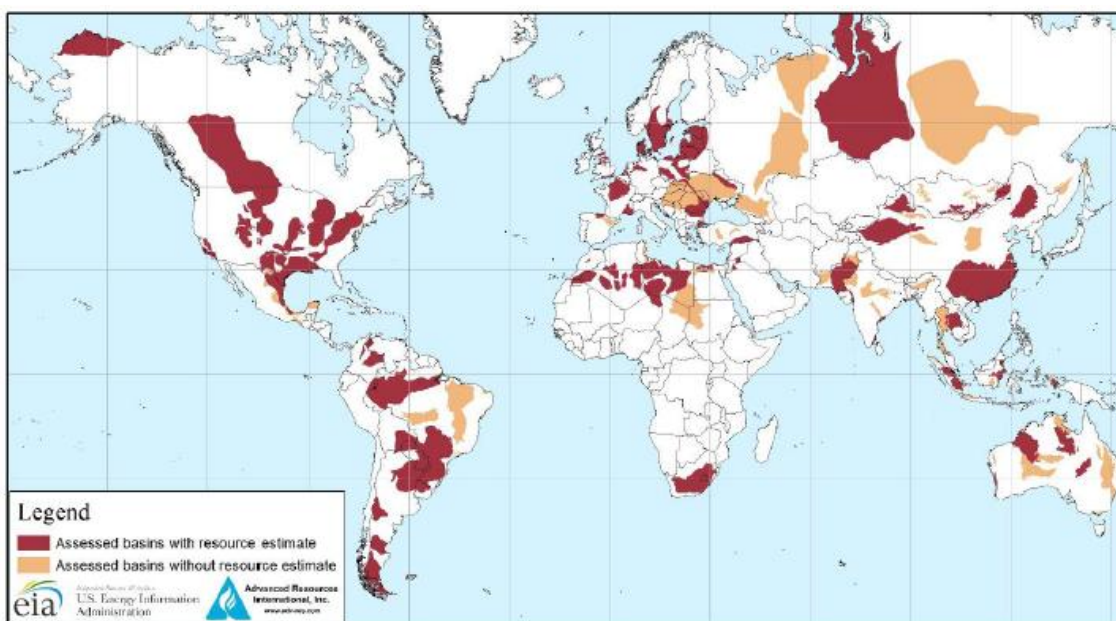


Figura 15. Mapa de las cuencas de Gas/Oil Shale en el mundo.³⁵

Actualmente según lo que se ha identificado se estiman los recursos potenciales mundiales de Shale Oil en 6753 billones de barriles, y de estos se estiman recuperables técnicamente 335 billones de barriles, a lo largo de las cuencas a nivel mundial. Donde dos tercios de los recursos técnicamente recuperables evaluados se encuentran en seis países, los cuales son Rusia, Estados Unidos, China, Argentina, Libia y Australia.³⁶

2.1.1.1. América del Norte

En las últimas décadas con la amplia actividad de exploración realizada en norte américa, se han hallado varios yacimientos en los cuales se puede extraer Shale Oil como los hay en las cuencas Eagle Ford y Bakken, lo cual ha generado que posterior a su desarrollo hubiese un alza notable en la producción de hidrocarburos en estas regiones.

^{35, 36} EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio



Figura 16. Mapa de cuencas de Oil Shale en América del Norte.³⁷

2.1.1.2. América del Sur

En los últimos años se han venido realizando investigaciones en el tema de la exploración y explotación de recursos no-convencionales en esta parte del continente, proceso que ha sido liderado por países como Argentina y

³⁷ <http://www.jeffersonenergyco.com/market-antecedents/#/>

Venezuela, los cuales son dos de los países que cuentan con unas de las mayores reservas potenciales recuperables técnicamente a nivel mundial, hasta la fecha.



Figura 17. Mapa de cuencas de Oil Shale en América del Sur.³⁸

³⁸ Osborne, Steve. South American Shales A Regional Assessment. GEOExPro Magazine. Vol 10, No 4. 2013

2.1.1.3. Europa

Algunos países europeos han desarrollado estas técnicas años atrás, pero fueron dejadas debido a los precios del petróleo. Ahora con el precio del barril oscilando los 100 dólares, este tipo de yacimientos se han vuelto llamativos para su explotación, por lo tanto se han llevado a cabo intensas actividades de exploración en busca de potenciales de recursos no-convencionales.



Figura 18. Mapa de cuencas de Shale en Europa.³⁹

2.1.1.4. África

El potencial de shale oil en este continente se encuentra ubicado principalmente en el norte, siendo Marruecos y Libia, los países líderes en la investigación de este tipo de recursos.

^{39,40} Boyer, Chuck. Clark Bill. Shale Gas: A Global Resource. Schlumberger. Texas. 2011

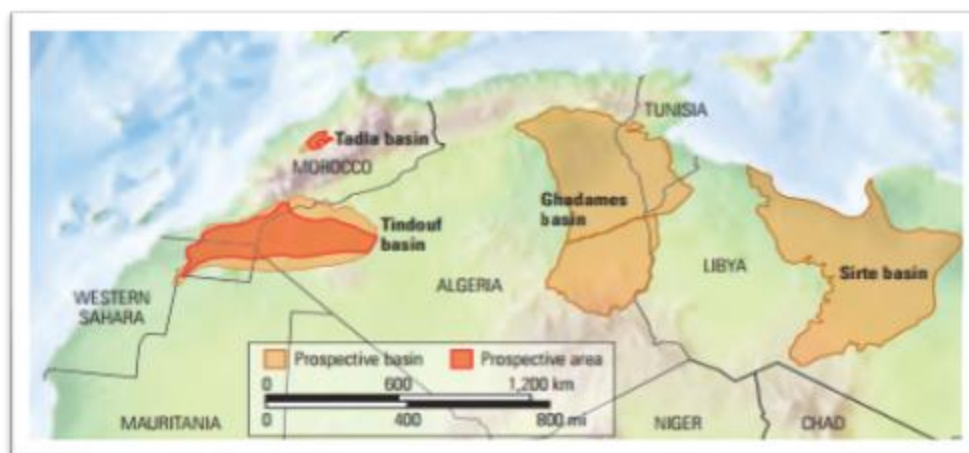


Figura 19. Mapa de cuencas de Shale al Norte de África.⁴⁰

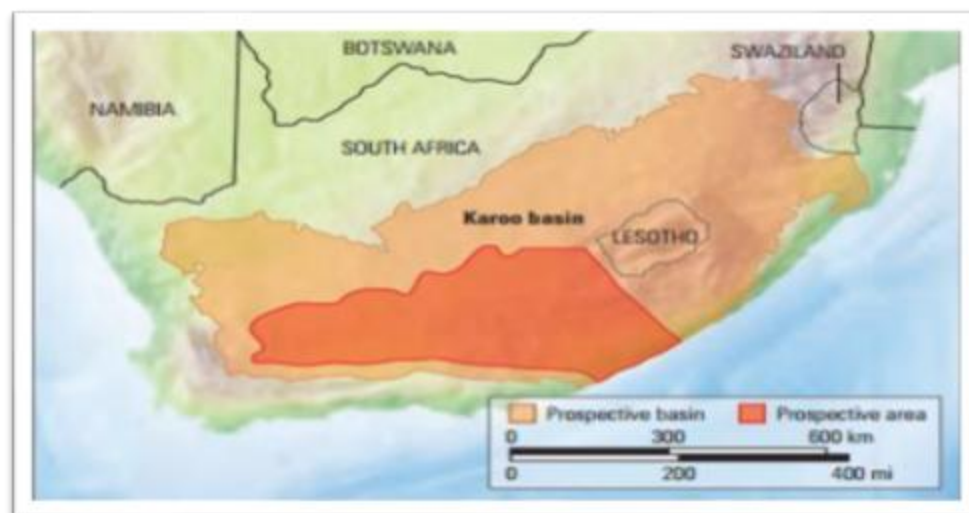


Figura 20. Mapa de cuencas de Shale al Sur de África.⁴¹

2.1.1.5. Asia

Este continente es uno de los que presentan mayor cantidad de reservas potenciales de shale oil en la actualidad, siendo China, Indonesia y Pakistán los países líderes en la investigación de este tipo de recursos, además cabe

⁴¹ Boyer, Chuck. Clark Bill. Shale Gas: A Global Resource. Schlumberger. Texas. 2011

destacar que china es uno de los tres países que cuenta con la mayor cantidad de recursos potenciales recuperables técnicamente.

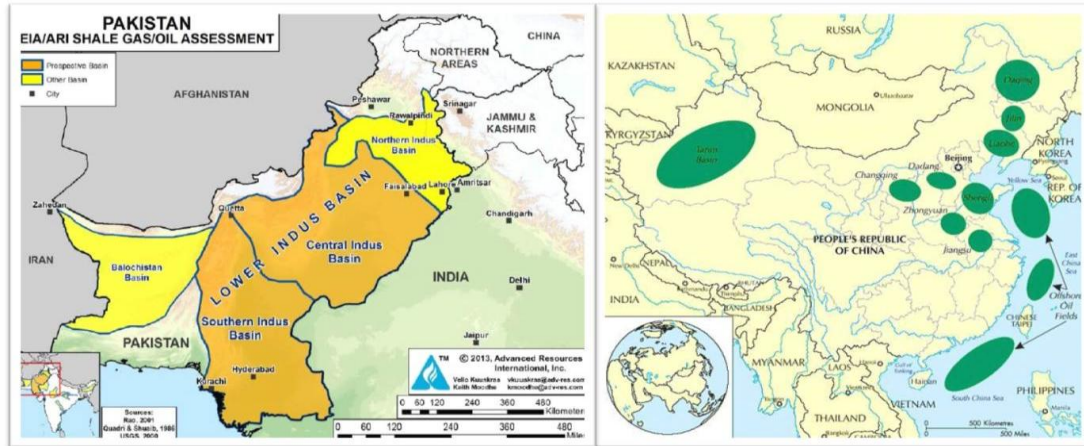


Figura 21. Mapa de cuencas de Oil Shale en Pakistán y China (Lideres del proceso).^{42, 43}

2.1.1.6. Oceanía

En Australia las investigaciones en el tema de yacimientos no-convencionales han tenido gran acogida por parte de los entes encargados del tema. Según el último anuncio realizado por fuentes oficiales, se realizó el hallazgo de un yacimiento gigantesco de shale oil que tiene un potencial de 233 billones de barriles, pudiendo ser uno de las cuencas con mayor contenido de potencial de aceite en el mundo, con lo cual se podría decir que Australia contendría alrededor de un 12% de las reservas potenciales de aceite del mundo.⁴⁴

⁴² Newswire. China: Hess and PetroChina sign shale oil agreement. 2010, septiembre 26

⁴³ <http://www.riazhaq.com/2013/06/us-eia-estimates-pak-shale-oil-reserves.html>

⁴⁴ Business CBC News. Australian shale oil discovery could be larger than Canada's oilsands. 2013, Junio 14.

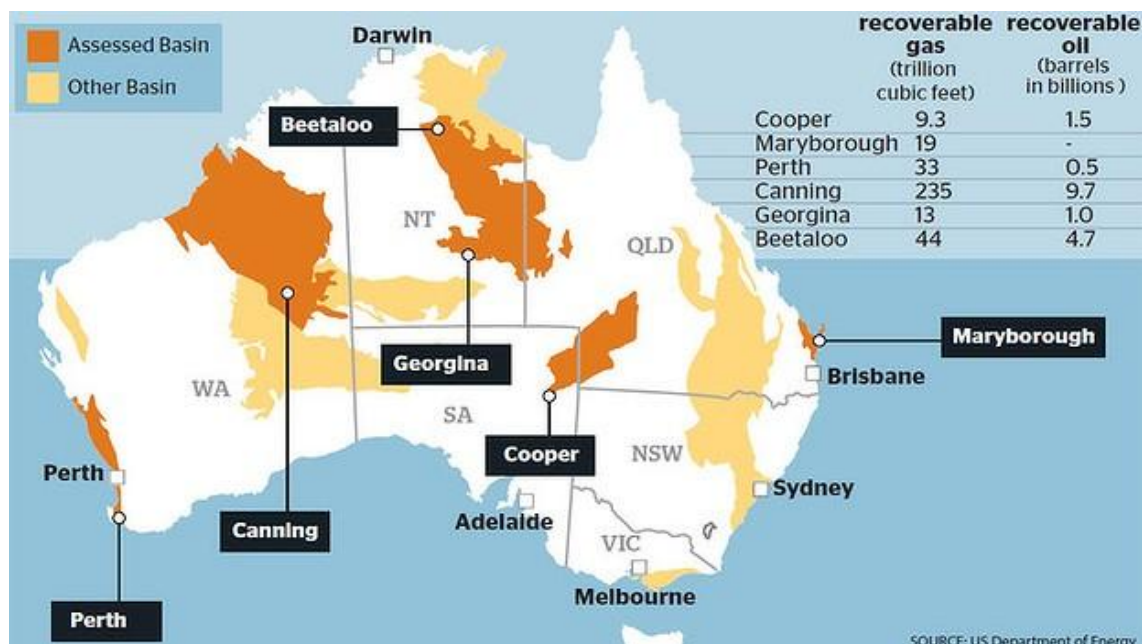


Figura 22. Mapa de cuencas de Shale en Oceanía.⁴⁵

2.1.2. Reservas potenciales de Shale Oil en el mundo

El potencial de recursos de Oil Shale en el mundo es enorme, pero precisa una fuerte evaluación con el fin de determinar los recursos hidrocarburos presentes en este tipo de formaciones, este proceso puede ser muy difícil debido a que existen numerosas maneras con las cuales este tipo de recursos pueden ser evaluados.

Gran parte de los depósitos de Oil Shale que han sido explorados, solo han tenido una evaluación muy superficial, ya que no se ha delimitado su extensión real, como tampoco se han realizado procesos de caracterización de los yacimientos mediante la perforación de pozos. Por lo tanto se requiere de una investigación y un análisis extenso con el fin de determinar los potenciales reales de este recurso.

⁴⁵ Robins, Brian. Windfall seen in shale oil and gas. Bussines Day. The Sydney Morning Herald. 2013, June 12

Uno de los países líderes en los procesos de evaluación de este tipo de recursos ha sido Estados Unidos de América, en donde se han evaluado y caracterizado gran parte de estas cuencas. El depósito más grande conocido es la formación Green River, en la cual se cuenta con un potencial estimado de tres trillones (3×10^{12}) de barriles de Shale Oil. Otra formación la cual posee gran cantidad es Colorado, donde se estima un potencial del orden de 1.5 trillones (1.5×10^{12}) de barriles.

Actualmente las evaluaciones acerca de potenciales de Oil Shale/ Shale Oil, han sido realizadas en 41 países, los cuales se encuentran divididos en 26 regiones. El reporte muestra la información de 137 formaciones de Shale, divididas en 95 cuencas, esto excluyendo a EE. UU.⁴⁶ Dos tercios de los recursos potenciales técnicamente recuperables que han sido evaluados de Shale Oil se encuentran en seis países: Rusia, EE. UU., Venezuela, Argentina, China y Libia.

Continente	Potencial de Aceite <i>in-situ.</i> (B bbl) ⁴⁷	Potencial técnicamente recuperable(B bbl) ⁵⁰
Norte américa(sin USA)	437	21.9
Australia	403	17.5
América del Sur	1152	59.7
Europa	1551	88.6
África	882	38.1
Asia	1375	61.1
Subtotal	5799	286.9
USA	954	47.7
Total	6753	334.6

Tabla 9. Potencial de Shale Oil⁴⁸

^{46, 48} EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio

⁴⁷ Un billion Americano (B bbl)= 10^9

Debido a la dificultad y los altos costos de extracción que presenta este tipo de recursos, hacen necesaria el desarrollo de nuevos métodos y tecnologías que permitan un mayor y más adecuado recobro.

Actualmente existen campos de Shale Oil que se encuentran comercialmente explotados, los países líderes en este proceso, son Brasil, China, EE. UU., Estonia y Australia. Es conocido que en Brasil los yacimientos de Oil Shale fueron desarrollados y explotados desde finales del siglo XIX⁴⁹.

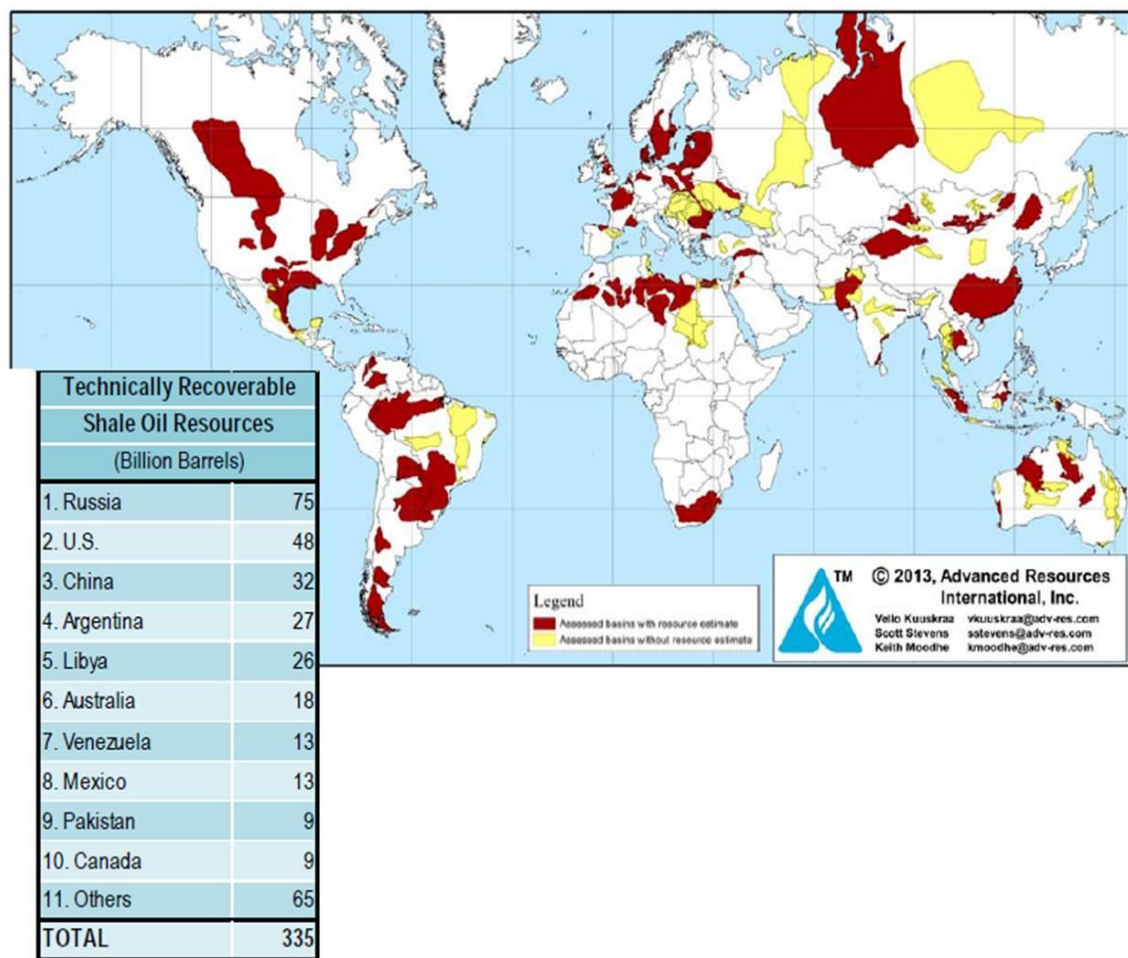


Figura 23. Potencial de recursos de Shale Oil técnicamente recuperables.⁵⁰

⁴⁹ Speight, James G. Shale Oil Production Processes. Elsevier Inc. USA. 2012

⁵⁰ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio

2.1.2.1. Estados Unidos de América

En los últimos años, Estados Unidos se ha caracterizado por ser pionero en lo referente a la investigación y explotación de recursos de Shale Oil y Shale Gas. De un estudio realizado en 48 cuencas de se encontraban en desarrollo 4 proyectos de Shale los cuales son Eagle Ford, Avalon & Bone Springs, Bakken y Monterrey/Santos, siendo ésta última la que contiene la mayor cantidad de recursos y se encuentra desarrollado actualmente por la OXI. Estados Unidos cuenta con unos 24 billones de barriles técnicamente recuperables según el último reporte, y hasta 2011 contaba con aproximadamente una recuperación de 460 mil barriles por pozo.⁵¹

Proyectos	Recurso Técnicamente Recuperable (Bbbl)	Área (mi ²)	Aceite recuperado promedio (Mbbbl/Pozo)
Eagle Ford	3.35	3323	300
Avalon & Bone Springs	1.58	1313	300
Bakken	3.59	6522	550
Monterrey/Santos	15.42	1752	550
Total	23.94	12910	460

Tabla 10. Cantidad de recursos técnicamente recuperables de Shale Oil en EE. UU.⁵²

Avalon & Bone Springs

El proyecto Avalon & Bone Springs se encuentra ubicado en la región Sur-Este de Nuevo México y al Oeste de Texas. El proyecto está conformado por dos formaciones de Shale, las cuales fueron unidas en una sola unidad.

Este proyecto cuenta con un área activa de aproximadamente 1.313 Millas cuadradas (mi²) o unos 840000 acres. Cuenta con una cantidad de recurso

^{51,52} EA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

potencial técnicamente recuperable de aproximadamente 1.58 Billones de barriles. El recurso se encuentra en profundidades que van desde los 6000 hasta los 13000 pies (ft) y espesores que varían en un rango de 900 a 1700 pies (ft).

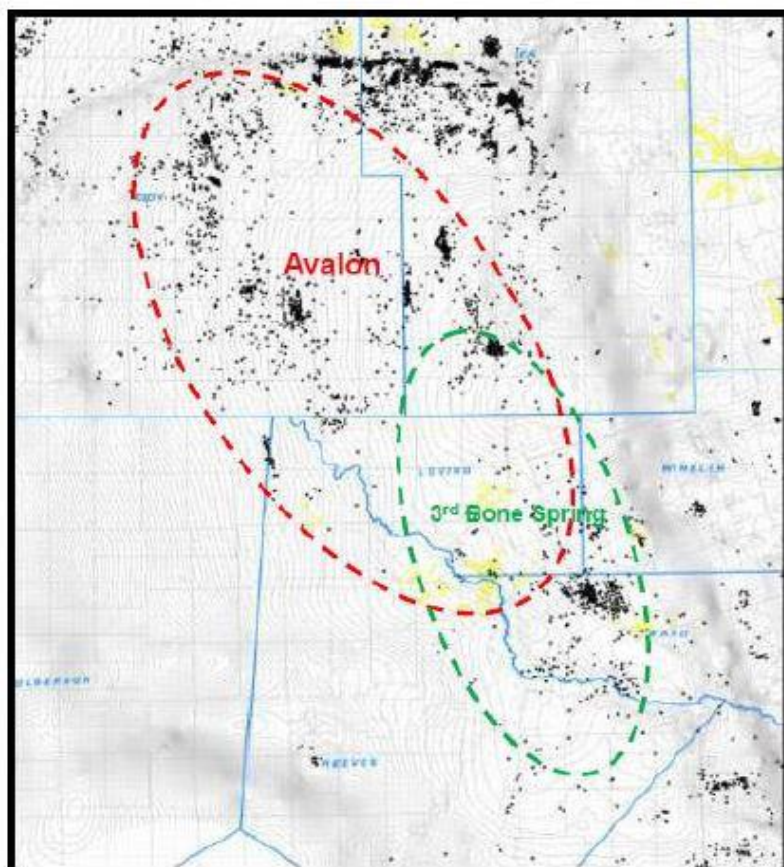


Figura 24. Localización del proyecto Avalon & Bone Springs⁵³

En 2008 seis compañías adquirieron porciones de terreno para iniciar proyectos de explotación del recurso, y el proyecto en total cuenta con 31 pozos horizontales perforados a la fecha de agosto de 2010.

⁵³ EIA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

Bakken

El proyecto Bakken está ubicado en la cuenca Williston la cual se encuentra entre Montana y Dakota del Norte, la cuenca se extiende dentro de Canadá pero en esta sección solo será evaluada en Estados Unidos.

El proyecto cuenta con un área activa aproximada de 6522 Millas cuadradas (mi^2) o unos 4'170,625 acres. Cuenta con una cantidad de recurso potencial técnicamente recuperable de aproximadamente 3.59 Billones de barriles. El recurso se encuentra en profundidades que van desde los 4500 hasta los 7500 pies (ft) y un espesor aproximado de 22 pies (ft).



Figura 25. Localización del proyecto Bakken.⁵⁴

La adquisición de los terrenos se adjudicó a 20 compañías, la cuales son las encargadas de la extracción del recurso y cuenta con 45 pozos horizontales perforados a la fecha de agosto de 2010, pero se espera que este número aumente a 54 pozos.

⁵⁴ EIA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

Eagle Ford

El proyecto Eagle Ford está ubicado en la cuenca Texas Maverick la cual se encuentra en Texas, cuenta con alto contenido de componentes líquidos, pero se encuentra dividido en tres zonas: Aceite, Gas Retrogrado, Gas Seco. El Shale Eagle Ford fue descubierto por Petrohawk en 2008.

El proyecto cuenta con un área de aceite activa aproximada de 2233 Millas cuadradas (mi²) o unos 1'429,000 acres. Cuenta con una cantidad de recurso potencial técnicamente recuperable de aproximadamente 3.35 Billones de barriles. El recurso se encuentra a una profundidad aproximada de 7000 pies (ft) y un espesor aproximado de 200 pies (ft).

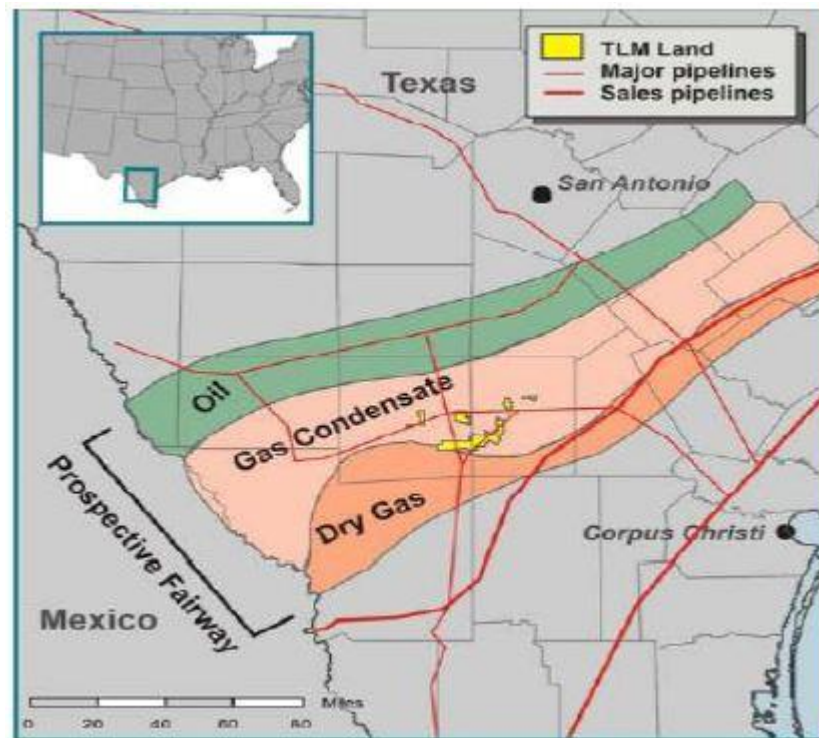


Figura 26. Localización del proyecto Eagle Ford.⁵⁵

⁵⁵ EIA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

La adquisición de los terrenos para la extracción de aceite se adjudicó a 6 compañías, la cuales son las encargadas de la extracción del recurso y se espera que se perforen alrededor de 14 pozos horizontales nuevos en los próximos años.

Monterrey/Santos

El proyecto Monterrey/Santos está ubicado en las cuencas de San Joaquín y Los Ángeles ubicadas en California, y hacen parte del proyecto los shales de bajo Monterrey y Santos.

El proyecto cuenta con un área de aceite activa aproximada de 1752 Millas cuadradas (mi²) o unos 1'121,500 acres. Cuenta con una cantidad de recurso potencial técnicamente recuperable de aproximadamente 15.42 Billones de barriles. El recurso se encuentra a una profundidad aproximada de 11250 pies (ft) y un espesor aproximado de 1875 pies (ft).

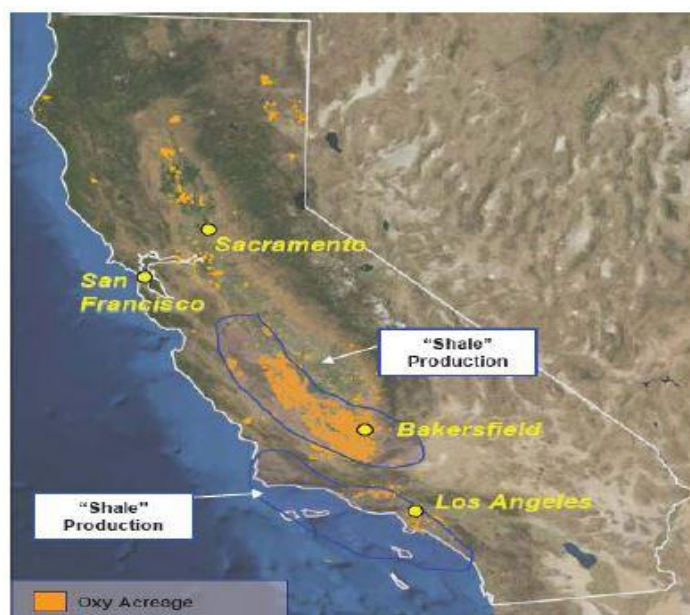


Figura 27. Localización del proyecto Monterrey/Santos.⁵⁶

⁵⁶ EIA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

La adquisición de los terrenos se adjudicó a 5 compañías, las cuales son las encargadas de la extracción del recurso y cuenta con 15 pozos horizontales perforados a la fecha de agosto de 2010, pero se espera que este número aumente a medida que se adjudiquen mayor cantidad de terrenos a las compañías.

2.2. SHALE OIL EN COLOMBIA

El panorama de producción de aceite en Colombia ha venido en aumento en los últimos años, esto debido a la aplicación de nuevas tecnologías para el desarrollo de campos que cuentan con recursos convencionales. Pero dado que no se han realizado hallazgos importantes, las cuales puedan sostener los perfiles de producción actuales, e impulsado por el creciente boom que ha generado la explotación de recursos no-convencionales, en Colombia se ve la necesidad de iniciar la búsqueda y la puesta en marcha de proyectos de yacimientos no-convencionales en el país, que garanticen el sostenimiento de los perfiles de producción del país, esto potenciado por la necesidad energética.

Colombia cuenta con varios prospectos potenciales de Shale Oil los cuales están ubicados en las cuencas El Magdalena Medio, Los Llanos y la cuenca El Maracaibo/Catatumbo. Estas cuencas sufrieron una deposición marina del cretáceo.

Las formaciones de mayor relevancia son: La Luna, Capacho y Gacheta, las cuales generan la mayor parte del gas y petróleo convencional que se produce en Colombia y en el oeste de Venezuela. Estas se componen de una serie de lutitas del Cretácico, ricas en materia orgánica y presentan gran similitud con las formaciones Eagle Ford y Niobrara (Estados Unidos).

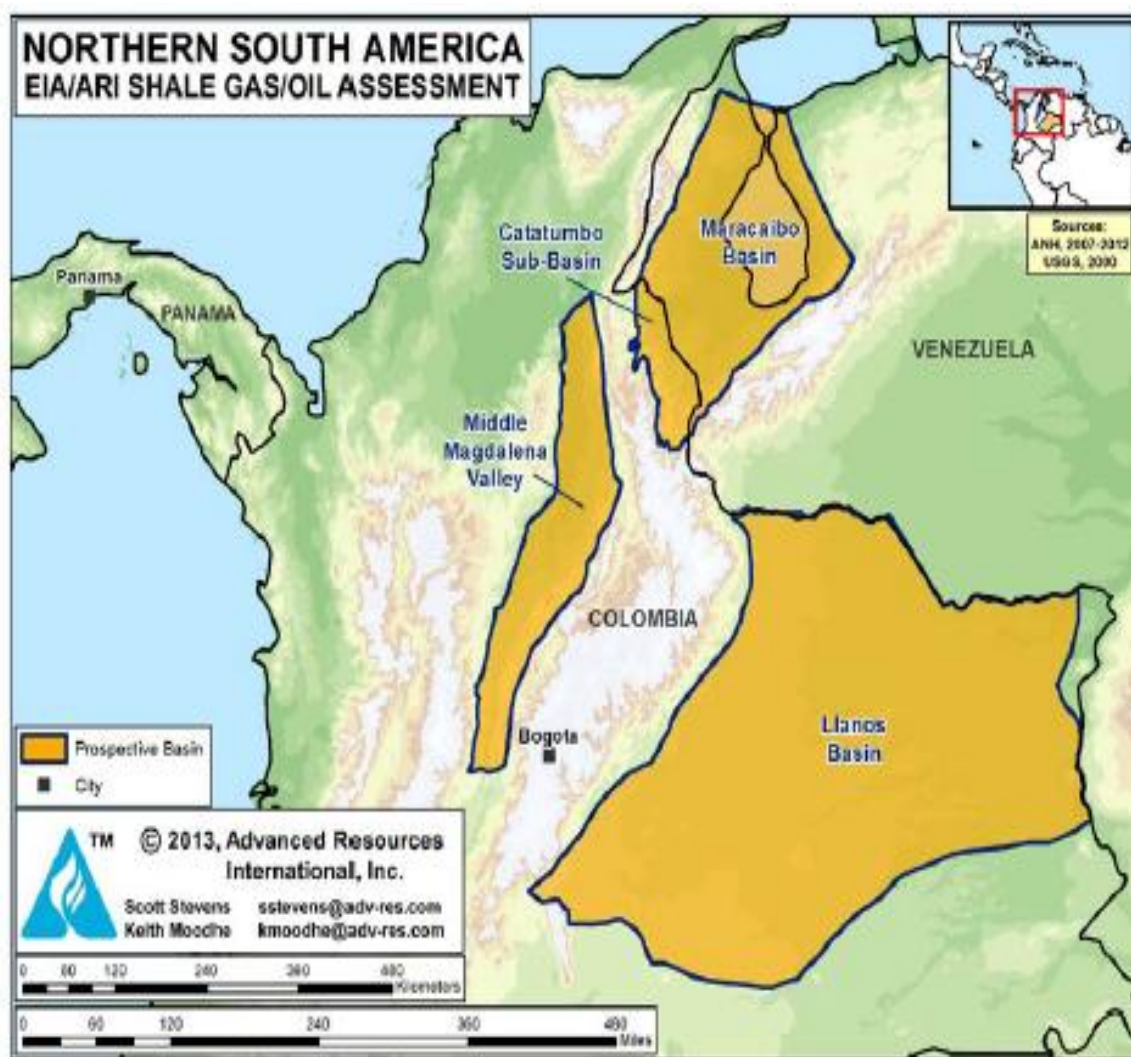


Figura 28. Cuencas prospecto de Shale en Colombia⁵⁷

Basados en estudios de la EIA/ARI, el potencial de Shale Oil en el Norte de Sur América es aproximadamente de 20.2 billones de barriles potenciales técnicamente recuperables, de los cuales en Colombia en base a Shale Oil son de aproximadamente 6.8 billones de barriles potenciales técnicamente recuperables.

⁵⁷ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (94,000 mi ²)	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200	1,820	7,280	4,290
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		57.0	26.1	28.0	92.3	41.0
	Risked OIP (B bbl)		76.3	2.9	12.6	235.1	61.6
	Risked Recoverable (B bbl)		4.58	0.18	0.63	11.75	3.08

Figura 29. Propiedades de las cuencas Valle de Magdalena Medio, Llanos, Maracaibo/Catatumbo de Shale Oil.⁵⁸

Grandes compañías han iniciado gestión de diversos bloques para la búsqueda de hidrocarburos no convencionales en Colombia como son Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell. Por ello, se espera que el shale oil tenga un papel cada vez más importante en las bases de recursos energéticos y perspectivas económicas del país.

2.2.1.1. Cuencas de Oil Shale en Colombia

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, realizó numerosos estudios técnicos y evaluó el potencial petrolero en las 23 cuencas sedimentarias identificadas en Colombia, de las cuales tan solo 4 son prospectos para la explotación de hidrocarburos no convencionales.

⁵⁸ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

			COLOMBIA & VENEZUELA BASINS		
			MID MAGDALENA VALLEY	MARACAIBO-CATATUMBO	LLANOS
ERA	PERIOD	EPOCH	F O R M A T I O N		
CENOZOIC	QUATERNARY	Pleistocene	Alluvium	Alluvium	Necesidad
		Pliocene	Mesa	Guayabo	Guayabo
	TERTIARY	Miocene	Real	Leon	Leon
			Colorado	Carbonera	Carbonera
		Oligocene	Mugrosa		
			Esmeraldas		
		Eocene	La Paz	Mirador	Mirador
		Paleocene	Lisama	Los Cuervos	Los Cuervos
				Barco	Barco
				Catatumbo	
MESOZOIC	CRETACEOUS	Upper	Umir	Mito Juan	Guadalupe
			La Luna	Colon	Gacheta
				La Luna	Une
		Lower	Simiti	Capacho	
			Tablazo	Aguardiente	
			Paja	Apon	
			Rosablanca	Rio Negro	
			Cumbre		
	JURASSIC		Arcabuco/ Giron	Giron	
	TRIASSIC				

Source Rock Conventional Reservoir Absent/Unknown

Figura 30. Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de Shale en Colombia⁵⁹

Llanos

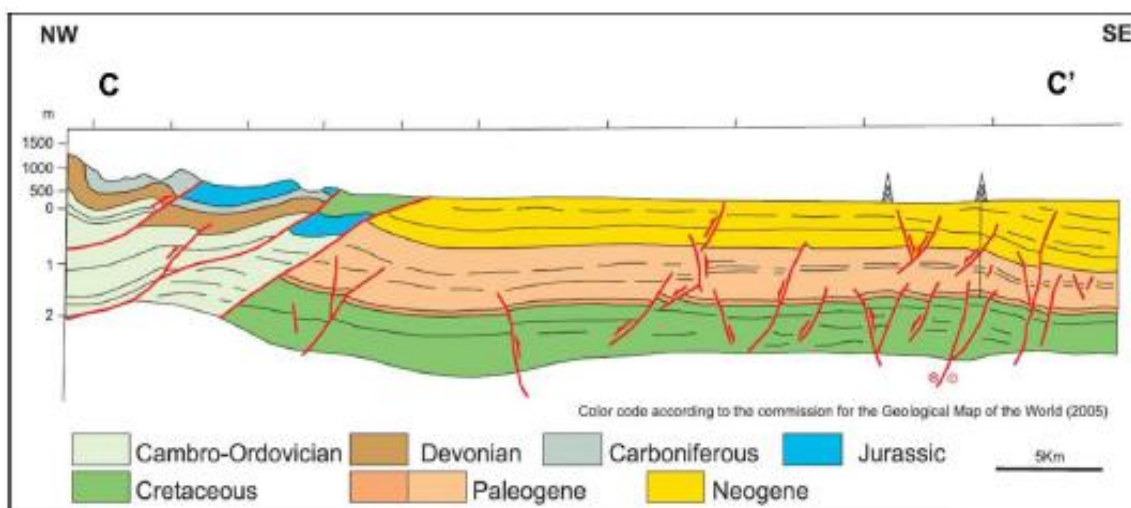


Figura 31. Mapa geológico de la cuenca Llanos⁶⁰

^{59, 60} EA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Esta cuenca alberga el mayor porcentaje de las reservas de hidrocarburos en Colombia. Contiene numerosas unidades de lutitas del Cretácico potencialmente generadoras. En la región central de la cuenca, las lutitas registran bajas cantidades de materia orgánica y reflectancia a la vitrinita. Sin embargo, a medida que se aproximan a la región del Piedemonte Llanero tienden a ser rocas con mayor madurez térmicamente. Por encima de los 30000 pies (ft) de los estratos Cambro-Ordovícico se encuentran depósitos de shales marinos cretácicos. Así como también se encuentran potenciales en la formación del cretáceo Los Cuervos y las formaciones del terciario Carbonera y León. Por lo tanto se considera como una cuenca con alto potencial de poseer recursos hidrocarburos no-convencionales.

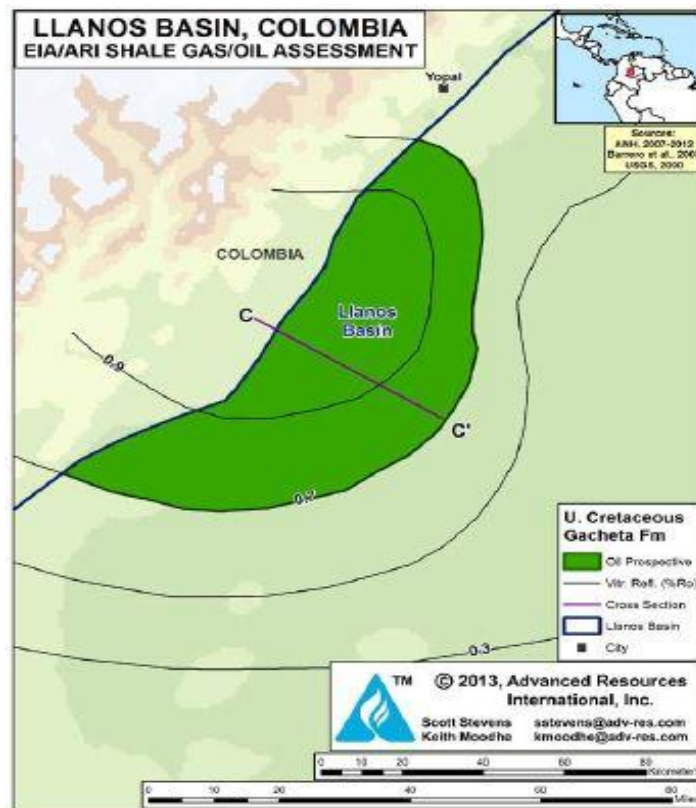


Figura 32. Cuenca Llanos en Colombia⁶¹

⁶¹ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Cuenta con una extensión aproximada de 84000 millas cuadradas (mi²), se encuentra ubicada al Este de Colombia. Últimamente se ha convertido en un foco de investigaciones y exploraciones en busca de yacimientos no convencionales, ya que es menos conocida que la cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto se cuenta con poca información.

La unidad generadora en esta cuenca es la formación de Shale La Gacheta la cual es equivalente a la formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena, la cual posee un espesor de aproximadamente 600 ft, cuenta con profundidades al oeste de más de 15000 pies (ft), hasta llegar a profundidades al este de alrededor de los 2000 pies (ft). Sus principales propiedades son un TOC del 1 al 3 % donde coexisten kerógenos tipo II y III, así como una reflectancia de la vitrinita (*Ro*) del rango del 0.3 %, la porosidad es incierta pero se asume relativamente alta del orden de un 7%.

Según los últimos reportes cuenta con 0.6 billones de barriles potenciales técnicamente recuperables de Shale Oil, lo cual fue mencionado por Sintana Energy, pero no se han adelantado procesos de exploración o perforación para corroborar esta información, por lo tanto el panorama actual es aún muy incierto.

Maracaibo/Catatumbo

La cuenca Maracaibo/Catatumbo es rica en contenido de hidrocarburos y se considera como una de las cuencas con mayor contenido de hidrocarburos en América del Sur, como también es considerada una de las regiones con mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial. Por su alto contenido de hidrocarburos, su extensión y los altos espesores que tiene su formación principal La Luna, esta cuenca se ha convertido en foco de investigaciones de recursos no-convencionales.

La cuenca cuenta con una extensión de 23000 millas cuadradas (mi²) y esta ubicada al oeste de Venezuela y el este de Colombia, siendo parte de este último la sub cuenca Catatumbo. Esta cuenca cuenta con una secuencia rica de depósitos orgánicos de Shale de origen marino del cretáceo, lo cual ha sido el origen de su alto contenido de recursos convencionales. Sus formaciones principales son La Luna y Capacho, las cuales son grandes prospectos para la explotación de Shale Oil en el país.

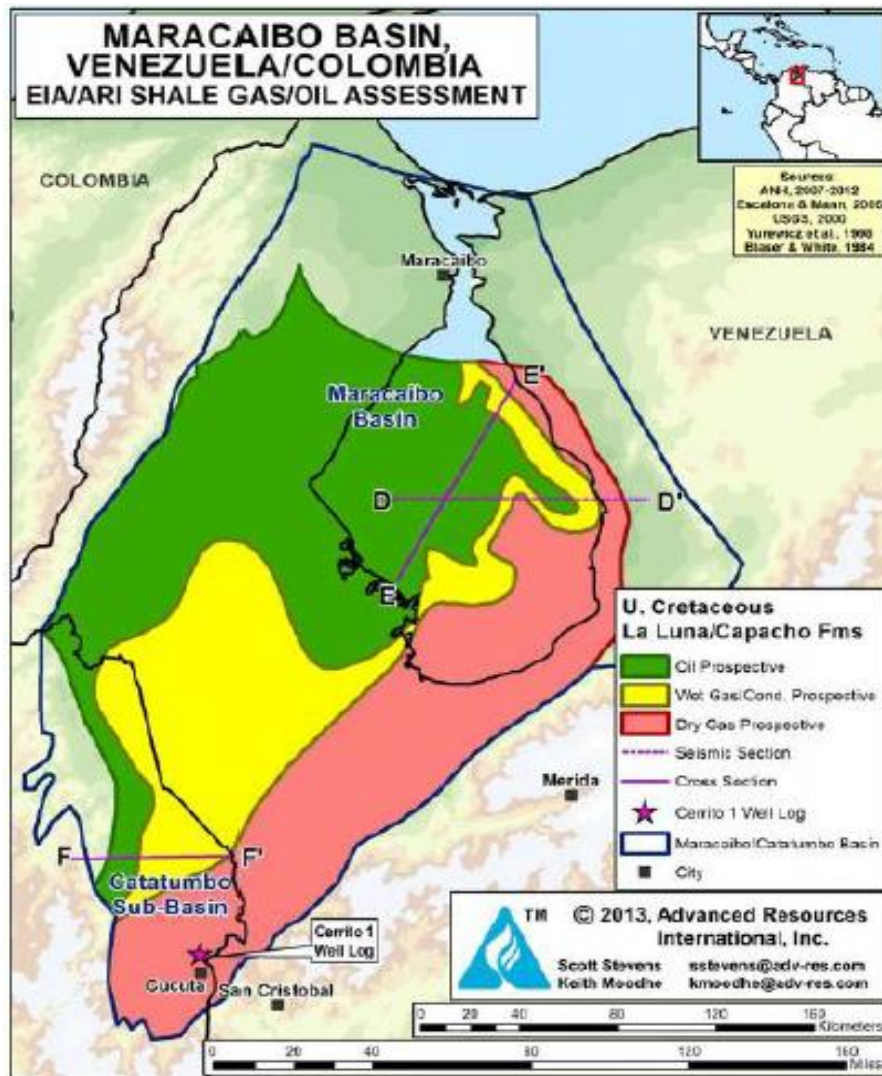


Figura 33. Cuenca Maracaibo/Catatumbo entre Colombia y Venezuela⁶²

⁶² EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Alberga algunas de las rocas generadoras más exuberantes del mundo. Los shales del Cretácico Superior (Cenomaniano - Santoniano) que la conforman, y los cuales son equivalentes en tiempo a los shales de Eagle Ford en Texas, se han convertido actualmente en fuente de estudio en busca de recursos de Shale Oil.

La sub cuenca Catatumbo se encuentra ubicada al Este de Colombia en el flanco oriental del sistema montañoso de los Andes, estructuralmente es muy similar a la cuenca Maracaibo en Venezuela, pero un poco más compleja por sus numerosos cabalgamientos y fallas.

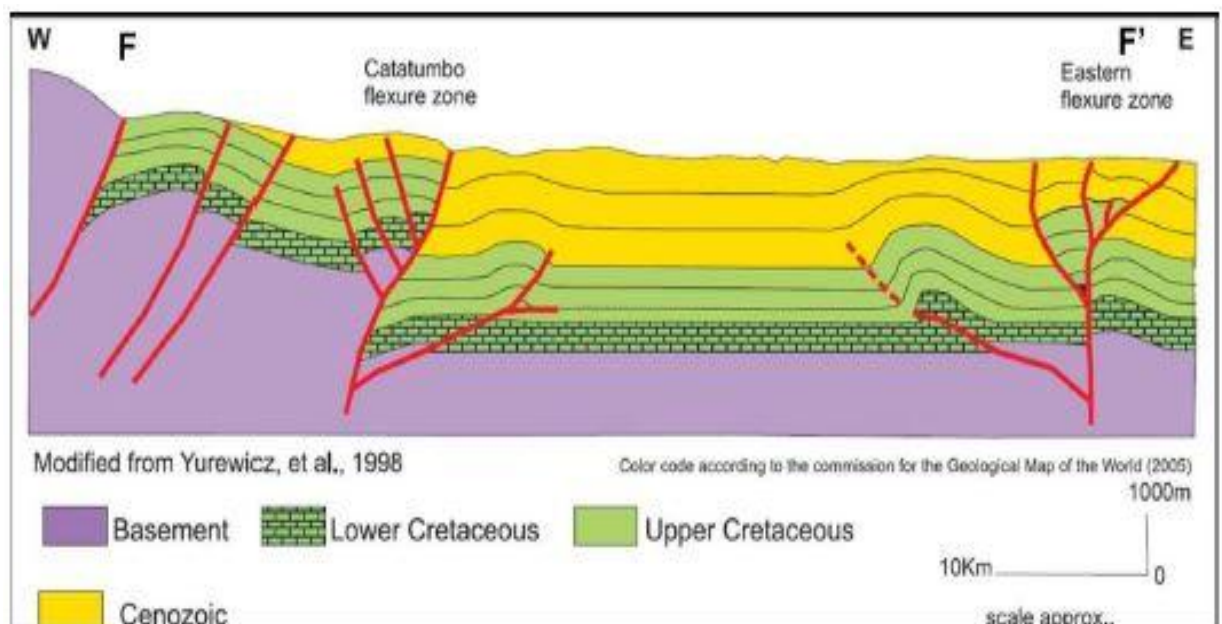


Figura 34. Mapa geológico de la sub cuenca Catatumbo⁶³

En esta sub cuenca Catatumbo se encuentra la formación La Luna, la cual es relativamente superficial con profundidades que varían entre los 6000 y los 7600 pies (ft), tiene un espesor de aproximadamente 200 pies (ft). Presenta intercalaciones de shales y calizas grisáceas las cuales tienen un alto contenido de kerógeno especialmente tipo II y algunas trazas de tipo III.

⁶³ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Presenta altos valores de contenido orgánico con TOC típicos del 4 al 5 %, pero en algunas zonas alcanza un máximo TOC del 11.2%.

La maduración térmica de la formación La Luna, basada en algunas pruebas realizadas, se encuentra en los rangos de 0.85 a 1.21 % de R_o , una referencia de este dato fueron los resultados obtenidos en el pozo Cerro Gordo 3 ubicado en la región Sureste de la sub cuenca Catatumbo los cuales fueron en promedio de 0.85 % R_o , lo cual es un indicativo a que esta zona es propensa a la generación de hidrocarburos. En general la mayor reflectancia se presenta en las zonas Norte y Centro de la sub cuenca.

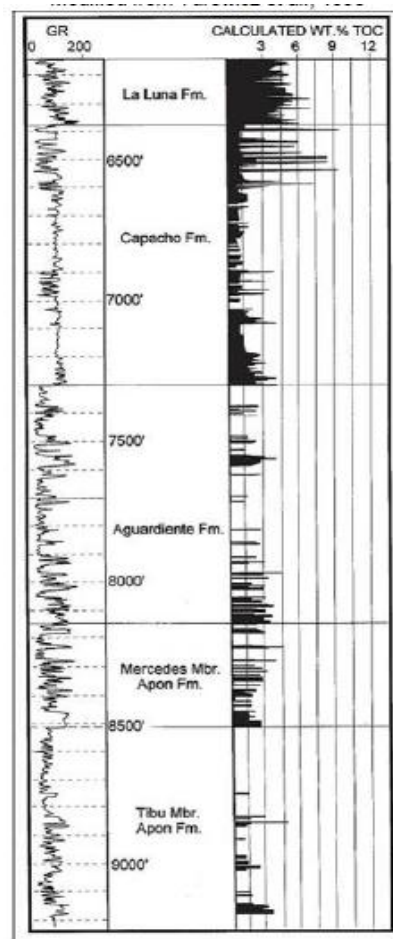


Figura 35. Perfil de TOC en la sub cuenca Catatumbo.⁶⁴

⁶⁴ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Valle Medio del Magdalena

Es la cuenca con mayor foco de exploración de yacimientos no-convencionales en Colombia, así como también es de la cual se cuenta con mayor conocimiento. La cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual se encuentra a unos 150 kilómetros (km) de la capital colombiana Bogotá, es el área principal de producción de hidrocarburos convencionales del país, y al ser rica en depósitos orgánicos se tiene como un gran prospecto para la explotación de recursos no-convencionales.

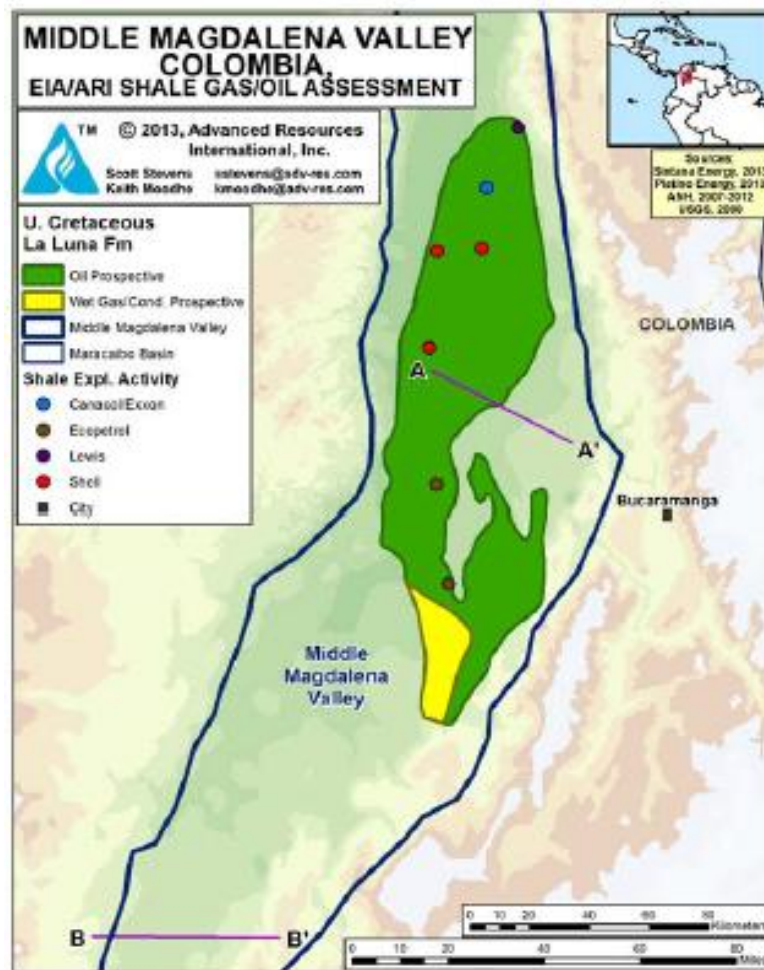


Figura 36. Cuenca Valle Medio del Magdalena en Colombia⁶⁵

⁶⁵ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

La cuenca cuenta con una extensión de 13000 millas cuadradas (mi^2), se encuentra situada entre las cordilleras Central y Oriental, es la cuenca más explorada en cuanto a recursos convencionales se refiere, con más de 40 campos descubiertos, los cuales producen de yacimientos de arenas terciarias. La cuenca internamente es estructuralmente y relativamente plana, a excepción de su región occidental la cual es un poco más compleja ya que se encuentra fallada.

La formación La Luna es la principal en esta cuenta, es un depósito de shale negro de origen marino, esta formación es rica orgánicamente y tiene un tiempo equivalente (Santoniano) con el shale Niobrara en Estados Unidos. Se encuentra a profundidades que van desde los 3000 hasta los 15000 pies (ft) a lo largo de la cuenca, tiene un espesor neto de aproximadamente 1000 pies (ft).

La formación es rica en kerógeno tipo II principalmente el cual presenta en promedio un 5 % de TOC. Se tiene como prospecto de Shale Oil un área de aproximadamente 2390 millas cuadradas (mi^2) la cual presenta una reflectancia a la vitrinita que varía en un rango de 0.7 a 1.2 % de R_o . La formación está conformada por 3 unidades geológicas, Salada, Pujamana y Galembo.

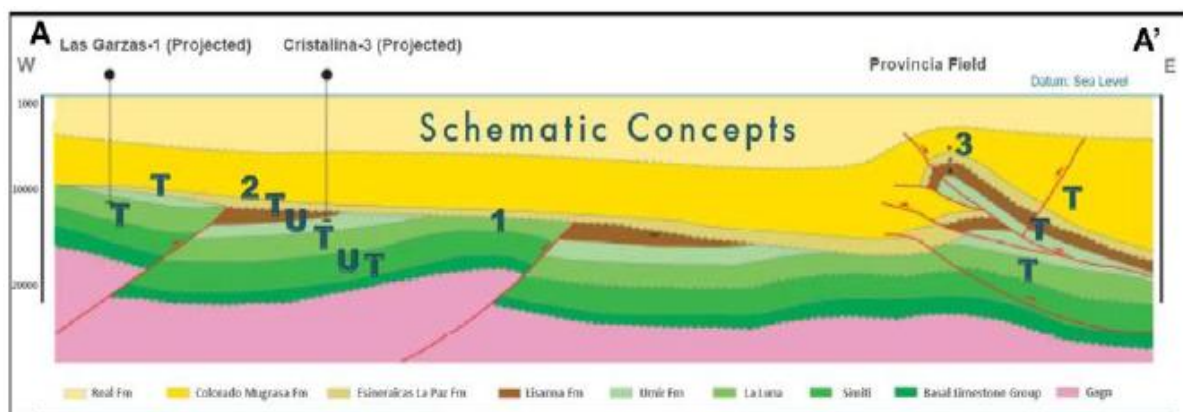


Figura 37. Mapa geológico de la cuenca Valle Medio del Magdalena⁶⁶

⁶⁶ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

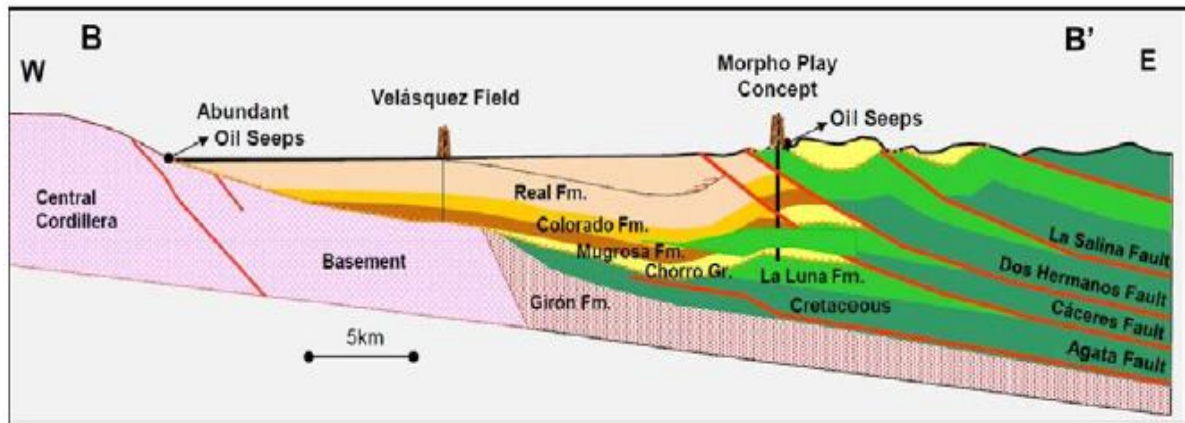


Figura 38. Mapa geológico del Oeste de la cuenca Valle Medio del Magdalena⁶⁷

La unidad geológica más rica en componentes orgánicos es Salada, la cual está conformada por shales calcáreos laminados (40% CaCO_3), de grano fino, duros y una coloración negra marcada, en estos se encuentran intercalaciones delgadas de micrita. Dentro de sus propiedades principales cuenta con un contenido de materia orgánica alto, que tiene un rango de 3 a 12 % de TOC y un espesor neto aproximado de 500 pies (ft).

La unidad geológica Pujamana está conformada principalmente por shale calcáreo laminado de un color grisáceo (43% CaCO_3), de las tres unidades que conforman la formación La Luna esta es tal vez la que presenta el menor contenido orgánico.

La unidad geológica Galembo está conformada principalmente por intercalaciones finas de shale, arcilla y calizas de color negro. Dentro de sus propiedades principales cuenta con un contenido de materia orgánica medio, que tiene un rango de 1 a 4 % de TOC y un espesor neto aproximado de 700 pies (ft). Dentro de esta unidad también se encuentra un *Chert*⁶⁸ el cual está delimitado por la formación Tablazo/Rosablanca, el cual cuenta con un

⁶⁷ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

⁶⁸ Chert: Roca sedimentaria rica en sílice de grano fino microcristalina, criptocristalina o microfibrada que pueden contener pequeños fósiles.

contenido orgánico elevado, que varía en un rango de 2 a 8% de TOC aproximadamente, sus valores de reflectancia a la vitrinita rondan los valores de 0.6 a 1.2 % de R_o y tiene un espesor neto que varía entre los 480 a 920 pies (ft).

Múltiples compañías se encuentran interesadas en adquirir terrenos para realizar una evaluación de la posible extracción de hidrocarburos no-convencionales en esta cuenca.

Canacol Energy Ltd, estima que los shales de las formaciones La Luna de espesores netos que van desde 1200 a 1800 pies (ft) y Tablazo/Rosablanca de espesores netos que van desde 480 a 920 pies (ft). Cuentan con contenidos orgánicos que van desde el 2 hasta el 8% de TOC, una reflectividad de la vitrinita que varía entre los valores de 0.6 a 1.2 % de R_o y una porosidad del shale del 3 al 14 %. En 2012 en compañía con la ExxonMobil fue perforado el pozo Mono Araña 1, en el cual se evaluaron los potenciales de los shales y carbonatos de las formaciones La Luna y Tablazo, los registros que se corrieron indicaron la existencia de un potencial de 230 pies (ft) con presencia de hidrocarburos, dentro de los cuales se encontró una porosidad promedio del 14%.

Según los estudios realizados hasta el momento se estima que la cuenca Valle del Magdalena Medio contenga recursos potenciales de 79 billones de barriles y recursos técnicamente recuperables que rondan los 4.6 billones de barriles.⁶⁹ Estos recursos se estiman que están contenidos en las formaciones La Luna y Tablazo/Rosablanca, y actualmente se adelantan proyectos para evaluar estos potenciales, así como de resultar alentadores, la subsiguiente puesta en marcha de proyectos de extracción de estos recursos.

⁶⁹ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

Las compañías que adelantan proyectos actualmente son principalmente Ecopetrol, ConocoPhillips, Canacol, ExxonMobil y Shell, los cuales han iniciado programas de exploración en busca de yacimientos que contengan Shale Oil.

Dentro de las más activas se encuentra Canacol la cual reporta un estimado de 2.9 billones de barriles potenciales recuperables en la porción de terreno que poseen, la cual abarca una sección de 260000 acres aproximadamente. La compañía planea perforar un total de 19 pozos exploratorios los cuales se estiman tengan un costo de \$123 millones de dólares, con lo cual evaluar los potenciales y de ser atractivos comenzar los procesos de extracción del recurso.

Sintana es otra de las compañías que adelantan procesos de evaluación de potenciales y posible extracción de recursos de Shale Oil. La compañía reporta que según estudios realizados por un tercero se estima que el bloque que poseen, el cual tiene una extensión de 44000 acres, contenga unos 210 millones de barriles prospecto potencialmente recuperables.

2.2.1.2. Panorama de recursos no-convencionales en Colombia

El ministerio de minas junto con la ANH, proponen en la ronda del 2014 ofrecer un total de 97 bloques, los cuales están divididos en 57 para hidrocarburos convencionales, 13 para off shore 19 bloques para hidrocarburos no-convencionales para Oil Shale y Shale Gas, además de 8 bloques para la extracción de gas en mantos de carbón.

Según informes del gobierno colombiano, el país tiene un llamativo potencial de hidrocarburos para ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo, incluyendo más de 13 mil millones de barriles de crudo en los próximos 20 años. A partir del análisis de la infraestructura, se estimaron las necesidades de inversión del orden de US\$6.000 millones anuales por los próximos 10 años,

incrementándose a más de US\$9.000 millones por año entre los años 2022 a 2030 para el desarrollo de los combustibles no convencionales.

De acuerdo al informe, en el primer período se contemplan inversiones en desarrollo, en la construcción de un mejorador de 300.000 barriles diarios que comienza a operar en 2017 para lo cual se estiman recursos por US\$3.700 millones y la construcción del oleoducto del Pacífico por un monto US\$2.200 millones.

3. VIABILIDAD TÉCNICA DEL SHALE OIL EN COLOMBIA

La extracción de hidrocarburos no convencionales como es el caso del Shale Oil, se considera de alta complejidad, añadido a esto los costos elevados que presenta la puesta en marcha de un proyecto de este tipo, hace necesario que se realice una evaluación técnica para determinar si se cuenta con la capacidad de poder explotar este recurso.

Para evaluar técnicamente la posibilidad de realizar una extracción de Shale Oil se requiere estimar el potencial del recurso como primera medida, tomar como punto de partida un proyecto ya desarrollado, el cual posea características similares, requiere a su vez el planteamiento de estrategias que permitan la extracción del recurso, además de que se debe desarrollar un plan de manejo ambiental, debido a que la extracción de este tipo de recursos genera un fuerte impacto al medio ambiente.

3.1. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE SHALE OIL

Basados en los altos costos operativos, la complejidad en la extracción de este recurso, así como hasta el momento su bajo factor de recuperación el cual ronda el 6 % del potencial total, estimar cuanto recurso puede ser recuperable es uno de los pasos más importantes para la puesta en marcha de un proyecto de estas características, ya que se requiere contar con gran cantidad de hidrocarburo recuperable para hacer de estos proyectos viables.

3.1.1. Estimaciones de potencial realizados

Colombia posee una cantidad considerable de recursos no convencionales de gran interés para explotar, algunas entidades y compañías han realizado investigaciones y estudios para evaluar el potencial de estos recursos y tener

con más claridad que tanto poseemos para una eventual puesta en marcha de un proyecto.

3.1.1.1. Estimaciones realizadas por Arthur D. Little

La consultora internacional Arthur D. Little realizó recientemente un estudio para la Agencia Nacional de Hidrocarburos acerca del potencial de recursos de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Este estudio reflejó ciertas características y posibles potenciales de estos recursos que se estudiaron como lo son:

- ✓ Metano en mantos de carbón (CBM)
- ✓ Shale Gas
- ✓ Arenas Bituminosas
- ✓ Oil Shale
- ✓ Tight gas
- ✓ Hidratos de Gas

En lo que concierne a Shale Oil, este estudio indicó que el contenido orgánico del oil shale no pudo ser comparado con las litologías que son consideradas prospectos en otras cuencas alrededor del mundo. Por esto el potencial estimado fue limitado de 14 Bbbl. El contenido orgánico reportado data de un origen del cretáceo con un TOC que oscila del 6-8 %. Aunque en algunas zonas más antiguas, las mediciones de TOC superaron valores del 15-20 %.

Arthur D. Little cuantifico según su estudio la cantidad de recurso recuperable en las cuencas del valle superior del magdalena y del pacifico.

Región	Área Neta (Km ²)	Espesor Neto (metros)	Densidad del shale (Kg/m ³)	Rendimiento (galones/Tonelada)	Recurso recuperable (Mbbbl)
Valle superior del magdalena	128	30	1.720	25	4334
Pacifico	123	50	1.720	35	9677
Total	251	-	-	-	14011

Tabla 11. Potencial de Shale Oil en Colombia realizado por Arthur D. Little.⁷⁰

Los autores del estudio identificaron algunos factores clave de éxito observados en aquellos países más exitosos en el desarrollo de estos recursos:

- ✓ La evidencia de significativas existencias de recursos es un pre-requisito para el desarrollo de recursos no convencionales; las agencias licenciantes suelen desempeñar un rol activo en la promoción de estudios técnicos y promoción.
- ✓ Los países más agresivos en la promoción de estos recursos aplican incentivos económicos y fiscales para ponerlos en pie de igualdad con recursos convencionales.
- ✓ Los tiempos de exploración y desarrollo de los recursos no convencionales son muchos más largos que los convencionales; por lo tanto las extensiones en los bloques necesariamente deben ser mucho más largas.

⁷⁰ Realizada por Autores, editada de: Arthur D. Little, Inc. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia. Bogota. 2011, Junio.

- ✓ Los aportes gubernamentales para la Investigación y Desarrollo y apoyo a la investigación privada juegan un rol determinante para estimular los desarrollos tecnológicos requeridos.
- ✓ El desarrollo de recursos no convencionales enfrenta importantes desafíos ambientales, lo cual exige la definición de estrategias y regulación apropiada para asegurar el desarrollo de los mismos en forma sustentable.

3.1.1.2. Estimaciones realizadas por la ANH

La ANH en un reporte de febrero del 2012 establece un potencial de hidrocarburos en Colombia, tanto para recursos convencionales como para no convencionales.

En relación al Oil Shale el estudio se basa en cinco hipótesis:

- ✓ La primera se basa en una relación entre el área de control (muestreos presentados en el Atlas Geoquímico de Colombia, ANH 2010) y el área aflorante de Shale por cuenca (Atlas Geológico de Colombia, Ingeominas 2007), que representa el área potencial efectiva de Oil Shale en superficie y profundidad.
- ✓ Un contenido de TOC con calidades de kerógeno muy buena ($> 4 \%$), esenciales para ambientes comerciales favorables.
- ✓ Se evalúan diferentes condiciones representativas respecto al área de control. Esto con el fin de generar evaluaciones que van desde áreas indicadas (750 m) a hipotéticas (5000 m).

- ✓ Los espesores de las zonas potenciales de Oil Shale se basan en una distribución lognormal, establecida con datos de recursos similares alrededor del mundo.
- ✓ En cuencas donde no se tiene reportes del parámetro de comportamiento de hidrocarburos S_2P , se utilizaron parámetros presentes en cuencas geológicamente análogas.



Figura 39. Mapa de potenciales de Shale Oil en Colombia según la ANH.⁷¹

⁷¹ Vargas, Carlos A. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2012, Febrero

Cuenca	Potencial de Shale Oil – Indicados (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amaga	3.48	0.06	0.01
Áreas No prospectivas	5.52	0.29	0.01
Caguán - Putumayo	259.06	4.95	0.03
Catatumbo	85.03	3.57	0.13
Cauca-Patía	240.13	7.77	0.23
Cesar Ranchería	622.91	13.94	0.28
Choco	412.19	10.91	0.27
Cordillera Oriental	294.64	9.54	0.28
Guajira	10443.25	198.65	1.16
Llanos Orientales	798.88	33.31	1.24
Sinú – San Jacinto	1135.06	47.48	1.88
Tumaco	2678.01	99.34	2.96
Urabá	1950.33	97.09	4.13
Valle Inferior del Magdalena	12165.96	220.42	3.75
Valle Medio del Magdalena	39432.19	549.61	7.34
Valle superior del Magdalena	5986.40	240.93	8.45
Vaupés – Amazonas	14564.94	682.19	28.32
Total	91077.98	2220.05	60.47

Tabla 12. Potenciales de Shale Oil realizado por la ANH.⁷²

En la tabla anterior se observa el potencial de Shale Oil registrado por la ANH tomando como partida el área indicada y según los resultados obtenidos por medio de los parámetros establecidos por la agencia, los cuales fueron indicados con anterioridad.

3.1.1.3. Estimaciones realizadas por Canacol Energy

La compañía Canacol Energy en asociación con ConocoPhillips, Exxon y Shell, son líderes actuales en procesos de exploración y búsqueda de recursos de Shale Oil en el país, han realizado estimaciones del potencial de Shale Oil presente en los sectores de interés para dichas compañías, los cuales están

⁷² Vargas, Carlos A. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2012, Febrero

siendo actualmente evaluados, mediante la perforación de pozos con el fin de establecer la viabilidad de poner en marcha proyectos de esta índole.

Canacol centra sus estudios en la cuenca del valle medio del magdalena, particularmente en la formación La Luna, la cual cuenta con una extensión prospecto de 1.5 millones de Acres, y se presume un potencial de 79 billones de barriles de Shale Oil, lo cual resulta sumamente atractivo. Actualmente la compañía reporta un capital objetivo para los macro operadores de más de 600 millones de dólares.

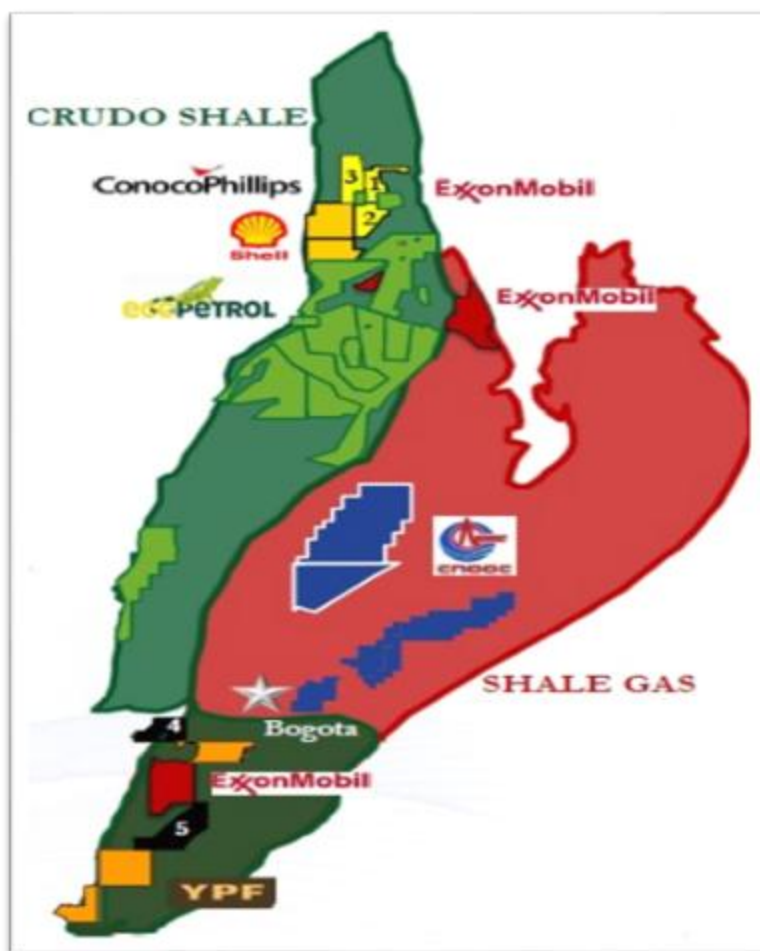


Figura 40. Mapa con los bloques adjudicados a Canacol Energy⁷³

⁷³ Canacol Energy LTD. Plataforma Diversificada para un crecimiento óptimo en Colombia y Ecuador. 2014, Enero.

Canacol Energy y sus asociados tienen adjudicados 5 bloques los cuales cuentan con una extensión de 253000 Acres netos, y los cuales fueron dispuestos para la búsqueda de recursos de Shale Oil. En estos bloques se adelantan procesos de perforación con el fin de caracterizar los yacimientos presentes en las diferentes zonas y evaluar el potencial de recurso con el cual se cuenta.

Bloque	WI	Acres Netos	Términos (pozos / US\$)	Compañía	Potencial de Shale Oil (Bbbl)
VMM 2	20 %	15k	3 pozos / \$12 MM	Exxon	1.1
VMM 3	20 %	17k	3 pozos / \$18 MM	Shell	0.7
Santa Isabel	30 %	30k	13 pozos / \$92 MM	ConocoPhillips	1.1
COR 39	70 %	67k	2-por-1obtenido / ~\$12.5 MM	Canacol Energy	2.2
COR 11	70 %	124k	2-por-1obtenido / ~\$12.5 MM	Canacol Energy	3.1
Total	-	253k	21 pozos / \$147 MM		8.2

Tabla 13. Potencial de Shale Oil para los bloques adjudicados a Canacol Energy⁷⁴

Según este reporte elaborado en enero del 2014 se tiene como potencial para los 5 bloques aproximadamente 8.2 billones de barriles, los cuales según Canacol Energy son un objetivo implacable. Canacol Energy augura un buen panorama para la extracción de Shale Oil para Colombia, especialmente para las cuencas del Valle del Magdalena, donde adelanta operaciones actualmente.

En el mes de diciembre del año 2013 la operadora Exxon en conjunto con Canacol Energy adelantaron pruebas en el pozo Mono Araña-1 (MA-1)

⁷⁴ Canacol Energy LTD. Plataforma Diversificada para un crecimiento óptimo en Colombia y Ecuador. 2014, Enero.

descubierto en enero del mis año y el cual se encuentra ubicado en el bloque VVM 2, con el fin de obtener mayor información de la formación La Luna. En estas pruebas se obtuvo una sobrepresión significativa de hidrocarburo generativo y potencialmente productivo de Shale Oil.

Acres totales / Neto	76000 / 30000
Operador	Exxon
Sísmica 3D	86 Km2
Espesor Neto	230 ft
Tope de La Luna	9180 ft

Tabla 14. Especificaciones de las pruebas en el pozo MA-1⁷⁵

De acuerdo a los resultados obtenidos Canacol Energy plantea perforar a mayor profundidad el pozo Mono Araña-1 (MA-1), esto con el fin de caracterizar con mayor claridad las formaciones y cuantificar mayor potencial de este recurso.

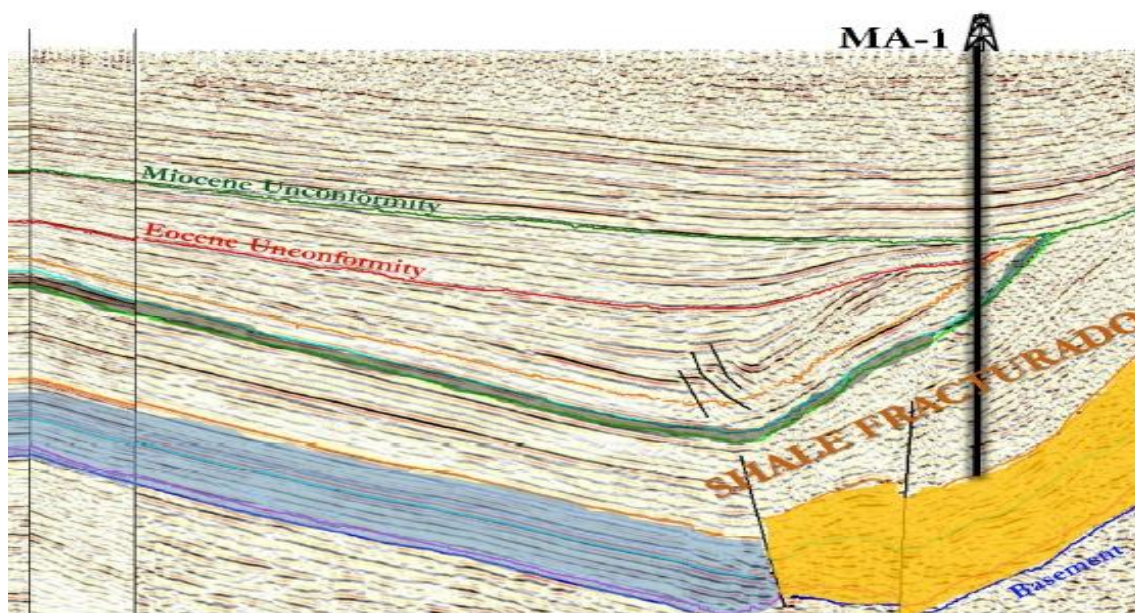


Figura 41. Esquema del pozo Mono Araña-1⁷⁶

^{75,76} Canacol Energy LTD. Plataforma Diversificada para un crecimiento óptimo en Colombia y Ecuador. 2014, Enero.

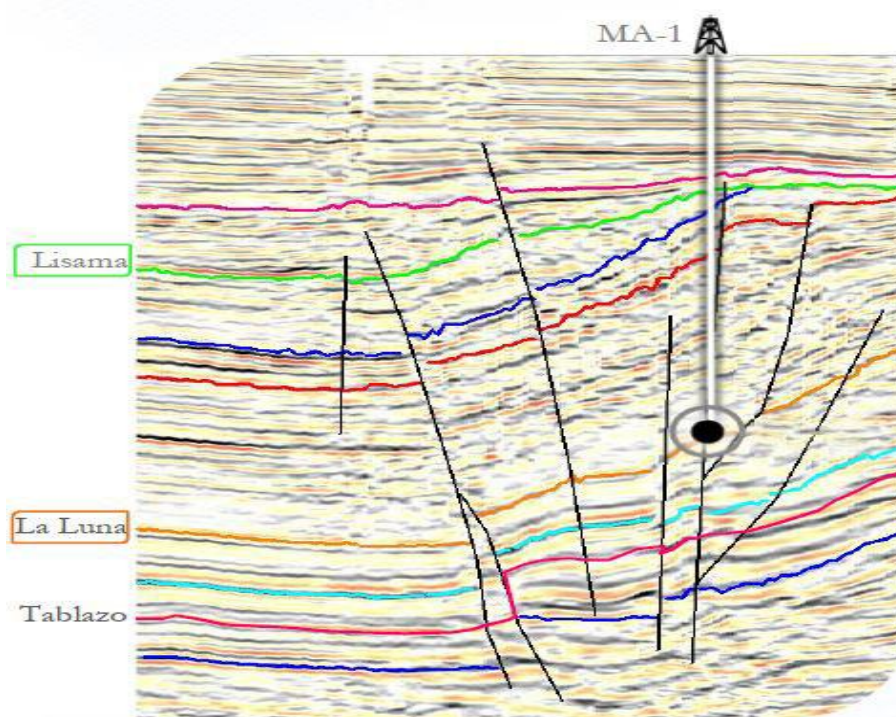


Figura 42. Esquema del pozo Mono Araña-1 y distribución de formaciones⁷⁷

3.1.2. Estimación del potencial de Shale Oil

Existen diferentes métodos para calcular el potencial de aceite que contiene un shale, basados principalmente en la geoquímica que presenta la roca con contenido de hidrocarburos, estos datos inicialmente son tomados de analogías de formaciones similares a la de estudio. Este potencial calculado es solo una aproximación al recurso real de hidrocarburos alojados en la zona estudiada, pero con este se puede tener una idea de cuan alta puede llegar a ser la probabilidad de la existencia de recursos viables para su extracción. Aunque cabe resaltar que de acuerdo a este potencial se seleccionan las zonas prospectos, en las cuales se realizará una evaluación más detallada, la cual

⁷⁷ Canacol Energy LTD. Plataforma Diversificada para un crecimiento óptimo en Colombia y Ecuador. 2014, Enero.

requiere de posteriores perforaciones, estudios como el Rock-Eval, entre otros, esto con el fin de determinar un potencial más acertado en la zona de estudio.

Se pretende calcular el potencial de hidrocarburos presentes en la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, basados en dos métodos, aceite en sitio por medio del pico S1⁷⁸ y aceite en sitio por medio del pico S2⁷⁹, y la correlación de los datos publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Canacol Energy, la EIA, entre otros, acerca de las propiedades de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, con los datos de las formaciones Eagle Ford y Niobrara de Estados Unidos, debido a la falta de datos esenciales para realizar el cálculo del potencial.

El cálculo del potencial se realizara para la formación La Luna ya que esta ha mostrado ser una de las más atractivas actualmente para la explotación de hidrocarburos no convencionales, además por ser la formación en la que se cuenta con mayor cantidad de datos, lo cual reduce el porcentaje de incertidumbre en los cálculos realizados.

3.1.2.1. Aceite *in-situ* por medio del pico S1.

Se cuenta con una expresión matemática la cual involucra el valor del pico S1 resultante de la prueba Rock-Eval, por medio de la cual se puede realizar el cálculo del potencial de aceite presente en un shale. Actualmente esta metodología es la más usada a nivel mundial.

Es necesario conocer ciertas propiedades de la formación y del aceite con el fin de realizar los cálculos pertinentes para obtener el aceite *in-situ*.

⁷⁸ Dow ney, Marlan W. Garvin, Julie R. C. Lagomarsino, Nicklin , David F. Quick Look Determination of Oil-in-Place in Oil Shale Resource Plays. Adaptado de AAPG Annual Convention and Exhibition. Houston. 2011, Junio

⁷⁹ Vargas, Carlos A. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2012, Febrero

- ✓ Área neta contenedora de hidrocarburos (A) [acres]
- ✓ Espesor neto de la formación (h) [ft]
- ✓ Densidad promedio del shale (ρ_{SH-avg}) [g/cm³]
- ✓ Pico S1 promedio del shale (S1avg) [mg/g]
- ✓ Densidad promedio del aceite (ρ_o-avg) (g/cm³)

Como no se tiene conocimiento de algunas propiedades de este tipo como lo son la densidad promedio del shale, el pico S1, ni la densidad del aceite, se procede a realizar una analogía y tomar los datos de las formaciones Eagle Ford y Niobrara, las cuales presentan grandes similitudes con la formación La Luna la cual es el objeto de estudio.

Una vez se tienen estos datos se procede a obtener la masa de los hidrocarburos contenidos en el shale (M_{S1HC}) expresada en gramos,

$$M_{S1HC} = \frac{0.001 * A * h * (\rho_{sh-avg}) * (S1_{avg})}{8.11 * 10^{-10} acre * ft/cm^3}$$

Una vez se tiene la masa se procede a calcular el volumen de hidrocarburos contenido en la roca (V_{S1HC}) expresado en cm³

$$V_{S1HC} = \frac{M_{S1HC}}{(\rho_o-avg)}$$

Por último se obtiene el volumen de aceite mediante la conversión pertinente en barriles, el cual sería el aceite *in-situ*. Este se considera como el potencial total de hidrocarburos presentes en el shale, posterior a esto se debe calcular el recurso potencial técnicamente recuperable, el cual a nivel mundial ronda el 6 % del potencial calculado, por lo que se va a tomar como referencia.

Analogía con el shale de Niobrara

Se correlacionan los datos tomando como referencia el shale de la formación Niobrara en EE. UU., el cual posee características geológicas similares a las que se encuentran en la formación la Luna.

Tomando como referencia datos de estudios de la ANH y la EIA, el área neta de la formación La Luna se considera aproximadamente 1'529,600 acres, el espesor neto de 300 pies (ft) en promedio, un contenido de materia orgánica de 5 % de TOC.

Datos Básicos	Formación/ Área Bruta		Valle Medio del Magdalena (13000 mi ²)	
	Formación Shale		La Luna/Tablazo	
	Año Geológico		U. Cretáceo	
	Ambiente deposicional		Marino	
Extensión Física	Área prospectiva (mi ²)		2390	200
	Espesor	Orgánicamente rico	1000	1000
		Neto	300	300
	Profundidad	Intervalo	3300-16400	3300-10000
		Promedio	10000	8000
Propiedades de yacimiento	Presión de yacimiento		Alta. Sobrepresión	Alta. Sobrepresión
	TOC promedio (wt. %)		5.0 %	5.0 %
	Madurez Térmica (% Ro)		0.85 %	1.15 %
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo

Tabla 15. Propiedades de la formación La Luna.⁸⁰

⁸⁰ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio.

Al no contarse con datos de densidad promedio del shale, del valor del pico S1 y de la densidad del aceite, se toman como datos de referencia los presentes en la formación Niobrara.

La densidad promedio del shale se obtiene mediante procesos mineralógicos realizados a los núcleos extraídos en perforaciones realizadas en la formación Niobrara, o mediante los registros realizados durante el proceso de perforación.

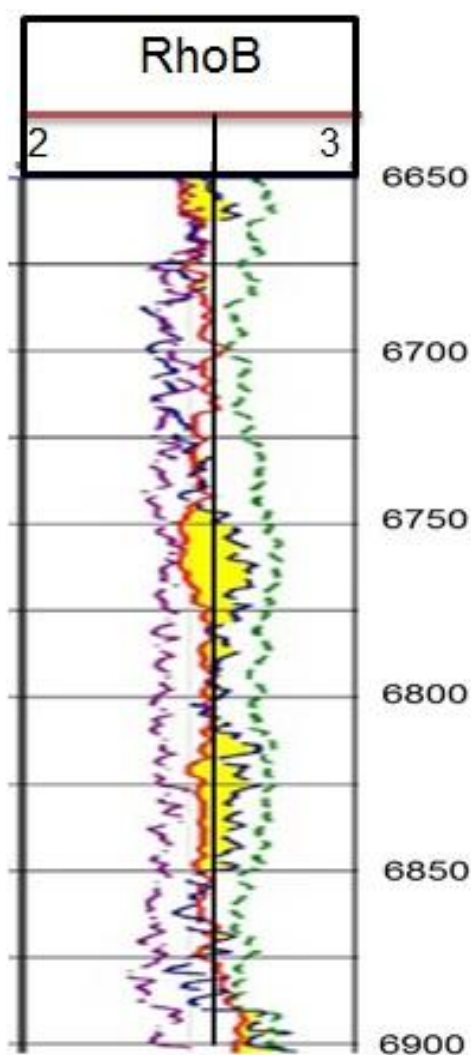


Figura 43. Registro de la densidad del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara⁸¹

⁸¹ Holmes, Michael. Holmes, Antony. Holmes, Dominic. A Petrophysical Model for Shale Reservoirs to Distinguish Macro Porosity, Free Shale Porosity, and TOC. Denver. 2012

De la figura anterior podemos extraer una densidad promedio del Shale, la cual asumiremos como la densidad que presentaría el Shale en la formación la luna y la cual posee un valor de $2,6 \text{ (g/cm}^3\text{)}$. Esta densidad fue obtenida a través de un registro de pozo corrido sobre la zona de shale contenedora de hidrocarburos.

Para obtener el valor de S1, se toma el dato de S1/TOC promedio, reportado para la formación Niobrara, el cual correlacionamos con el dato de TOC que se reporta para la formación La Luna el cual en promedio tiene un valor del 5 %.

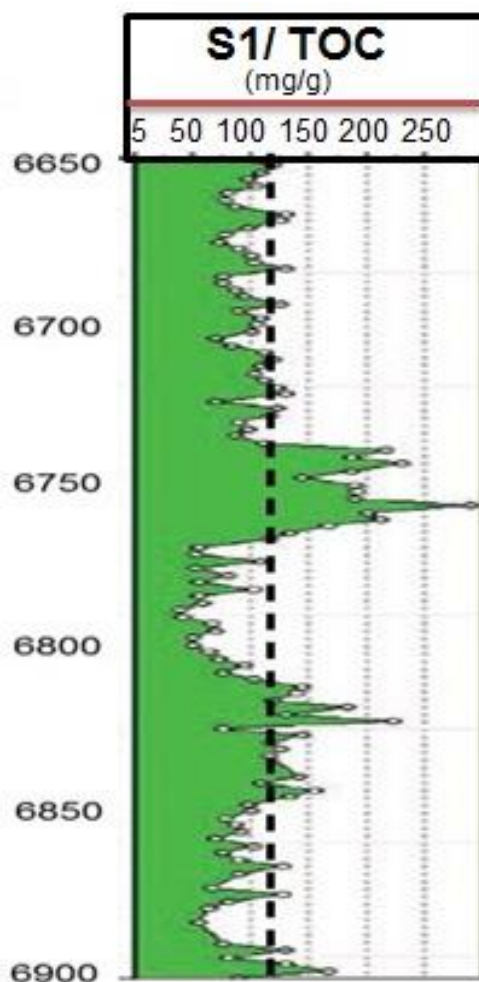


Figura 44. Registro de S1/TOC del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara⁸²

⁸² Jarvie Daniel M., Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-oil Resource Systems, Texas, 2012

De la figura anterior podemos extraer un S1/TOC, el cual asumiremos como el S1/TOC que presentaría el Shale en la formación la luna y la cual posee un valor de 110 (mg/g). Este valor fue obtenido a través de un registro de pozo corrido sobre la zona de shale contenedora de hidrocarburos.

El valor de la densidad del aceite se obtuvo tomando como referencia el valor de los grados API que presenta el aceite extraído del shale oil de la formación Niobrara. Los grados API del aceite de esta formación se encuentran en un rango de 35°API⁸³. Mediante ecuaciones de conversión se obtiene la gravedad específica del aceite, y se obtiene su densidad, la cual posee un valor de 0.85 (g/cm³).

Area	1529600	Acres
Espesor	300	ft
S1/TOC_{avg}	110	mg/g
TOC_{avg}	0.05	%
S1_{avg}	5.5	mg de HC/g Roca
Densidad del shale	2.6	g/cm ³
Densidad del Aceite	0.85	g/cm ³

Tabla 16. Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos in-situ.

M_{S1HC}	8.09123 * 10 ¹⁵	g
V_{S1HC}	9520770814725090	cm ³
V_{S1HC}	79845129459	bbl

Tabla 17. Masa y volumen de hidrocarburos in-situ

Según los resultados obtenidos mediante el método del pico S1 y tomando como analogía la formación Niobrara, el potencial de shale Oil en la formación

⁸³ Crowe, Tyler. Neiger, Chris. Better Know an Energy Play: Niobrara Formation. Washington D.C. 2013, Enero.

la luna es de 79.8 Billones de barriles. Basados en los estándares a nivel mundial, el recurso técnicamente recuperable es alrededor del 6 % del potencial, por lo tanto la formación la luna presenta 4.79 Billones de barriles técnicamente recuperables aproximadamente.

Analogía con el shale de Eagle Ford

Se correlacionan los datos tomando como referencia el shale de la formación Eagle Ford en EE. UU., el cual posee características geológicas similares a las que se encuentran en la formación la Luna.

Datos Básicos	Formación/ Área Bruta		Valle Medio del Magdalena (13000 mi ²)	
	Formación Shale		La Luna/Tablazo	
	Año Geológico		U. Cretáceo	
	Ambiente deposicional		Marino	
Extensión Física	Área prospectiva (mi ²)		2390	200
	Espesor	Orgánicamente rico	1000	1000
		Neto	300	300
	Profundidad	Intervalo	3300-16400	3300-10000
		Promedio	10000	8000
Propiedades de yacimiento	Presión de yacimiento		Alta. Sobrepresión	Alta. Sobrepresión
	TOC promedio (wt. %)		5.0 %	5.0 %
	Madurez Térmica (% Ro)		0.85 %	1.15 %
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo

Tabla 18. Propiedades de la formación La Luna.⁸⁴

Tomando como referencia datos de estudios de la ANH y la EIA, el área neta de la formación La Luna se considera aproximadamente 1'529,600 acres, el

⁸⁴ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

espesor neto de 300 pies (ft) en promedio, un contenido de materia orgánica de 5 % de TOC.

Al no contarse con datos de densidad promedio del shale, del valor del pico S1 y de la densidad del aceite, se toman como datos de referencia los presentes en la formación Eagle Ford.

La densidad promedio del shale se obtiene mediante procesos mineralógicos realizados a los núcleos extraídos en perforaciones realizadas en la formación Eagle Ford, o mediante los registros realizados durante el proceso de perforación.

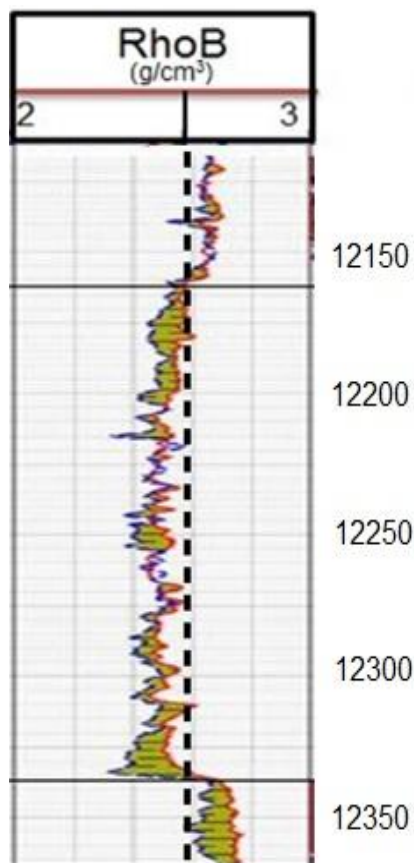


Figura 45. Registro de la densidad del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Eagle Ford⁸⁵

⁸⁵ Vernik, Lev. Khadeeva, Yulia. Tuttle, Cris. Rock Physics of Organic Shale and Its Implication. Houston. 2013

De la figura anterior podemos extraer una densidad promedio del Shale, la cual asumiremos como la densidad que presentaría el Shale en la formación la luna y la cual posee un valor de $2,55 \text{ (g/cm}^3\text{)}$. Esta densidad fue obtenida a través de un registro de pozo corrido sobre la zona de shale contenedora de hidrocarburos.

Para obtener el valor de S1, se toma el dato de S1/TOC promedio, reportado para la formación Eagle Ford, el cual correlacionamos con el dato de TOC que se reporta para la formación La Luna que en promedio tiene un valor del 5 %.

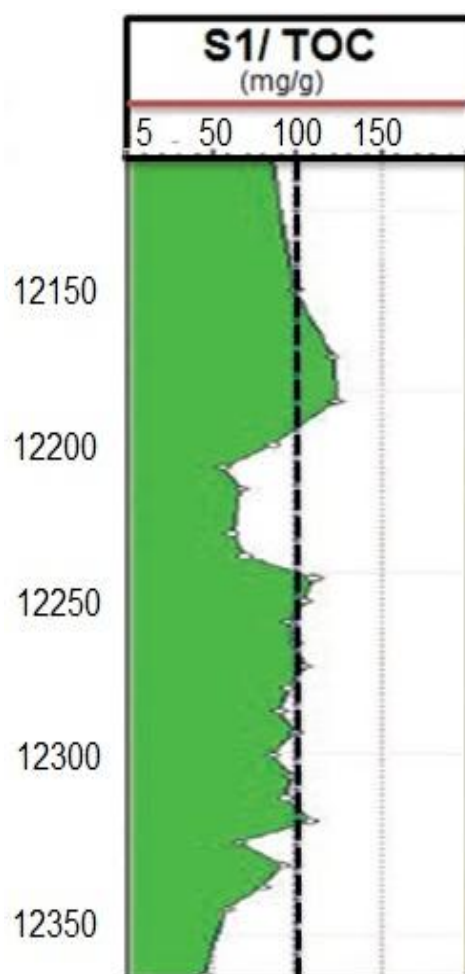


Figura 46. Registro de S1/TOC del Shale para la zona de hidrocarburos en la formación Niobrara⁸⁶

⁸⁶ Jarvie Daniel M., Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-oil Resource Systems, Texas, 2012

De la figura anterior podemos extraer un S1/TOC, el cual asumiremos como el S1/TOC que presentaría el Shale en la formación la luna y la cual posee un valor de 100 (mg/g). Este valor fue obtenido a través de un registro de pozo corrido sobre la zona de shale contenedora de hidrocarburos.

El valor de la densidad del aceite se obtuvo tomando como referencia el valor de los grados API que presenta el aceite extraído del shale oil de la formación Eagle Ford. Los grados API del aceite de esta formación se encuentran en un rango de 38- 45 °API⁸⁷. Para efectos prácticos se toma el promedio de la gravedad API del aceite en 42 °API. Mediante ecuaciones de conversión se obtiene la gravedad específica del aceite, y se obtiene su densidad, la cual posee un valor de 0.85 (g/cm³).

Area	1529600	Acres
Espesor	300	ft
S1/TOC_{avg}	100	mg/g
TOC_{avg}	0.05	%
S1_{avg}	5.5	mg de HC/g Roca
Densidad del shale	2.55	g/cm ³
Densidad del Aceite	0.82	g/cm ³

Tabla 19. Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos in-situ.

M_{S1HC}	7.2142 * 10 ¹⁵	g
V_{S1HC}	8845685603865580	cm ³
V_{S1HC}	74183585126	bbl

Tabla 20. Masa y volumen de hidrocarburos in-situ

Según los resultados obtenidos mediante el método del pico S1 y tomando como analogía la formación Eagle Ford, el potencial de shale Oil en la

⁸⁷ Platts. New Crudes, New Markets. Houston. 2013, Marzo

formación la luna es de 74.2 Billones de barriles. Basados en los estándares a nivel mundial, el recurso técnicamente recuperable es alrededor del 6 % del potencial, por lo tanto la formación la luna presenta 4.45 Billones de barriles técnicamente recuperables aproximadamente.

3.1.2.2. Aceite *in-situ* por medio del pico S2

Se cuenta con una expresión matemática la cual involucra el valor del pico S2 resultante de la prueba Rock-Eval, por medio de la cual se puede realizar el cálculo del potencial de aceite presente en un shale. Esta técnica es la utilizada actualmente por la ANH para realizar las estimaciones hipotéticas del potencial de aceite *in-situ* para formaciones de Shale Oil.

Es necesario conocer ciertas propiedades de la formación y del aceite con el fin de realizar los cálculos pertinentes para obtener el aceite *in-situ*.

- ✓ Área neta contenedora de hidrocarburos (A) [m²]
- ✓ Espesor neto de la formación (h) [m²]
- ✓ Densidad promedio del shale seco ($\rho_{SH - avg}$) [g/cm³]
- ✓ Factor de ponderación del área de depósito (f_a)
- ✓ Pico S2 promedio del shale (S2) [mg/g]
- ✓ Densidad promedio de la shale con hidrocarburo ($\rho_{hc - avg}$) (g/cm³)

Tanto el área del shale, como el espesor de la formación se obtienen basados en estudios publicados por la EIA, el cual menciona las principales

características de las formaciones potenciales de shale oil en Colombia expresados en la figura 46.

El valor del factor de ponderación es basado en el estudio de la EIA, el cual plantea un factor de ponderación promedio para las formaciones estudiadas para shale oil de 0.8.⁸⁸

Además basados en la publicación realizada por la ANH⁸⁹ la cual analiza y describe los valores de S₂, densidades de las rocas y del hidrocarburo en el país, se utiliza la reflejada en el estudio para esta formación en particular. Esta publicación realiza una desviación logarítmica y plantea un valor promedio de S₂ de 10.51, y los valores tanto de densidad de la roca y densidad del shale con hidrocarburos son promediados en 2.36 y 0.91 (g/cm³) respectivamente.

Para el cálculo del potencial de hidrocarburo *in-situ* por medio del pico S₂ se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$OSOIP = 6.2905 * 10^{-9} * h * A * f_A * \rho_{SH-avg} * S_2 * \frac{1}{\rho_{HC-avg}}$$

Se procede entonces a calcular el aceite *in-situ* por medio de la expresión anterior.

Area	6.1901*10 ⁹	m ²
Espesor	91.44	m ²
S₂_{avg}	10.51	mg/g
f_a	0.8	
Densidad del shale seco	2.36	g/cm ³
Densidad del shale con hidrocarburo	0.91	g/cm ³
OSOIP	77.7	Bbbl

Tabla 21. Propiedades requeridas para cálculo del volumen de hidrocarburos *in-situ*.

⁸⁸ EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio

⁸⁹ Vargas, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

Según los resultados obtenidos mediante el método del pico S2, en el cual la única analogía que se toma es el factor de ponderación del área de depósito, basados en información de la EIA la cual es planteada como general para las formaciones de Shale Oil. El potencial de shale Oil en la formación la luna es de 77.7 Billones de barriles. Basados en los estándares a nivel mundial, el recurso técnicamente recuperable es alrededor del 6 % del potencial, por lo tanto la formación la luna presenta 4.66 Billones de barriles técnicamente recuperables aproximadamente.

Aceite <i>in-situ</i> (Pico S1)		
Area (acres)	1529600	1529600
Espesor (ft)	300	300
	Niobrara	Eagle Ford
S1/TOC _{avg} (mg/g)	110	110
TOC _{avg} (%)	0.05	0.05
S1 _{avg} (mg _{de H} /g _{roca})	5.5	5.5
Densidad Shale (g/cm ³)	2.6	2.55
Densidad Aceite (g/cm ³)	0.85	0.82
Vol <i>in-situ</i> (bbl)	79845129459	74183585126
Aceite <i>in-situ</i> (Pico S2)		
Formación La Luna		
Area (m ²)	6.1901*10 ⁹	
Espesor (m)	91.4	
S2 _{avg} (mg/g)	10.51	
fa (EIA)	0.8	
Densidad Shale seco (g/cm ³)	2.36	
Densidad Shale con hidrocarburo (g/cm ³)	0.91	
Vol <i>in-situ</i> (bbl)	79845129459	

Tabla 22. Tabla de resultados de potenciales de Shale Oil en la formación La Luna

Tal cual se vio en los resultados por medio de la evaluación realizada para el potencial por medio del pico S1, el panorama para la extracción de Shale Oil es

muy atractiva. Se necesitan de estudios posteriores que reduzcan el grado de incertidumbre que presentan estas estimaciones, pero se puede ver a través de estas que la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena es un buen prospecto para iniciar este proceso.

3.2. ESTRATEGIAS PARA EL DESARROLLO DE SHALE OIL

Tomando como base el desarrollo de proyectos a nivel internacional, espacialmente centrando la mirada en Estados Unidos y contextualizándolo al país, es posible hacerse a una idea de qué se necesita para desarrollar proyectos que permitan la extracción de Shale Oil.

Según las estimaciones de potenciales de Shale Oil preliminares que se han realizado, el panorama para la extracción de este tipo de hidrocarburos es cada vez más prometedor en el país, pero se debe seguir investigando con el fin de reducir el grado de incertidumbre que aún se tiene, como también se deben establecer estrategias que permitan a través de su desarrollo la puesta en marcha de los proyectos.

3.2.1. Análisis geológico

Se requiere realizar una evaluación geológica, ya que esto proporciona una base de referencia acerca de la localización de zonas en las cuales puedan presentarse secciones de Shale, dentro de las cuales podría haber presencia de hidrocarburos, además de esto los datos geológicos representan un fundamento para delimitar dichas zonas.

Estos datos geológicos son utilizados para definir los yacimientos, lo cual es de suma importancia a la hora de evaluar posibles objetivos, los cuales tras ser sometidos a estudios y estimaciones de posibles potenciales de hidrocarburos,

definen la localización de perforaciones de pozos exploratorios, con los cuales se puede reunir mayor información que permita la puesta en marcha de proyectos de desarrollo, además de facilitar claramente la planeación de futuros proyectos en zonas aledañas.

En general los datos geológicos proporcionan información la cual es utilizada para definir prospectos, para diseñar la fase de construcción de pozos, diseñar programas de perforación, diseñar el completamiento que se le ha de dar a los pozos, el diseño del fracturamiento hidráulico y los métodos por los cuales el pozo puede ser estimulado, como es el caso de una acidificación para eliminar secciones o láminas de calcita o dolomita.

Como se puede ver se debe contar con un análisis geológico detallado si se pretende desarrollar proyectos de explotación de hidrocarburos, en especial para los hidrocarburos no convencionales, ya que se requieren de mayor cantidad de datos, debido a la complejidad de su desarrollo.

En Colombia aunque se cuenta con análisis geológicos detallados para ciertas zonas del país, se requiere de una mayor investigación de esta índole, debido a que existen zonas que podrían llegar a ser prospectos atractivos, las cuales por su carente información, no se pueden considerar como tal actualmente. También se deben estudiar aún más las zonas donde se cuenta con información, pero enfocando los estudios particularmente a las formaciones de Shale, esto con el fin de obtener datos relevantes y más precisos, los cuales son necesarios para la realización de una evaluación más certera de prospectos de Shale Oil en el país.

3.2.2. Caracterización de yacimientos

Tomando como referencia lo realizado en Estados Unidos, la caracterización de los yacimientos de Shale Oil/Oil Shale al haber sido ampliamente

desarrollada, permite que aunque ningún *play* de Shale Oil sea igual a otro, se pueda tomar cualquier roca generadora como un *play* para ser desarrollado. Con esto podemos ver la importancia de contar con una buena caracterización de los yacimientos, ya que entre mayor sea su estudio más sencillo es el proceso de selección.

Cuando se desea realizar una caracterización de un yacimiento que contenga este tipo de hidrocarburos se deben tener en cuenta diferentes aspectos, como lo son, su mecanismo de almacenamiento, su alta heterogeneidad, y ciertas condiciones que afectan la movilidad del hidrocarburo, esto con el fin de realizar una caracterización más apropiada para este tipo de yacimientos.

Se requiere poseer una caracterización de los yacimientos para realizar estimaciones del potencial más acertadas, procesos de perforación y completamiento más adecuados, tasas de producción más elevadas, mayores factores de recobro y como consecuencia de esto mayores retribuciones económicas, lo cual hace viables este tipo de proyectos.

En Colombia se requiere seguir este proceso, ya que se hace necesario de una caracterización adecuada de los diferentes yacimientos que son considerados como prospectos debido a su potencial, para así poder desarrollar y poner en marcha proyectos de explotación de Shale Oil.

3.2.3. Geoquímica orgánica

El estudio de la geoquímica orgánica es un proceso esencial en la estimación de la cantidad de recursos presentes en una roca, ya que esta centra sus estudios en determinar la cantidad, tipo y madurez que presenta la materia orgánica. Tomando como referencia a los Estados Unidos, las formaciones de Shale que han sido consideradas como posibles contenedoras de hidrocarburos, presentan estudios detallados de su geoquímica lo cual ha

permitido definir las zonas más atractivas y el posterior desarrollo de sus proyectos.

Si se conoce la geoquímica orgánica que presenta una formación de Shale en detalle, se pueden hacer estimaciones más acertadas acerca del potencial de hidrocarburos presentes en estas, esto es de vital importancia a la hora de establecer la localización de los pozos exploratorios y de desarrollo.

Para la puesta en marcha de proyectos de Shale Oil en Colombia es necesario realizar estudios de la geoquímica de las formaciones de Shale que puedan llegar a contener hidrocarburos, ya que estos proporcionan datos relevantes a la hora de estimar la cantidad de recurso presente en el país, con lo cual se puede tener una idea más clara de las zonas más atractivas para iniciar proyectos referentes a la extracción de Shale Oil.

En la formación La Luna mediante estimaciones realizadas basadas en analogías, o datos preliminares de geoquímica, se encontraron potenciales relativamente altos, los cuales la hacen un buen prospecto para la iniciación de este tipo de proyectos en ella. Por lo tanto se requiere de estudios de geoquímica que aporten datos más acertados, y así obtener estimaciones más reales del potencial de Shale Oil en dicha formación.

3.2.4. Modelo geomecánico

La evaluación geomecánica provee parámetros determinados para obtener las propiedades estáticas y dinámicas de la roca, a partir de la medición directa sobre núcleos. Las propiedades estáticas tales como Relación de Poisson y Módulo de Young, se determinan mediante pruebas de compresión triaxial, mientras que las propiedades de resistencia a la compresión (UCS) se determinan mediante pruebas de compresión uniaxial.

Aplicando los fundamentos geomecánicos al momento de diseñar el programa de fluidos de perforación, trayectoria de pozo y estimulación, se ayuda a evitar problemas de estabilidad de pozo, reduciendo así los tiempos no productivos y mejorando la producción de hidrocarburos.

La correcta interpretación de las propiedades geomecánicas permite mejorar la ubicación del pozo, maximizar el posicionamiento de las fracturas, minimizar los problemas de inestabilidad de pozos, mejorar la eficiencia de la perforación. Integrando los modelos geomecánicos con los programas de perforación y completamiento, se mejora la integridad de la cementación y se optimiza la estimulación (geometría del pozo, selección del intervalo de perforación, índice de fragilidad, índice de complejidad de la fractura, presión de fractura y geometría de la fractura).

3.2.5. Pozos exploratorios

La realización de pozos exploratorios es la fase de experimentación que está diseñada para adquirir información de las formaciones, comprobar los modelos iniciales y establecer el potencial de los yacimientos.

Basados en estudios de geológicos iniciales, se perforan pozos verticales para facilitar la adquisición de datos mediante núcleos y registros. Con los datos obtenidos de estos núcleos y registros posteriormente, se perforan pozos horizontales para probar completamente los modelos y los diagramas de trabajo que fueron desarrollados utilizando la información de los primeros pozos. El reconocimiento anticipado de las condiciones operativas y económicas, facilitará el desarrollo del proyecto, obteniendo importantes ahorros a largo plazo.

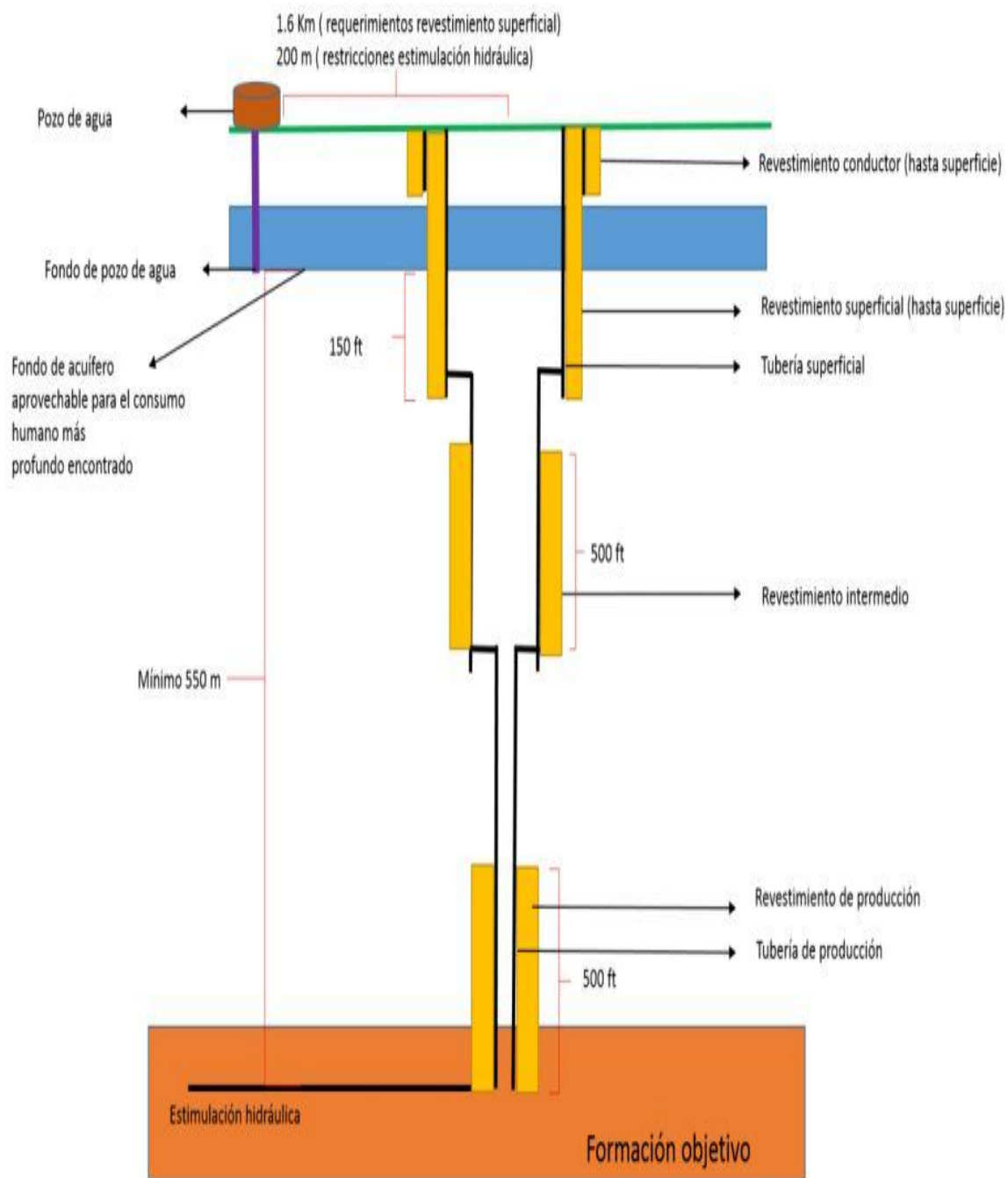


Figura 47. Esquema de requerimientos técnicos pozos de exploración y producción en Colombia⁹⁰

⁹⁰ Ministerio de Minas y Energía. “Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”. Resolución 90341. 2014, Marzo.

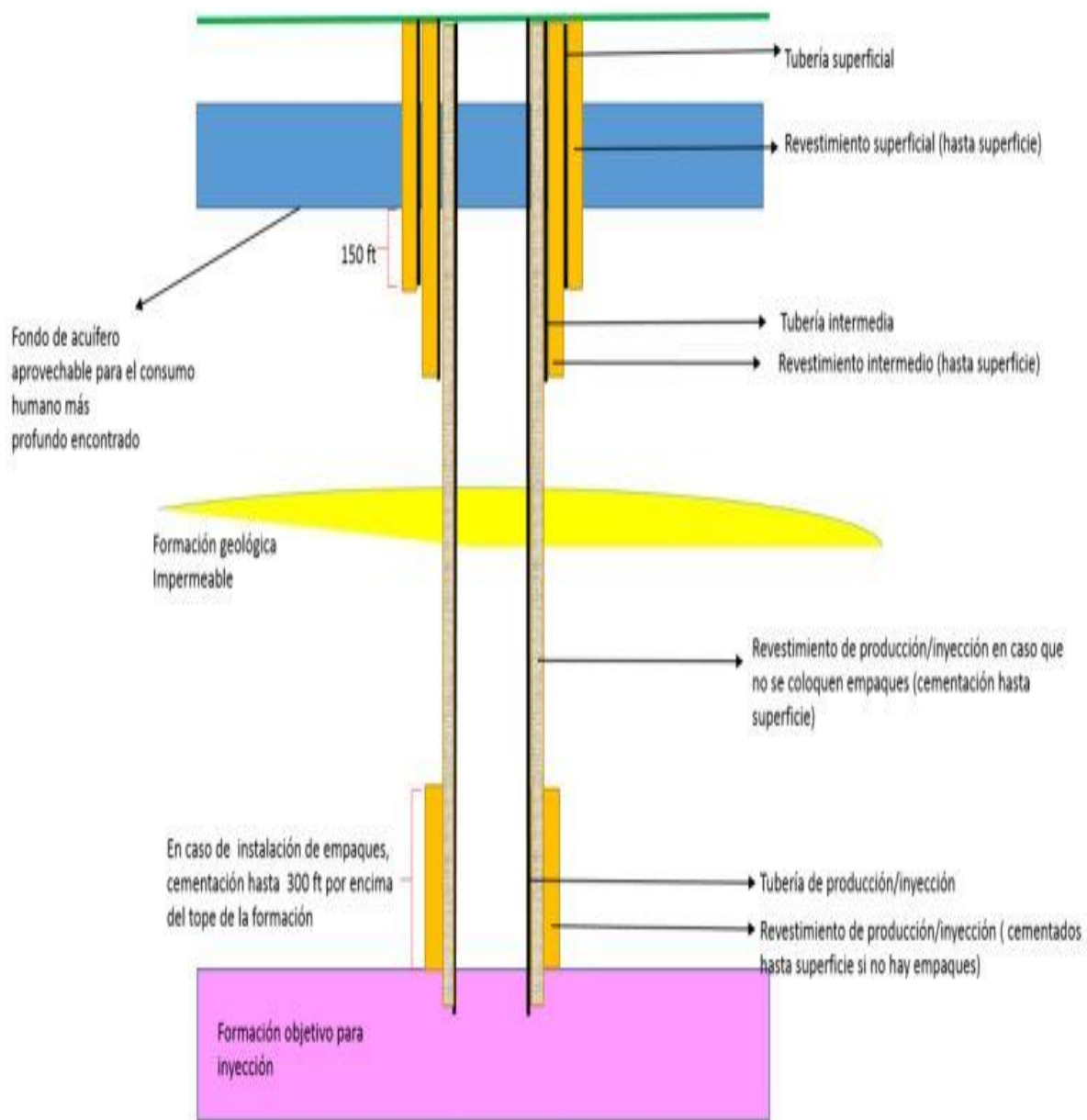


Figura 48. Esquema de requerimientos técnicos para pozos de inyección⁹¹

Actualmente en Colombia se avanza en procesos de la realización de pozos exploratorios, sobretodo en busca de Shale Oil en la formación La Luna, la compañía líder en este proceso es Canacol Energy en conjunto con sus

⁹¹ Ministerio de Minas y Energía. “Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”. Resolución 90341. 2014, Marzo.

Aliados. Se requiere que la perforación de pozos exploratorios siga creciendo en el país con el fin de obtener datos que den una visión más realista del panorama del país acerca de la posible explotación de Shale Oil.

3.2.6. Perforación de pozos de desarrollo

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los estudios geológicos y los logrados en los pozos exploratorios, se debe decidir la puesta en marcha del proyecto. Estas perforaciones de desarrollo, ya conllevan mayor grado de exactitud y su principal objetivo es la recuperación de los hidrocarburos de manera técnica y económica.

Para la extracción de Shale Oil se requiere de perforación de pozos horizontales los cuales necesitan fracturamiento hidráulico, en algunos casos debido a problemas que se puedan presentar en la operación, el tipo de perforación bajo balance es la más adecuada para formaciones de Shale, todo esto se puede concluir basado en los proyectos ya desarrollados en países como Estados Unidos. Se requiere avanzar en este tipo de técnicas en el país con el fin de desarrollar proyectos de este tipo, debido a que aunque se han venido estudiando y utilizando, no se han utilizado en gran medida para yacimientos de shale, en los cuales la perforación es más compleja, por lo tanto se requiere seguir consolidando el aprendizaje de estas, para hacer uso estas técnicas exitosamente.

Existen diversas variables a tener en cuenta en el desarrollo de estos pozos ya que se alejan a los convencionales, si bien los costos son mucho más altos, las cantidades de recurso que se puede extraer y los costos actuales del crudo y los resultados obtenidos en formaciones análogas en EE. UU. Que se han desarrollado hasta el día de hoy, da una visión positiva para desarrollar estas perforaciones en el país y más exactamente en la formación La Luna.

Los requerimientos para los pozos de producción de este tipo de hidrocarburos se especifican en la figura 48 y para los pozos inyectoros especificados en la figura 49. Además de esto existen requerimientos para el completamiento de estos pozos provistos por la normativa nacional.

En Colombia se tiene según el último informe presentado por Canacol Energy como meta el gasto de un capital de 240 millones de dólares por parte de Ecopetrol para el 2014, con lo cual se espera obtener una tasa de producción de más de 25000 barriles por día para el 2015.

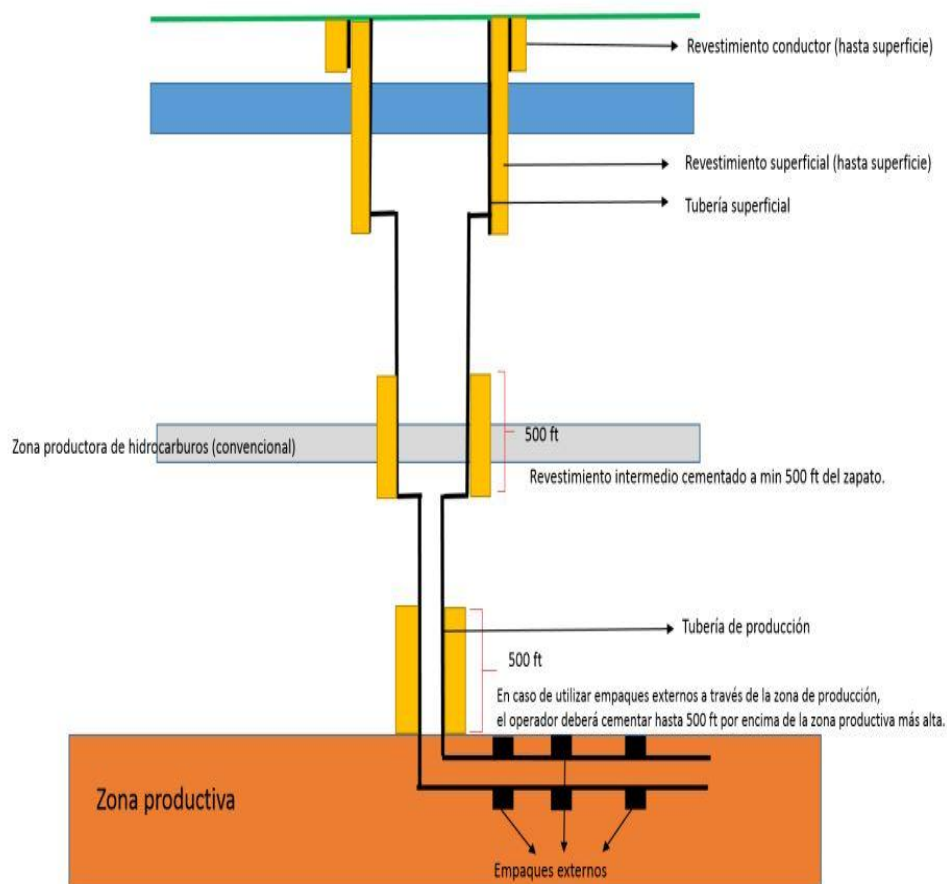


Figura 49. Esquema de requerimientos técnicos del revestimiento intermedio de aislamiento de formaciones productoras y en caso de utilizar empaques en tubería de producción.⁹²

⁹² Ministerio de Minas y Energía. “Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”. Resolución 90341. 2014, Marzo.

3.2.7. Estimulación acida

El tratamiento de la estimulación acida ayuda a la creación de canales de flujo adicionales a través de la remoción de minerales solubles en ácido (calcita y dolomita). Muchas formaciones arcillosas son altamente laminadas y contienen minerales solubles en ácido en la matriz y en las fracturas de la roca.

Este tratamiento mejora notablemente la recuperación de hidrocarburos contenidos en la matriz. Basado en esto se debe tener un buen control con la utilización de este mecanismo con el fin de contar con fluidos que planteen menos riesgos de seguridad y daños al medio ambiente.

En la formación la luna según estudios preliminares se encuentra presencia de láminas de carbonatos, por lo tanto es necesario realizar estudios acerca de una posible estimulación acida, ya que podría contribuir claramente a la movilidad del aceite, lo cual generaría mayores tasas de producción, así como un mayor factor de recobro, lo cual influiría en la viabilidad y su atractivo.

3.2.8. Fracturamiento hidráulico

Ya explicado anteriormente el fracturamiento hidráulico es una de las mejores técnicas y de las más utilizadas para la recuperación de estos recursos a nivel mundial. Además las compañías operadoras en yacimientos convencionales han implementado nuevas técnicas a fines a esta para optimizar aún más la recuperación de estos hidrocarburos. Algunas de estas técnicas son la utilización de refracturamiento y fracturamiento en pozos adyacentes.

Los programas de refracturamiento están diseñados para incrementar la longitud de las fracturas y restaurar la conductividad de las zonas adyacentes al pozo que pudieron ser dañadas por migración de finos, residuos de gel e

incrustaciones; o el taponamiento por precipitación de orgánicos. Esta técnica puede incrementar la producción hasta un 50 %.

En el caso de fracturamiento en pozos adyacentes, el objetivo de este método es incrementar la complejidad de las fracturas, es decir, producir fracturas múltiples y poco espaciadas entre sí para maximizar las tasas de recuperación y los factores finales de recuperación. En lugar de fracturar pozos individualmente y en forma secuencial, esta alternativa permite que dos o más pozos adyacentes sean estimulados de forma simultánea.

Aunque esta técnica ya es de conocimiento y utilización en Colombia, esta se debe optimizar para los procesos en recursos de shale, en los cuales las perforaciones y fracturas son mucho más extensas que en un proceso en yacimientos convencionales.

3.2.9. Minería y Retorting

El proceso de minería realizada a los shales contenedores de hidrocarburos es muy similar al realizado a yacimientos de carbón. El proceso de Retorting tanto en superficie como *in-situ* es muy similar a un proceso de combustión. Se puede tomar como referencia a Estados Unidos donde se encuentran desarrollados proyectos de este tipo actualmente.

Para el proceso de minería en caso de encontrar yacimientos de Oil Shale que pueda ser extraído por medio de esta, se pueden tomar como base la explotación a cielo abierto de yacimientos de minerales como es el caso del carbón, la cual es realizada actualmente por compañías líderes en este proceso y las cuales en consorcio con las compañías petroleras puedan aportar al desarrollo de este tipo de proyectos.

En Colombia se debe invertir en plantas de retorting en superficie, sistemas para realizar retorting *in-situ*, además de un estudio más detallado para realizar

la combustión a los yacimientos que contengan oil shale y resulta imprescindible para un óptimo desarrollo de este tipo de extracción.

Actualmente no se cuenta con la experiencia necesaria para el desarrollo de este tipo de técnicas, pero se estima para los próximos años una gran inversión que garantice un uso apropiado y óptimo de las mismas.

En países donde se ha desarrollado esta técnica se manejan valores de referencia, por ejemplo para Estados Unidos se requiere de una inversión total de 3 a 10 billones de dólares para procesos de minería y retorting en superficie con lo cual se pueden obtener 100000 barriles por día de aceite. Como otra referencia en Brasil el procesamiento de 6200 toneladas diarias de Oil Shale requiere una inversión total aproximada de 93 millones de dólares con lo cual se obtiene una tasa de 3780 barriles por día con costos de operación que rondan los 10 a 20 dólares por barril de Shale Oil.

3.2.10. Reglamentación

Tomando como base el decreto 9 0341 de 2014 el cual establece requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Algunos de estos ítems van desde las especificaciones para realizar pozos exploratorios, hasta condiciones de pozos productores y condiciones de las facilidades de superficie.

Este decreto en sí, especifica las normas a seguir en materia de perforación y explotación como tal de estos yacimientos, mas no una reglamentación propia para los recursos de Shale Oil los cuales en cuanto a su extracción pueden presentar diferencias significativas con los demás tipos de recursos no convencionales, ya que es muy probable que involucre procesos como por ejemplo retorting y minería. Por lo tanto se hace necesaria una reglamentación donde se especifiquen este tipo de procesos.

3.3. MANEJO AMBIENTAL

Es de conocer de todos que las explotaciones de recursos de hidrocarburos es una práctica contaminante, lo que si se debe realizar es mitigar lo más posible estos daños que se le ocasionen al medio ambiente mediante un estricto y adecuado reglamento que permita continuar con las explotaciones con un daño ambiental mínimo. Para ello es necesario especificar cada uno de los procesos empleados en el desarrollo del shale oil que conlleven a contaminación y los reglamentos actuales en base a cuidados del medio ambiente.

3.3.1. Fluidos de perforación

Dado que en las prácticas de explotación de shale oil se emplean técnicas como perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, estos necesitan volúmenes altos de agua como fluido base en las operaciones, además están presentes como en la perforación de yacimientos convencionales los lodos de perforación. Estos fluidos deben ser almacenados y tratados, tanto si son reutilizados como si van a ser depositados al medio ambiente.

Se debe contar con piscinas para la creación y almacenamiento de todos y cada uno de los fluidos de perforación. El almacenamiento en las piscinas disminuye notoriamente el riesgo de que se presenten derrames de este tipo de fluidos al medio ambiente lo cual sería altamente nocivo.

Se hace sumamente necesario contar con la información de los constituyentes de los fluidos de perforación una vez utilizados, de los sólidos contenidos, de la presencia de hidrocarburos y en mayor grado de importancia su toxicidad, antes de realizar un proceso de disposición de los mismos. Se debe tener un método a disposición para tratar y neutralizar de una manera efectiva estos fluidos, para realizar un descargue con mínimo impacto ambiental.



Figura 50. Piscinas de almacenamiento de fluidos resultantes de la perforación⁹³

Se debe tener en cuenta que antes de realizar un tratamiento se deber considerar el uso de las 4"R"s, que constan en reducir, reusar, reciclar y recuperar, esto con el fin de eliminar la mayor cantidad de contaminantes. Después de realizar esto generalmente quedan residuos, los cuales requerirán un tratamiento puntual y un método de eliminación adecuado.

Para su eliminación se cuenta con una normativa la cual dispone que para fluidos convencionales Base Agua si se cuenta con menos de 6000 bbl de volumen total de fluido, se pueden eliminar dentro de la concesión, esto claro después de realizar pruebas de toxicidad, las cuales garanticen la no toxicidad de los mismos, además de garantizar poco o ningún riesgo de migración por parte de los fluidos depositados. De poseer valores mayores residuales se debe pensar en realizar una recirculación a otros lugares de perforación.

⁹³ http://www.planv.com.ec/investigacion/investigacion/impactos-la-minima-huella/pagina/0/2#slide-5-field_imagen-73

Para el bombeo fuera de la concesión, para ser utilizados en otras disposiciones o ser depositados, se requieren cumplir ciertos requisitos.

- ✓ Contenido máximo de sólidos de 4000 mg/l
- ✓ Contenido máximo de cloruros de 1000 mg/l
- ✓ Contenido máximo de sulfato de 2000 mg/l
- ✓ Ph en un rango de 5.5 a 8.5
- ✓ Prueba de supervivencia de peces por periodo de 96 horas

Si los fluidos utilizados son base aceite se debe realizar la extracción del aceite de los mismos antes de ser tratados, el aceite que se extrae se puede reutilizar en generación de fluidos de perforación, en cuanto a los fluidos libres de aceites se debe realizar un tratamiento basados en el realizado a fluidos base agua, pero se debe tener mayor control ya que los residuos de aceite pueden ser tóxicos, por lo cual este tipo de fluidos requieren de un mayor cuidado en cuanto a su disposición.

Existen diferentes métodos que pueden ser utilizados para tratar estos fluidos y posteriormente ser eliminados, aunque anterior a estos se pueden emplear diferentes técnicas como pueden ser el uso de la centrifugación, la consolidación/Desmenuzamiento, el desagüe, limpieza de barriles, el secado y la neutralización. Los métodos con los cuales se cuenta para tratar estos fluidos son el biológico y el bio- reacondicionamiento.

Para los fluidos fracturantes se debe realizar un proceso similar al de los fluidos de perforación, pero se debe tratar el agua requerida para la creación de los mismos, esto para poder ser reutilizada, inyectada o descargada, su

tratamiento se realiza en una planta de tratamiento de agua, y antes de ser dispuesta debe cumplir con una calidad y características estipuladas en el Decreto 475 de 1998 del ministerio del medio ambiente.

3.3.2. Aguas subterráneas

En la explotación de recursos hidrocarburos, así como la implementación de técnicas como el fracturamiento hidráulico genera preocupación en cuanto a posibles contaminaciones de depósitos de aguas subterráneas que pueden estar presentes en la zona. Para esto los entes gubernamentales manejan cierto tipo de reglamentos con el fin de garantizar que las operaciones de explotación se realizan con responsabilidad ambiental, preservando estas fuentes de agua.

El agua subterránea está protegida de los fluidos contenidos en el pozo durante la perforación, la fracturación hidráulica, y las operaciones de producción en las que se ven presentes intervalos con cemento, revestimiento, y otros dispositivos de aislamiento mecánico instalados que son parte del proceso de construcción del pozo. Estos intervalos en Colombia dictan que el revestimiento en caso de estar cerca a fuentes de agua debe llegar hasta mínimo 150 pies (ft) por debajo del último acuífero aprovechable para el consumo humano, como se muestra en la figura 48.

Cabe destacar que en los procesos de fracturamiento hidráulico en shale, las fracturas se realizan a grandes distancias donde se pueden encontrar acuíferos.

El principal método utilizado para la protección de las aguas subterráneas durante las operaciones de perforación consiste en la instalación inmediata de una tubería de acero (casing), que posteriormente aísla la zona en ese determinado lugar. Una vez que los revestimientos (casing) son bajados y

cementados, puede haber entre cinco a más capas o barreras entre el tubing de producción y el agua de formación (ya sea dulce o salada). Un completamiento moderno en donde el 100% del agua del subsuelo está protegida, la probabilidad de que los fluidos inyectados invadan estos acuíferos puede ser menor al 0,5%.

3.3.3. Requerimiento de agua

Un proceso de fracturamiento hidráulico requiere de 2 a 4 millones de barriles de agua por pozo, por lo que los entes reguladores deben reglamentar y tener en cuenta las necesidades de agua en lugares aledaños a la zona donde se realice la operación (industria, agricultura, etc.). En algunas circunstancias, habrá una necesidad de identificar las fuentes de abastecimiento de agua, capaces de satisfacer las necesidades de perforación y fracturamiento de agua que no compitan o interfieran con las necesidades de la comunidad y otros usos existentes.

Adicional a esto en un proceso de retorting se utilizan de 1 a 5 barriles por cada barril de shale oil producido.

Durante este periodo de fracturamiento, es posible que la época del año este con sequías en la zona o bajos suministros de agua, por lo que se debe regular el suministro de agua en estas épocas para mitigar daños ambientales como el consumo humano, la fauna y flora, disminuciones considerables de niveles de agua en arroyos, lagos, etc.

3.3.4. Deposición de agua residual

Una vez realizado el proceso de fracturamiento hidráulico, la presión hidrostática del pozo disminuye, con eso el fluido fracturante junto a los fluidos

de perforación empiezan a subir a superficie con gran cantidad de sólidos disueltos. Estos fluidos deben ser tratados antes de su vertimiento o reinyectados al subsuelo en formaciones porosas aisladas por formaciones sello para evitar posibles contaminaciones en acuíferos no contaminados.

Colombia posee una política clara respecto a la deposición de aguas residual, en el cual se plantean estrategias para la reutilización como en procesos de reinyección para la recuperación de más petróleo y la utilización de las últimas tendencias y tecnologías a nivel mundial en el tratamiento del agua residual para su posterior uso en actividades agrícolas e industriales.

Para el tratamiento del agua se hace necesario contar con una planta de tratamiento, la cual garantice que una vez tratada el agua esta cumpla con una calidad y características estipuladas en el Decreto 475 de 1998 del ministerio del medio ambiente.

3.3.5. Minería

El proceso de minería del oil shale es un proceso similar al de extracción de minerales a cielo abierto. Se pueden tomar como base los procesos de extracción del carbón y su plan ambiental. Se deben considerar el tratamiento de los residuos una vez extraído el recurso shale así como posterior deposición en la zona de la cual fueron extraídos, el tratamiento del agua utilizada en el lavado de la roca, el reacondicionamiento de la zona y su posterior deposición.

3.3.6. Retorting

El manejo que se le da a la aplicación de esta técnica basada en el manejo ambiental que se da a una combustión *in-situ*, dentro de la cual los factores más importantes son las emisiones de gases de efecto invernadero y gases

tóxicos, la cual está establecida en 1 ppm de CO_2 , 2 ppm de SO_2 , 1 ppm de H_2S y 25 ppm de CO liberada al medio ambiente. Para el retorting en superficie se debe considerar el tratamiento de sólidos que se genera dentro del proceso de la combustión al igual que la emisión de gases que este tratamiento pueda presentar.

CONCLUSIONES

- ✓ El panorama en el país basándose en las estimaciones de potenciales de Shale Oil realizadas por los diferentes entes se presenta muy atractivo. Pero se debe seguir con la investigación para contar con estimaciones más acertadas acerca de dichos potenciales, con lo cual se pueda tener una idea más real acerca de la cantidad de recursos de Shale Oil que permitan determinar si es posible iniciar procesos de desarrollo.
- ✓ Los datos obtenidos para el potencial de Shale Oil dentro de este proceso de investigación resulta sumamente atractivo, pero se debe tener en cuenta que estos resultados son una aproximación del potencial real de la zona ya que se encuentran basados en datos obtenidos a través de analogías con yacimientos similares a la formación La Luna, la cual fue la formación estudiada.
- ✓ La realización de proyectos de Shale Oil en Colombia según los estudios realizados hasta el momento es viable, pero se requieren de datos extraídos a través de una buena caracterización de los yacimientos, un mayor análisis geológico de las zonas de interés, la realización de pozos exploratorios con el fin de determinar las propiedades de los yacimientos y mayor conocimiento en proceso de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, los cuales son de mayor complejidad en este tipo de yacimientos.
- ✓ En Colombia no se cuenta con una reglamentación propia que especifique las normas para la exploración y explotación de recursos de Shale Oil, la cual debe ser establecida, debido a que este tipo de recurso

no convencional presenta diferencias significativas sobretodo en el proceso de extracción con la de los demás recursos.

- ✓ Debido al agotamiento de los recursos convencionales en el país y a la alta demanda energética en la actualidad, se hace necesario de una investigación que permita establecer la cantidad de recursos no convencionales, en este caso Shale Oil, con los cuales se puedan iniciar proyectos de explotación de los mismos, esto con el fin de aumentar las reservas con las que se cuenta en la actualidad.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar estudios de Rock-Eval en las diferentes formaciones en las cuales sean consideradas como posibles contenedoras de hidrocarburos asociados a shale con el fin de obtener datos que permitan estimar potenciales más certeros de este tipo de hidrocarburos en el país.
- ✓ Realizar evaluaciones técnicas de los diferentes tipos de recursos no convencionales que pueden contar con potencial en el país, los cuales permitan estimar la viabilidad de realizar proyectos de este tipo.
- ✓ Realizar un esquema de las facilidades de superficie más óptimas para el país para la recuperación y tratamiento en yacimientos de shale oil/ oil shale, basados en las realizadas a nivel mundial.
- ✓ Establecer nuevas estrategias que permitan mitigar las contaminaciones causadas por la extracción y producción de este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFIA

1. Anthony Andrews, "Oil Shale: History, Incentives, and Policy", CRS Report for Congress, Order Code RL33359, April 13, 2006.
2. Arthur D. Little, Inc. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia. Bogota. 2011, Junio.
3. Boyer. Chuck. Clark Bill. Shale Gas: A Global Resource. Schlumberger. Texas. 2011
4. Bussines CBC News. Australian shale oil discovery could be larger than Canada's oilsands. 2013, Junio 14.
5. Canacol Energy LTD. Plataforma Diversificada para un crecimiento óptimo en Colombia y Ecuador. 2014, Enero.
6. Crossing oil shale. In: Proceedings of 4th Australian Workshop on Oil Shale, Brisbane, Australia. 1987.
7. Downey, Marlan W. Garvin, Julie R. C. Lagomarsino. Nicklin , David F. Quick Look Determination of Oil-in-Place in Oil Shale Resource Plays. Adaptado de AAPG Annual Convention and Exhibition. Houston. 2011, Junio.
8. EIA. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Plays. 2011, Junio.

9. EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013, Junio.
10. EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013, Junio.
11. Holmes, Michael. Holmes, Antony. Holmes, Dominic. A Petrophysical Model for Shale Reservoirs to Distinguish Macro Porosity, Free Shale Porosity, and TOC. Denver. 2012
12. James T. Bartis, Tom LaTurrette, Lloyd Dixon, D.j. Peterson, Gary Cecchine, Oil Shale Development in USA. 2005
13. Jarvie Daniel M., Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2— Shale-oil Resource Systems, Texas, 2012
14. Jinzhou , Zhao. China developing strategy for horizontal fracturing technology. Oil & Gas Journal. Chengdu City, China. 2013
15. Ke Chen, B.Sc. EVALUATION OF EOR POTENTIAL BY GAS AND WATER FLOODING IN SHALE OIL RESERVOIRS. Texas Tech University. 2013.
16. Kevin McCarthy, K. R. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review. 2011.
17. Meehan, Nathan D. Completion techniques in shale reservoirs. Baker Hughes Reservoir Blog. 2010.

18. Ministerio de Minas y Energía. “Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”. Resolución 90341. 2014, Marzo.
19. Newswire. China: Hess and PetroChina sign shale oil agreement. 2010, septiembre 26.
20. Osborne , Steve. South American Shales A Regional Assessment. GEOExPro Magazine. Vol 10, No 4. 2013
21. Platts. New Crudes, New Markets. Houston. 2013, Marzo
22. Quiroga Castaños, A. y Rodrigo Gainza, L. A. Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. 1990
23. Robins, Brian. Windfall seen in shale oil and gas. Bussines Day. The Sydney Morning Herald. 2013, June 12
24. Rudnick, Hugh. La Revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad de Chile. Santiago. 2011
25. Schlumberger. New composite mat pills target lost-circulation during drilling, cementing. Drilling Contactors. Magazine. 2011
26. Scouten, C.G., Siskin, M., Rose, K.D., Aczel. T., Colgrove S.G., Pabst, R.E., Detailed structural characterization of the organic material in Rundle Ramsay
27. Smith, J.W., Higby, L.W., 1960. Preparation of organic concentrate from Green River oil shale. Anal. Chem. 32, 1718–1719.

28. Speight, J.G., The Chemistry and Technology of Coal, third ed. CRC-Taylor and FrancisGroup, Boca Raton, FL. 2013
29. Stephens Duane. Hydraulic Fracking Has Rewarded Oil and Gas Investors. 2011
30. Tissot B, Durand B, Espitalié J & Combaz A. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. AAPG, Bulletin 58, No 3. p, 499-506. 1974
31. Vargas, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.
32. Vargas, Carlos A. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogota. 2012, Febrero
33. Vernik, Lev. Khadeeva, Yulia. Tuttle, Cris. Rock Physics of Organic Shale and Its Implication. Houston. 2013