



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**“ASPECTOS TÉCNICOS A CONSIDERAR PARA UNA
REGULACION DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

**ALEJANDRO JIMÉNEZ RAMÍREZ
JOSÉ LUIS ARCOS HERNÁNDEZ**



**DIRECTOR DE TESIS:
M.C. ULISES NERI FLORES**

2015

México D.F.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

José Luis Arcos Hernández

A mis padres

Magdalena Guillermina Hernández Uribe y José Luis Arcos Huitrón, ustedes que jamás me supieron fallar, me enseñaron a lo largo de la vida como seguir adelante, a pesar de retos y fracasos jamás me dejaron abandonar, siempre ofreciéndome su apoyo para jamás desistir. Tantas cosas que han compartido conmigo, lecciones de vida que jamás voy a olvidar, momentos inolvidables desde pequeño hasta el día de hoy, es tanto lo que me han dado.

Mamá gracias por siempre ofrecerme tu amor incondicional, gracias por siempre creer en mi a pesar de todo y de todos, por tu esperanza en mi es que hoy puedo conseguir esto, por tus palabras de aliento es que soy capaz de lo que he logrado hasta el día de hoy y sé que estoy preparado para lo que viene, gracias por entregarme tu confianza, sonrisas, juegos, caricias, pero sobre todo muchas gracias por tanto amor.

Papá de igual manera gracias por ofrecerme tu amor incondicional, gracias por enseñarme un camino de rectitud y honestidad en la vida, gracias por jamás dejarme abandonar a pesar de las circunstancias, por enseñarme a siempre estar por delante y jamás agachar la mirada, gracias por enseñarme que si tienes metas en la vida las puedes conseguir si amas lo que quieres, gracias por cuidarme y protegerme.

No pude tener mejores padres que ustedes, les debo todo lo que soy, gracias a ustedes alcanzamos esta meta, LOS AMO.

A mis hermanas

Paola Nimitz, Mónica Vanessa y Jennifer a ustedes torpes gracias por siempre estar a mi lado desde pequeño cuidando de mi hasta el día de hoy, gracias por preocuparse tanto por mí y brindarme su amor y amistad, tantas cosas de las cuales reírnos son las que más valoro, momentos felices a su lado y enseñanzas que hemos compartido, también es por ustedes que consigo esta meta, muchas gracias soquetes las quiero mucho.

A mis sobrinos

Samara, Emiliano, León y Samantha, gracias por existir y dejarme ser parte de su vida, por compartir tantas sonrisas y cariños ustedes son muy importantes para mí y por ustedes voy a conseguir todo y mucho más. Los quiero mucho.

A mis abuelitos

Manuel y Guillermina (Tolito y Tolita), Esperanza y Carlos, aunque ya no tengo conmigo a dos de ustedes, quiero que sepan que son la base de esta familia y son la base de tantas enseñanzas compartidas a través de mis padres, gracias por querer y haberme querido tanto, los quiero.

A todos mis tíos y tías que también son parte importante en mi vida, gracias por su apoyo y comprensión.

A mis cuñados Freddy Díaz y Rowan Brannan, por brindarme su apoyo y conocimientos en diferentes aspectos.

Al Ing. Leonardo Meneses Larios y al M.C. Ulises Neri Flores al primero por ayudarme en el comienzo de este trabajo por compartir consejos y enseñanzas, al segundo por ayudarme a concluir este trabajo, de la misma manera compartiendo sus consejos y conocimientos, ambos por compartir información con mi compañero y conmigo, además de ofrecernos su apoyo para poder concluir este trabajo.

A mis sinodales: Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Carlos Ríos Ramírez, M.C. Noé Santillán Piña, y M.I. Carlos Alberto Avendaño Salazar, gracias por su tiempo y disponibilidad para revisar y mejorar este trabajo y sea concluido.

Al Ing. Mario Becerra Zepeda, gracias por ser mi profesor a lo largo de mis estudios, de usted aprendí lo que significa ser ingeniero y dedicar una vida con amor a esta profesión. Gracias por sus consejos y enseñanzas pero sobre todo gracias por ser un guía y amigo.

A la Ing. Rosalba Rodríguez Chávez, al Ing. Gaspar Franco Hernández y al Ing. Alejandro Cortes Cortes, fueron parte importante durante mis estudios, compartiendo sus conocimientos, ayudándome a mejorar como persona y como ingeniero.

A todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería, porque gracias a ellos he obtenido una formación integral y de nivel, para llegar a ser ingeniero, y con ello realizar metas, tanto profesionales como personales.

A mis amigos

Susana García, Ernesto Bernal, Alejandro Jiménez, André Monterrubio, Hernán Quiróz, Jacqueline Guerrero, Tanya Sánchez, Marcelo Zepeda, Mariana Orihuela, Alonso Libreros, Julio Reyes, Ollintzin Acosta, Alejandro Guerrero, Atzin Hernández, Axel Galván, Jesús Cruz, Derek Rivera, Edson Hernández, Joel Guerrero, Armando Carpio.

Por ser parte muy importante de mi vida, son mis otros hermanos y hermanas en la vida, gracias por brindarme su amistad y compartir tantas cosas, noches y días, fiestas y lo demás. También es que con ustedes he llegado hasta donde estoy.

A Mary Paz Bocanegra que compartiste conmigo tantos momentos a lo largo de mi carrera, momentos tan especiales que jamás voy a olvidar, y enseñanzas que me permitieron terminar mis estudios y llegar hasta este punto, momentos buenos y algunos complicados, eres muy importante en esta meta gracias.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería** por permitirme ser parte de los alumnos que conforman tan grande institución y otorgarme los conocimientos necesarios para realizar mi carrera profesional, gracias por ser mi segundo hogar.

Agradecimientos

Alejandro Jiménez Ramírez

A mis padres

María del Carmen Ramírez Montoya, con tu esfuerzo, dedicación, amor, fe, me guiaron para poder lograr este meta, tú que siempre me impulsaste y me hiciste levantar la cara, me has enseñado a nunca rendirme, a siempre ser diferente y anhelar más, nunca te diste por vencida conmigo, tuviste paciencia y confiaste que podría lograrlo, que a pesar de mis tropiezos me diste tu apoyo, impulsándome para que encontrara mi camino, por ser mi amiga, pero sobre todo por la vida y el amor que me das, muchas gracias mamá.

Abraham Francisco Jiménez Saavedra, por tu esfuerzo, paciencia, dedicación, por darme una educación, por estar a mi lado durante la carrera, y siempre dándome tu apoyo, aconsejándome con tu sabiduría, por enseñarme a siempre estar preparado, por darme la mano y levantarme, enseñándome que todo tiene solución, por todas las lecciones de vida que me has dado, por ser mi amigo, solo quiero decir muchas gracias papá por la vida que me has dado y el amor que me das.

A estos maravillosos padres que tengo suerte de tener, les debo todo lo que soy, este logro es suyo.

A mis Abuelos

A mis abuelitos Adela, Estela, Alejandro y Raúl, unos ya no están a mi lado, pero ellos son los cimientos, y quiero dedicarles este logro y agradecerles por las enseñanzas, la calidez, el amor incondicional, y por regalarme esta gran familia a la que pertenezco, que cada uno es parte importante para mi, de los cuales he aprendido mucho, desde nunca darse por vencido a pesar que las cosas estén muy mal, a levantarse y darlo todo por la familia; que a pesar de la lejanía sigue el interés entre nosotros y el amor; que la familia siempre está para darte la mano, levantarte y ayudarte a sonreír, cada miembro de mi gran familia me han ayudado en mi desarrollo, para encontrarme, conocerme, y saber qué es lo que quiero, por eso quiero agradecer a mis abuelos, que gracias a ellos empezó esta hermosa historia, por las tradiciones únicas que nos unen, por darme a mis padres, tíos, y con ellos hermanos, primos, sobrinos etc.; gracias por inculcar y pasar de generación a generación los valores y el amor que nos definen a cada uno de nosotros día con día, a estos abuelos maravillosos, gracias por empezar todo.

A mis hermanos

A mis hermanos, Elizabeth, Estela y León Felipe, quiero agradecerles por estar a mi lado durante mi vida, quiero agradecerles las experiencias, las vivencias, los buenos momentos, los malos momentos, son parte en este proyecto, ya que siempre me apoyaron, me exigieron más, nos

levantamos juntos de nuestros errores, siempre estuvieron cerca de mí, y aprendí mucho de cada uno de ellos, por ello muchas gracias por su amor, y la vida que llevamos juntos.

A mis tíos Javier y Raúl, gracias por ser parte de mi vida, por estar conmigo, por el apoyo, por su calidez y cariño.

Al M.C. Ulises Neri Flores. Gracias por el tiempo y dedicación en este trabajo, al apoyo brindado para realizar y concluir este proyecto, gracias por sus consejos.

Al Ing. Leonardo Meneses Larios. Gracias por el tiempo, confianza, dedicación, durante la realización de este proyecto, sin él no lo hubiéramos podido concluir, gracias por los consejos, y recomendaciones, lo admiro y respeto mucho.

A mis sinodales: Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Carlos Ríos Ramírez, M.C. Noé Santillán Piña, y M.I. Carlos Alberto Avendaño Salazar, gracias por su tiempo y disponibilidad para revisar y mejorar este trabajo y sea concluido.

A la Ing. Rosalba Rodríguez Chávez, al Ing. Mario Becerra Zepeda y al Ing. Gaspar Franco Hernández, gracias por compartir su conocimiento y enseñanzas.

A todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería, porque gracias a ellos he obtenido una formación integra y de nivel, para llegar a ser ingeniero, y con ello realizar metas, tanto profesionales como personales.

A mis amigos del americano

A todos aquellos con los que tuve la dicha de jugar a su lado, a esos amigos que estuvieron conmigo dentro y fuera de la cancha, apoyándonos, por ser parte de gratas experiencias, y por estar a mi lado, muchas gracias.

A mis otras hermanas y hermanos

Alma Cruz, Aracoeli Bravo, Barbará García, Jacqueline Guerrero, Leslie Geyer, Sandra Soto, Susana García, Alberto Reyes, Arturo Blas, Axel Galván, Cesar Becerril, Diego Calixto, Eder Galván, Eduardo Mandujano, Erick Márquez, Francisco Castañeda, Gerardo Berdejo, Guillermo Palma, Hernán

Quiroz, Israel Blas, Iván Medina, Javier Blas, Josué Calvillo, Juan Carlos Zambrano, Luis Arcos, Miguel Monter, Omar Márquez, Raymundo Celis, Ricardo Monterrubio, Wenceslao Pérez.

Gracias por ser y haber sido parte de alguna etapa de mi vida y seguir a mi lado, sin todos ustedes no habría podido haber hecho esto, gracias por ser quien son, gracias por su amistad, humildad, apoyo, cariño, por tantos gratos momentos, tantas risas, tantas buenas y malas experiencias, por todo eso y lo que falta, muchas gracias.

A Aidé Carmona Fernández, gracias por tu apoyo, tiempo, cariño, por todos los gratos momentos, por estar a mi lado en momentos difíciles, por siempre impulsarme, por ser parte de mi, fuiste muy importante para la realización de esta meta, el éxito es compartido, muchas gracias.

A mis amigos de la carrera

A todos ellos que fueron parte de este proyecto, por su humildad, compañerismo, apoyo, amistad, humildad, esos que me acompañaron hasta el final, los que fueron parte en alguna etapa de la carrera, y con los que me reencontrare en mi vida profesional, muchas gracias amigos.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería** por otorgarme la oportunidad de realizar mi carrera profesional, ayudándome a realizar una meta más, y crecer más como persona, siendo esta mi segunda casa estos últimos años.

En General quiero agradecer a todas las personas ya mencionadas y que no mencione, pero que fueron parte de este proyecto, que me apoyaron, me dieron ánimos, me marcaron en esta etapa y en mi vida, y a las cuales aprecio mucho, gracias por su cariño y amistad.

“ASPECTOS TÉCNICOS A CONSIDERAR PARA UNA REGULACIÓN DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO”

RESUMEN	XXII
ABSTRACT	XXIII
INTRODUCCIÓN	1
I.- REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS	1
II.- REVOLUCIÓN DEL GAS EN LUTITAS	1
III.- DEL GAS DE LUTITAS AL ACEITE EN LUTITAS	1
IV.- INICIO DE LA REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS	2
V.- IMPACTO DE LA REVOLUCIÓN DE LUTITAS EN EL MERCADO	3
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DE YACIMIENTOS PETROLEROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	8
1.1 ¿QUÉ ES UN RECURSO NO CONVENCIONAL?	8
1.2 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL?	9
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES DE ACEITE	11
1.4 YACIMIENTOS PETROLEROS CONVENCIONALES	12
1.4.1 YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO	14
1.4.2 YACIMIENTOS DE ACEITE LIGERO	15
1.4.3 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO	16
1.4.4 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO	17
1.4.5 YACIMIENTOS DE GAS SECO	18
1.5 YACIMIENTOS PETROLEROS NO CONVENCIONALES	19
1.5.1 SHALE GAS	20
1.5.2 SHALE OIL	22
1.5.3 GAS EN ARENAS COMPACTAS	25
1.5.4 ARENAS BITUMINOSAS	26
1.5.5 METANO EN CARBÓN	28
1.5.6 HIDRATOS DE METANO	29
1.5.7 ACEITE EXTRAPESADO	31
1.6 CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS/OIL	32
1.6.1 PROPIEDADES GEOLÓGICAS DE SHALE GAS/OIL	32
1.6.2 GENERACIÓN SHALE GAS Y SHALE OIL	34
1.7 LUTITAS	36
1.7.1 ORIGEN	37
1.7.2 AMBIENTES DE DEPÓSITO	38
1.7.3 TAMAÑO DE GRANO	39

1.7.4 DENSIDAD DE LA MATRIZ	40
1.7.5 MINERALOGÍA	41
1.8 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE SHALE GAS/OIL	44
1.8.1 POROSIDAD	46
1.8.2 PERMEABILIDAD	53
1.8.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS	60
1.9 PROPIEDADES PETROGRÁFICAS DE SHALE GAS/OIL	65
1.9.1 TAMAÑO DE PORO	65
1.9.2 TIPO DE PORO	67
1.9.3 MINERALOGÍA	67
1.10 PROPIEDADES GEOQUÍMICAS DE SHALE GAS/OIL	69
1.10.1 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL	69
1.10.2 POTENCIAL REMANENTE DE HIDROCARBUROS (S ₂)	70
1.10.3 ÍNDICE DE HIDRÓGENO (HI)	71
1.10.4 MADUREZ TÉRMICA	72
1.10.5 REFLECTANCIA DE LA VITRINITA	72
1.11 PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE SHALE GAS/OIL	73
1.12 REQUERIMIENTOS MÍNIMOS PARA QUE UNA LUTITA SEA PRODUCTORA	75
1.13 FUENTES DE INFORMACIÓN	76
1.14 MUESTRAS DE ROCA	77
1.14.1 NÚCLEOS CON CORONAS	77
1.14.2 NÚCLEOS LATERALES	77
1.14.3 RECORTES DE ROCA (CUTTING)	78
1.15 REGISTROS	78
1.15.1 REGISTROS GAMMA GAY (RAYOS GAMMA)	79
1.15.2 REGISTROS DE INDUCCIÓN Y SÓNICO	80
1.15.3 REGISTROS DE DENSIDAD Y RESONANCIA	80
1.15.4 REGISTRO MINERALÓGICO	81
1.15.5 REGISTRO DE IMAGEN	81
1.15.6 REGISTRO CARBONO/OXÍGENO	81
1.15.7 REGISTRO LOGGING WHILE DRILLING (LWD)	81
1.16 MONITOREO MICROSÍSMICO	82
1.16.1 PROCESAMIENTO DE DATOS	83
1.16.2 INTERPRETACIÓN	83
1.17 VOLUMEN DE YACIMIENTO ESTIMULADO (SRV)	86
1.18 VOLUMETRÍA	87
1.18.1 MÉTODO CONVENCIONAL	87
1.18.2 MÉTODO DEL S ₁	87
1.19 SWEET SPOT	88

CAPÍTULO 2 POTENCIAL DE SHALE GAS/OIL A NIVEL MUNDIAL Y EN MÉXICO 91

2.1 POTENCIAL DE SHALE GAS/OIL A NIVEL MUNDIAL	91
2.2 SHALE GAS/OIL CUENCAS EN EL MUNDO Y MÉXICO.	93
2.2.1 NORTE AMÉRICA	97
2.2.2 AUSTRALIA	103
2.2.3 SUDAMÉRICA	107
2.2.4 EUROPA	112
2.2.5 ÁFRICA	118
2.2.6 ASIA	124

CAPÍTULO 3 CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS/OIL 128

3.1 EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA LUTITA	128
3.1.1 ARENAS BITUMINOSAS	128
3.1.2 GAS GRISU (COAL BED METHANE)	130
3.1.3 ACEITE DE ARENAS COMPACTAS (TIGHT OIL)	130
3.1.4 SHALE OIL	130
3.1.5 GAS DE ARENAS COMPACTAS Y SHALE GAS	132
3.2 PRINCIPALES MÉTODOS DE PERFORACIÓN	134
3.2.1 POZOS HORIZONTALES Y MULTILATERALES	134
3.2.2 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (FRACKING)	138
3.2.3 PAD DRILLING	154
3.2.4 ZIPPER DRILLING	154
3.2.5 STACKED WELLS	154
3.3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS/OIL	155
3.4 PROCESO PRODUCTIVO DEL SHALE GAS/SHALE OIL	155
3.4.1 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS	155
3.4.2 PERFORACIÓN	156
3.4.3 USO DE AGUA	159
3.4.4 EL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y LOS APUNTALES	160
3.4.5 CARACTERIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO	163
3.4.6 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN Y EQUIPOS PARA LA FRACTURACIÓN	163
3.4.7 TÉCNICAS DE TERMINACIÓN Y ESTIMULACIÓN	165
3.5 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS/OIL	166
3.5.1 COSTOS Y CONSIDERACIONES DE UN PROYECTO CONVENCIONAL Y OTRO NO CONVENCIONAL	166

CAPÍTULO 4 ESQUEMAS REGULATORIOS A NIVEL INTERNACIONAL 167

4.1 EL ÉXITO RECIENTE DE SHALE GAS/OIL	167
4.2 RIESGOS AMBIENTALES	167

4.3 MANEJO DEL AGUA	168
4.3.1 REFLUJO DE AGUA	168
4.3.2 AGUA PRODUCIDA	168
4.3.3 TRATAMIENTO DEL AGUA	169
4.3.4 TRATAMIENTO DE SÓLIDOS PRESENTES EN EL AGUA	169
4.4 IMPACTO SOBRE EL SUELO, MANTOS FREÁTICOS, Y CALIDAD DEL AIRE DURANTE EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SHALE	169
4.5 REGULACIÓN EN PAÍSES CON UN IMPORTANTE DESARROLLO EN YACIMIENTOS SHALE GAS/OIL	170
4.5.1 ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA	170
4.5.2 REINO UNIDO	177
4.5.3 CANADÁ	178
4.5.4 CHINA	179
<u>CAPÍTULO 5 ASPECTOS A CONSIDERAR EN UNA REGULACION DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO</u>	<u>181</u>
5.1 ASPECTOS TÉCNICOS	181
5.1.1 ASPECTOS ESPECÍFICOS	184
5.1.2 OPINIONES SOBRE EL POTENCIAL PRODUCTIVO DE LA LUTITA EN MÉXICO	185
5.1.3 REGULACIONES Y OTROS RETOS PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN	187
5.2 ASPECTOS ECONÓMICOS	189
5.2.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	189
5.3 ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES	192
5.3.1 PROBLEMÁTICA AMBIENTAL	192
5.3.2 PROBLEMÁTICA SOCIAL	193
5.4 ASPECTOS LEGALES	195
5.4.1 SECTOR HIDROCARBUROS	195
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	<u>201</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	<u>206</u>

INDICE DE FIGURAS

INTRODUCCIÓN

Figura 1-Impacto de la oferta excesiva de gas natural en América del Norte

Figura 2-Tendencia de producción al año 2035 de aceite en E.U.A

Figura 3-Relación de importaciones y exportaciones de hidrocarburos

Figura 4-Pirámide de los recursos de los combustibles fósiles

Figura 5-Desarrollo tecnológico impulsado por el precio del aceite

CAPITULO 1 GENERALIDADES DE YACIMIENTOS PETROLEROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Figura 1.1-Sección geológica conceptual mostrando la ubicación geológica de los recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos

Figura 1.2-Correlación de la permeabilidad con la porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales

Figura 1.3-Clasificación de los recursos convencionales y no convencionales de aceite

Figura 1.4-Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos

Figura 1.5-Diagrama de fases para una mezcla de aceite negro

Figura 1.6-Diagrama de fases para una mezcla de aceite volátil

Figura 1.7-Diagrama de fases para una mezcla de gas y condensado

Figura 1.8-Diagrama de fases para una mezcla de gas húmedo

Figura 1.9-Diagrama de fases para una mezcla de gas seco

Figura 1.10-Muestra de una lutita gasífera

Figura 1.11-Explotación de un yacimiento de Shale Gas

Figura 1.12-Materia orgánica y tipos de porosidad presentes en un núcleo de diámetro completo de lutitas gasíferas

Figura 1.13-Clasificación de los yacimientos.

Figura 1.14-Esquema de ubicación de un yacimiento de lutitas aceitíferas

Figura 1.15-Yacimientos de gas en arenas compactas

Figura 1.16-Muestra de arenas bituminosas

Figura 1.17-Extracción de arenas bituminosas mediante minería

Figura 1.18-Afloramiento de capas de carbón ricas en gas metano

Figura 1.19-Esquema molecular de los hidratos de metano

Figura 1.20-Muestra de hidratos de metano en núcleos

Figura 1.21-Muestras de aceite extrapesado

Figura 1.22-Sedimentos ricos en materia orgánica, características de las lutitas gasíferas

Figura 1.23-Distribución mundial de lutitas ricas en materia orgánica por período geológico

Figura 1.24-Muestra de una lutita donde se aprecia su fisibilidad (laminación)

Figura 1.25-Afloramiento de lutitas con muestras fósiles

Figura 1.26-Ambientes de depósito sedimentarios

Figura 1.27-Gráfico de la función de los contenidos de materia orgánica y del estado redox del hierro

Figura 1.28-Porosidad en una roca

Figura 1.29-Tipos de porosidad en las rocas carbonatadas

Figura 1.30-Comparación de porosidad contra profundidad de lutitas con arenas

Figura 1.31-Tipos de porosidad presentes en las lutitas gasíferas

Figura 1.32-Distribución del tiempo de relajación transversal T₂, en una lutita del Devónico

Figura 1.33-La permeabilidad se ve afectada por el tamaño, forma, clasificación y arreglo de los granos

Figura 1.34-Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua-aceite

Figura 1.35-Curva típica de permeabilidades relativas para sistema gas-líquido (aceite + agua)

Figura 1.36-Cuadro comparativo de tendencias de permeabilidad en diferentes rocas

Figura 1.37-Relación de permeabilidad y viscosidad en diferentes formaciones arcillosas de baja permeabilidad (lutitas) productoras de aceite y gas

Figura 1.38-Ascenso capilar de la interfase agua-petróleo e idealización del medio poroso heterogéneo

Figura 1.39-Definición de contacto agua-aceite y nivel de agua libre

Figura 1.40-Distribución hipotética del agua y gas en las lutitas gasíferas

Figura 1.41-Gráfica que muestra el tamaño de poro necesario para que puedan fluir las moléculas de aceite

Figura 1.42-Imágenes SEM para determinar los tipos de porosidad presentes en las lutitas

Figura 1.43-Gráfica que ilustra la variación en la mineralogía

Figura 1.44-Gráfica de COT contra S₂ de los pozos de lutitas de México

Figura 1.45-Gráfica de T_{max} contra HI de los pozos de lutitas de México

Figura 1.46-Módulo de Young y Relación de Poisson, que determinan el grado de deformación de una roca

Figura 1.47-Presencia de “*crushing*” generado durante el ensayo de empotramiento

Figura 1.48-Información necesaria para caracterizar cada una de las variables; la cual se obtiene a partir de diferentes fuentes: muestras de roca, registros y microsísmica

Figura 1.49-Set de registros útiles para una buena caracterización del yacimiento

Figura 1.50-Interpretación de datos microsísmicos de las fracturas hidráulicas

Figura 1.51-Monitoreo microsísmico en tiempo real

Figura 1.52-Cálculo del SRV a partir de microsísmica

CAPÍTULO II POTENCIAL DE SHALE GAS/ OIL A NIVEL MUNDIAL Y EN MÉXICO

Figura 2.1-Mapa de las cuencas evaluadas de formaciones Shale Gas y Shale Oil (Mayo 2013, tomada de U.S. Energy Information Administration – Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources)

Figura 2.2-Regiones geológicas y políticas donde se encuentran las cuencas Shale Gas y Shale Oil

Figura 2.3-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil del Golfo de México (Tomada de EIA, 2013)

Figura 2.4-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Australia (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.5-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Colombia/Venezuela (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.6-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Argentina (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.7-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Brasil (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.8-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Polonia (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.9-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Rusia (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.10-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Bulgaria, Rumania y Ucrania (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.11-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Reino Unido (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.12-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Norte y Oeste de Europa (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.13-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Argelia (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.14-Cuencas de Shale Gas y Shale Oil en Sudáfrica (Tomada de ARI, 2013)

Figura 2.15-Cuencas Shale Gas y Shale Oil en China (Tomada de ARI, 2013)

CAPÍTULO III CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS/OIL

Figura 3.1- Sistemas Petroleros (Resource Play) y Lutita Generadora

Figura 3.2-Representación de yacimiento de arenas bituminosas

Figura 3.3-Representación de yacimiento de lutitas aceitíferas

Figura 3.4 y 3.5-Comparación del área de drene de un pozo horizontal y un vertical, se requiere además de la planeación de multifracturamiento para poder producir mayores volúmenes de gas

Figura 3.6-Pozo Emergente-1, en esta figura se presentan tanto la ubicación, la profundidad de las TR, y tubería de producción, intervalos fracturados con fracturamiento hidráulico y el tipo de terminación

Figura 3.7-Diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fracturamiento hidráulico

Figura 3.8-Mapeo de eventos microsísmicos

Figura 3.9-Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral

Figura 3.10-Representación de fracturamiento hidráulico

Figura 3.11-Contenedores de agua – Tanques “Frac” en la lutita de Fayetteville

Figura 3.12-Vehículo de monitoreo técnico (VMT)

Figura 3.13-Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante

Figura 3.14-Proceso de extracción

Figura 3.15-Perforación a partir de una plataforma base y perforación multilateral

Figura 3.16-Herramienta Drilling Agitator (DAT)

Figura 3.17-Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS)

Figura 3.18-Contenido en el Fluido de Fracturación Promedio

Figura 3.19-Pozo para Fracturamiento Hidráulico de Lutita

Figura 3.20-Fracturamiento por Etapas

CAPITULO V ASPECTOS A CONSIDERAR EN UNA REGULACIÓN DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO

Figura 5.1-Potencial de recursos de shale oil y gas en la Cuenca Tampico-Misantla

Figura 5.2-Plan de trabajo de Pemex

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1 GENERALIDADES DE YACIMIENTOS PETROLEROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Tabla 1.1-Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según el tamaño de grano

Tabla 1.2-Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo

Tabla 1.3-Color de lutitas en función de sus componentes, contenido de materia orgánica y tipo ambiente de depósito

Tabla 1.4-Criterios para que un yacimiento se considere tipo Archie con las diferencias para un yacimiento de lutitas gasíferas.

Tabla 1.5-Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos

Tabla 1.6-Generación de hidrocarburos y reflectancia de la vitrinita (%Ro)

Tabla 1.7-Criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite

Tabla 1.8-Principales registros y la información que se obtiene considerando la confiabilidad de la misma

Tabla 1.9-Cuáles son los registros más recomendados para las formaciones de lutita, según la fase del Proyecto

Tabla 1.10-Fuentes de información, herramienta empleada, confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas

CAPÍTULO II POTENCIAL DE SHALE GAS/ OIL A NIVEL MUNDIAL Y EN MÉXICO

Tabla 2.1-Comparación proyección 2011 y 2013 Shale Gas y Shale Oil

Tabla 2.2-Top 10 Países con recursos Shale Oil técnicamente recuperables (EIA)

Tabla 2.3-Top 10 Países con recursos Shale Gas técnicamente recuperables (EIA)

Tabla 2.4-Proyección de recursos Shale Gas y Shale Oil en el mundo (excluyendo a E.U.A)

Tabla 2.5-Shale Gas In-Situ y volumen técnicamente recuperable

Tabla 2.6-Shale Oil In-Situ y volumen técnicamente recuperable

Tabla 2.7-E.U.A Reservas Remanentes Shale Oil y Shale Gas

Tabla 2.8-Volumen de Shale Gas y Shale Oil en Canadá

Tabla 2.9-Volumen Shale Gas-Oil en México

Tabla 2.10-Propiedades y Recursos de Cuencas Shale Gas en México (Burgos y Sabinas)

Tabla 2.11-Propiedades y Recursos de Cuencas Shale Gas en México (Tampico, Tuxpan y Veracruz)

Tabla 2.12-Propiedades y Recursos de Cuencas Shale Oil en México (Burgos, Tampico, Tuxpan y Veracruz)

Tabla 2.13-Shale Gas en Australia (Cooper)

Tabla 2.14-Shale Gas en Australia (Perth, Canning y Maryborough)

Tabla 2.15-Shale Gas en Australia (Georgina)

Tabla 2.16-Shale Gas en Australia (Beetaloo)

Tabla 2.17-Shale Oil en Australia (Perth, Canning y Cooper)

Tabla 2.18-Shale Oil en Australia (Georgina y Beetaloo)

Tabla 2.19-Shale Gas Colombia/Venezuela

Tabla 2.20-Shale Oil Colombia/Venezuela

Tabla 2.21- shale Gas en Argentina (Neuquén)

Tabla 2.22-Shale Gas en Argentina (San Jorge)

Tabla 2.23-Shale Gas en Argentina (Austral-Magallanes y Paraná)

Tabla 2.24-Shale Oil en Argentina (Neuquén)

Tabla 2.25-Shale Oil en Argentina (Austral-Magallanes y Paraná)

Tabla 2.26-Shale Gas en Brasil

Tabla 2.27-Shale Oil en Brasil

Tabla 2.28-Shale Gas en Polonia

Tabla 2.29-Shale Oil en Polonia

Tabla 2.30-Shale Gas en Rusia

Tabla 2.31-Shale Oil en Rusia

Tabla 2.32-Shale Gas en Bulgaria, Rumania y Ucrania

Tabla 2.33-Shale Oil en Bulgaria, Rumania y Ucrania

Tabla 2.34-Shale Gas Reino Unido

Tabla 2.35-Shale Oil Reino Unido

Tabla 2.36-Shale Gas y Shale Oil en España

Tabla 2.37-Shale Gas en Marruecos

Tabla 2.38-Shale Oil en Marruecos

Tabla 2.39-Shale Gas en Argelia (Ghadames/Berkine e Illizi)

Tabla 2.40-Shale Gas en Argelia (Timimoun, Ahnet y Mouydir)

Tabla 2.41-Shale Gas en Argelia (Reggane y Tindouf)

Tabla 2.42-Shale Oil en Argelia

Tabla 2.43-Shale Gas en Libia (Ghadames)

Tabla 2.44-Shale Gas en Libia (Sirte y Murzuq)

Tabla 2.45-Shale Oil en Libia

Tabla 2.46-Shale Gas en Sudáfrica

Tabla 2.47-Shale Gas en China (Sichuan y Yangtze Platform)

Tabla 2.48-Shale Gas en China (Jianghan)

Tabla 2.49-Shale Gas en China (Greater Subei)

Tabla 2.50-Shale Gas en China (Tarim)

Tabla 2.51-Shale Gas en China (Junggar y Songliao)

Tabla 2.52-Shale Oil en China (Jianghan y Greater Subei)

Tabla 2.53-Shale Oil en China (Tarim, Junggar y Songliao)

CAPÍTULO III CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS/OIL

Tabla 3.1-Componentes del Gas Natural Seco y Líquidos del Gas Húmedo

Tabla 3.2-Producción acumulada por pozo por año

Tabla 3.3-Aditivos

Tabla 3.4-El Fluido de Fracturación

Tabla 3.5-Componentes típicos del fluido de fracturación

Tabla 3.6-Comparativo de Proyectos de Gas Convencional y No Convencional (Statoil, 2012)
Pg=Predicción de recuperación del gas o el aceite, manteniendo el flujo de hidrocarburos a partir de dato iniciales de geología regional y aspectos locales, tales como migración, sello, yacimiento y roca

CAPÍTULO IV ESQUEMAS REGULATORIOS A NIVEL INTERNACIONAL

Tabla 4.1-Estimado Requerido de Agua por Pozo en U.S.A.

CAPITULO V ASPECTOS A CONSIDERAR EN UNA REGULACIÓN DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO

Tabla 5.1-Implicaciones Técnicas vs Ambientales- Sociales

Tabla 5.2-Requerimientos Técnicos para Recursos Convencionales y No Convencionales

Tabla 5.3-Inversiones Estimadas en Exploración y Producción

Tabla 5.4-Jerarquización de áreas

Tabla 5.5-Plan de actividades

RESUMEN

La regulación es el control de una actividad económica por parte del gobierno o entidades independientes; la regulación, por lo tanto, consiste en el establecimiento de normas, reglas o leyes dentro de un determinado ámbito. El objetivo de este procedimiento es mantener un orden, llevar un control y garantizar los derechos de todos los integrantes de una comunidad.

Objetivos de la regulación:

- a. Eficiencia técnica o productiva (eficiencia)
 - a.1. Minimización de costes para un cierto nivel de producción
 - a.2. Garantizar que se realizan inversiones eficientes
- b. Eficiencia en la asignación de recursos
 - b.1. Max. Bienestar Social: precios cercanos a los costes de producción
- c. Distribución de la renta
 - c.1. Entre tipos de consumidores, entre áreas geográficas
- d. Variedad y Calidad

El marco jurídico regulatorio en materia de hidrocarburos ha evolucionado constantemente, buscando nuevas formas de ser y hacer las cosas, a manera de promover la expansión y generación de los satisfactores requeridos por la sociedad y el desarrollo nacional, impulsando nuevas e imaginativas fórmulas de organización económica, administrativa y con una mayor participación de los particulares.

En la evolución de este régimen jurídico se busca y destacan las siguientes constantes:

La primera, está referida al régimen de propiedad originaria y el dominio directo que ejerce la nación por conducto de los órganos federales en relación con el petróleo e hidrocarburos.

La segunda, está relacionada con los derechos que el Estado se ha reservado para el aprovechamiento y el control sobre el petróleo como recurso natural no renovable, cuya explotación y aprovechamiento está vinculado a los intereses sociales.

La tercera, se vincula a la participación de los particulares en este renglón, participación que siempre ha estado restringida, pero por su concurso en la explotación, y en general en los procesos industriales derivados, no ha sido soslayada, aunque sí, limitada y controlada.

Otros factores importantes han sido: el concepto y alcance jurídico que se ha dado al dominio de la industria; las presiones extranjeras por apoderarse del control de la industria; la realidad económica; la transformación de la economía de libre mercado a otra con fuerte presencia estatal, y posteriormente hacia la economía mixta con presencia de particulares en las actividades productivas del país.

La regulación que aplica para la E&P de aceite y gas convencional también tiene efecto para los recursos no convencionales, sin embargo se requiere nueva regulación en cuanto a recursos no convencionales se refiere.

Para una nueva regulación de recursos no convencionales, haciendo énfasis en los temas a tratar en éste trabajo Shale Gas y Shale Oil se requiere poner atención en los siguientes aspectos:

- ✚ Marco Legal
- ✚ Aspectos Técnicos
- ✚ Aspectos Ambientales
- ✚ Aspectos Fiscales

Se abarcarán dichos temas, y sus principales puntos a regular, de la misma manera abarcaremos antecedentes de recursos convencionales y no convencionales mediante un breve resumen de los principales tipos de yacimientos, conceptos básicos y técnicos de Shale Gas y Shale Oil, además se hablará de regulaciones internacionales y su manejo considerando una posible influencia dentro de la regulación en México.

Se mostrarán aspectos regulatorios que se manejan actualmente tanto nacional como internacionalmente y se dará opinión en el manejo de estos. Se busca concluir con una opinión crítica y acertada respecto de la regulación de recursos no convencionales profundizando en Shale Gas y Shale Oil, ya que debido a su complejidad en muchos aspectos técnicos, económicos y ambientales se requiere tratar de forma particular, todo esto para maximizar la renta económica, siempre bajo un marco legal con responsabilidad social y ambiental.

ABSTRACT

The regulation is the control of an economic activity by government or independent entities; the regulation, therefore, is the establishment of standards, rules or laws within a particular field. The objective of this procedure is to maintain order, track and ensure the rights of all members of a community.

Objectives of a regulation:

1. Technical or productive efficiency.
 - 1.1. Minimizing costs for a certain level of production.
 - 1.2. Ensure efficient investments.
2. Efficient resource allocation.
 - 2.1. Maximize social welfare.
3. Income distribution.

3.1. Between consumers and geographical areas.

4. Variety and quality.

The regulatory legal framework for hydrocarbons has been constantly evolving, finding new ways to promote the expansion and generation of satisfiers required by society and national development, promoting new and clever ways of economic organization, administrative and including a greater participation from particulars.

In the evolution of this legal regime, we look and include the following constants:

- The first is referred to the original property regime and direct dominance of the nation through federal agencies relative with oil and hydrocarbons.
- The second is related to the rights that the state has reserved for the use and control over the oil and non-renewable natural resource which exploitation and utilization is linked to social interests.
- The third is related to the participation of particulars, participation which has always been restricted, and never been overlooked.

Other important factors were: the concept and legal scope that has been given to the domain of industry; foreign pressures to seize control of the industry; economic reality; mixed economy with the presence of particular productive activities in the country.

The regulation that applies to the production and exploration of conventional oil and gas is also effective for unconventional resources, however we requires special and new regulation for the new unconventional resources.

For a new regulation of unconventional resources, with emphasis on the issues addressed in this work "Shale gas/oil", we requires attention to the following aspects:

- Legal Framework.
- Technical aspects.
- Environmental aspects.
- Fiscal aspects.

The topics will be covered, and its main points, in the same way we will cover the history of unconventional and conventional resources through a brief summary of the main reservoir types, including basic and technical concepts of Shale gas /oil, also be discussed international regulations and management considering the possible influence of regulation in Mexico.

We include regulatory issues currently handled both nationally and internationally. Wanted conclude with a critical and accurate opinion about unconventional resources Shale gas/oil, due to their complexity in many technical, economic and environmental aspects are to be treated in a particular way, all to maximize economic rent, provided under a legal framework with social and environmental responsibility.

INTRODUCCIÓN

i.- REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS

La evolución reciente en la explotación de los recursos no convencionales en los Estados Unidos, ha demostrado, que las formaciones de lutitas además de gas, pueden producir hidrocarburos líquidos, principalmente aceite y condensados a gastos económicamente rentables.

Motivados por el alto precio del barril de aceite (comparado con el precio del gas) junto con el desarrollo y disponibilidad tecnológica actual; el enfoque de la industria petrolera se ha estado moviendo hacia la exploración y explotación de los recursos de aceite en lutitas (Shale Oil).

ii.- REVOLUCIÓN DEL GAS EN LUTITAS

En todo el mundo, las compañías están explorando activamente recursos en lutitas, con la esperanza de encontrar la próxima lutita Barnett. Sin embargo, el desarrollo y la producción de estos enigmáticos recursos requieren algo más que encontrar lutitas ricas en contenido orgánico y fracturarlas hidráulicamente.

A medida que la revolución del gas de lutitas gana impulso a nivel mundial, las compañías de exploración y producción están descubriendo que para lograr el éxito, es esencial un enfoque integrado. El aprendizaje a partir de las experiencias pasadas y la mejora continua de las metodologías pueden no garantizar el éxito, pero aumentan su probabilidad en gran medida.

iii.- DEL GAS DE LUTITAS AL ACEITE EN LUTITAS

A mediados de 1970, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA) realizó una serie de acuerdos con contratistas privados para la exploración y extracción de los yacimientos de gas, la cual permitió que entre 1980 y 1990, la compañía Mitchell Energy se aventurara a iniciar la extracción comercial de "gas en las lutitas" en el play de Barnett, localizado en Texas (con aproximadamente 43 Bcf de gas técnicamente recuperables, de acuerdo a la evaluación de la EIA, 2011). A pesar del éxito obtenido por dicha empresa, se consideró al gas en lutitas como una burbuja temporal, principalmente debido a los altos costos de extracción, a las bajas estimaciones del volumen recuperable y a las grandes declinaciones de la productividad del pozo en muy poco tiempo; por lo que tomó al menos 9 años después de las primeras etapas de desarrollo de dicha formación, antes de que las grandes compañías petroleras se subieran al vagón del gas de lutitas, de tal manera, que para el año 2005, la lutita Barnett estaba produciendo casi medio billón de pies cúbicos por año de gas natural. Con estos resultados, junto con los obtenidos en otras cuencas de EE.UU., se confirmaba al gas de lutitas como una alternativa rentable y comercial para la producción de hidrocarburos.

La producción de gas de lutitas excedió incluso las estimaciones hechas en 2008 por el Departamento de Geología de los Estados Unidos (U.S Geological Survey) y la EIA, saltando desde

prácticamente cero en el 2000, a más de 130 millones de pies cúbicos en el 2011, lo cual, no solo cambió la percepción del futuro de este energético en el país, sino que también generó que el precio del gas disminuyera como consecuencia del exceso de oferta de gas.

Los precios del gas natural en Estados Unidos disminuyeron de \$15 dólares por MPC en 2005, a poco menos de \$3 dólares en 2012, lo cual impactó en la rentabilidad de los proyectos. El hecho de que el precio del barril de aceite supere por mucho el precio del gas, ha permitido que la industria se enfoque hacia la exploración y extracción del aceite en lutitas, (**Figura 1**).

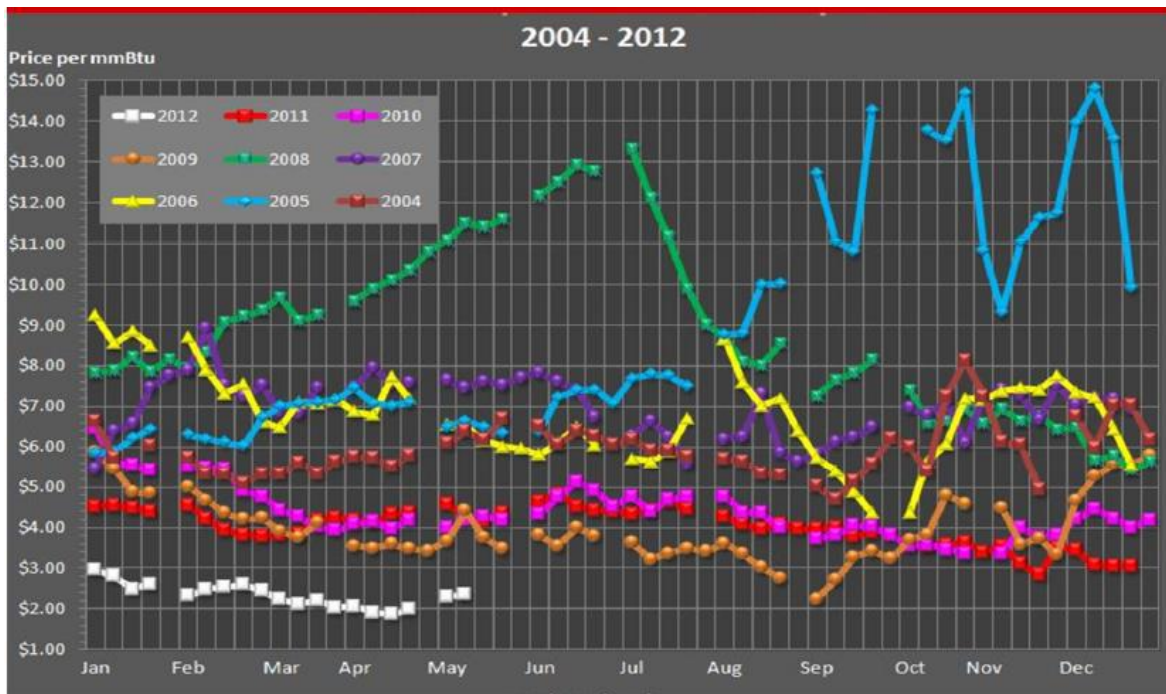


Figura 1 Impacto de la oferta excesiva de gas natural en América del Norte (Tomada de CSUR, Mayo 2012)

iv.- INICIO DE LA REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS

Aunque la idea de aprovechar el potencial del aceite de lutitas apareció desde 1970, (durante la crisis del petróleo), los expertos en ese momento llegaron a la conclusión de que su desarrollo no sería económicamente viable, mientras que el precio del crudo se mantuviera por debajo de 200 dólares por barril. Sin embargo, en los primeros años de este siglo, varias compañías pequeñas en E.U.A, incluidas Mitchell Energy, Chesapeake Energy y Anadarko, desarrollaron técnicas más económicas para aprovechar los recursos disponibles en las lutitas, de manera que hoy en día, con un precio actual del barril de 100 dólares, el desarrollo es económicamente viable.

El play más importante de aceite en lutitas hasta el momento es la lutita de Bakken, que forma parte de la cuenca Williston en los EE.UU en las provincias de Dakota del Norte, Dakota del Sur y Montana., y en partes de Saskatchewan y Manitoba en Canadá. La cuenca Williston fue descubierta por primera vez en 1951 en Dakota del Norte, a pesar de esto, la Formación Bakken (520,000 aproximadamente) fue demasiado costosa para desarrollarse por muchas décadas. Hasta que al principio de la década del 2000, la pequeña compañía Lyco Energy y Halliburton intentaron una combinación de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico en una pequeña sección de la Formación en Montana (Campo Elm Coulee). El resultado fue tan prometedor que llevó a la EOG

Resources a repetir el experimento en el 2006, en la sección de Dakota del Norte (Campo Parshall). Ese fue el verdadero comienzo de la revolución del aceite en lutitas.

Desde entonces, la actividad en Bakken se ha disparado, como es demostrado por el número de plataformas de perforación contadas en la formación en el 2006, había alrededor de 50 equipos de perforación activos; posteriormente aumentaron a 90 a principios de 2008, pero a principios de 2012, había 200 plataformas de perforación activas, 183 solo en Dakota del Norte, y un total de 6,000 pozos en producción. En el mismo período de tiempo, se observó que las tasas de recuperación final habían aumentado significativamente, pasando de 100,000 barriles en el 2007 a 800,000 en el 2011.

En términos de volumen de aceite técnicamente recuperable, en 2011, se estimó que Bakken contenía unos 20 billones de barriles, sin embargo, el director ejecutivo de Continental, afirmó que la formación Three Forks (dentro de la cuenca Williston) tenía el potencial de duplicar las reservas recuperables de la formación de Bakken, lo cual da una idea de la importancia que tiene el explorar este recurso.

v.- IMPACTO DE LA REVOLUCIÓN DE LUTITAS EN EL MERCADO

En el 2012, la producción de petróleo crudo en EE.UU tuvo un aumento adicional de 0.847 MMbpd (comparada con la producción en 2011), lo que generó que se obtuviera el mayor crecimiento en la producción de crudo reportado en dicho año (comparado con la producción de otros países). La totalidad de este aumento, fue gracias a la producción de aceite en lutitas (Shale Oil) y de yacimientos de rocas compactas (Tight Oil), lo cual refleja la disponibilidad de los recursos recuperables, así como de las favorables condiciones superficiales (características de la industria y del mercado) que permiten su producción. La producción adicional de aceite en Canadá en 2012, promedió en 0.291 MMbpd.

La revolución de lutitas promete redibujar el mapa energético mundial en tres formas básicas. En primer lugar, se anuncia el regreso de Estados Unidos como el principal productor de combustibles fósiles, sustituyendo al Medio Oriente y Rusia. Los datos proporcionados en el World Energy Outlook publicado en noviembre de 2011, pone de relieve esta tendencia. El informe predice que los Estados Unidos superarán a Rusia en la producción de crudo en 2015 y superará a Arabia Saudita como el mayor productor mundial de petróleo en 2020, principalmente gracias a los recursos no convencionales como el aceite en lutitas, **(Figura 2)**.

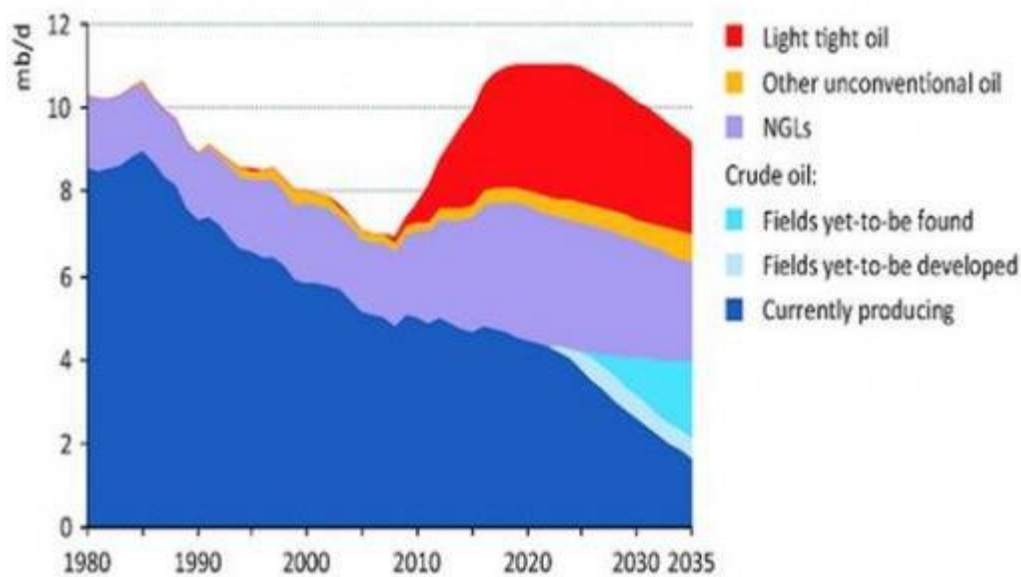


Figura 2 Tendencia de producción al año 2035 de aceite en E.U.A (Tomada de World Energy Outlook 2011)

Según las predicciones de la EIA, la producción de petróleos no convencionales en Estados Unidos podría alcanzar en el año 2035 unos 3 millones de barriles diarios, previo pico de producción no convencional de casi 4 millones de barriles diarios (aceite no convencional) en 2020.

Además a medida que aumente la producción nacional, la dependencia de las importaciones de petróleo se reducirá, de hecho la EIA predice que las importaciones de aceite se reducirán de poco más de 50% en 2010 a poco menos del 30% para el año 2035.

Por el contrario, en otros países como China, Japón, Unión Europea e India la tendencia será incrementar las importaciones de hidrocarburos, y en el caso específico de Japón llegará a depender al 100 % de dichas importaciones. En cuanto a gas se refiere, Estados Unidos será prácticamente autosuficiente en 2035 y se convertirá en un exportador neto de gas, (Figura 3).

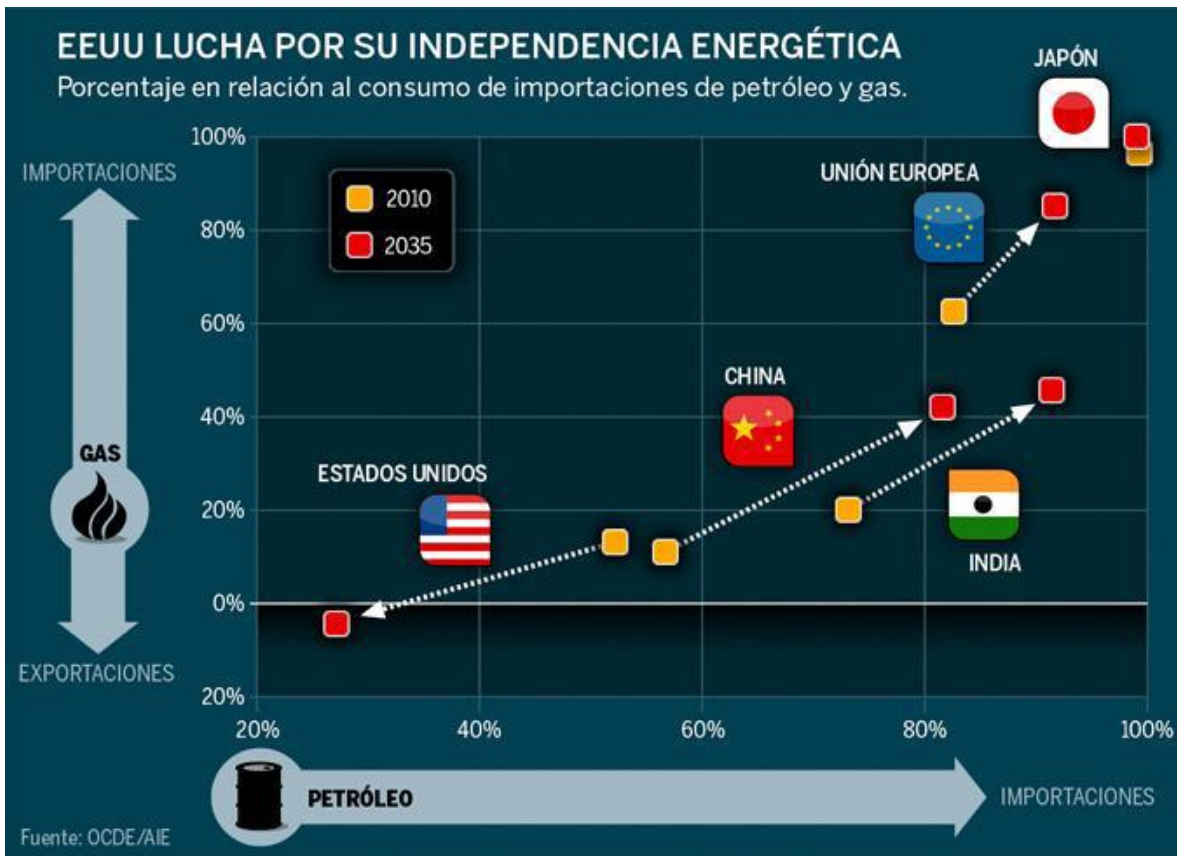


Figura 3 Relación de importaciones y exportaciones de hidrocarburos (Tomada de OCDE, 2012)

La segunda forma en que la revolución de lutitas promete transformar el mercado energético mundial es por el mantenimiento de los precios de los combustibles fósiles, (**Figura 4**) en general. Algunos, han ido tan lejos como para predecir que a consecuencia del incremento de la producción, el petróleo bajará a 50 dólares por barril a finales de 2014, pero esto pasa por alto algunas realidades básicas de costos, después de todo, fueron los altos precios del petróleo, que hicieron que la revolución de lutitas pudiera comenzar.

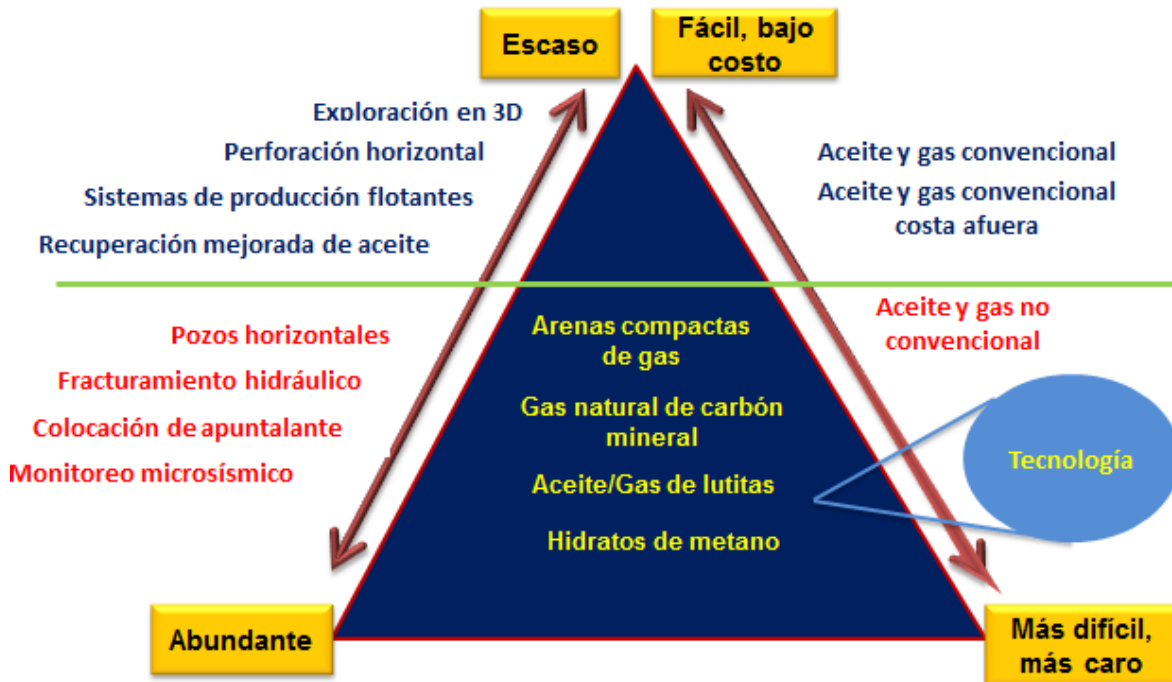


Figura 4 Pirámide de los recursos de los combustibles fósiles (Tomada de Multi-Fracturamiento de Pozos No Convencionales de Aceite en Lutitas, 2013)

La extracción de aceite de lutitas implica una combinación de tecnologías innovadoras, incluyendo la perforación horizontal (perforación paralela a la capa de la lutita a partir de un pozo vertical), el fracturamiento hidráulico (el uso de líquido a presión para fracturar la roca y la liberación de gas y aceite atrapado), la colocación de apuntalantes (para mantener las fracturas abiertas), y monitoreo con microsísmica (para medir con exactitud el alcance de una fractura). Estos procesos aumentan los costos de producción hasta el punto de que no tiene mucho sentido económico a menos de que el crudo cueste por lo menos \$ 60 - \$ 80 dólares por barril, (**Figura 5**). Si los precios del crudo llegan a derrumbarse, la revolución de lutitas se detendría.



Figura 5 Desarrollo tecnológico impulsado por el precio del aceite (Tomada de CSUR, 2011)

Es probable que la revolución de lutitas tenga una tercera consecuencia importante; el impacto negativo en el desarrollo de las energías renovables. Muchos están preocupados debido a que con la producción de gas y aceite de lutitas se invertirá la tendencia hacia la energía alternativa (que tiende a ser más cara), y dará lugar a mayor dependencia de los combustibles fósiles, lo que sustancialmente resulta en mayores emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero. Además del impacto ambiental que generan las tecnologías de extracción de dichos hidrocarburos.

Capítulo 1 GENERALIDADES DE YACIMIENTOS PETROLEROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

1.1 ¿Qué es un recurso no convencional?

Se define a los recursos no convencionales (RNC), como recursos de hidrocarburos en donde la relación de permeabilidad y viscosidad, implica el uso de tecnología (ya sea para mejorar la permeabilidad de la roca o para disminuir la viscosidad del fluido), con el fin de producir los hidrocarburos a gastos comercialmente competitivos. Podemos notar que en esta definición, el término no convencional involucra tanto al yacimiento como al fluido presente en él.

En términos más sencillos, los recursos no convencionales son petróleo o gas producido a partir de lo que la industria denomina yacimientos no convencionales e incluyen (Oz et al, 2013):

1. Recursos no convencionales de gas (**Figura 1.1**):

- Gas de yacimientos de baja permeabilidad (Tight gas).
- Gas de lutitas (Shale gas).

2. Recursos no convencionales de aceite:

- Aceite de lutitas (Shale oil).
- Aceite de yacimientos de baja permeabilidad (Tight oil).
- Aceite pesado (Heavy oil).
- Aceite de lutitas bituminosas (Oil Shale).

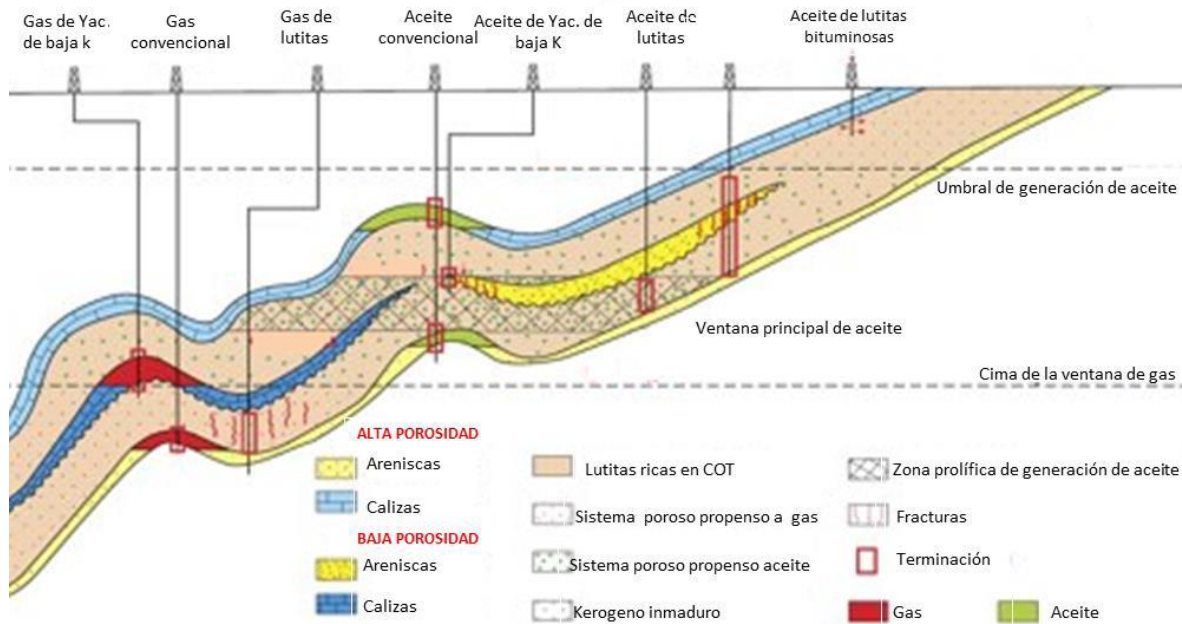


Figura 1.1. Sección geológica conceptual mostrando la ubicación geológica de los recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburo (Tomada de www.neftex.com)

1.2 ¿Qué es un yacimiento no convencional?

Una definición sencilla y que sirve para clasificar los yacimientos, fue proporcionada por Meckel y Thomasson en 2008. Ellos definen los yacimientos no convencionales como aquellos que tienen una permeabilidad menor a 0.1 mD, debido a lo cual, suelen tener baja calidad y requieren de novedosas tecnologías de terminación para producir hidrocarburos comercialmente.

La permeabilidad tiene correlación general con la porosidad; es decir, una baja porosidad resulta normalmente en baja permeabilidad aunque existen algunas excepciones. En la parte superior de la **figura 1.2** se muestra la clasificación de los yacimientos en función de la permeabilidad; y en la parte inferior, una correlación de la permeabilidad con el tamaño de la garganta de poro necesario para que fluya a través de ella una molécula de gas natural o bien, una molécula de aceite.

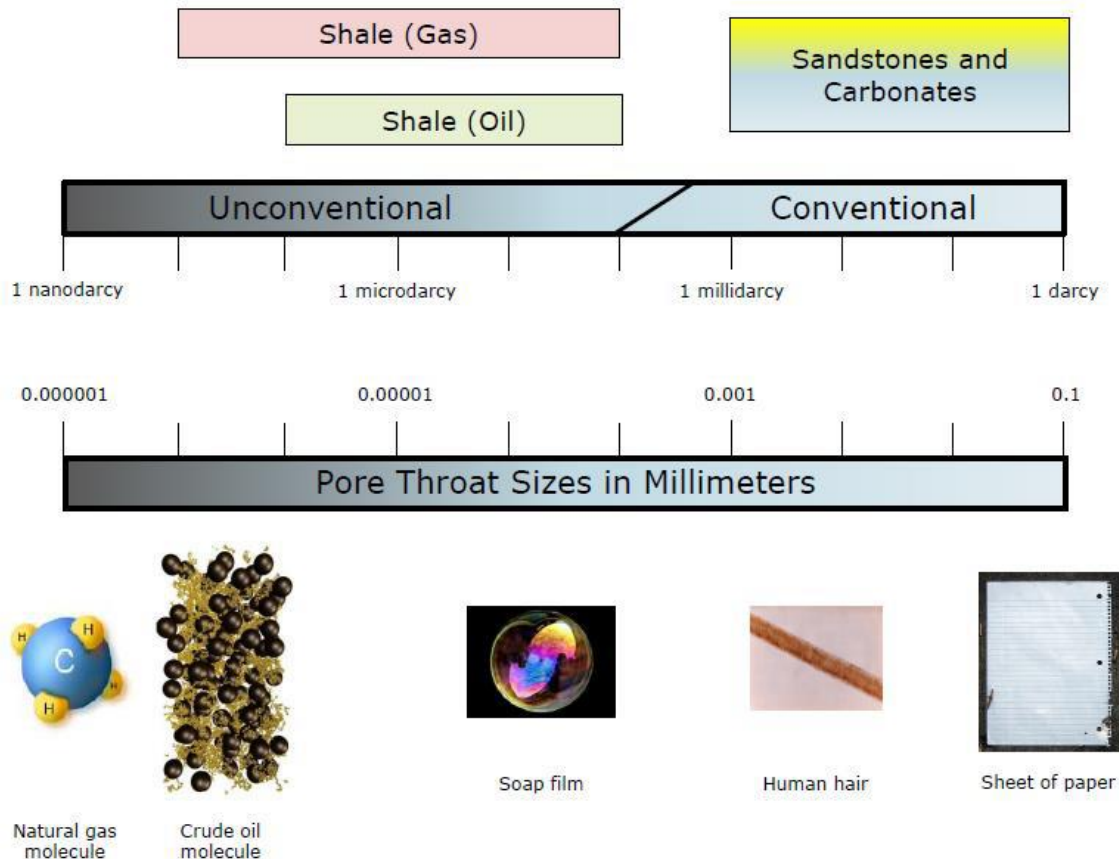


Figura 1.2. Correlación de la permeabilidad con la porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales (Tomada de Exxon 2011)

Los yacimientos no convencionales, por lo tanto, son yacimientos de aceite y gas de muy baja permeabilidad, en donde los fluidos son extraídos utilizando técnicas diferentes a las que se emplean en los yacimientos convencionales, ya que cuentan con características complejas que dificultan su explotación.

Dichas características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y con heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad (nanoDarcies), y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el yacimiento están muy cercanos y suelen ser los mismos.
- El aceite es generado in situ, por lo tanto, no se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El petróleo se mantiene en el yacimiento debido a la presión o la baja permeabilidad.

- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de núcleos, tanto en pozos verticales como horizontales.
- Contienen recursos de hidrocarburos que se encuentran a ciertas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de aceites de muy alta viscosidad.
- Los contactos agua-aceite y agua-gas no existen o son irrelevantes.
- A nivel internacional a este tipo de formaciones se les asocia una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- El riesgo asociado a su explotación se concentra en la capacidad de producir volúmenes viables de aceite a partir de yacimientos laterales, por lo que requieren el uso de tecnologías mejoradas para extraer los hidrocarburos contenidos en ellos, por ejemplo, para extraer el “shale oil” se requiere el uso de multifracturamiento en pozos horizontales.
- Se requiere de una fuerte inversión económica, debido a que para desarrollar un proyecto no convencional se requiere la perforación masiva de pozos y de la combinación de diversas tecnologías para obtener un beneficio a largo plazo.

1.3 Clasificación de los recursos no convencionales de aceite

Con base en las definiciones proporcionadas hasta ahora, podemos clasificar los recursos en función de la permeabilidad del yacimiento y de las propiedades de los fluidos contenidos en ellos, tal como su densidad API.

Un yacimiento es convencional si presenta una permeabilidad mayor a 0.1 mD; y es no convencional si su permeabilidad es menor a 0.1 mD. Se le denomina aceite convencional, si es aceite ligero ($> 31^\circ\text{API}$) o aceite mediano ($22^\circ > \text{API} < 31^\circ$); no convencional, si es aceite pesado ($10^\circ < \text{API} < 22^\circ$) o bitumen ($< 10^\circ\text{API}$).

Entonces, se pueden distinguir tres tipos de recursos no convencionales de aceite:

1. los aceites no convencionales dentro de yacimientos convencionales.
2. los aceites no convencionales dentro de yacimientos no convencionales.
3. los aceites convencionales dentro de yacimientos no convencionales, en este último están incluidos los yacimientos de shale oil (**Figura 1.3**).

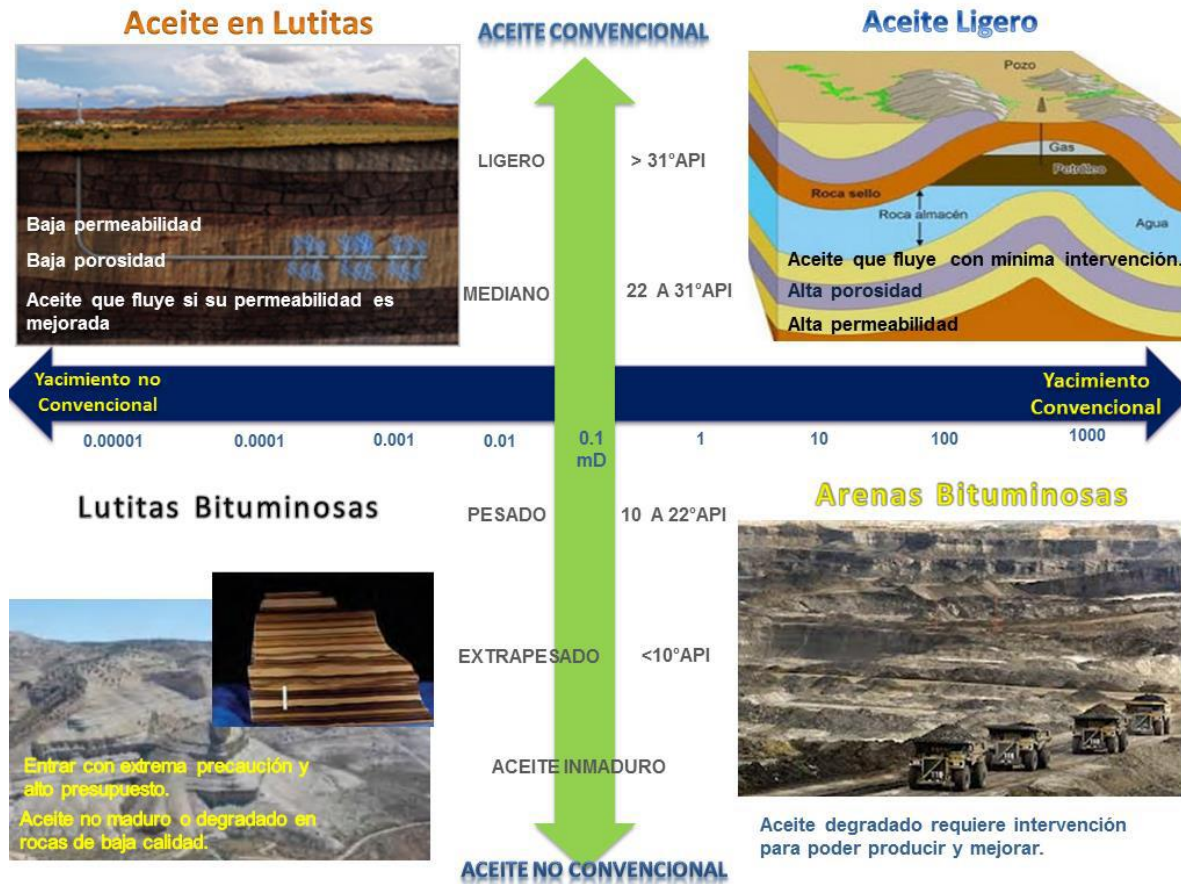


Figura 1.3. Clasificación de los recursos convencionales y no convencionales de aceite (Modificada de Mcquarie Research, 2010)

1.4 Yacimientos petroleros convencionales

Estos yacimientos se caracterizan porque pueden ser producidos a gastos económicos de flujo, lo cual podrá llevar a la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos, es decir, estos hidrocarburos producidos no tendrán la necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación, ni tampoco será necesario utilizar una tecnología de punta para la producción de estos hidrocarburos en el yacimiento, siempre que se cumpla con los objetivos de producción.

Las características principales de estos yacimientos son las siguientes:

- Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas.
- Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades.
- Están relacionados con las reservas limitadas, las cuales pueden ser explotadas en pocos años.

- Su desarrollo como ya fue mencionado anteriormente no requiere del uso de tecnología de punta.

Considerando que en una adecuada clasificación de los yacimientos se deben tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura y la presión, se han utilizado diagramas de fases (**Figura 1.4**) para hacer una clasificación más técnica de dichos yacimientos.

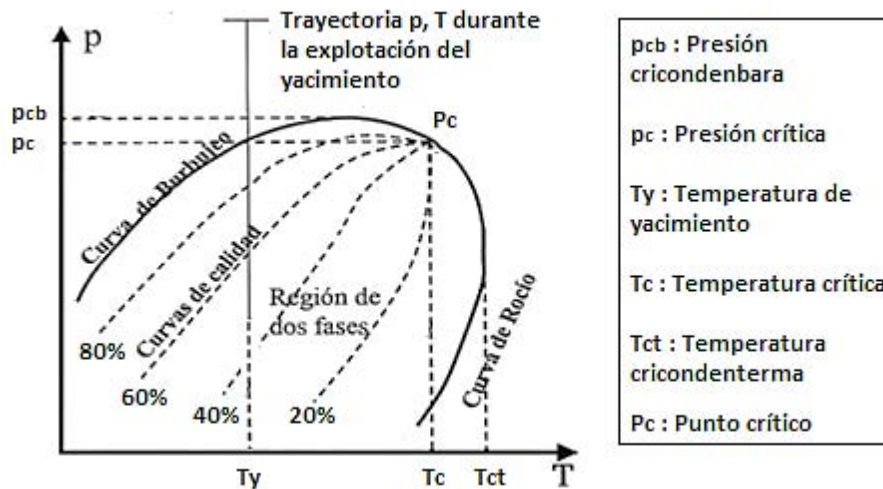


Figura 1.4 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

El área encerrada por las curvas de los puntos de burbuja y de los puntos de rocío es la región de combinaciones de presión y temperatura en la cual coexisten dos fases de hidrocarburos (líquida y gaseosa) en equilibrio. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura; a éstas se las conoce como curvas de calidad.

Inicialmente toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, que depende sólo de la composición de la mezcla. Los fluidos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico o en estado bifásico, de acuerdo con la posición de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases.

Cuando la presión y temperatura iniciales de un yacimiento quedan fuera de la región de dos fases, éste puede clasificarse como un yacimiento:

1. De gas, donde su temperatura es mayor que la cricodenterma (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).
2. De gas y condensado, que presenta condensación retrógrada (yacimientos de punto de rocío), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricodenterma.
3. De aceite bajo-saturado (de punto de burbuja), donde su temperatura es menor que la temperatura crítica.

Cuando la presión y la temperatura iniciales del yacimiento quedan dentro de la región de dos fases, éste puede clasificarse como un yacimiento:

1. De aceite saturado, donde existe una zona de aceite con un casquete de gas.
2. De aceite saturado sin estar asociado a un casquete de gas; esto es cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbuja. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente sobre la curva de puntos de burbuja.

A mayor número y complejidad de los componentes, mayor será la separación entre las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío.

1.4.1 Yacimientos de aceite negro

También llamados yacimientos de crudos de bajo encogimiento o crudos ordinarios. Consisten de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está donde converge la curva de puntos de burbuja con la curva de puntos de rocío. Las líneas iso-volumétricas o de calidad están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. Estos crudos tienen una Relación Gas-Aceite (RGA) $< 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, la cual se incrementa a presiones debajo del punto de burbuja. Su densidad API $< 35^\circ$. La temperatura del yacimiento (T_y) es menor a la temperatura crítica (T_c). Las fuerzas de gravedad decrecen lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados), aunque puede ser marrón o verduzco.

Cabe mencionar que todos los yacimientos de aceite negro contienen gas disuelto, esto mientras la presión del yacimiento sea mayor a la presión de burbuja de la mezcla de hidrocarburos. Cuando la presión del yacimiento es apenas ligeramente menor que la presión de burbuja, el gas disuelto comenzará a liberarse por lo que la fracción del líquido de la mezcla de hidrocarburos comenzará a ser menor. Este fenómeno se muestra en el siguiente diagrama de fases (**Figura 1.5**).

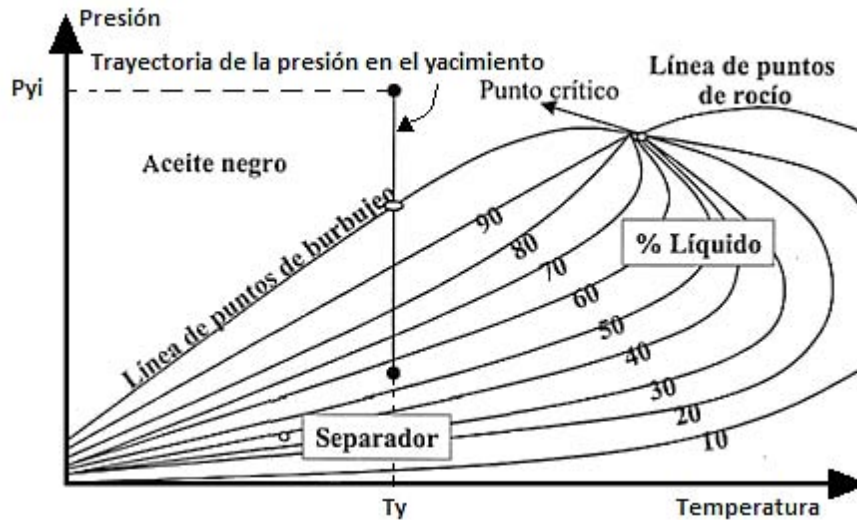


Figura 1.5 Diagrama de fases para una mezcla de aceite negro (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.4.2 Yacimientos de aceite ligero

También llamados yacimientos de aceite volátil o crudos de alto encogimiento. El rango de temperatura es más pequeño que el del aceite negro. La temperatura crítica (T_c) es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento (T_y). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja (**Figura 1.6**). Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de aceite negro no trabaja en estos casos. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la EBM. Su valor de RGA se encuentra entre 200 y 1,000 m³/m³. La RGA y la densidad API, normalmente entre 35° y 45°, se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente marrón, anaranjado o verde.

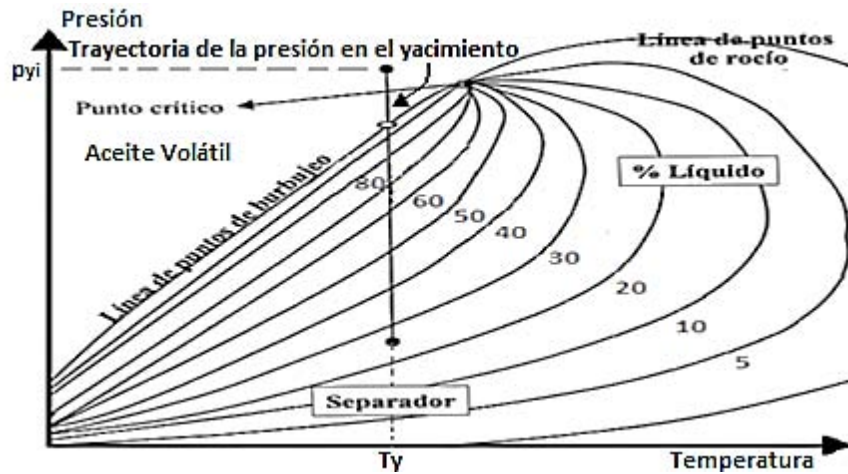


Figura 1.6 Diagrama de fases para una mezcla de aceite volátil (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.4.3 Yacimientos de gas y condensado

También conocidos como yacimientos de gas retrógrado o condensados. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada. El diagrama de fases (**Figura 1.7**) es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados en los crudos. La temperatura crítica (T_c) es menor que la temperatura del yacimiento (T_y) y el punto de la cricondenterma es mayor que la temperatura del yacimiento ($T_c < T_y < \text{cricondenterma}$). A medida que la presión cae, el gas se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. Su RGA varía entre 500 y 15,000 m³/m³ y se incrementa a medida que la producción toma lugar. Su densidad API se encuentra entre 41° y 57°, se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente.

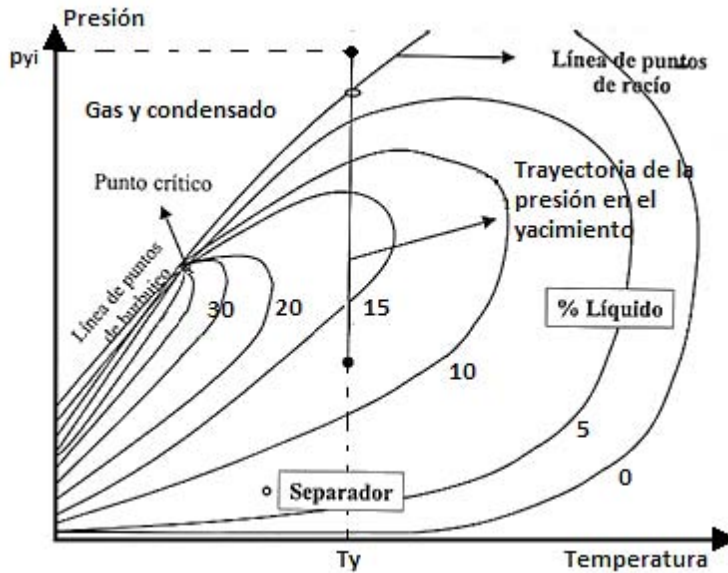


Figura 1.7 Diagrama de fases para una mezcla de gas y condensado (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.4.4 Yacimientos de gas húmedo

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento está en una sola fase (gaseosa), pero en la superficie se recuperará en dos fases. Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yace a temperaturas menores a la temperatura del yacimiento (T_y), la cual es mayor a la cricondenterma. La línea de variación de presión no entra a la región de dos fases y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero sí en superficie (Figura 1.8). La densidad de estos líquidos es similar a la de los gases retrógrados (condensados), teniendo un valor alrededor de 45° y 57° API manteniéndose constante. La RGA varía entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. El color de los líquidos es translúcido.

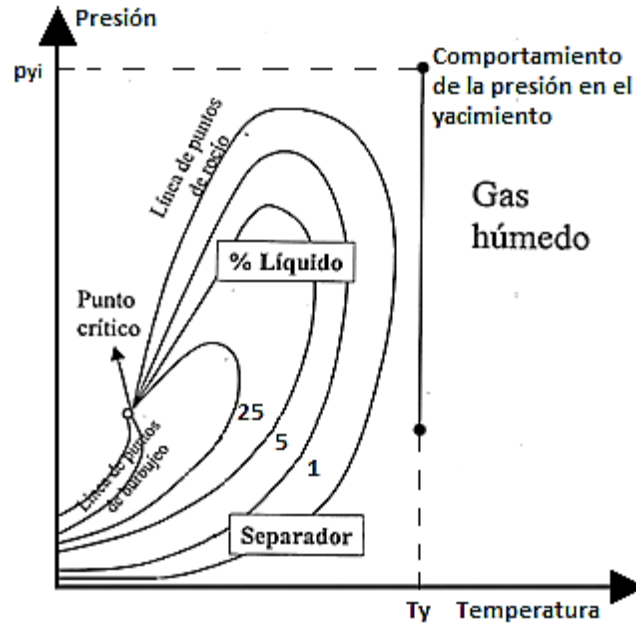


Figura 1.8 Diagrama de fases para una mezcla de gas húmedo (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.4.5 Yacimientos de gas seco

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas permanece siempre en esta fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. La temperatura del yacimiento (T_y) es mayor que la cricondenterma. Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. Su RGA es mayor a 20,000 m³/m³ y su densidad API es mayor a 57°. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa, en su mayoría componentes ligeros, es decir, no hay presencia de líquidos ni en el yacimiento ni en la superficie (Figura 1.9).

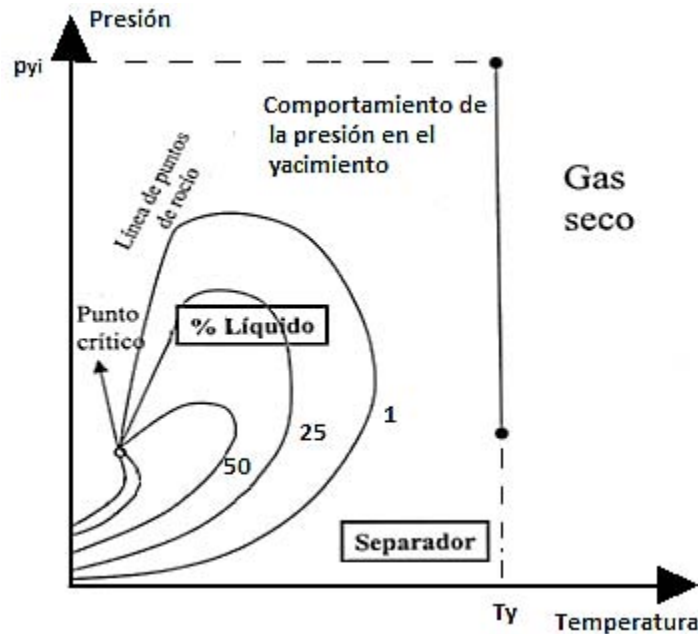


Figura 1.9 Diagrama de fases para una mezcla de gas seco (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.5 Yacimientos petroleros no convencionales

A diferencia de los yacimientos convencionales, estos yacimientos no pueden producir a gastos económicos de flujo, a su vez los mismos no podrán ser producidos rentablemente sin aplicárseles tratamientos intensivos para estimular su desarrollo, fracturamiento y procesos de recuperación, en general, para poder producir de manera óptima en este tipo de yacimientos es necesaria la inclusión de una amplia gama de tecnologías para así poder garantizar altos niveles de producción.

Las características principales de este tipo de yacimiento son las siguientes:

- ✚ Se presentan como acumulaciones predominantemente regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
- ✚ Poseen bajas porosidades y permeabilidades, en general pobres propiedades petrofísicas.
- ✚ Su desarrollo requiere el uso de altas tecnologías.
- ✚ Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- ✚ Son capaces de producir por varias décadas.

“Recurso no convencional” es un término general para los hidrocarburos que se producen por medios que no cumplen con los criterios para la producción convencional. Lo que ha calificado como poco convencional en un momento dado es una función compleja de las características del recurso, la exploración disponible y las tecnologías de producción, el entorno económico, la escala,

la frecuencia y duración de la producción del recurso. La percepción de estos factores inevitablemente cambia con el tiempo y a menudo difieren entre los usuarios de este término. En la actualidad, el término se utiliza en referencia a los recursos petroleros cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento de fluido u otras características difieren de los yacimientos de areniscas o carbonatos convencionales. Metano en carbón, hidratos de metano, lutitas gasíferas (shale gas), lutitas aceítíferas (shale oil), arenas bituminosas, aceite extrapesado y gas en arenas compactas se consideran recursos no convencionales.

1.5.1 Shale gas

Se refiere al Gas Natural almacenado y/o producido por lutitas (**Figura 1.10**). Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino compuestas por arcilla y limo, las cuales son ricas en materia orgánica. Se caracterizan por su alta impermeabilidad, lo cual evita la fuga de los fluidos que contiene. Entonces, se puede definir a este tipo de yacimiento no convencional como un sistema de rocas arcillosas, de grano fino o muy fino, orgánicamente ricas y de baja permeabilidad, que pueden actuar a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Estas rocas se encuentran a mayor profundidad que otras fuentes de gas natural convencional, lo cual, sumado a la impermeabilidad de las rocas en las que se encuentra, hace su extracción inviable en cantidades masivas y comerciables sin el respaldo de la tecnología adecuada para su extracción.



Figura 1.10 Muestra de una lutita gasífera (shale gas) (Tomada de El Economista, 2010)

Algunas características de este sistema son:

- El gas se encuentra atrapado a nivel molecular.
- El gas no se mueve dentro de la roca.
- Porosidad no interconectada.
- Gas libre en las micro-porosidades y fracturas.

- Gas adsorbido en la materia orgánica insoluble.

Para que este tipo de yacimiento no convencional funcione de manera rentable, se requiere crear permeabilidad a través de procesos como pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico (Figura 1.11).

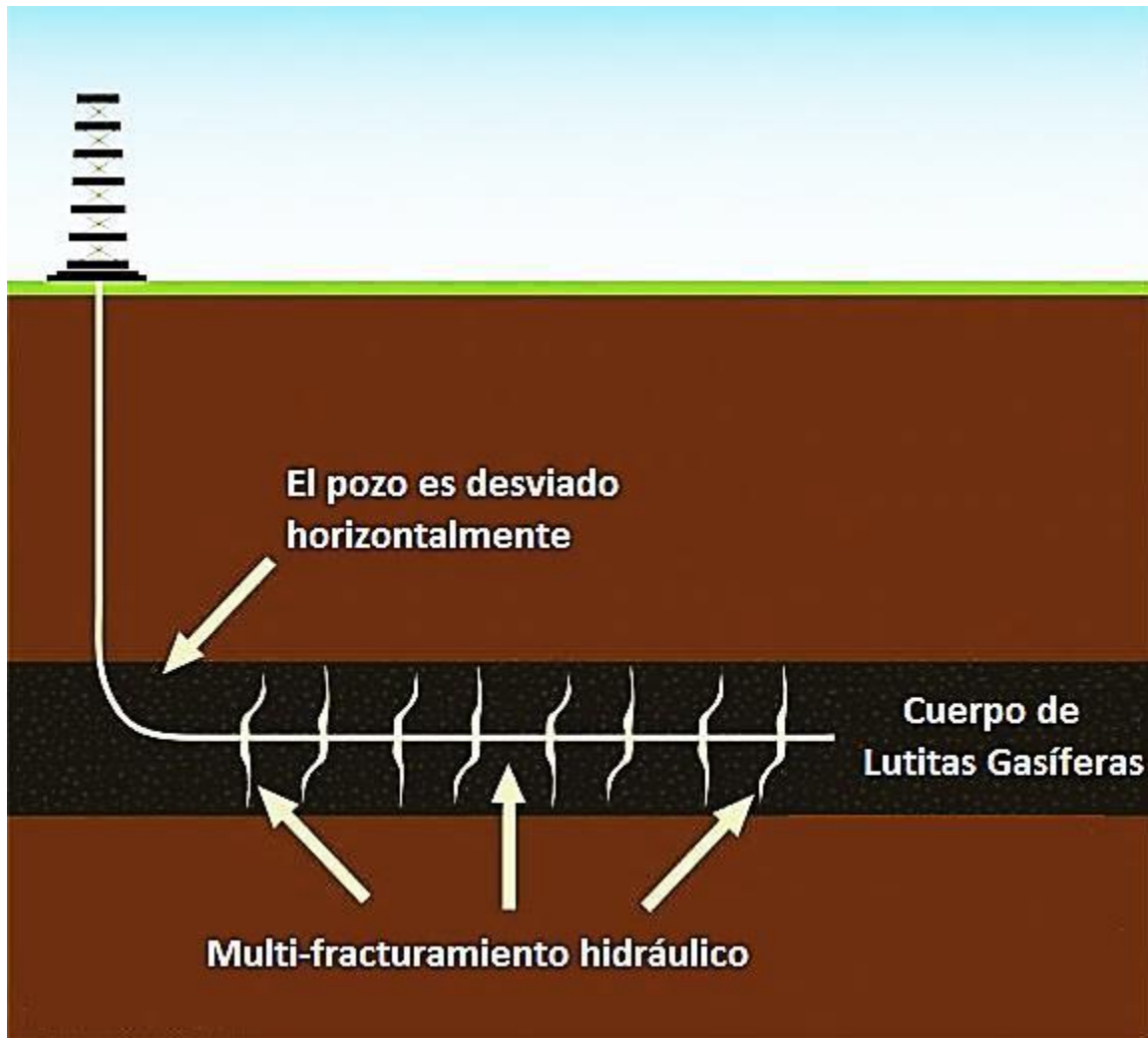


Figura 1.11 Explotación de un yacimiento de Shale Gas (Modificada de Babst Calland, 2011)

Las tecnologías actuales de extracción son dos: la perforación horizontal (horizontal drilling) y el fracturamiento hidráulico (hydraulic fracturing), las cuales funcionan de manera complementaria:

- Perforación horizontal: permite llegar a la zona donde se ubica el shale gas. Se realiza, inicialmente, una perforación vertical hasta llegar al yacimiento, tras lo que el perforador gira horizontalmente para introducirse y perforar los pozos.
- Fracturamiento hidráulico: Este procedimiento (conocido también como fracking o hydrofracking) consiste en inyectar fluidos que contienen agua, arena, gases comprimidos, sustancias químicas, entre otros, a presiones suficientemente altas como para

incrementar la porosidad y permeabilidad de las rocas creando fracturas artificiales para que el gas fluya hacia el pozo.

Para considerar explotar un yacimiento en shale gas, se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca (**Figura 1.12**):

- Contenido Orgánico Total (COT) > 1%, kerógeno tipos II y III.
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$, $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$.
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

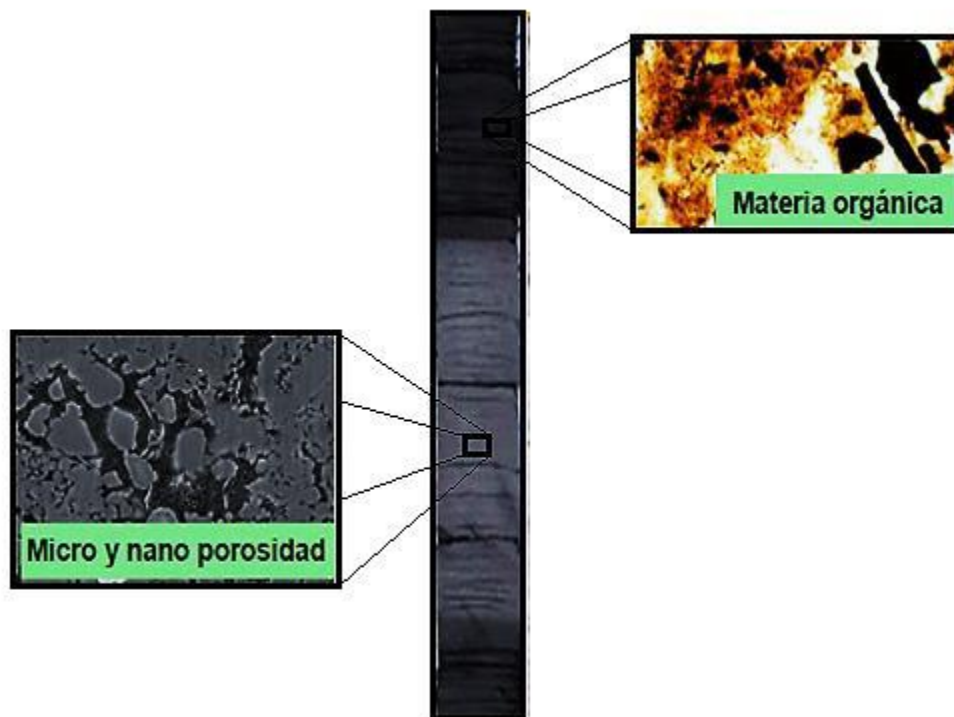


Figura 1.12 *Materia orgánica y tipos de porosidad presentes en un núcleo de diámetro completo de shale gas*
(Modificada de Pemex, 2012)

1.5.2 Shale oil

Son yacimientos de aceite que se encuentran en la ventana de generación de aceite y gas húmedo. Presentan las siguientes características (Clarkson et al. (2011))

- La roca generadora es parte del yacimiento, es rica en materia orgánica y está finamente intercalada con rocas arcillosas ricas en calcita y cuarzo.
- El origen del fluido y el almacenamiento del mismo se encuentran principalmente dentro de la matriz de la roca rica en materia orgánica, la parte de la matriz que tiene escasas de materia orgánica junto con las redes de fracturas naturales proporcionan vías para el flujo de los fluidos.
- La heterogeneidad y anisotropía en las propiedades de las rocas y la variabilidad en las propiedades del fluido son evidentes en la mayoría de los yacimientos de shale oil.
- Los diferentes niveles de COT (1-15%) y grados de madurez, dan como resultado una amplia gama de aceites de densidad API entre 30-55 º, y relación gas-aceite (RGA) de 300-10,000 scf.
- La baja permeabilidad de la matriz y la distribución del tamaño de la garganta de poro a escala nano (1-20 nm), están cerca del tamaño molecular de los componentes líquidos, lo que resulta en un comportamiento poco convencional de flujo de fluido y necesidad de tener micro-permeabilidad para producir los yacimientos de aceite.

Los yacimientos de Shale Oil comparten muchos atributos con yacimientos de Shale Gas, pero también tienen algunas diferencias distintivas, las cuales están asociadas con las propiedades del fluido (principalmente viscosidad) y las propiedades de la roca (principalmente permeabilidad) que se ven influenciadas por toda la historia geológica del yacimiento.

Estos yacimientos son económicamente atractivos, sin embargo operacionalmente son complejos y complicados. Las propiedades del fluido, la roca y el sistema roca-fluido son críticas para el desarrollo y la gestión óptima del yacimiento. La heterogeneidad de la formación y la complejidad de las propiedades del sistema generan que la caracterización del flujo sea sumamente compleja. Debido a que los hidrocarburos se hallan en medios de baja permeabilidad genera que su explotación no sea como un yacimiento convencional, sin embargo, novedosas tecnologías como el multi-fracturamiento de pozos horizontales en lutitas han hecho posible su explotación comercial.

Tipos de yacimientos de shale oil

Dichos yacimientos pueden ser clasificados de varias formas:

- 1) Por las características de la asociación de litofacies
- 2) Por el tipo dominante de sistema permeabilidad-porosidad
- 3) Por las propiedades de los hidrocarburos contenidos
- 4) Por su estratigrafía
- 5) Por la distancia de migración

Bohacs y Passey (2013) encontraron que al combinar dichos parámetros se podía retratar la intercalación esencial de las propiedades de la roca y del fluido que influyen en el flujo de fluidos. Los aspectos claves y las combinaciones de estos parámetros son resumidos en la **figura 1.13**.

Tipo de sistema	Características	Migración secundaria	Componentes de porosidad-permeabilidad	Ejemplos
Roca compacta Yacimiento ≠ RG	Limos, carbonatos intercalados, roca fuente inmadura; aceite negro a gas seco.	Significante		Spraberry Lewis Shale Mancos Mesa Verde
Hibrido/intercalado Yacimiento ≠ RG	Limos, carbonatos intercalados con materia orgánica, roca fuente madura; aceite ligero a gas seco	Moderada		Bakken Bone Springs 2nd White Specs
Lutita Porosa Yacimiento = RG	Rocas fuente con significativa porosidad inter/intra-granular en nivel de madurez en aceite a gas/condensado, incluye porosidad alojada en los poros.	Mínima		Eagle Ford Haynesville Barnett Woodford.
Lutita Fracturada Yacimiento ± = RG	Rocas fuentes maduras con significativa porosidad por fracturas; aceite pesado a gas seco.	Mínima		Monterey Woodford Austin Chalk Barnet

Figura 1.13 Clasificación de los yacimientos (Tomada de Bohacs, 2013)

La calidad de shale oil se expresa ya sea por su valor calorífico o la cantidad de shale oil que puede derivarse de ella (litros / tonelada). La lutita bituminosa es considerada para uso comercial si su calidad es de 100 a 200 litros / ton. El proceso de extracción del petróleo consiste en la trituration, combustión en hornos y extracción.

El aceite de lutitas bituminosas es caro de producir, y nunca ha sido capaz de competir con el crudo convencional por mucho tiempo. Sin embargo, los precios del crudo han aumentado en los últimos años y se espera que se mantengan a la alza, lo que podría hacer práctico el desarrollo de las lutitas bituminosas. Este tipo de yacimiento se encuentra en las capas de roca dura que están a diferente profundidad (Figura 1.14).

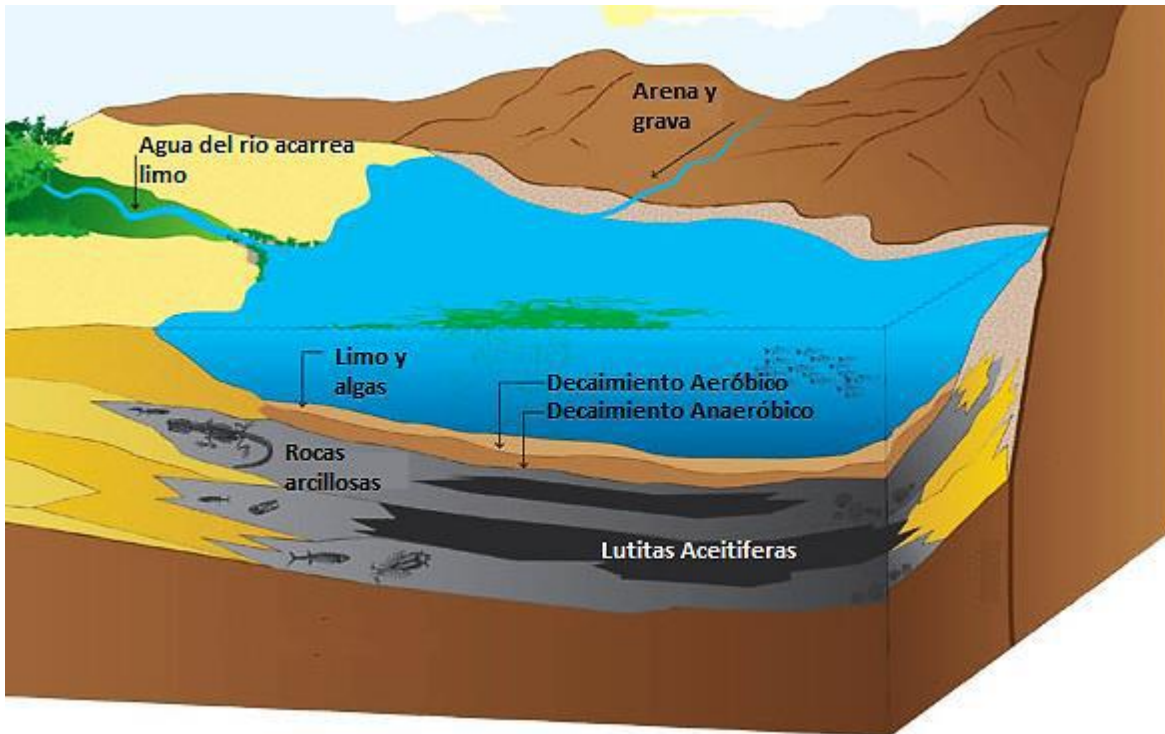


Figura 1.14 Esquema de ubicación de un yacimiento de shale oil (Modificada de Queensland Energy Resources, 2013)

1.5.3 Gas en arenas compactas

Referidos en la literatura también como “Tight Gas”. Esta fuente de hidrocarburos consta de una matriz de arenas de granos muy finos, lo que implica muy baja permeabilidad (inferior a 0.1 mD), impregnada de gas natural. Suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Este recurso, como las “shale oil”, necesita tratamientos masivos de estimulación para ser económicamente rentable.

Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza.

Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción. Para encontrar este tipo de yacimiento, se tiene en cuenta la historia geológica de la cuenca, los tipos de kerógeno y los yacimientos de baja permeabilidad con manifestaciones de gas o con anomalías de presión.

Estos yacimientos suelen localizarse en cuencas con yacimientos de gas no convencional (**Figura 1.15**), ya que cuando las condiciones a las cuales el gas es generado a ciertas profundidades en el subsuelo de la cuenca, exceden las condiciones que se requieren para la migración del gas a una trampa (o superficie en su defecto) y se logran formar grandes acumulaciones de gas en arenas compactas.

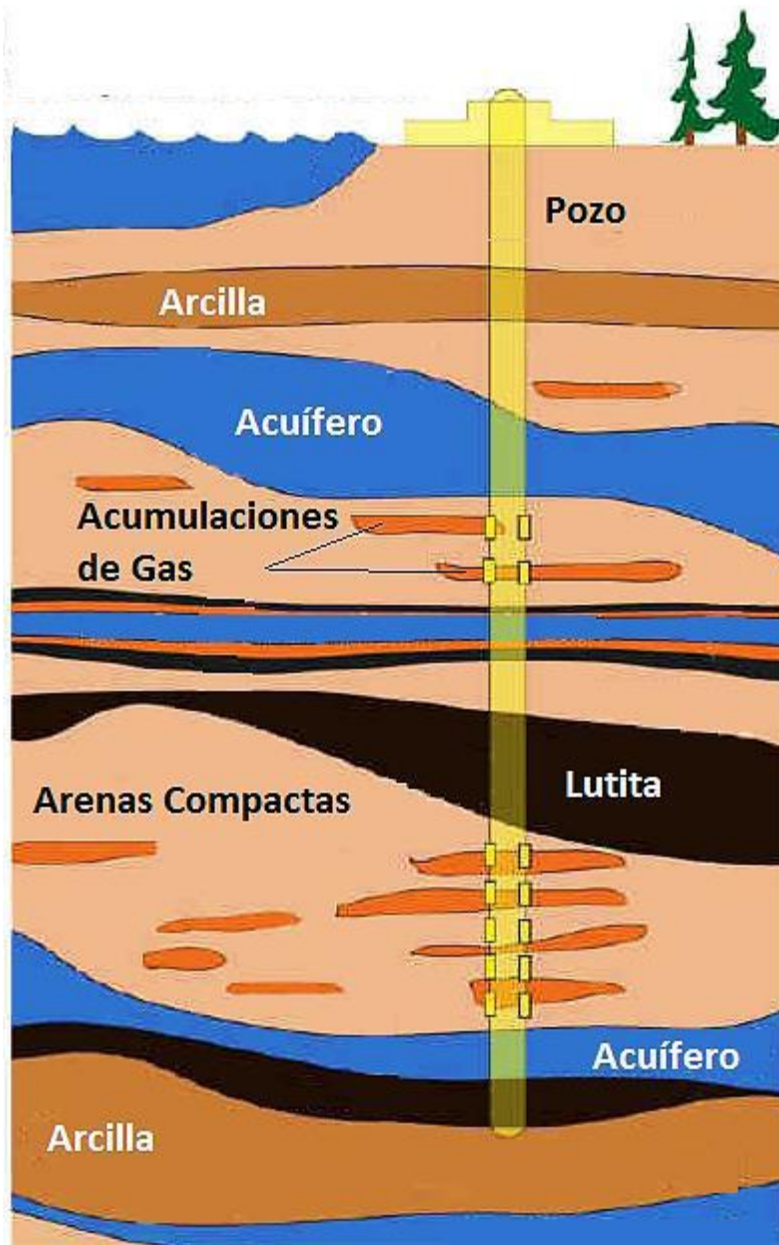


Figura 1.15 Yacimientos de gas en arenas compactas (Modificada de Bracken L., 2008)

1.5.4 Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas, que reciben diversos nombres dependiendo de los lugares donde se localicen, como arenas de alquitrán, arenas de petróleo o, en inglés "Oil Sands", son una mezcla de arena con alquitrán (Figura 1.16) que, en ocasiones, llegan a ocupar extensas áreas. Lo atractivo de la mezcla se encuentra en que, a través de un proceso de separación adecuado, de ellas puede obtenerse un betún que guarda enormes similitudes con el petróleo, el cual a su vez es convertido

en un petróleo crudo sintético o refinado directamente por refinerías especializadas para obtener productos del petróleo.



Figura 1.16 Muestra de arenas bituminosas (Tomada de Radio Canadá Internacional, 2013)

El petróleo convencional es extraído por medio de pozos mientras que los depósitos de arenas bituminosas son extraídos usando técnicas de seccionamiento de minería a cielo abierto (**Figura 1.17**), o se les hace fluir hacia pozos por medio de técnicas in situ que reducen la viscosidad del bitumen por medio de vapor y/o solventes. La mayoría de estos yacimientos son superficiales, por lo que la minería a cielo abierto es la técnica mayormente usada.



Figura 1.17 Extracción de arenas bituminosas mediante minería (Tomada de Hernández, J.A., 2011)

La controversia y el reto de este tipo de yacimiento se encuentran en el rubro de lo ambiental, sobre todo por dos problemas principales. Por una parte, las objeciones a la minería a cielo abierto, por otra la ingente cantidad de agua que es necesario consumir para obtener el betún; un barril de petróleo en arenas bituminosas contamina tres veces más que el petróleo convencional.

1.5.5 Metano en carbón

El gas natural contenido en capas o vetas de carbón representa una porción importante de los recursos de gas natural en el mundo. Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca de yacimiento. Se compone de material vegetal alterado que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas.

El gas metano en carbón es gas natural que contiene prácticamente 100 % de metano (CH₄) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. Es producido a menudo desde mantos de poca profundidad y junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable. El Gas Metano de Carbón es gas natural generado y almacenado en vetas de carbón (**Figura 1.18**). Se produce mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie. Para facilitar la migración del gas hacia el pozo es necesario reducir la presión en el yacimiento. Esto se logra extrayendo el agua del yacimiento, que posteriormente debe ser reinyectada en una zona más profunda o desechada en la superficie, para lo cual debe ser tratada especialmente. El gas se encuentra adsorbido en el carbón, por este motivo esta actividad puede desarrollarse conjuntamente con la explotación de carbón.



Figura 1.18 Afloramiento de capas de carbón ricas en gas metano (Tomada de Schlumberger, 2003)

La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas y el grado de desarrollo de fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de este tipo de yacimientos.

1.5.6 Hidratos de metano

Los hidratos de metano son moléculas de metano en estructuras de moléculas de agua, unidas mediante enlaces de hidrógeno para formar un ensamblaje parecido a una jaula o celda (Clathrate) (**Figura 1.19**) que bajo condiciones de alta presión y baja temperatura, presentes en el talud continental y en las regiones polares (permafrost), se convierten en sustancias sólidas cristalinas (hielos de metano). Es el combustible fósil más limpio con el medio ambiente por su elevada relación hidrógeno/carbono (H/C) y con una aplicabilidad creciente no sólo como combustible sino también como materia prima química, además de que el volumen potencial disponible es enorme.

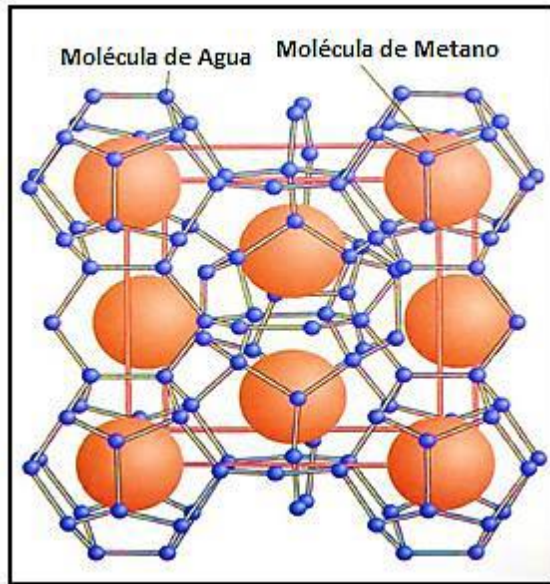


Figura 1.19 Esquema molecular de los hidratos de metano (Tomada de Cecopieri, M.L., Apuntes de Asignatura, 2012)

El hidrato de metano lo conforma un retículo cristalino de moléculas de agua (hielo) que "secuestra" en sus poros moléculas de gas metano o "gas natural" (**Figura 1.20**). Cuando el hielo se funde, el gas natural atrapado se libera. Se calcula que en promedio un litro de hidrato de metano sólido libera 170 litros de gas natural en condiciones estándar de presión y temperatura.



Figura 1.20 Muestra de hidratos de metano en núcleos (Tomada de Cecopieri, M.L., Apuntes de Asignatura, 2012)

Pero su complicada forma de explotación no ha logrado encantar a los inversionistas internacionales, menos al gobierno. Se plantean métodos de explotación que van desde la inserción de calderas al yacimiento para calentar y liberar el gas, hasta la explotación con una combinación de despresurización mediante pozos y con la inyección de dióxido de carbono que libere el metano y lo sustituya en los yacimientos, contribuyendo así a retirar el CO₂ atmosférico y mitigando el impacto ambiental que puede significar la liberación de metano a la atmosfera, que dicho sea de paso es veinte veces más potente que el dióxido de carbono como gas invernadero.

Se considera que los depósitos marinos en offshore de las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados.

El estimado global de reservas para el planeta es hasta ahora 3 trillones de toneladas de hidratos de metano, equivalentes al consumo anual actual de gas natural para los próximos 1000 años, o si se tratase hipotéticamente de la única reserva de combustible fósil disponible en el mundo alcanzaría para más de 100 años de explotación a los niveles actuales de consumo de energía total del planeta.

1.5.7 Aceite extrapesado

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a temperatura ambiente (**Figura 1.21**). Dentro de la definición de petróleos pesados, se incluyen todos los crudos con una gravedad API (American Petroleum Institute) menor a 20 grados API; los petróleos extrapesados tienen una gravedad menor a 10 API. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (centipoises).



Figura 1.21 Muestras de aceite extrapesado (Tomada de Alnoaimi, K.R., 2010)

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o directamente la falta de éstos determinó su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron

degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y quedaron los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados.

En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas almacén: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es la alta viscosidad del aceite y el asociado proceso adicional de alta inversión, (upgrading) para volverlos apropiados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

1.6 Conceptos básicos y generalidades de yacimientos de shale gas/oil

1.6.1 Propiedades geológicas de shale gas/oil

Las lutitas son rocas de granos finos que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas. El 60% de la corteza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutita y es la roca generadora más importante de la mayoría de los yacimientos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo. Debido a que las lutitas se formaron a partir de lodo, a menudo se les llama lodolitas o fangolitas. Las lutitas se diferencian de las otras rocas arcillosas porque están laminadas en estratificaciones muy finas y son fisibles, lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar.

La litología de las unidades generadoras-almacenadoras de las shale gas/oil no es 100% lutita, sino que contienen intercalaciones delgadas de caliza arcillo-carbonosa o areniscas de grano fino, las cuales son más susceptibles al fracturamiento natural e inducido. A pesar de su abundancia, pocos yacimientos de lutita pueden ser desarrollados como recursos de hidrocarburos. Los objetivos de exploración de shale gas/oil son los sedimentos ricos en materia orgánica (**Figura 1.22**), que se depositaron de tal manera que preserva una parte importante de su materia orgánica original, la que finalmente funcionó como materia prima para la generación de hidrocarburos. Una vez generados los hidrocarburos, la mayor parte de ellos permaneció atrapada en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad que no les permitió poder migrar.

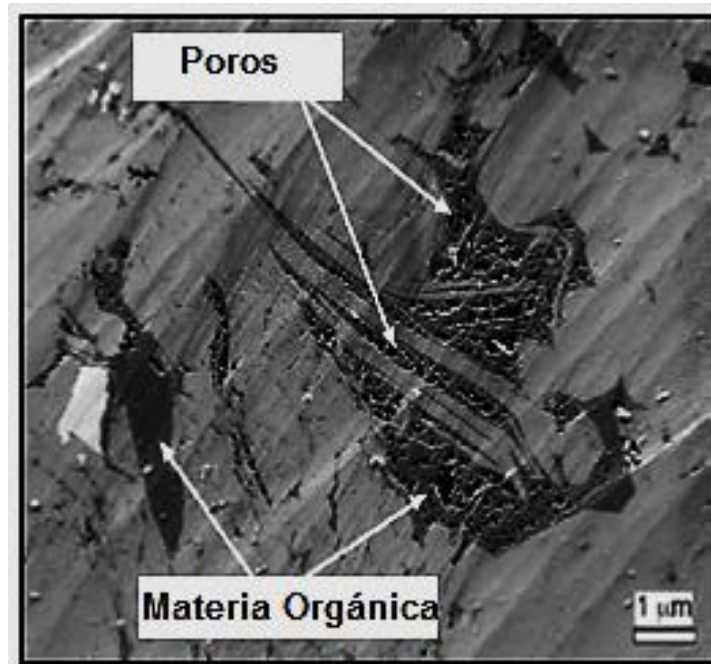


Figura 1.22 Sedimentos ricos en materia orgánica, características de shale oil (Modificada de Reed, R., 2008)

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros yacimientos de lutitas. Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas (**Figura 1.23**). Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el Precámbrico (Arqueozoico y Proterozoico) hasta los tiempos modernos. Sin embargo, para cumplir con el criterio de madurez térmica, la mayoría de shale gas/oil se concentra en sedimentos de un rango de tiempos geológicos que comienza en el período Ordovícico y se extiende a lo largo del período Pensilvaniense (Carbonífero Superior) pertenecientes a la era del Paleozoico.

Para entender un poco más acerca del shale gas/oil es necesario saber cómo se generó el yacimiento, abarcando desde el origen y ambiente de depósito de la lutita, hasta la creación del kerógeno en ella, tomando en cuenta conceptos básicos de ingeniería petrolera para el mejor entendimiento de este tipo de yacimientos.

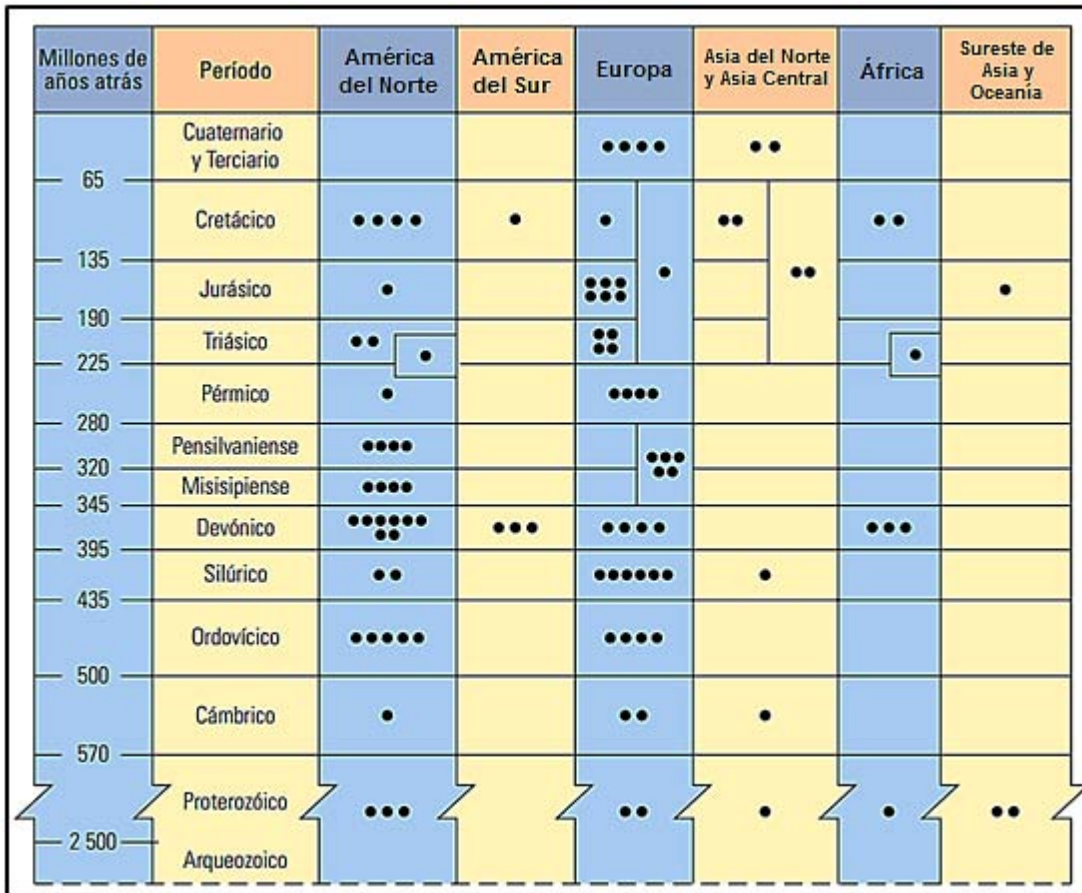


Figura 1.23 Distribución mundial de lutitas ricas en materia orgánica por período geológico. Los círculos negros representan la cantidad de ocurrencias por cada período (Modificada de Schlumberger, 2012)

1.6.2 Generación shale gas y shale oil

El shale gas es metano producido por depósitos de lutitas y otras rocas de grano fino. Grandes volúmenes de hidrocarburos pueden quedar almacenados en rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja. A esto se le llama shale gas, gas de lutita o gas de pizarra bituminosa. Esta última no contiene hidrocarburos maduros, salvo el precursor kerógeno.

Las lutitas son también las rocas madre u originarias de los yacimientos convencionales de gas natural y ellas mismas pueden contenerlo. El gas se almacena de tres maneras: absorbido por el kerógeno, atrapado en poros de sedimentos de grano fino intercalados en la lutita, o confinado en sus fracturas internas.

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

libera los compuestos del petróleo. Por ello la prioridad de los exploradores hasta ahora ha sido conocer el potencial petrolífero y de otros líquidos de alto valor en el mercado.

El kerógeno se clasifica en cuatro tipos:

a) El generado en ambientes lacustres ricos en plancton reelaborado por la acción de bacterias y microorganismos. Rico en hidrógeno y bajo en oxígeno, su tipo es poco común.

b) El generado en ambientes marinos de profundidad media a partir de restos de plancton y reelaborado por bacterias. Es rico en hidrógeno y bajo en carbono. La generación de crudo y gas depende de la temperatura.

c) El proveniente de restos vegetales terrestres. Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos a) y b), por lo que genera gas seco.

d) El generado a partir de materia orgánica residual sujeta a erosión, combustión u oxidación. Tiene alto contenido de carbono y poco hidrógeno, con bajo potencial para generar hidrocarburos.

En los siguientes párrafos se describe la secuencia de formación y transformación del kerógeno en bitumen y posteriormente en otros líquidos y gases.

Como se ha mencionado, la maduración térmica del carbono y del hidrógeno produce moléculas de hidrocarburos cada vez más pequeñas, aumentando así su contenido de hidrógeno, hasta formar metano (CH₄). A temperaturas inferiores a los 50 °C, la descomposición de la materia puede generar gas seco. Entre los 50 °C y 150 °C, la materia se convierte en kerógeno, el cual involuciona hacia su etapa ancestral, en la que genera aceite y gas.

Los kerógenos tipo I y II producen gas y aceite, mientras que los de tipo III generan gas, principalmente. A mayor profundidad de entierro, mayor presión y temperatura, generan mezclas de metano, etano, propano y otros hidrocarburos. Cuando la temperatura supera los 150 °C, se genera anhídrido carbónico (CO₂), nitrógeno (N₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S).

Las lutitas con alto contenido de kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y coloraciones más variables. Esto se debe a la variación de la cantidad de materia orgánica y al estado de oxidación de las impurezas de hierro presentes en ellas, aunque algunos compuestos del petróleo se liberan a temperaturas inferiores que las de la descomposición del kerógeno.

Para conocer el potencial de generación de gas o aceite es necesario medir el carbono orgánico total (COT) de la roca. Adicionalmente se aplican pruebas de pirólisis, reflectancia de vitrinita, alteración de temperatura, cromatografía, espectrometría y, en algunos casos, isotópicas. El análisis de COT en un pozo depende de las muestras, las cuales se colectan a intervalos de 10 metros de profundidad.

1.7 Lutitas

Las lutitas tienen distinta terminología en el español e inglés, por lo que es conveniente hacer una aclaración, ya que los términos mudrock y mudstone son equivalentes a la palabra lutita pero es importante tener en cuenta que mudrock es el término general y mudstone se refiere a una lutita sin fisibilidad o laminación. Por otro lado, la palabra shale se emplea para hablar de una lutita con fisibilidad o laminación. Es importante mencionar que la palabra siltstone nos indica una limolita y claystone una arcillita.

Las lutitas son la forma más abundante de roca sedimentaria que existe en la Tierra (**Figura 1.24**). En el presente trabajo de tesis las definimos como rocas de estructura interna laminar y fisible con permeabilidades extremadamente bajas, que a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas, esto debido a su composición primordial de limos y arcillas. Sirven también como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables, o bien quedan atrapados dentro de la misma roca.



Figura 1.24 Muestra de una lutita donde se aprecia su fisibilidad (laminación) (Tomada de Babst Calland, 2011)

Una clasificación de las lutitas en relación con su composición, es la siguiente:

- ❖ Lutita común (distintas arcillas, cuarzo, entre otros).
- ❖ Lutita margosa (calcita).
- ❖ Lutita silíceo (sílice).
- ❖ Lutita negra:
 - Carbonosa (pirita, siderita).
 - Bituminosa (minerales autígenos).

1.7.1 Origen

Las rocas sedimentarias están formadas por materiales que han sido depositados en algún momento y forman estratos desde delgados hasta de bastante espesor. Presentan minerales cristalizados, y son las únicas rocas que presentan fósiles, por lo que pueden datarse con mayor facilidad que otro tipo de rocas. Se clasifican según su origen en: detríticas, químicas y orgánicas.

Las rocas detríticas (a las que pertenece la lutita) son el resultado de la diagénesis de sedimentos detríticos acumulados que, tras una presión ejercida por la fuerza de sobrecarga, dan lugar a la creación de estas rocas.

Los constituyentes fundamentales de estas rocas como ya se ha analizado son minerales de arcilla, cuarzo, feldspatos y micas procedentes de la meteorización de otros materiales. Dado que la meteorización química transforma rápidamente estos minerales en nuevas sustancias, su presencia en las rocas sedimentarias indica que la erosión y la depositación fueron lo bastante rápidas como para conservar algunos de los minerales principales de la roca original antes de que pudieran descomponerse.

Así pues, el proceso natural de formación de estas rocas es:

1. Formación de los fragmentos, detritos o clastos de la roca original.
2. Movilización de los clastos por los agentes externos.
3. Transporte de los detritos por los agentes erosivos.
4. Sedimentación de los fragmentos.
5. Compactación y cementación, durante el proceso de diagénesis.

A continuación se muestra un afloramiento natural de lutitas (**Figura 1.25**).



Figura 1.25 Afloramiento de lutitas con muestras fósiles (Tomada de Babst Calland, 2011)

1.7.2 Ambientes de depósito

Las lutitas se localizan en ambientes sedimentarios acuosos (**Figura 1.26**), caracterizados por existir un nivel de energía muy bajo, como son:

- Ambientes continentales: las llanuras de inundación de ríos, canales fluviales, lagos y paleosuelos.
- Ambientes de transición: deltas, llanuras mareales y albuferas o lagoons.
- Ambientes marinos: margen continental y cuencas oceánicas profundas.

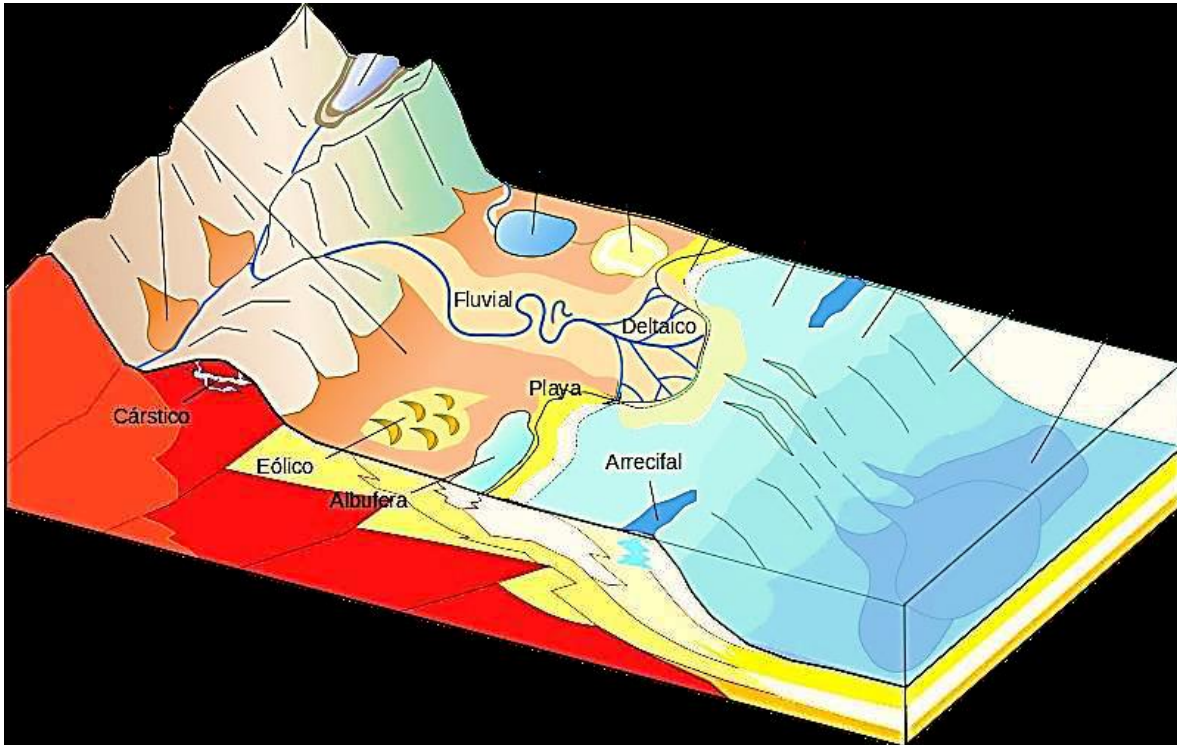


Figura 1.26 Ambientes de depósito sedimentarios (Tomada de Wikimedia Commons, 2012)

Los sedimentos de lutitas mezclados con agua se denominan genéricamente barros o lodos.

Debido al tamaño de sus partículas, es de destacar que para la formación de rocas de este tipo, o bien se produce una sedimentación constante a lo largo del tiempo debido al agregado en masa, o por consiguiente se pueden mantener suspendidas casi indefinidamente las partículas de tamaño arcilloso. Por lo tanto, mucha de la arcilla se deposita sólo después de que las partículas se reúnan para formar agregados mayores.

El viento con la generación de polvo produce una acumulación de lutitas que se denomina loess. Las acumulaciones de loess son importantes, cubren un 10 % de la superficie terrestre, especialmente en zonas semiáridas, desiertos y áreas glaciares. Depósitos importantes hay en China (donde alcanzan hasta 60 m de espesor), en los Estados Unidos, en Sudán y en Argentina.

1.7.3 Tamaño de grano

Las lutitas son rocas sedimentarias compuestas por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, es decir aquellas con el tamaño de clasto más fino; se denominan limolitas y arcillitas según si la medida de las partículas es, respectivamente, superior o inferior a 0.004 (1/256) mm. A diferencia de las arenas, las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y, por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar el origen de las lutitas. Debido a la granulometría más fina de este tipo de roca que está en función del tamaño de las partículas finas, el tamaño de grano de las lutitas no se puede determinar por los métodos de cribado. Otra forma de conocer el tamaño de grano es deshaciendo la roca, pero, algunas

lutitas están firmemente cementadas que no pueden ser desmenuzadas en partículas individuales, lo que hace imposible determinar el tamaño exacto.

No se nos debe olvidar que el tamaño y forma de los granos que constituyen las rocas detríticas depende del tipo de erosión y de transporte que haya sufrido el material original. Un ejemplo sería determinar en función del tipo de cantos ya sea rodados (zonas de depositación aluvial) o cantos agudos (laderas). Su clasificación depende del tamaño de los granos (**Tabla 1.1**):

Tamaño de grano de rocas sedimentarias					
Diámetro			Sedimento	Roca	
mm	µm	Φ*(Phi)			
4096		-12	Bloques	RUDITAS	CONGLOMERADOS
256		-8			
64		-6			
4		-2	Cantos		
2		-1			
1	0	Arena muy gruesa	ARENITAS	ARENISCAS	
0.5	500	1			Arena gruesa
0.25	250	2			Arena media
0.125	125	3			Arena fina
0.062	62	4			Arena muy fina
0.031	31	5	Limo grueso	LUTITAS	LIMOLITAS
0.016	16	6	Limo medio		
0.008	8	7	Limo fino		
0.004	4	8	Limo muy fino		
			Arcilla		
* Relación Φ-mm: $\Phi = -\log_2 d(\text{mm})$; $d(\text{mm}) = 1/2^\Phi$					

Tabla 1.1 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según el tamaño de grano

1.7.4 Densidad de la matriz

La matriz de una roca sedimentaria son las partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas de grano más grande, o en las cuales se encuentran incrustadas las partículas de mayor tamaño. La densidad de la matriz es un parámetro muy importante en la evaluación petrofísica de los yacimientos de lutitas, ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia sobre la densidad de la matriz (ρ_{ma}). El kerógeno disminuye la densidad de la matriz en las lutitas, en comparación con las lutitas similares libres de kerógeno. Este parámetro es útil para calibrar los resultados de la interpretación de los registros de pozo; sin embargo, como se verá más adelante,

esto se complica debido a las dificultades experimentadas para una precisa estimación del volumen del kerógeno y la densidad en las formaciones mediante el uso de registros.

1.7.5 Mineralogía

Las rocas detríticas están estructuradas en los siguientes elementos:

- ✚ Soporte o esqueleto, formado por el conjunto de granos o partículas de mayor tamaño que constituyen el cuerpo de la roca. Se denominan clastos.
- ✚ Matriz: Fracción detrítica más fina que los clastos y que rellena los huecos que existentes entre ellos de manera parcial o completa.
- ✚ Cemento: Material de precipitación química que se forma durante la diagénesis y sella los huecos de la roca rellenándolos parcial o totalmente. Su origen puede ser calcáreo, silíceo o ferruginoso.

Los principales componentes de las lutitas son los minerales arcillosos (**Tabla 1.2**) como:

- ✚ Caolinitas: dickita y halloysita (Al).
- ✚ Cloritas (Fe, Mg).
- ✚ Esmectitas: montmorillonita (Mg, Fe, Ca, Na).
- ✚ Micas: illita (K) y glauconita.
- ✚ Otros: berthierina, chamosita, sepiolita y paligorskita.

Otros componentes presentes son:

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

Composición de las lutitas			
Componentes petrográficos (en función del tamaño de grano)		Composición mineral (en función de la mineralogía)	
Limo ($< 62 \mu\text{m}$)	60%	Cuarzo (limo)	30%
		Feldespato	5%
		Mica (moscovita)	5%
		Arcillas ($> 4 \mu\text{m}$)	20%
Arcilla ($< 4 \mu\text{m}$)	40%	Arcillas	40%
Otros componentes		Carbonatos, Óxidos de Fe, Sílice, Pirita, MO y otros.	

Tabla 1.2 Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo

A veces la composición química de la roca proporciona información adicional, una de ellas es el color de la lutita (Tabla 1.3). Un ejemplo es la lutita negra, que es negra, porque contiene abundante materia orgánica (carbono). Cuando se encuentra una roca de este tipo, indica con fuerza que la sedimentación se produjo en un ambiente pobre en oxígeno, como un pantano, donde los materiales orgánicos no se oxidan con facilidad y se descomponen. Otro ejemplo sería una lutita ferruginosa que presenta 0.065 (de fracción molar) de óxido de hierro (Figura 1.27), característico del contenido de hematita que es un mineral opaco, criptocristalino, de color rojo.

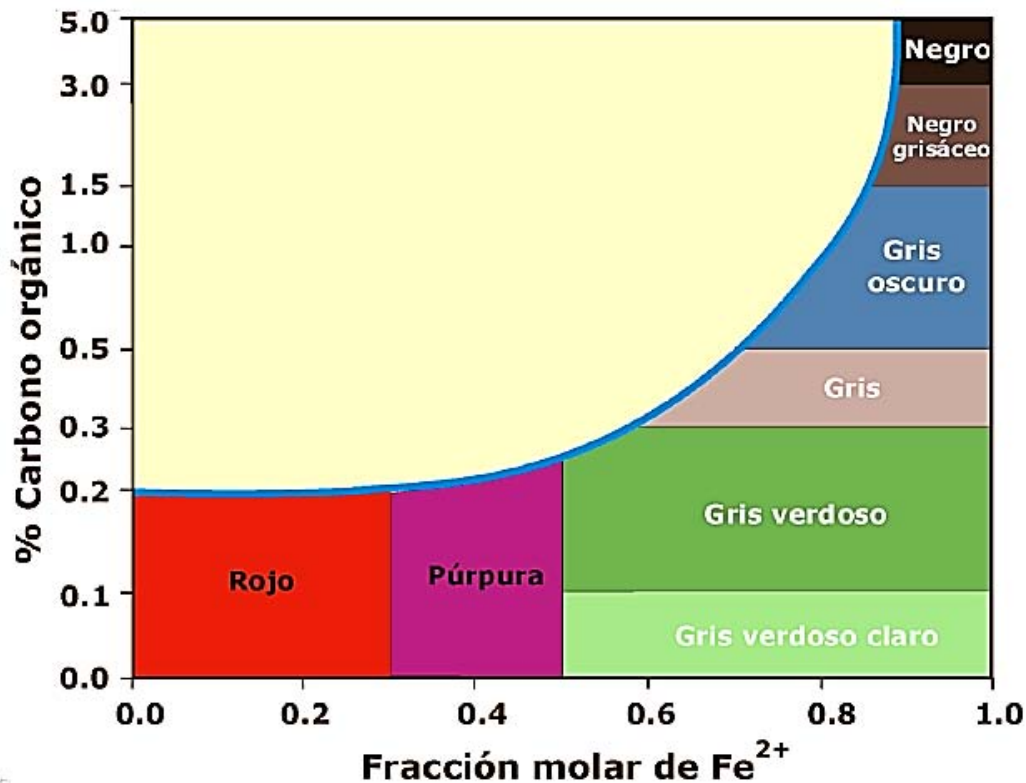


Figura 1.27 Gráfico de la función de los contenidos de materia orgánica y del estado redox del hierro (Modificada de Montijo, A., 2006)

Color	Componentes		Ambiente
Rojo	Muy bajo contenido de Materia Orgánica	hematita, goethita (Fe^{3+})	Oxidante
Amarillo		limonita (Fe^{3+})	
Blanco	Bajo contenido de Materia Orgánica	caolinita (Fe)	Ligeramente reductor
Verde		clorita, illita ($Fe^{2+} > Fe^{3+}$)	
Gris	Buen contenido de Materia Orgánica	Pirita (Fe^{2+})	Reductor
Negro			

Tabla 1.3 Color de lutitas en función de sus componentes, contenido de materia orgánica y tipo ambiente de depósito

Para entender mejor la **figura 1.27** y la **tabla 1.3** hablaremos un poco de química en este apartado.

En las rocas sedimentarias más comunes (lutitas, areniscas o carbonatos) podemos encontrar hierro (Fe) principalmente en los minerales arcillosos. Al hierro lo podemos encontrar en estado bivalente Fe^{2+} (ferroso) o trivalente Fe^{3+} (férrico). La precipitación de los minerales de hierro está controlada por la química de las aguas en los ambientes sedimentarios y en el campo diagenético; la mayor parte de los sedimentos ferruginosos de importancia se han acumulado en ambientes marinos.

Entonces se le denomina estado o reacción redox (reacción de reducción-oxidación) a toda reacción química en la que uno o más electrones se transfieren entre los componentes de los sedimentos, provocando un cambio en sus estados de oxidación.

Para que exista una reacción de reducción-oxidación, debe haber un elemento que ceda electrones y otro que los acepte, entendemos que en el subsuelo existen muchos compuestos orgánicos e inorgánicos que permiten esto, ejemplo de ello, los minerales arcillosos que son de interés para el fin de esta tesis. El agente oxidante es el elemento químico que tiende a captar esos electrones, quedando con un estado de oxidación inferior al que tenía, es decir, siendo reducido. El agente reductor es aquel elemento químico que suministra electrones de su estructura química al medio, aumentando su estado de oxidación, es decir, siendo oxidado.

Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

Para elegir el modelo mineralógico, primeramente son necesarias las mediciones de núcleos en el laboratorio para la obtención de datos reales del suelo. La identificación de la composición mineral en el shale gas es esencial para completar una evaluación cuantitativa de las propiedades de los yacimientos y el contenido de gas a través de análisis de núcleos y de los registros eléctrico y radiactivo. Varios autores han reportado que la composición mineralógica de shale gas, puede variar de un metro a otro, o incluso más en algunas ocasiones. Estableciendo la composición de la

roca, por ejemplo, la estimación de la densidad de matriz, un parámetro fundamental en el cálculo de la porosidad con registros. Los análisis de laboratorio son esenciales para calibrar los registros geoquímicos, el éxito de éstos en la predicción de la composición de la roca depende del modelo elegido.

La difracción de rayos X es uno de los métodos más comúnmente usado y aceptado, aunque se considera semi-cuantitativo ya que no detecta elementos amorfos como el kerógeno. Este tipo de análisis puede ser complementado por otras técnicas y el uso de datos de núcleos y registros son usualmente recomendados. Algunos de los métodos disponibles se enlistan a continuación:

- SEM-EDS (Microscopía electrónica de barrido – Espectrometría de energía dispersiva).
- XRD (Difracción de rayos X).
- XRF (Fluorescencia de rayos X).
- LIBS (Espectroscopia de disociación inducida por láser).
- EA (Analizador elemental).

La clave en shale gas es identificar el cuarzo, calcita, dolomita, tipos de arcilla, minerales pesados como la piritita y el kerógeno entre otros. Las proporciones de minerales se expresan normalmente en peso (%w); cuando se expresan en volumen (%vol), es esencial establecer la densidad del mineral usado en el laboratorio para correlacionarse con los volúmenes interpretados en registros.

La composición mineralógica de una lutita es clave para lograr estimulaciones eficientes (ductilidad vs fragilidad). Las formaciones exitosas son aquellas que presentan bajos contenidos de minerales arcillosos (< 40– 50%) y altos contenidos en cuarzo y/o carbonatos que favorecen un comportamiento más frágil de la roca. La eficiencia del fracturamiento hidráulico, clave para la productividad de la lutita, es proporcional a la fragilidad de la roca. A menor contenido de minerales de arcilla, mayor es la fragilidad de la roca, por ende más fracturable. Se considera que las formaciones de lutitas con más de 40% de arcilla son no comerciales.

1.8 Propiedades petrofísicas de shale gas/oil

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

Los análisis petrofísicos de shale gas comienzan con una de las mediciones más básicas: el registro de rayos gamma, el cual puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales.

En el lenguaje petrofísico contemporáneo, hay dos tipos de yacimiento: los que se ajustan a los supuestos implícitos sustentados en los trabajos de Archie (1942) y aquellos que no lo hacen. La segunda categoría incluye la mayoría de los yacimientos del mundo. Se pueden subdividir aún más en yacimientos convencionales no Archie y yacimientos no convencionales no Archie.

Los yacimientos convencionales no Archie incluyen aquellos con aguas de formación dulce, contenido significativo de arcilla, alta capilaridad, un sistema de poros bimodal o fracturas, en otras palabras, infringen una o más de las hipótesis Archie. Los yacimientos no convencionales no Archie incluyen yacimientos de gas en arenas compactas, yacimientos de gas en capas de carbón, hidratos de gas y yacimientos de shale gas o lutitas gasíferas, cada uno de éstos infringe varias de las hipótesis de Archie; pero en el límite, el shale gas infringen todos ellos (**Tabla 1.4**).

No.	Criterio Archie	Característica del yacimiento de lutitas gasíferas	Referencias seleccionadas
1	Tipo de roca único y extenso	Múltiples electrofacies o petrofacies: capas delgadas	Guidry & Walsh 1993; Jacobi et al. (2008)
2	Homogeneidad	Heterogéneo: variable mineralogía y textura	Mullen (2010); Passey et al. (2010)
3	Isótropo a micro y meso escala	Anisótropo: forma elipsoidal de grano, laminaciones	Prasad et al. (2009); Suárez-Rivera et al. (2009)
4	Composicionalmente limpio	Minerales arcillosos	Campbell & Truman (1986); Passey et al. (2010)
5	Libre de arcilla y limo	Arcilloso y limoso	Jarvie et al. (2007); Bruner & Smosna (2011);
6	Sin minerales metálicos	Pirita, etc.	Guidry et al. (1990); Sondergeld et al. (2010b)
7	Distribución del tamaño de poro unimodal	Distribución del tamaño de poro multimodal, incluyendo microporosidad	Bustin et al. (2008); Wang & Reed (2009)
8	Porosidad intergranular	Microfracturas	Caramanica & Hill (1994); Shaw et al. (2006)
9	Salmuera de alta salinidad	Salinidad del agua variable	Luffel et al. (1992); Martini et al. (2008)
10	Mojado por agua	Mojabilidad variable	Andrade et al. (2011); Elgmati et al. (2011)
11	Exponentes Archie ≈ 2	Exponentes Archie $\neq 2$	Aguilera (1978); Quirein et al. (2010)
12	Sin sólidos orgánicos	Kerógeno	Passey et al. (1990); Curtis et al. (2010)

Tabla 1.4 Criterios para que un yacimiento se considere tipo Archie con las diferencias para un yacimiento de shale gas

Sin embargo, los retos de interpretación son grandes ya que el shale gas funcionan como rocas generadoras, rocas sello y rocas almacenadoras. Por tanto, su naturaleza contiene elementos de las tres. Así, por ejemplo, los yacimientos de gas de lutita contienen porosidad de kerógeno, tienen permeabilidad efectiva al gas muy baja y aún pueden mostrar un tipo de poro marcadamente variable. Para tener éxito, una metodología para la evaluación petrofísica de los yacimientos de shale gas debe fundarse en los enfoques y técnicas que se sientan fuera del rango de lo convencional. Grandes volúmenes de gas natural existen en yacimientos de lutitas. La lutita

es una roca sedimentaria de grano muy fino que es fácilmente rompible en capas finas y paralelas, es una roca muy suave pero no se desintegra cuando se moja. Estas arcillas pueden contener gas natural, gracias a suficiente contenido de materia orgánica y al grado específico de madurez térmica.

Como ya se mencionó, se definen como no convencionales todos los yacimientos que, por peculiares propiedades de roca (permeabilidad muy baja) o por el tipo de hidrocarburo en su espacio poroso (aceite pesado), deben ser producidos utilizando técnicas especiales, como fracturamiento hidráulico. El shale gas, a menudo muestra continuidad estratigráfica y relativamente simples estructuras geológicas, parecen simples a gran escala pero a nivel local podrían ser extremadamente heterogéneas. Por consiguiente, una investigación adecuada del contenido de gas debe ser realizada durante la fase de exploración, mientras se piensa en las posibilidades de desarrollo. El análisis petrofísico del shale gas requiere de una profunda integración de registros, análisis convencionales y especiales de núcleos y datos dinámicos, con el fin de predecir las propiedades del yacimiento con objeto de reducir las incertidumbres.

1.8.1 Porosidad

La porosidad (Φ) puede ser definida como el porcentaje del volumen de poros o el espacio vacío dentro de una roca (**Figura 1.28**). Esto es, la fracción del volumen total de roca que contiene algún fluido (aceite, gas, agua o una combinación de éstos) y su razón matemática es:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_m}{V_T} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

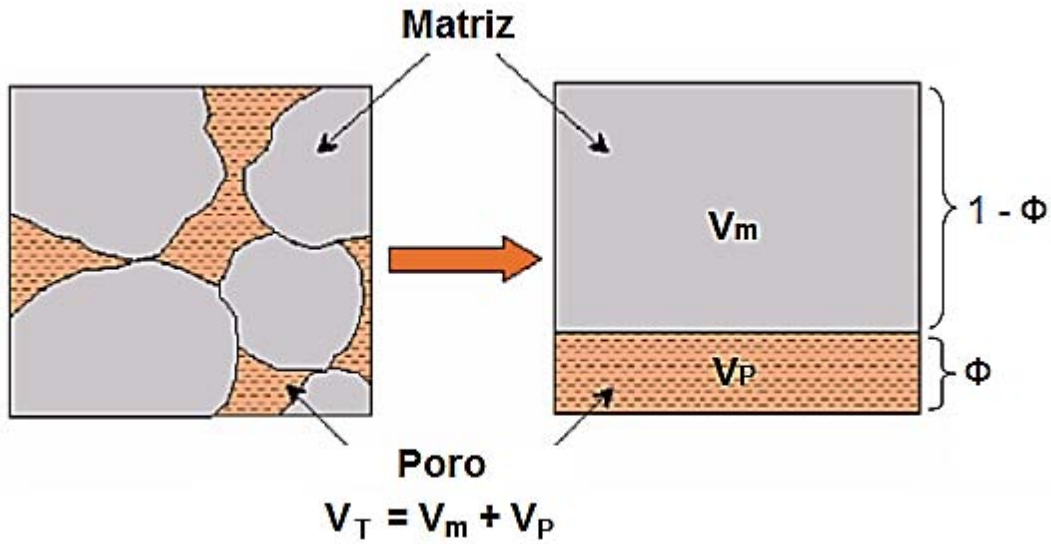
Donde:

V_P , es el volumen de poros de la muestra de roca.

V_T , es el volumen total de la muestra.

V_m , es el volumen de matriz o granos de la muestra.

Φ , es la porosidad de la muestra.



Volumen Total = Volumen de matriz + Volumen de poros

Figura 1.28 Porosidad en una roca (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010)

Los sedimentos son porosos y es dentro de éstos poros que residen los hidrocarburos. Choquette y Pray (1970) describieron la porosidad en las rocas carbonatadas en términos de porosidad primaria y secundaria. La porosidad primaria es la porosidad desarrollada por los procesos de sedimentación originales por los que se creó la roca. La porosidad secundaria se conoce como la porosidad generada por otros procesos distintos de la cementación primaria y la compactación de los sedimentos. El fracturamiento crea porosidad secundaria. La dolomitización (conversión de la calcita a dolomita) resulta en una reducción del volumen de roca y un aumento de la porosidad. La **figura 1.29** muestra algunos ejemplos de porosidad en las rocas carbonatadas.

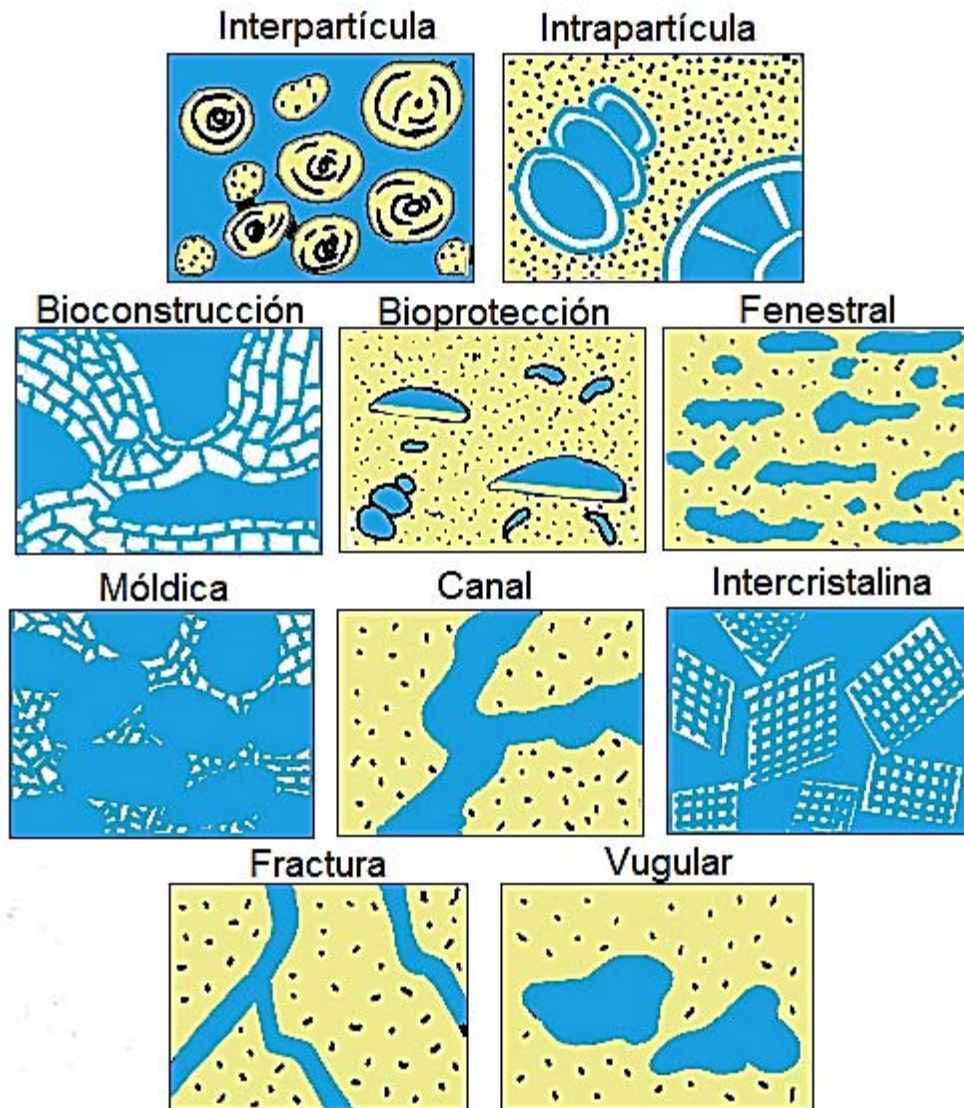


Figura 1.29 Tipos de porosidad en las rocas carbonatadas (Modificada de Choquette & Pray, 1970)

La porosidad generalmente disminuye con la profundidad debido a las compresiones en las rocas y a la cementación. Sin embargo, hay muchas excepciones, especialmente cuando no prevalecen condiciones normales de compresión. La reducción de la porosidad también ocurre debido a la disolución química de los minerales y su re-depositación en los poros grandes originales. Avseth et al. (2005) demostró que las porosidades depositacionales de lutitas son más altas (hasta 0.8) en comparación con las arenas (alrededor de 0.4). Las lutitas son plásticas en la naturaleza y se comprimen con mayor facilidad que las arenas. Las lutitas pierden porosidad debido principalmente a la pérdida de agua ligada con la compactación. **(Figura 1.30).**

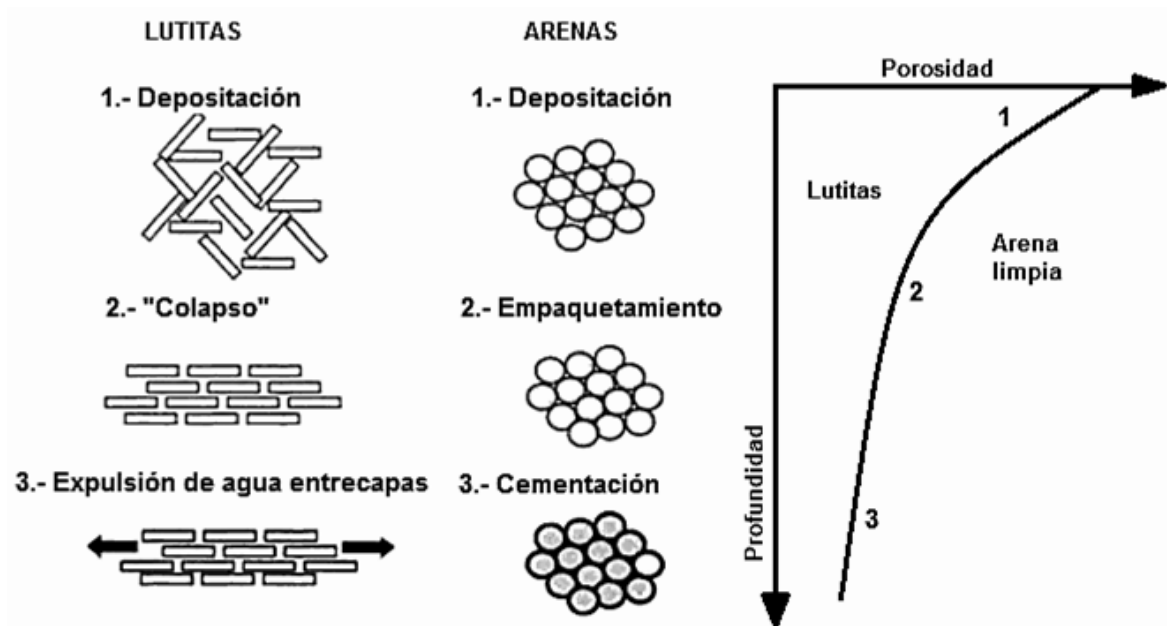


Figura 1.30 Comparación de porosidad contra profundidad de lutitas con arenas (Modificada de Avseth et al., 2005)

La porosidad efectiva se define como el volumen de poros o espacios interconectados en una roca y contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. La porosidad efectiva excluye poros aislados y el volumen de poros ocupado por el agua adsorbida en minerales arcillosos u otros granos. La porosidad total considera el total de espacio vacío, comunicado o no, en una roca; por lo que la porosidad efectiva es por supuesto menor que la porosidad total.

La porosidad en las lutitas se puede medir por varios métodos, pero hay ciertos factores que deben tenerse en cuenta para la validación de estas mediciones. La porosidad de estos sistemas, dejando de lado a las fracturas naturales, se compone de:

- porosidad de la matriz no arcillosa,
- porosidad de la arcilla
- porosidad del kerógeno

Actualmente, el método del Instituto de Investigación de Gas (GRI) para la medición de la porosidad, densidad de grano y saturación de agua en el laboratorio, ha llamado la atención de la comunidad petrofísica; sin embargo, las mediciones alternativas están siendo probadas por la industria. Todas ellas necesitan superar los problemas similares a los que se ven afectados por factores como:

- ❖ Eliminación de agua e hidrocarburos del sistema de poros.
- ❖ Problemas para el acceso completo de gases (helio, nitrógeno, metano) y de líquidos (mercurio, agua) al sistema poroso debido a la baja permeabilidad del sistema.

- ❖ Efectos de adsorción
- ❖ Tamaño, forma, y peso de la muestra.
- ❖ Presencia de fracturas y microfracturas (naturales o inducidas).

Éste método mide la porosidad a través de la expansión de helio en muestras trituradas, en lugar de núcleos de diferente diámetro. Utiliza alrededor de 100 gramos de las muestras trituradas y 15-30 gramos de la muestra tamizada (malla 20/35) para medir la porosidad. Investigadores han reportado un nivel bajo de incertidumbre con respecto a la porosidad en los experimentos que han realizado.

Como se mencionó anteriormente, el proceso de secado de la muestra, entre otros factores, puede afectar a los resultados finales; la temperatura utilizada en el proceso y control de la humedad determina si los resultados representan la porosidad efectiva o la porosidad total. Algunos autores afirman, han observado diferencias significativas en experimentos de diferentes laboratorios utilizando el método original del GRI, aunque estas cuestiones pueden derivarse de la utilización de muestras "gemelas" que no son del todo idénticas, o han sido procesadas de diferentes maneras.

El Instituto de Investigación de Gas (GRI) piensa que su método mide la porosidad total conectada ya que la muestra está completamente seca, removiendo el agua ligada a la arcilla. Con la salvedad de que las temperaturas utilizadas en el proceso de secado han sido las adecuadas, la porosidad por tanto representa la porosidad total, que incluye la del kerógeno, la de la matriz inorgánica y la de las arcillas (**Figura 1.31**). Hay que destacar que el kerógeno presente es el remanente de la materia orgánica de la roca del proceso de madurez, esto no se ve alterado por el proceso de secado siempre que se utilicen temperaturas y condiciones adecuadas.



Figura 1.31 Tipos de porosidad presentes en shale gas (Modificada de Quirein et al, 2011)

Otras técnicas de medición de la porosidad en yacimientos de shale gas incluyen inyección de mercurio a presión capilar (MICP) y el registro de resonancia magnética nuclear (NMR). Para medir la porosidad, el método MICP mide el volumen total de roca por métodos de inmersión, y el volumen total de poros en muestras secas mediante la inyección de mercurio a una presión de 60,000 psia.

Las técnicas de resonancia magnética son útiles para la medición de la porosidad en las rocas saturadas de agua independientemente de la matriz. Cuando minerales paramagnéticos están presentes en la matriz o cuando la fase de hidrocarburo está presente, la interpretación del tiempo de relajación se vuelve más compleja. Para entender acerca de la relajación de los núcleos de los átomos mediante la herramienta NMR, tenemos que saber que hay muchas formas en las que un núcleo atómico puede perder energía y volver al estado de equilibrio. Cada vez que la molécula golpea una superficie sólida, el núcleo tiene la oportunidad de regresar a su alineación con el campo magnético más fuerte; a esto se le denomina relajación.

Los efectos de difusión que facilitan la identificación de la calidad del fluido cuando se combina con la T1 (relajación longitudinal) o T2 (relajación transversal) no parecen funcionar en shale gas.

En una roca, la relajación por NMR depende del tamaño de los poros, cuanto más grandes son los poros, mayor es el tiempo de relajación. La sensibilidad del NMR al tamaño del poro tiene dos aplicaciones simples pero muy impactantes. La primera es la permeabilidad, que está determinada por el tamaño de los poros. Más precisamente, la permeabilidad es proporcional al cuadrado del diámetro de los poros, así que uno espera que la permeabilidad sea proporcional al cuadrado del tiempo de relajación por NMR. Se ha confirmado esta relación realizando pruebas de laboratorio en diferentes tipos de rocas. La segunda aplicación de los datos del NMR, que es la que nos interesa en este tema, es determinar una distribución de los tamaños de los poros. Como los poros dentro de una roca pueden variar considerablemente en su tamaño, las distribuciones son muy amplias. La distribución del tamaño del poro brinda al equipo multidisciplinario en el área de yacimientos mucha información sobre una roca; es mejor que observarla con un microscopio.

La **figura 1.32** es un ejemplo práctico del NMR que presenta las mediciones de laboratorio en muestras saturadas y desaturadas de una lutita muy compacta con contenido de arcilla <40%. El NMR ofrece datos de porosidad, que son compatibles con otras técnicas en las mismas condiciones de la prueba.

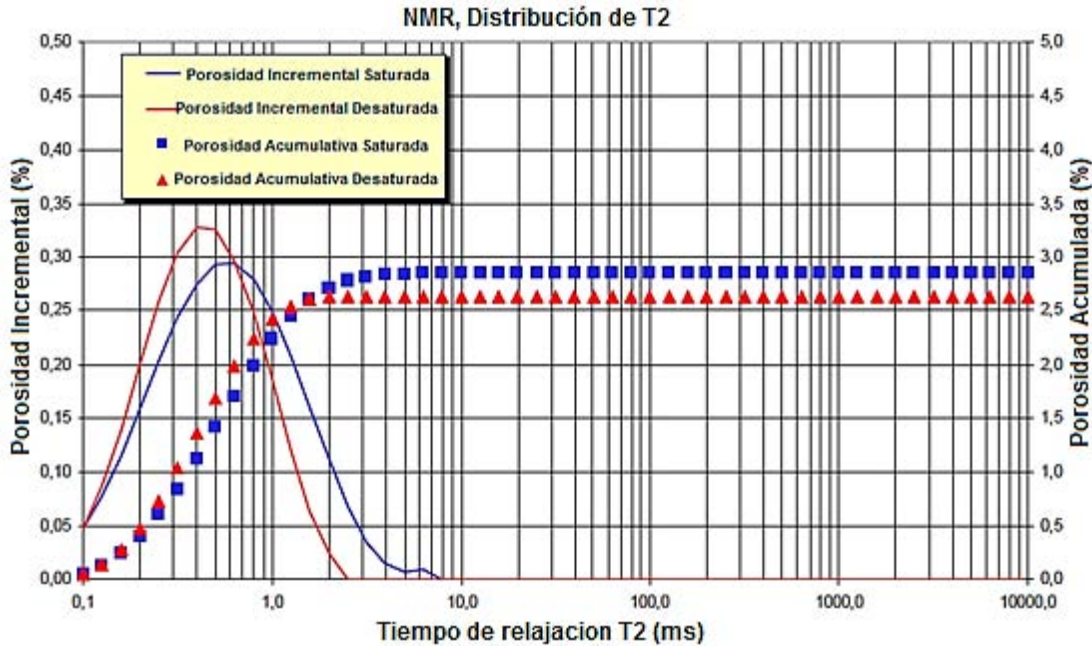


Figura 1.32 Distribución del tiempo de relajación transversal T2, en una lutita del Devónico (Modificada de Repsol YPF, 2010)

En las muestras de baja porosidad, la señal más débil (baja relación señal-ruido) y la falta de hidrógeno del gas no se consideran condiciones ideales para la precisión de la medición de porosidad con la herramienta NMR. Se debe trabajar aún más para entender mejor los efectos del filtrado de lodo y observar si el gas atrapado en los poros libres, principalmente en el kerógeno hidrofóbico, permanece sin ser desplazado en el área profunda de investigación de la herramienta, ya que la deficiencia de hidrógeno y la alta difusividad pueden alterar irreversiblemente el resultado de estas mediciones.

Un aspecto de gran valor de esta técnica es que puede ser transportado desde el laboratorio al pozo a través de herramientas de registro NMR facilitando la obtención de la porosidad independientemente de la composición de la matriz. Esto es especialmente importante dado que la estimación de la porosidad con registros convencionales se dificulta debido a los altos niveles de incertidumbre en el establecimiento de los componentes litológicos y volumen de kerógeno de la roca.

Las principales características y limitaciones de la técnica con la herramienta de resonancia magnética nuclear (NMR) para el shale gas se describen a continuación:

- Deficiencia de hidrógeno del gas en lo que respecta al agua (resultando en niveles inexactos de baja porosidad).
- Baja relación señal-ruido dado el bajo nivel de porosidad.
- Mediciones estacionarias o velocidad de registro muy baja.

- Mojabilidad mixta.
- Efectos de difusión potencialmente bajos y control de la relajación superficial; difícil separar las señales de gas-agua.

1.8.2 Permeabilidad

La permeabilidad (k) puede ser definida como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso sin alterar su estructura interna (**Figura 1.33**). Una roca se considera permeable si permite pasar a través de ella una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado y se considera impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

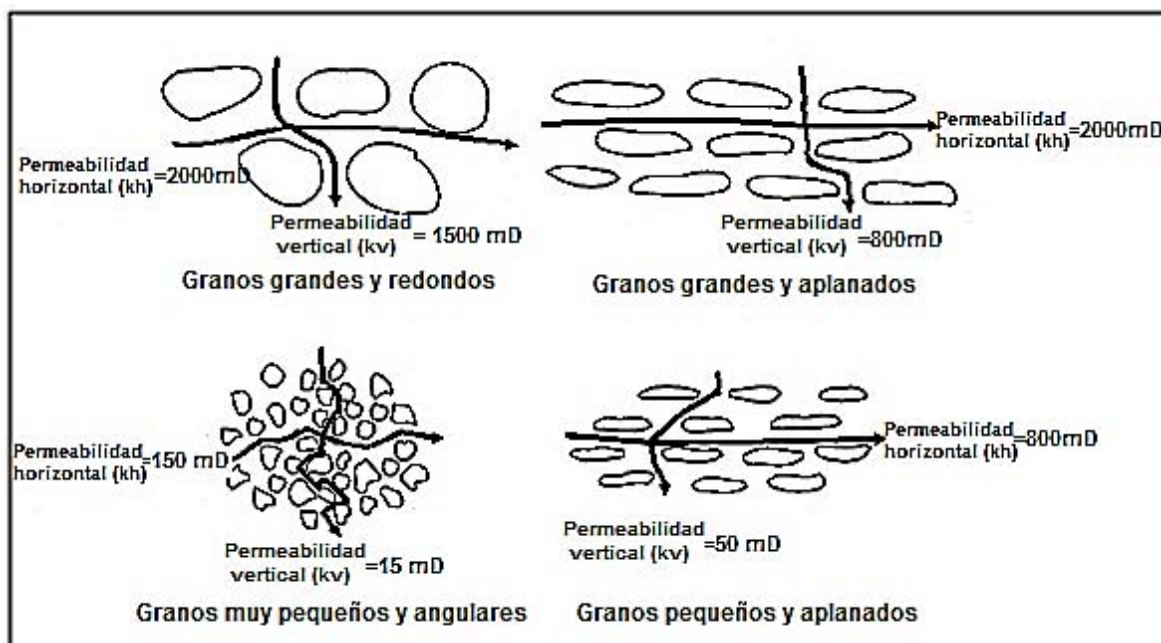


Figura 1.33 La permeabilidad se ve afectada por el tamaño, forma, clasificación y arreglo de los granos (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010)

La velocidad con la que el fluido atraviesa la roca depende de tres factores básicos:

1. Porosidad, en la cual los poros deben estar interconectados.
2. Densidad del fluido, afectada por su temperatura
3. Presión a que está sometido el fluido.

La permeabilidad se mide en unidades derivadas de la ley de Darcy: en darcys (D) y milidarcys (mD), siendo la última la más utilizada en la industria petrolera, pero en el sistema métrico decimal (SMD) también se utiliza metros cuadrados (m^2) o bien, centímetros cuadrados (cm^2).

Para adentrarnos en el tema hablaremos de la ley de Darcy, la cual dice que para un flujo lineal la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Esta ley requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y se tenga un flujo homogéneo y laminar; su razón matemática está dada por:

$$v = \frac{k(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

Donde:

v = velocidad del fluido (cm/s)

k = coeficiente de permeabilidad (darcys)

$(P_1 - P_2)$ = Gradiente de presión (atm)

μ = viscosidad del fluido (cp)

L = longitud del medio poroso (cm)

Pero también puede ser expresada en función del gasto (q) como se muestra en el siguiente razonamiento:

Se sabe que la razón matemática de la velocidad es:

$$v = \frac{d}{t}$$

Y la razón matemática del gasto es:

$$q = \frac{V}{t}$$

Bien sabemos que el volumen se puede expresar como:

$$V = A * d$$

Entonces sustituyendo el volumen en el gasto:

$$q = \frac{A * d}{t}$$

Tenemos que:

$$q = A * v$$

Despejando la velocidad:

$$v = \frac{q}{A}$$

Sustituyendo en la Ley de Darcy:

$$\frac{q}{A} = \frac{k(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Por último despejamos el gasto (q):

$$q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

(Ec. 1.8)

Y obtenemos la Ley de Darcy en función del gasto, donde:

v = velocidad (cm/s)

d = distancia (cm)

t = tiempo (s)

q = gasto (cm³/s)

V = volumen (cm³)

A = Área (cm²)

k = coeficiente de permeabilidad (darcy)

$(P_1 - P_2)$ = Gradiente de presión (atm)

μ = viscosidad del fluido (cp)

L = longitud del medio poroso (cm)

La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente manera:

a) Permeabilidad absoluta (k_{abs})

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido mojante a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, que es el mismo que se usa como fluido circulante durante la prueba. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma al medirla para cualquier líquido mojante que no reaccione con el material de la roca y que la satura al 100%. Esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto que se llama de resbalamiento molecular, por ser fluidos no mojantes.

b) Permeabilidad efectiva a un fluido (k_f)

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido particular a la permeabilidad del medio a ese fluido, en presencia de otro u otros fluidos en el medio poroso, es decir, cuando la saturación de ese fluido es menor del 100%. k_o , k_g y k_w representan, las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente. La permeabilidad efectiva es función de los parámetros que definen a la k_{abs} y de la saturación de fluidos; la suma de permeabilidades efectivas es menor que la permeabilidad absoluta.

Los valores de la permeabilidad efectiva pueden variar desde cero hasta la permeabilidad absoluta, con excepción de la k_g , que puede ser mayor que la absoluta, cuando la muestra está saturada 100% de gas, por la razón anteriormente indicada.

c) Permeabilidad Relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw}).

La permeabilidad relativa es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y se define como sigue:

Permeabilidad relativa al aceite,
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 1.9})$$

Permeabilidad relativa al gas,
$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 1.10})$$

Permeabilidad relativa al agua,
$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 1.11})$$

Esta medida es muy importante en Ingeniería de Yacimientos, ya que es una indicación de la facilidad con la que un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}), o a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}), se tiene que la k al fluido en movimiento es aproximadamente la k_{abs} . Si un 2 o 3% de la fase no mojante se introduce, ésta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante, si los poros fueran iguales no habría obstáculos.

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojanete tiene forma de S invertida. La curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete es cóncava hacia arriba. Para sistemas agua-aceite (**Figura 1.34**) el agua es mojanete (normalmente), en sistemas gas-aceite (**Figura 1.35**) el aceite junto con el agua (SL) forman la fase mojanete.

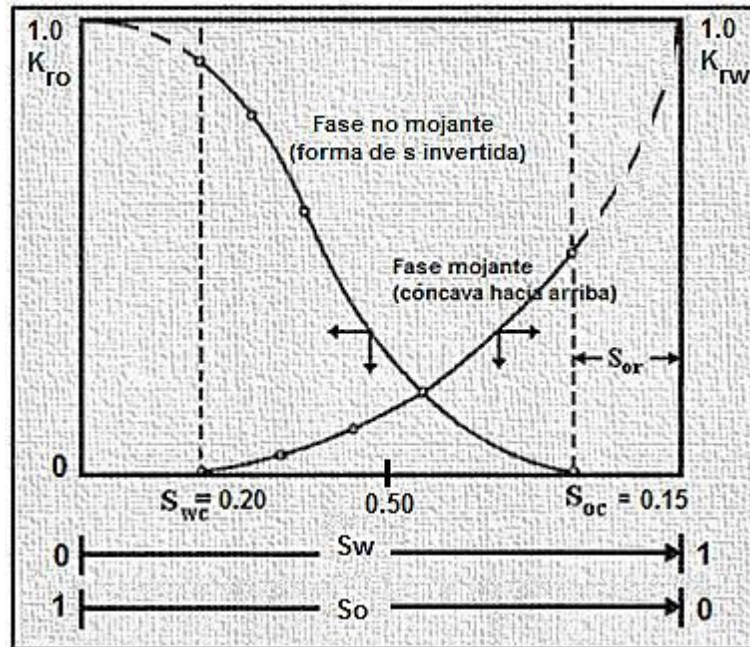


Figura 1.34 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua-aceite (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

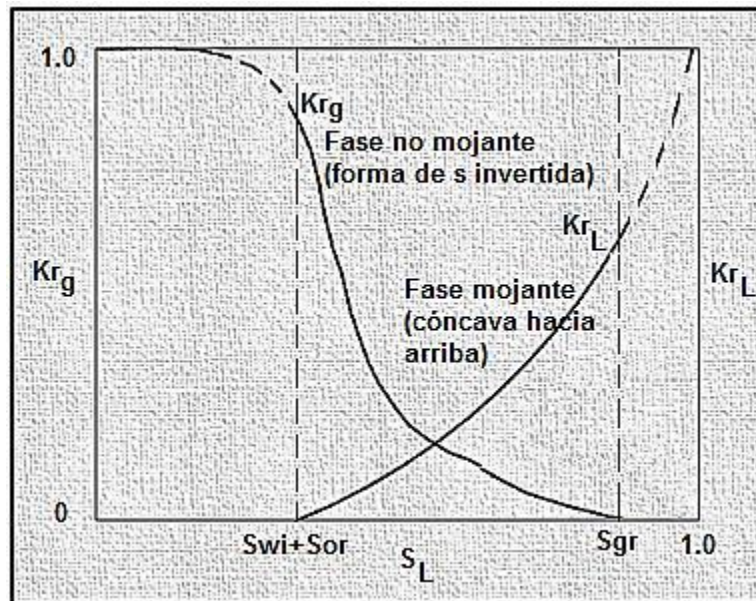


Figura 1.35 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema gas-líquido (aceite + agua) (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

Para entender mejor el tema de permeabilidades relativas nos apoyaremos en la **figura 1.34**, la cual muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Al principio se tiene una saturación de agua de 1, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua a 0.85, en forma aproximada (un aumento en la S_o de 0.15) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua, de 1 a 0.6; en cambio, a la saturación de 0.15 de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es cero. Este valor de saturación de aceite, se denomina saturación crítica ($S_{oc} = 0.15$), o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite (S_{or}), al valor de S_o por debajo del cual no puede reducirse esta saturación en un sistema agua-aceite.

A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua de 0.20, la $k_{rw} = 0$ y la k_{ro} es bastante alta. A esta saturación de agua de 0.20 se le conoce como saturación de agua crítica (S_{wc}); puede ser mayor o igual a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}). En las rocas de los yacimientos preferentemente mojadas por agua, la fase agua está adherida a las paredes de los espacios porosos, o sea a los sólidos.

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad, la cual puede variar de 0.001 a 0.000001 mD. Como se ha mencionado, la permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, el tamaño de los poros y de las gargantas, así como de la geometría del espacio poroso. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcys, varios órdenes de magnitud mayor que las observadas en las lutitas (**Figura 1.36**). Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando un fluido a través de núcleos cortados de ellas y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan por los poros comunicados de la muestra.

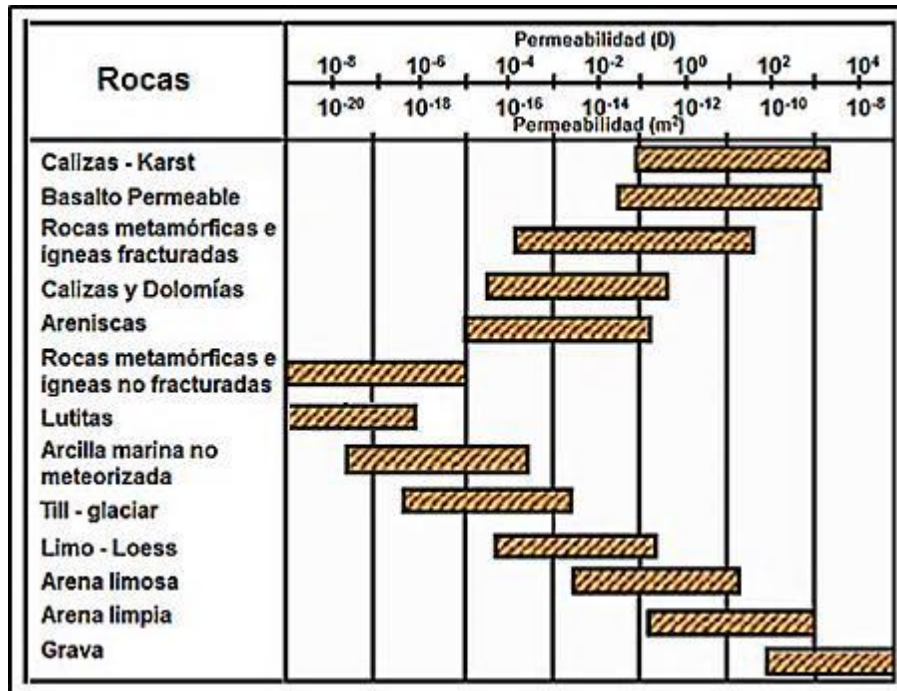


Figura 1.36 Cuadro comparativo de tendencias de permeabilidad en diferentes rocas (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010)

La permeabilidad de las lutitas, en el rango de los nanodarcys, imposibilita la implementación de estos enfoques convencionales. TerraTek desarrolló los análisis de rocas compactas (TRA) con la técnica de pirólisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. Además de permeabilidad, la técnica TRA proporciona densidad aparente y de granos, porosidades total y efectiva, saturaciones de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas. La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

En cuanto a los yacimientos de shale gas, la permeabilidad de la matriz determina la viabilidad de mantener la producción a largo plazo de estos yacimientos, por lo tanto, la medición de la permeabilidad es de gran interés. Las limitaciones de los métodos tradicionales de medición de la permeabilidad, muchos de los cuales sólo son capaces de medir niveles de hasta 0.01 mD, bajo una precisión aceptable, además de los efectos no deseados en muchos núcleos, tales como microfracturas naturales o inducidas, ha orientado a la búsqueda de alternativas innovadoras. El desafío consiste en medir de forma fiable en el rango de microdarcys o incluso menor. El GRI aplica un método que toma ventajas del ciclo de expansión de helio en las muestras trituradas para interpretar la curva de presión-tiempo y analíticamente derivan un resultado para la permeabilidad de la matriz. Dado que los experimentos son hechos en la muestra tal como se recibió, los fluidos irreductibles estarán presentes en la roca; por lo tanto, esta permeabilidad

puede representar la permeabilidad efectiva del gas a la Swirr y la porosidad ocupada por el gas puede ser derivada.

Dependiendo del tipo y características del fluido almacenado en el yacimiento, se requieren capacidades de flujo naturales además del fracturamiento hidráulico masivo. La menor movilidad (mayor viscosidad) del aceite con relación al gas requiere de mejores condiciones de flujo, micro en lugar de nanopermabilidad (**Figura 1.37**).

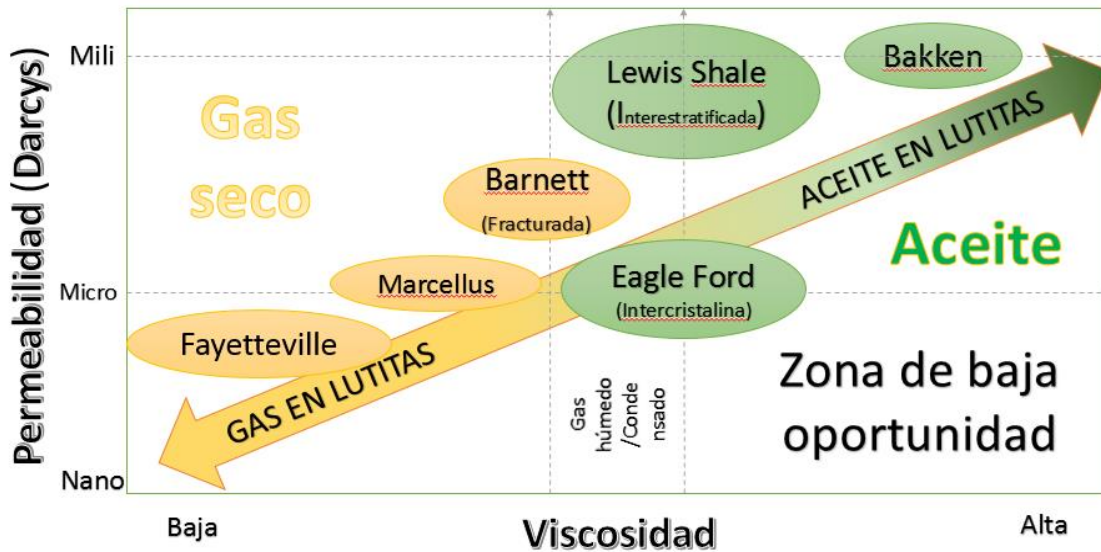


Figura 1.37 Relación de permeabilidad y viscosidad en diferentes formaciones arcillosas de baja permeabilidad (lutitas) productoras de aceite y gas (Modificada de Bohacs et al., 2012)

1.8.3 Saturación de fluidos

La saturación de un fluido (S_f) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros (V_p); su razón matemática está dada por:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (\text{Ec. 1.12})$$

Donde el fluido puede ser aceite, agua o gas.

En otras palabras, la saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

Un yacimiento en la zona de hidrocarburos puede tener las tres o mínimo dos saturaciones de fluidos pero siempre está presente la saturación de agua (S_w) ya sea móvil o irreductible. Por otro lado, la saturación de agua congénita (S_{wi}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

- Los valores de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) son del orden de 0.1 a 0.3; la saturación de aceite (S_o) puede abarcar hasta valores de 0.9, aproximadamente.
- De la definición de saturación, se demuestra que la sumatoria de las saturaciones de fluidos es igual a uno, es decir, $\sum S_f = 1$.
- En un proceso de aumento de saturación, se llama saturación crítica (S_c) al valor de saturación a partir del cual el fluido correspondiente empieza a moverse (S_{wc} , S_{oc} , S_{gc}), esto depende de las características del sistema roca- fluidos.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua, por sus condiciones de migración y depósito; en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua. La saturación de agua puede alcanzar valores de 0.8 aproximadamente, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales). Para el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primera burbuja de gas; al continuar bajando la presión se va incrementando la S_g , pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura, sino hasta que se alcanza la saturación de gas crítica (S_{gc}).

La saturación de agua irreductible se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua irreductible. La determinación de la saturación de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

1. Núcleos tomados en pozos perforados.
2. Cálculos a partir de las curvas de presión capilar.
3. Cálculo a partir de registros eléctricos.

1.- La saturación de fluidos se determina en pequeñas muestras de roca, tomadas de un núcleo completo recién sacado del pozo o preservado, que contenga los fluidos existentes en el yacimiento.

2.- Existe otros procedimientos de laboratorio para determinar la saturación de fluidos, por ejemplo, cuando una muestra de roca es utilizada para obtener otras propiedades como la presión capilar que normalmente se relaciona con la saturación de fluidos, por lo que es necesario conocerla a medida que se realizan pruebas de comportamiento capilar.

3.- La saturación de fluidos también puede ser determinada indirectamente por medio de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozo.

La determinación de la saturación de agua a partir de registros eléctricos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de saturación de Archie (Ec. 1.13).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad (\text{Ec. 1.13})$$

Donde:

ϕ = Porosidad

S_w = Saturación de agua

R_w = Resistividad del agua de formación

R_t = Resistividad verdadera de la formación

n = Exponente de saturación

m = Exponente de cementación

a = Factor de tortuosidad, generalmente se asume como 1.

Como se mencionó más arriba para calcular la saturación de agua inicial a partir de las curvas de presión capilar determinadas en laboratorio sobre muestras de núcleos tomados de pozos en la formación de interés. En este caso se asume que el sistema poroso de la roca almacenadora actúa como un sistema de tubos capilares donde dos o más fluidos coexisten. En este sistema de tubos capilares la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar.

La **figura 1.38** muestra el fenómeno de introducción de un capilar en una interfase agua-petróleo, donde se genera el denominado ascenso capilar. Adicionalmente esta figura muestra un esquema simplificado de medio poroso heterogéneo con capilares cilíndricos de diferente diámetro. En este diagrama se observa que por encima del nivel de agua libre (interfase plana entre el agua y el petróleo) en un nivel escogido Z, existen capilares con agua y capilares con petróleo dependiendo del diámetro de los mismos.

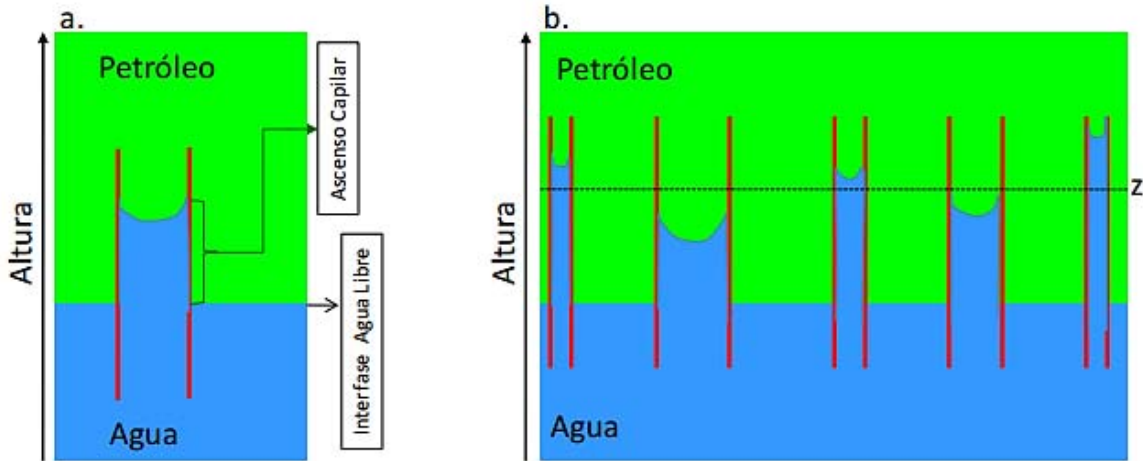


Figura 1.38 Ascenso capilar de la interfase agua-petróleo e idealización del medio poroso heterogéneo (Tomada de Rojas, C.A., 2011)

La figura 1.39 muestra un esquema donde se puede observar cómo la curva de presión capilar permite definir el contacto agua-aceite, el nivel de agua libre, la saturación de agua irreducible y la saturación de agua en la zona de agua móvil en un yacimiento.

Las saturaciones residuales e irreducibles de los fluidos obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se usan para estimar la cantidad de aceite recuperable y la saturación esperada de agua inicial, pues permiten definir los contactos de los fluidos y el nivel de agua libre (FWL).

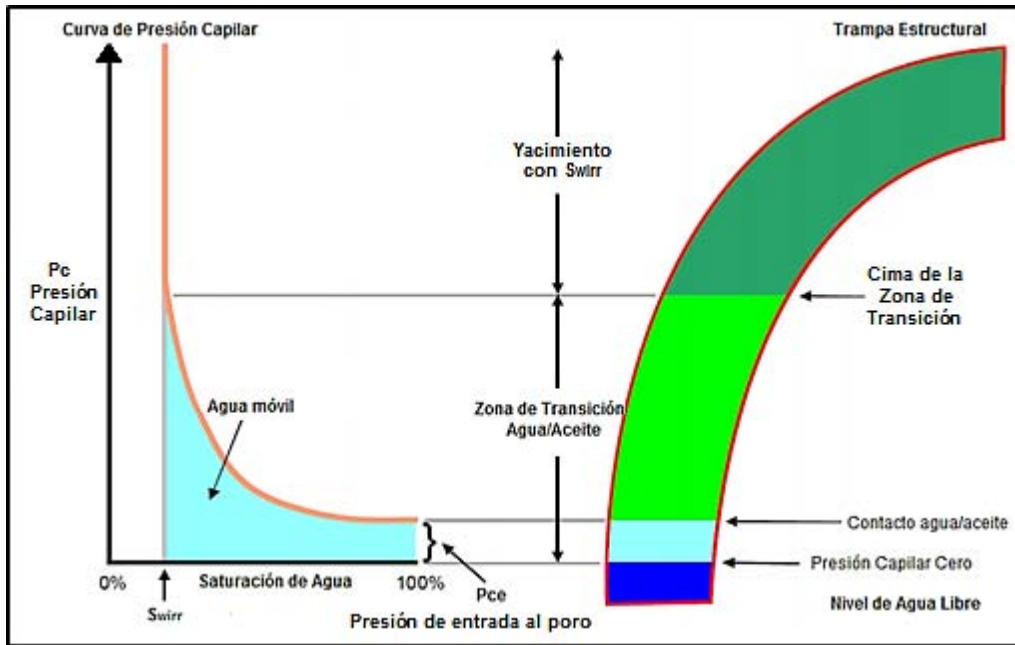


Figura 1.39 Definición de contacto agua-aceite y nivel de agua libre (Modificada de Rojas, C.A., 2011)

En el laboratorio la presión capilar (P_c) es convertida desde presión a altura sobre el nivel cero (pies o metros). La saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se define como la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuanto más aumente la presión capilar. La presión de entrada al poro (P_{ce}) se define como la mínima presión requerida para que el aceite pueda comenzar a invadir la estructura porosa, también se le conoce como presión de desplazamiento. Es importante definir también la zona de transición que corresponde al intervalo del yacimiento sobre el cual tanto el aceite como el agua fluyen.

En cuanto a los yacimientos de shale gas, la técnica utilizada por el Instituto de Investigación de Gas (GRI) para medir la S_w es con el aparato Dean Stark en muestras trituradas. La S_w también puede ser establecida por el método de la retorta en el laboratorio. Como es el caso en los yacimientos convencionales, la salinidad del agua en la roca tiene un impacto significativo en estos análisis y, a menudo, puede resultar en altos niveles de inexactitud. Los volúmenes de agua y de aceite extraídos con tolueno (metilbenceno) se miden para obtener sus saturaciones, entonces, la saturación del gas se calcula por diferencia. No hay grandes variantes en cuanto a los procedimientos estándar, a excepción del uso de una muestra triturada y la característica no convencional de la roca.

La **figura 1.40** muestra una imagen de microscopio con la distribución de fluidos en el sistema de poros con respecto a las investigaciones de Passey (2010), donde distinguimos el gas libre (rojo oscuro) en los poros del kerógeno, el gas adsorbido (rojo claro) en las paredes de los poros del kerógeno y el agua (azul claro) en la matriz inorgánica que tiene microfracturas.

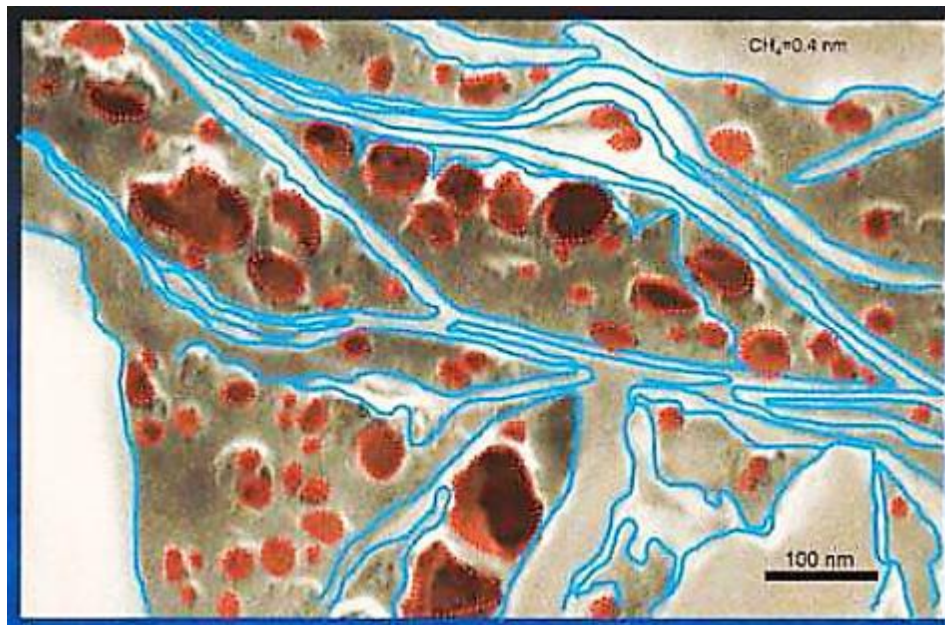


Figura 1.40 Distribución hipotética del agua y gas en shale gas (Tomada de Passey, 2010)

1.9 Propiedades petrográficas de shale gas/oil

1.9.1 Tamaño de poro

Una característica notable de las lutitas es su espacio poroso. Normalmente los yacimientos convencionales tienen tamaños de poro que son 1000 veces más grandes que los de las lutitas. Una garganta de poro más pequeña evita el flujo de las moléculas de aceite y gas a través de ella, por lo que para que una molécula compleja como la del aceite fluya, se requieren de porosidades mayores al 25% y de diámetros de poro que excedan los 10 nanómetros (nm) para que pueda pasar a través de la matriz de la lutita (**Figura 1.41**).

La porosidad de las lutitas puede variar de acuerdo con la composición mineralógica y textural. Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos varían entre el 2 y 15%; para que una lutita sea productora de aceite requiere de una porosidad mínima de 2% o 3%. Una alta madurez térmica reduce el volumen de material orgánico y ayuda a crear espacio poroso adicional para el almacenamiento. La determinación de la porosidad, particularmente la medición del volumen de poro, requiere de la densidad exacta del grano y de un análisis mineralógico cuantitativo, lo cual es más difícil en rocas de grano fino.

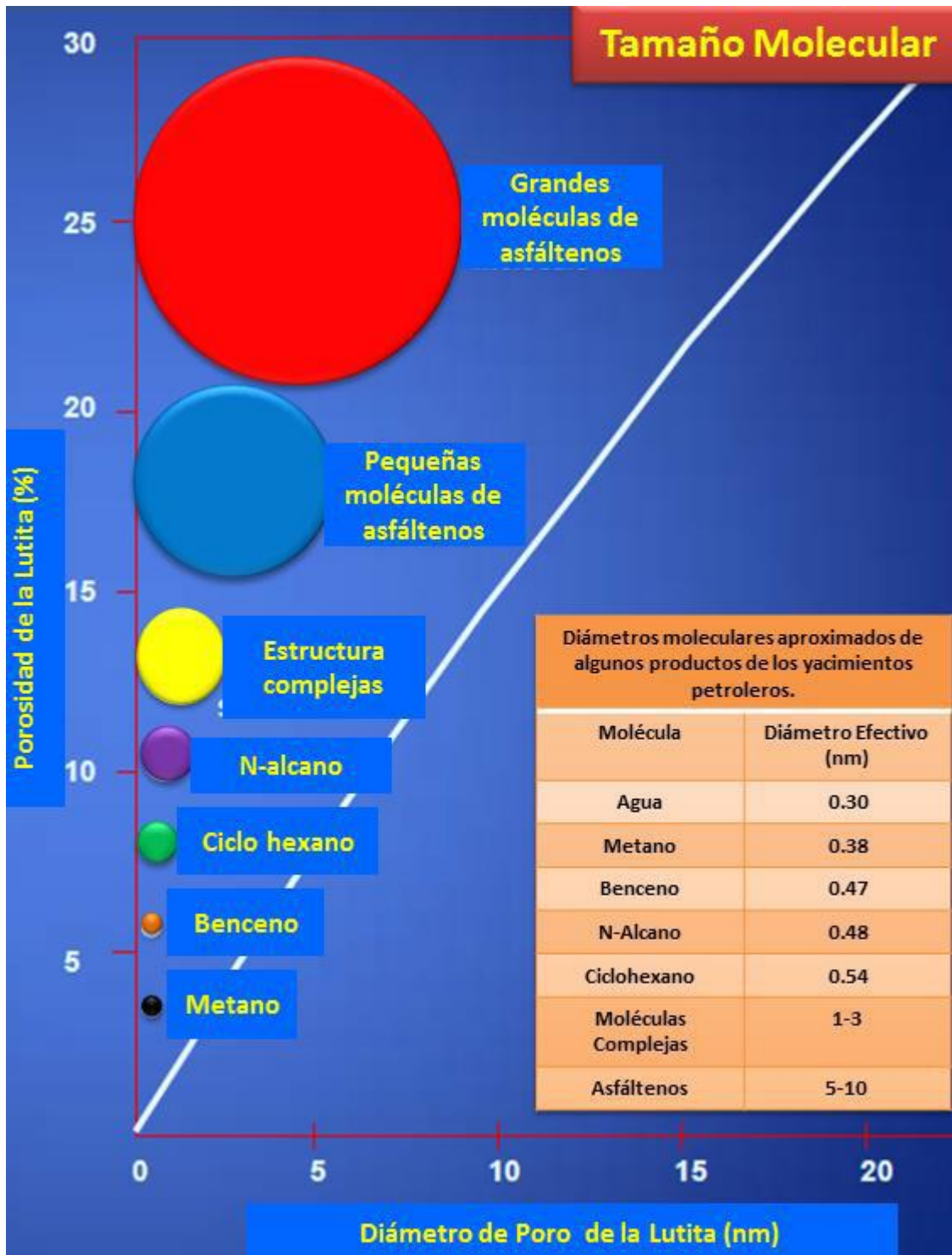


Figura 1.41 Gráfica que muestra el tamaño de poro necesario para que puedan fluir las moléculas de aceite (Tomada de Passey, 2010)

1.9.2 Tipo de poro

Los valores de porosidad total para este tipo de yacimientos se encuentran entre el 3% y 12% y se reconocen cuatro tipos de poros: de matriz ($< 3 \mu\text{m}$), nanoporosidad en la materia orgánica ($< 1 \mu\text{m}$), intragranular o intrapartícula ($< 10 \mu\text{m}$), e intergranular o interpartícula ($< 10 \mu\text{m}$). La porosidad total presenta una tendencia creciente hacia zonas más ricas en materia orgánica y en arcillas (que suelen estar, a su vez, asociados). Debido al tamaño de los poros en las lutitas, se utiliza el SEM para determinar los tipos de porosidad presentes. Esta herramienta permite visualizar con detalle las arcillas de una muestra de roca, la materia orgánica presente y el tipo y tamaño de poros (**Figura 1.42**).

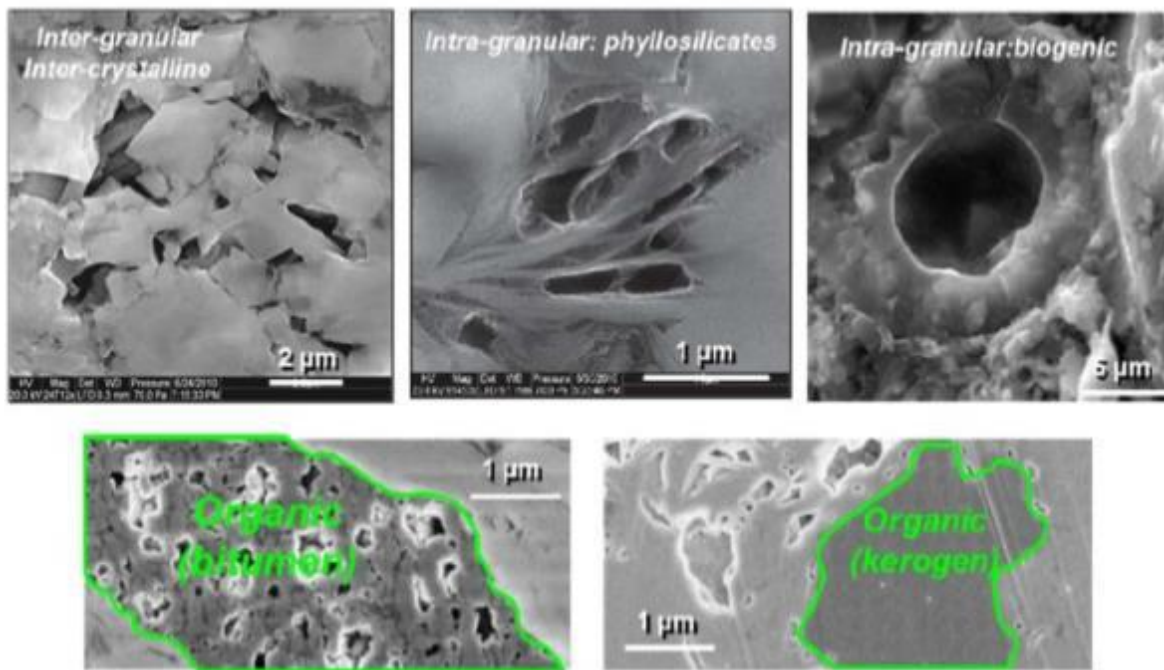


Figura 1.42 Imágenes SEM para determinar los tipos de porosidad presentes en las lutitas (Tomada de Bohacs 2013)

1.9.3 Mineralogía

El conocimiento de la mineralogía de las lutitas es importante para entender el contenido de hidrocarburos, la capacidad de flujo y las propiedades mecánicas de la roca. Su determinación precisa es necesaria para calibrar el modelo petrofísico y para determinar el grado de sensibilidad de la lutita al agua. Es un elemento esencial en el diseño de la perforación y terminación.

La mineralogía de las lutitas es altamente variable, ya que es función de los componentes originales que forman la roca y la alteración diagenética de los mismos. Normalmente se mide el porcentaje de cuarzo, de arcilla y carbonatos (**Figura 1.43**).

- % de cuarzo: El contenido de cuarzo es un parámetro utilizado para determinar la fragilidad de una roca. Con valores más altos de cuarzo, la fragilidad de la roca será mayor; lo cual sugiere que la roca podrá ser efectivamente estimulada por fractura. Sin embargo,

altos contenidos de cuarzo podrían también dar como resultado que las gargantas de poros se restrinjan o se bloqueen.

- % de arcilla: Existe una relación entre el % de cuarzo y % de arcillas. Las lutitas con bajo contenido de cuarzo probablemente les corresponderán mayor contenido de arcilla o carbonatos. La arcilla es más flexible y por lo tanto, más resistente a la propagación de la fractura, por lo que un alto contenido de arcilla no es deseado como característica de yacimiento. Además el contenido de arcillas como la esmectita (hinchable) y la illita (no hinchable) determinan el grado de sensibilidad de la lutita al agua.

Es muy importante medir la fragilidad de las lutitas, ya que está directamente ligada con la economía del play. La fragilidad es la capacidad de la roca para fracturarse. Esta propiedad está relacionada con la composición mineralógica, la resistencia mecánica de la roca, la textura, el esfuerzo efectivo, la temperatura, el tipo de fluido, la diagénesis, el COT y la historia del sepultamiento. En la **figura 1.43** se observa que la fragilidad incrementa a medida que el porcentaje de cuarzo y/o carbonatos aumenta y disminuye cuando incrementa el contenido de arcilla y materia orgánica (Rickmann et al. 2008).

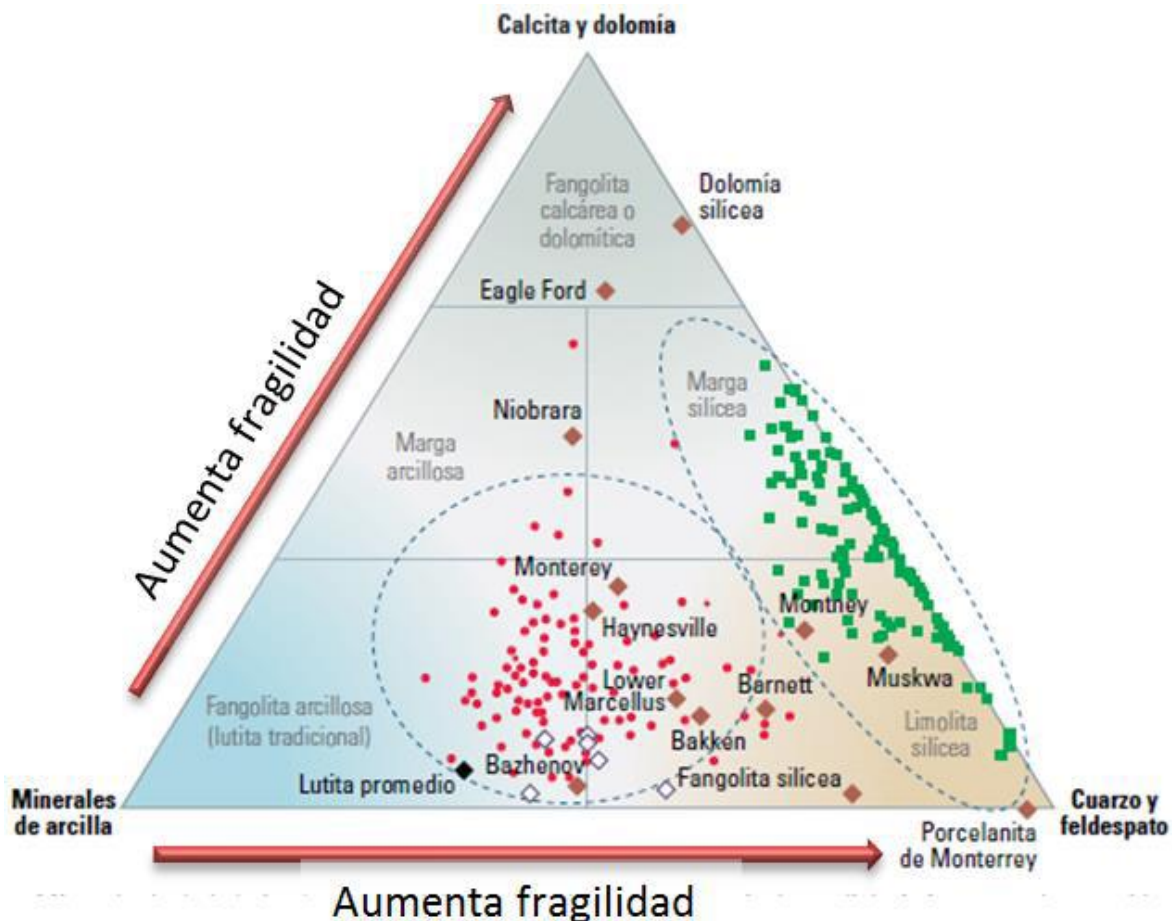


Figura 1.43 Gráfica que ilustra la variación en la mineralogía (Modificada de Schlumberger, 2011)

Los estudios de DRX son fundamentales para conocer la mineralogía. El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca. Para este tipo de yacimientos, la cantidad y tipo de arcilla es uno de los resultados más importantes del DRX. Este grupo de minerales le confiere a la roca portadora una alta ductilidad, y a su vez, el tipo de arcilla una sensibilidad a los fluidos que resultan fundamentales al momento de planificar el fluido a utilizar durante las fracturas durante la terminación del pozo. Sin embargo, hay varias metodologías diferentes dentro del DRX (diferentes barridos) que dan como resultado valores de arcilla variables. Esto debe considerarse al momento de evaluación a fin de no subestimar o sobreestimar dicho componente. Además existe una relación directa entre cantidad de arcilla y el COT, dándose alto COT en zonas de mucha arcilla.

La descripción de cortes delgados complementa los estudios anteriores permitiendo identificar materia orgánica, cantidad y tipos de fósiles, presencia de laminación, composición, y a su vez facilita la selección de muestras para el SEM.

Los resultados de DRX, SEM y cortes delgados son utilizados para calibrar el perfil mineralógico. En el caso de que se haya realizado un Rock Typing, estos resultados sirven para convertir las facies basadas en perfiles a litofacies con respaldo petrográfico y litológico.

En resumen los estudios petrográficos incluyen descripción de núcleos (perfil litológico) y de cortes delgados, DRX, FRX y Microscopía electrónica de barrido (Scanning Electron Microscopy, SEM) de los cuales se obtiene el tipo y tamaño de poro, la mineralogía y la fragilidad de la roca.

1.10 Propiedades geoquímicas de shale gas/oil

El análisis geoquímico de núcleos, recortes y muestras de afloramientos es un aspecto esencial e integral de la caracterización de lutitas. Los objetivos principales de este análisis son: determinar la cantidad, el tipo y la madurez térmica (calidad) del material orgánico contenido en ellas y su potencial para generar hidrocarburos. Diferentes métodos de laboratorio como la medición del carbono orgánico total por pirólisis (Rock Eval) y la reflectancia de la vitrinita son usadas para dicho fin.

1.10.1 Carbón orgánico total

(COT o TOC en inglés). Este parámetro es expresado en porcentaje en peso (%W) y es un indicador de la cantidad total de materia orgánica presente, es decir la riqueza orgánica. El COT decrece con la madurez térmica. Las rocas con mayores valores del COT son más ricas en materia orgánica y se traduce en mejor calidad del kerógeno.

La medición de COT es uno de los primeros análisis y se realiza directamente sobre muestras de roca. A menos que se obtenga un núcleo continuo, la medición se puede realizar de forma aislada en múltiples muestras de roca, a fin de obtener valores representativos de todo el espesor de interés. La principal aplicación de estos valores es identificar los niveles con mayor contenido orgánico, y por consiguiente, los más ricos en hidrocarburo. En la literatura se indica que una buena roca yacimiento de lutita debe contener un promedio mayor o igual al 2% en ventana de gas, y de 1% en ventana de aceite (valores utilizados en ecuación volumétrica para obtener un

espesor útil) cualquier formación de lutitas con valores de COT entre 2% y 5% se considera como un excelente prospecto de exploración (Tabla 1.5).

Contenido Orgánico Total (% en peso)	Potencial de los recursos (Calidad del kerógeno)
< 0.5	Muy pobre
0.5-1.0	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Bueno
4 a 12	Muy bueno
> 12	Excelente

Tabla 1.5 Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos

El COT permite detectar el potencial de petróleo en la roca madre durante la etapa de exploración, y por lo tanto es un indicador muy importante para su evaluación. Sin embargo, el COT por sí mismo, no es necesariamente un buen indicador de cuantos hidrocarburos pueden generarse en la lutita porque el carbono de la materia orgánica debe estar asociado con hidrógeno. Por medio de la pirólisis se estima la cantidad de hidrógeno contenido en la materia orgánica. Al combinar el COT con el resultado de la pirólisis proporcionan una indicación del volumen de materia orgánica que está presente y el volumen de hidrógeno asociado con esta.

Pirólisis: Es un procedimiento que consta del calentamiento de una muestra de roca en un ambiente inerte, mientras se mide la volatilización y craqueo de Kerógeno. A partir de este estudio se obtienen los parámetros S1, S2, Tmax y los índices de oxígeno e hidrógeno utilizados en la caracterización de petróleo (OI, HI respectivamente). El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca.

Debido a que en un shale oil, el hidrocarburo a producir es el generado por la roca madre y entrampado en ella misma, se utiliza el valor de S1 (hidrocarburo existente) como una medida de concentración de hidrocarburo in situ y en cálculos volumétricos. Los demás indicadores de la pirólisis son utilizados en los yacimientos no convencionales para obtener madurez (Tmax), potencial generador (S2) y tipo de kerógeno (HI, OI) presente en la roca.

1.10.2 Potencial remanente de hidrocarburos (S2)

Determina el potencial de hidrocarburo por peso de roca fuente (mg hidrocarburo/ g roca). Un alto factor S2 sugiere un alto potencial para que los hidrocarburos sean almacenados en la roca. Note que la gráfica de S2 contra el COT proporciona pistas sobre si la lutita o roca fuente contiene kerógeno tipo I, II, III. (Figura 1.44). Recuerda, que rocas que contienen el kerógeno tipo I y II son considerados buenas rocas generadoras de aceite.

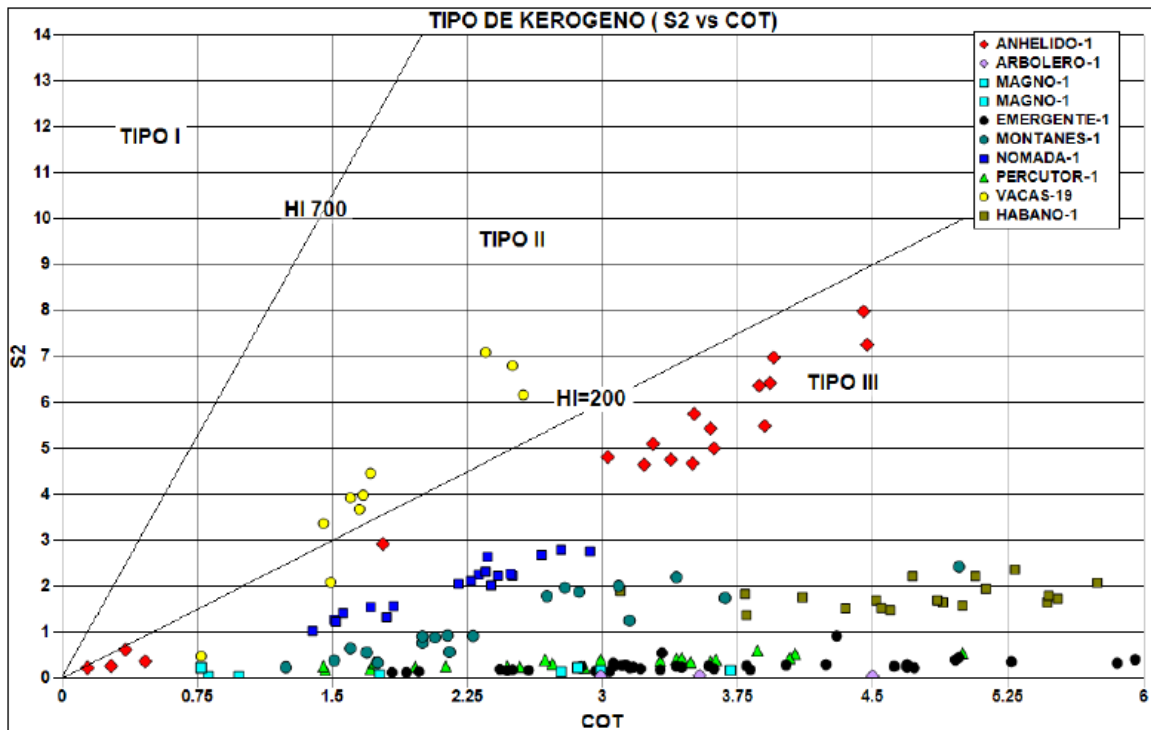


Figura 1.44 Gráfica de COT contra S₂ de los pozos de lutitas de México (Tomada de PEMEX 2012)

1.10.3 Índice de hidrógeno (HI)

Es la relación de hidrocarburos a carbón orgánico (miligramos de hidrocarburo/ gramos de carbono orgánico) en la roca, por ejemplo, la relación de S₂ a COT. Un HI menor a 200 es considerado ser un kerógeno III, lo que significa que la roca fuente es propensa a generar gas, mientras que un HI entre 200 y 700 tiende a ser kerógeno tipo II lo cual indica una ventana propensa a generar aceite y/o gas; finalmente un HI mayor a 700 indica que la roca fuente es propensa a generar aceite (Figura 1.45).

T_{max}: Es también calculada vía pirólisis Rock Eval y es un indicador de la etapa de maduración del el kerógeno. A T_{max} entre 430- 455 °C sugiere que la roca fuente probablemente cae dentro de la ventana de aceite o “madura”. A una T_{max} menor que 430 °C, la roca fuente, es probablemente inmadura, lo cual significa que actualmente está compuesta de materia orgánica no productora. Finalmente a una temperatura T_{max} mayor que 455 °C está relacionada o la ventana de gas o sobremadura.

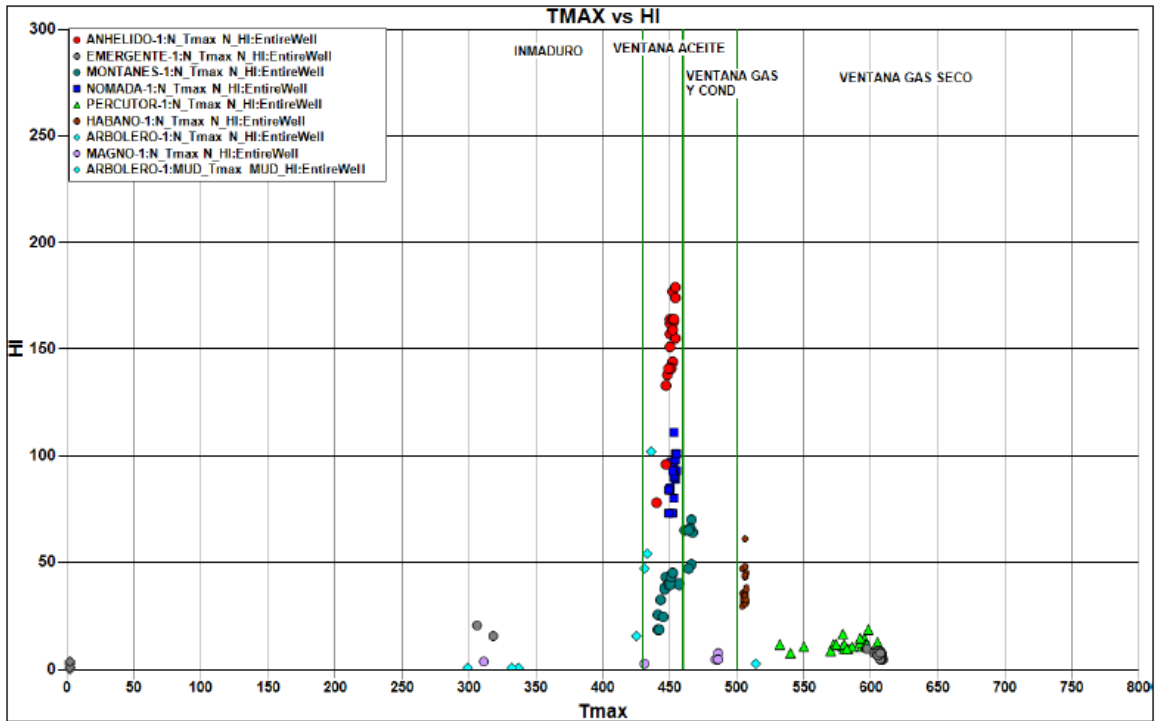


Figura 1.45 Gráfica de Tmax contra HI de los pozos de lutitas de México (Tomada de PEMEX 2012)

1.10.4 Madurez térmica

La madurez esta referenciada al grado de alteración térmica al cual ha sido sometido el material orgánico contenido dentro de la lutita (roca generadora) esto es principalmente una función de la historia de sepultamiento la cual es determinada principalmente por la presión, la temperatura y el tiempo. Las lutitas inmaduras no tienen suficiente madurez térmica para generar hidrocarburos. Las lutitas inmaduras pueden ser dañadas por los fluidos de perforación y son a menudo más dúctiles (menos consolidadas o más suaves y generalmente no son ideales para los tratamientos de fractura) debido a el tipo particular de arcilla que contienen dentro de ellas.

La madurez es expresada frecuentemente en términos de la reflectancia de la vitrinita, % Ro y Tmax, las cuales se describirán a continuación.

1.10.5 Reflectancia de la vitrinita

Es equivalente a Tmax en que es también una medida de la madurez térmica de la roca fuente. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita (resina), experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La cantidad de luz incidente reflejada por la vitrinita incrementa cuando incrementa el tiempo y la temperatura, lo cual, es un indicador de la generación de hidrocarburos, y el tipo(s) de hidrocarburos que pueden ser generados.

La reflectancia de la vitrinita es el parámetro de madurez más ampliamente utilizado en la definición de las ventanas de generación de petróleo, condensado y gas. La relación empírica

entre la reflectancia y la formación de petróleo es usada para calcular la maduración térmica de la materia orgánica en los sedimentos teniendo en cuenta los factores tiempo y temperatura. Presenta una aplicación regional, permitiendo fijar los límites de las ventanas de generación de la cuenca en estudio. Como se observa en la tabla, los límites no son exactos, sino indicativos. Un valor de Ro por debajo de 0.5 % indica la presencia de materia orgánica térmicamente inmadura.

Un valor aproximado de reflectancia de la vitrina de entre 0.6% y 1.0% indica que la materia orgánica es suficiente madura para generar aceite. Una reflectancia de la vitrina entre 1.0% y 1.4% coloca a la lutita en la ventana de gas húmedo y una reflectancia de la vitrina entre 1.4% y 3% en la ventana de gas seco. Con un valor mayor al 3% la materia orgánica estará sobremadura (**Tabla 1.6**).

	Inmadura	Ventana de Aceite	Ventana de Gas húmedo	Ventana de gas Seco	Sobremadura
Reflectancia de la vitrinita	<0.6%	0.6-1.0%	1.0-1.4%	1.4-3.0%	>3.0%

Tabla 1.6 Generación de hidrocarburos y reflectancia de la vitrinita (% de Reflectancia de la Vitrina)

En general, dado que no es una medición exacta, se realiza en las etapas exploratorias y en algunos pozos que permitan caracterizar los extremos de generación.

Para que las lutitas generen aceite deben ser térmicamente maduras, es decir, debieron estar sujetas a suficiente presión y temperatura, a través de continuo y creciente sepultamiento, para someter a crackeo térmico a la materia orgánica. Las lutitas con alto COT (contenido orgánico total) pero que son térmicamente inmaduras, no son capaces de producir hidrocarburos.

1.11 Propiedades geomecánicas de shale gas/oil

El campo de la geomecánica es uno de los más complejos debido a la cantidad de información disponible y su difícil interpretación. Es importante entender cómo se comportan las distintas propiedades en las tres direcciones. Sólo se describirán algunas de las principales aplicaciones de sus resultados.

Los valores de esfuerzo y anisotropía que se obtienen ayudan en el diseño de los pozos (sobre todo horizontal o de alto ángulo), permitiendo seleccionar las direcciones más estables con el registro de imagen y resultados de microsísmica de pozos cercanos. También permiten inferir las direcciones predominantes por las cuales se van a extender las fracturas durante la estimulación, e inferir la geometría que presentarán.

También se obtienen relaciones de Poisson y módulos de Young que ayudan a comprender las diferencias de fragilidad y ductilidad, identificando las zonas de alto contraste que podrían afectar el desarrollo de las fracturas, buscando como objetivo el crecimiento de fracturas en todas las direcciones. A su vez, estos parámetros son muy útiles para diseñar las zonas de iniciación de fracturas; se considera conveniente iniciar en zonas frágiles que necesitan menor energía y

permiten una mejor propagación. Estos módulos se complementan con el “Fracture Toughness”, que brinda información sobre la resistencia al fracturamiento (Figura 1.46).

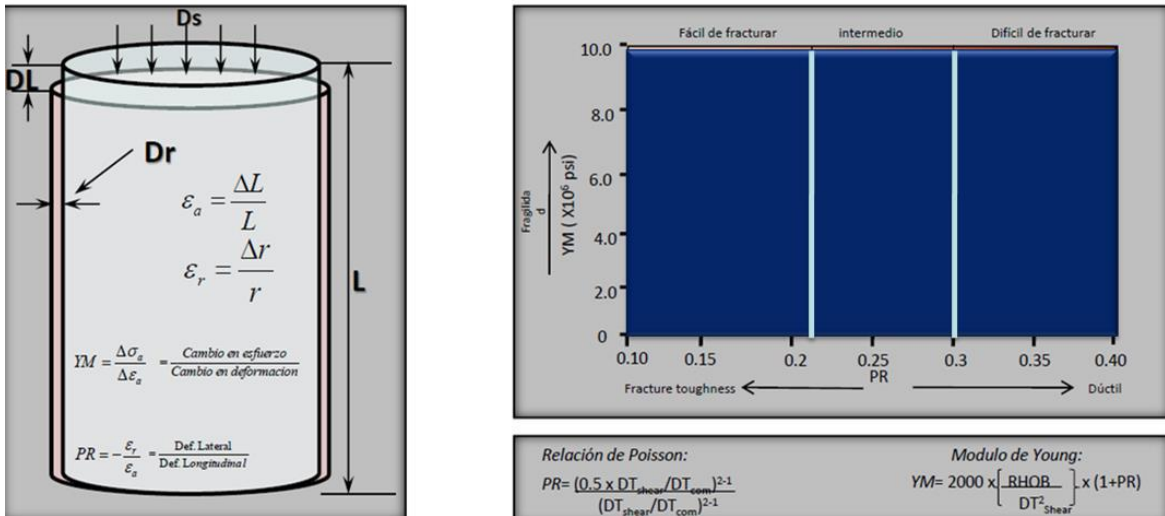


Figura 1.46 Módulo de Young y Relación de Poisson, que determinan el grado de deformación de una roca (Tomada de Pemex, 2013)

La deformación (ϵ), es una medida de cuanto material ha cambiado de forma cuando un esfuerzo ha sido aplicado. La deformación longitudinal (positiva) genera que se acorte a lo largo del eje del esfuerzo y (2) la deformación lateral (negativa) propicia que se expanda lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo.

El módulo de Young (E o YM en inglés) es la capacidad que tiene un material de deformarse como consecuencia de la aplicación de un esfuerzo (rigidez del material).

La relación de Poisson (ν o PR en inglés) es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente debido a esfuerzos ortogonales.

El número de la dureza de Brinell (Brinell Hardness Number, BHN) es una medición de laboratorio que se basa en la resistencia a la tensión, específicamente, la resistencia a la deformación que es aplicada a los núcleos de lutitas, como un indicador del potencial de admisión del apuntalante. El BHN provee un índice de comparación de las formaciones de lutitas. El índice es determinado antes y después del tratamiento en un núcleo con un fluido de fractura potencial, para determinar el efecto del fluido en la integridad de las muestras. El ablandamiento de la lutita con la exposición al fluido puede causar un significativo daño a la formación causando que el apuntalante se concentre o el cierre de las fracturas. El grado de reblandecimiento de la formación varía con diferentes fluidos, por ende el objetivo es elegir un fluido fracturante que no cause la reducción del BHN o bien, modificar (optimizar) su salinidad para reducir el efecto de ablandamiento de la cara de fractura.

El número de Brinell también es usado para optimizar el diseño de las perforaciones, el posicionamiento de pozos, la cementación y el diseño de fractura, incluyendo la geometría de fractura, las propiedades del fluido y apuntalante. Las pruebas de admisión proveen una medida física y un record visual de la admisión de apuntalante y es utilizado para mejorar la selección.

Por último, el análisis de empotramiento permite simular en el laboratorio el comportamiento del agente sostén empleado en la fractura una vez dentro de la formación. Con ella se obtienen valores de conductividad hidráulica, pérdida de espesor de la fractura por empotramiento y el estudio se complementa en medir cuánto material fino se genera a partir de la rotura del agente sostén, equivalente a pérdida de conductividad y porosidad (**Figura 1.47**). Es recomendable realizar la prueba utilizando diferentes apuntalantes (tipo y tamaño) con el fin de optimizar el diseño de fractura y la productividad del pozo.



Figura 1.47 Presencia de “*crushing*” generado durante el ensayo de empotramiento (Tomada de Schlumberger, 2003)

La amplia gama de estudios geomecánicos tienen diversas aplicaciones, aunque las principales se enfocan en dar parámetros para analizar estabilidad de pozos y diseños de fractura.

Hasta aquí se describieron todas las variables necesarias para el entendimiento del yacimiento y optimización de la estimulación.

1.12 Requerimientos mínimos para que una lutita sea productora

El potencial de las lutitas para servir como roca generadora y almacén, fue reconocido desde hace décadas, pero para que las lutitas puedan producir hidrocarburos deben cumplir con ciertos valores en sus propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas. Una vez que se ha definido dichas propiedades se proporcionaran los valores mínimos requeridos para que una formación de lutitas sea productora de aceite.

En la **tabla 1.7** se muestran del lado izquierdo los criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite, y del lado derecho el rango de valores para la determinación de la ventana de generación de hidrocarburo, basados en la temperatura máxima y profundidad.

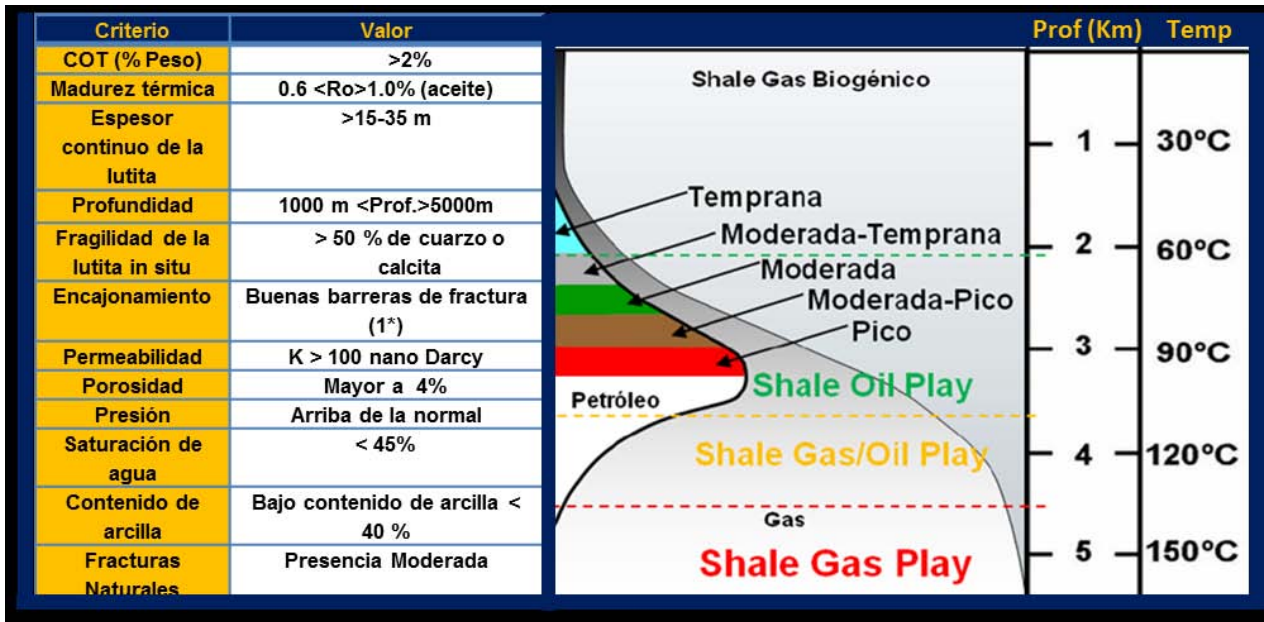


Tabla 1.7 Criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite

A continuación se describen y evalúan las diferentes fuentes de información, estudios y herramientas disponibles para la definición de variables críticas en la caracterización de un yacimiento de lutitas. Para ello se explicarán brevemente los registros disponibles, tipos de muestra de roca, estudios de laboratorio y el monitoreo micro sísmico para la obtención de la información necesaria. A su vez, nos enfocaremos en el valor que esta información tiene y como se puede ir modificando dicho peso a medida que la exploración avanza hacia el desarrollo.

1.13 Fuentes de información

Resulta de gran importancia entender cuáles son las principales variables para una mayor comprensión de los yacimientos de lutita y cuáles son las opciones disponibles para definir las. Sin embargo, esto no resulta fácil considerando que cada herramienta tiene sus ventajas y desventajas, tanto técnicas y metodológicas, como económicas. Es por ello que durante un proyecto de shale es fundamental tener en cuenta esto a fin de optimizar la obtención de información, los costos y, por supuesto, la validez de los resultados e interpretaciones finales. A continuación se describirán las principales fuentes de información para la obtención de las variables mencionadas anteriormente (Figura 1.48).

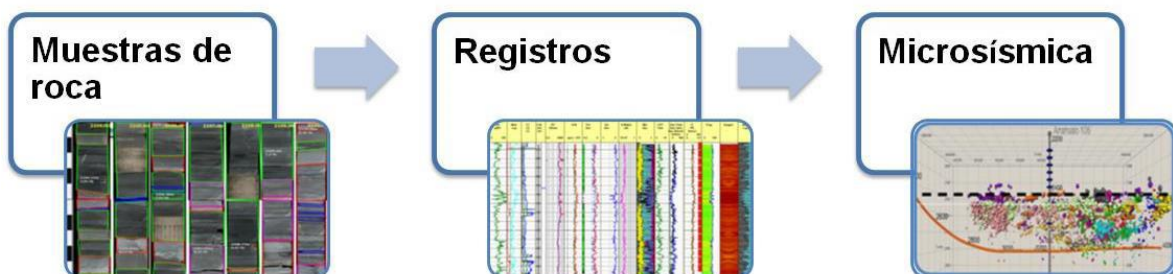


Figura 1.48 Información necesaria para caracterizar cada una de las variables; la cual se obtiene a partir de diferentes fuentes: muestras de roca, registros y microsísmica (Tomada de Schlumberger, 2003)

Dichas fuentes de información serán descritas a continuación.

1.14 Muestras de roca

1.14.1 Núcleos con coronas

Estas muestras pueden variar en diámetro y largo. En cuanto a la longitud, pueden ser de 9 hasta 36 metros dependiendo de la herramienta y la empresa de extracción. Sin embargo, también pueden ser continuas y superar los 200 metros. Estos núcleos se pueden sacar orientados mejorando los resultados de los estudios geomecánicos. Por último, cabe aclarar que existen diferentes diámetros de coronas lo cual debe tenerse en cuenta al momento de planificar los estudios a realizar. Durante la operación es necesario contar con una herramienta de Measure While Drilling (MWD) para poder definir en tiempo real la profundidad a partir de la cual se desea/n extraer la/s muestra/s. En general se corre un GR, útil en este tipo de litologías. Al momento de decidir la cantidad de núcleos se debe tener en cuenta lo siguiente: el espesor y heterogeneidad de la zona de interés y el costo de tomar núcleos aislados o continuos.

Aunque el servicio de toma de núcleos continuos es en general más elevado, no hay que descartar su uso si se van a tomar varias muestras aisladas separadas entre sí. Esto se debe a que al tomar núcleos discontinuos, se debe perforar entre ellos para llegar a la profundidad de la próxima. Esto significa tiempo de equipo (y su costo asociado), mientras que en los núcleos continuos, aunque la perforación es más lenta, la misma es continua y simultánea a la extracción de la muestra.

1.14.2 Núcleos laterales

Los núcleos laterales rotados permiten obtener muestras de diferentes zonas en menor tiempo y costo comparado a los núcleos con corona. Sin embargo, presenta una limitación respecto al tamaño, cantidad, representatividad de las muestras y tipos de estudio a los que se pueden someter. Los tamaños de los núcleos varían según la empresa de servicio, e incluso dentro de ellas debido a la variedad de herramientas disponibles. El tamaño convencional es de 1" de diámetro y 2" de largo, mientras que algunas empresas ofrecen tamaños de hasta 1,5" x 2,5". Si bien se han desarrollado herramientas que permiten cortar núcleos de mayor tamaño, no siempre están disponibles en el país. Para los estudios petrofísicos, es necesaria la toma de más de una muestra por nivel. Teniendo en cuenta que para un tamaño de núcleo estándar su peso es de aproximadamente 40 gramos y que el requerimiento para un estudio es de 100 a 200 gramos, se necesitarían aproximadamente (según la densidad de la roca) entre 3 a 4 muestras por nivel. Tratándose de rocas altamente laminadas, y por ende heterogéneas, la extracción de múltiples muestras por nivel implicaría una mayor incertidumbre en el resultado de los estudios.

Debido a sus limitaciones, para la etapa exploratoria es recomendable combinar la extracción de núcleos coronas y núcleos laterales. Luego, para una etapa más avanzada puede ser considerada los núcleos laterales, en donde ya se determinaron las principales propiedades de las rocas, pero aún se desea continuar ajustando la petrofísica, geoquímica y/o litología.

1.14.3 Recortes de roca (Cutting)

El más económico de los muestreos es el recorte o recortes de roca. Su principal ventaja es el costo y disponibilidad de muestras. Sin embargo, presenta una serie de desventajas a tener en cuenta:

- La profundidad de las muestras no es precisa.
- Las muestras son una mezcla de diferentes niveles y por lo tanto pueden estar contaminadas.
- La lista de estudios disponibles es corta y en algunos casos presenta un menor grado de confianza.

En los inicios de la exploración, los estudios en pozos preexistentes son el punto de partida para la caracterización del play, a fin de identificar las principales zonas y espesores de interés. Estos estudios incluyen evaluación de los registros disponibles y análisis de laboratorio de los recortes. Se recomienda que en los pozos nuevos también se realicen estudios sobre recortes a la par de los realizados en los núcleos y/o núcleos laterales para establecer una correlación que luego podría ser utilizada en la etapa de desarrollo. Este tipo de muestra de roca puede ser considerada como la única para etapas avanzadas de la caracterización del yacimiento e incluso para algunos pozos de la etapa piloto y desarrollo. De esta manera se puede seguir ajustando el modelo principalmente en el COT y la mineralogía (DRX) a bajo costo.

1.15 Registros

Como se mencionó anteriormente, la fuente de información disponible en la mayoría de los pozos son los registros eléctricos (**Figura 1.49**). La información que ellos brindan proviene de mediciones indirectas. Es por ello que es necesaria una interpretación cuidadosa y realizar ajustes a partir de mediciones directas en muestras de roca. Si esto se hace adecuadamente, el valor de la información obtenida aumenta, resultando indispensable para una buena caracterización y evaluación del play.

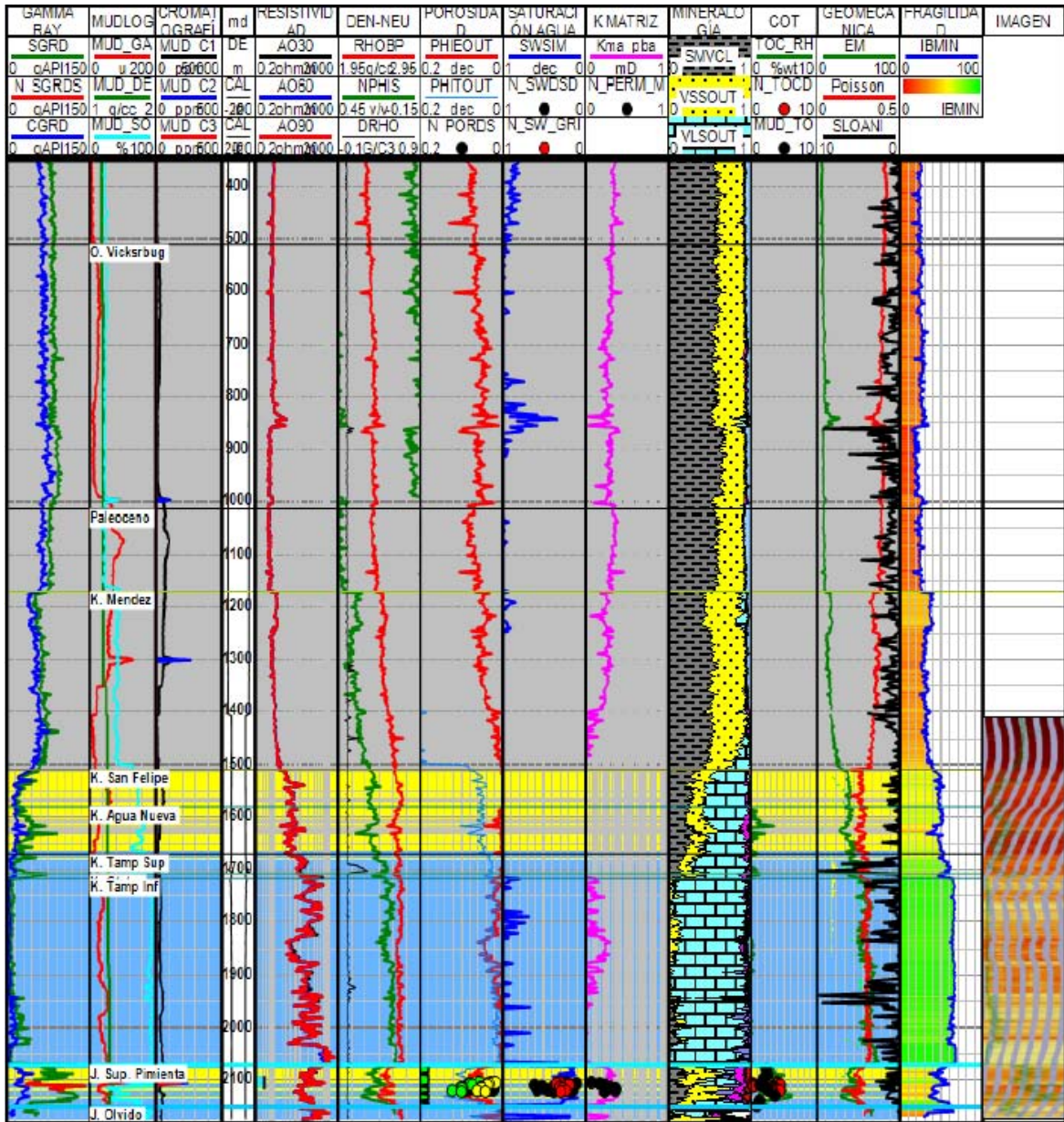


Figura 1.49 Set de registros útiles para una buena caracterización del yacimiento (Tomada de PEMEX 2012)

A pesar de que se suelen comparar los plays de diferentes zonas geográficas como si fuesen similares, cada uno suele presentar características muy propias que no permiten generalizar el uso y utilidad de los registros disponibles en el mercado.

1.15.1 Registros gamma ray (rayos gamma)

Dado que las litologías dominantes en estos yacimientos son las arcillas, los carbonatos y también el limo, en la etapa exploratoria, es muy recomendable correr un Gamma Ray Espectral en todo el espesor de interés. Además de permitir discriminar litologías, esta herramienta permite inferir el contenido orgánico total (COT) a lo largo del espesor registrado. Los valores de uranio pueden ser

calibrados a fin de obtener una curva de COT, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla (VCL) con muy buen ajuste. Como se explicará más adelante, el COT y en menor medida el VCL, son fundamentales a la hora de evaluar las zonas a estimular, y el play en sí, siendo el COT uno de los primeros indicadores a observar. En la etapa de desarrollo sería suficiente un GR convencional luego de haber calibrado exitosamente el espectral con los datos de laboratorio.

1.15.2 Registros de inducción y sónico

Éstos son registros básicos necesarios. Su combinación permite también estimar valores de COT a través del método de Passey (Passey et al. 1990). El uso más frecuente de la resistividad es identificar potenciales capas de agua, por debajo y/o por encima de la zona de interés. Esto es muy importante en las formaciones de lutitas para planificar la estimulación, evitando siempre conectar estas capas. El sónico dipolar es uno de los registros más versátiles en este tipo de formaciones. Las empresas de servicio han avanzado mucho en lo que respecta a esta herramienta. Hoy en día se le atribuye la posibilidad de calcular parámetros geomecánicos como fragilidad, relación de Poisson y módulo de Young, COT (junto a la resistividad) y esfuerzos.

1.15.3 Registros de densidad y resonancia

Otros dos registros de utilidad son el registro de densidad y la resonancia. El primero utiliza una pastilla radioactiva, la cual de quedarse la herramienta en el pozo, implicaría un costo ambiental muy alto con un costo operativo asociado (cementación completa del pozo u otra acción definida por la autoridad de aplicación). Es por ello que generalmente se observa el proceso de limpieza del pozo y el comportamiento de la primera corrida de registros para determinar si la estabilidad y condiciones del pozo son adecuadas para la bajada de esta herramienta. El registro de densidad es de los que más resultados proporcionan. El COT calculado a partir de la densidad suele presentar muy buen ajuste. La porosidad puede ser calculada teniendo una curva de densidad variable ajustada.

La resonancia magnética nuclear (RMN), dependiendo la compañía de servicios, puede necesitar una carrera extra y/o ser una herramienta de alto costo. Sin embargo, es la lentitud a la que se debe realizar los registros lo que resulta crítico al momento de elegir correrla. Sin embargo, algo a tener en cuenta a favor de la porosidad de la resonancia, es que no necesita ajuste ni cálculo alguno. Eso genera que si su respuesta es buena en una serie de pozos que caracterice el área de interés, el RMN podría reemplazar los estudios petrofísicos en muestras de roca, y por lo tanto se ahorraría en extracción de núcleos, muestras laterales y estudios de laboratorio. El registro de densidad bien calibrado también generaría el mismo ahorro, pero su ajuste es más complejo y depende de más variables. Debido a la alta laminación y por ende, variación vertical, se recomienda correr el RMN a baja velocidad para lograr su mayor resolución vertical. Como conclusión, al momento de elegir una de estas herramientas debe tenerse en cuenta el riesgo ambiental, económico y también la importancia de los resultados e información que brinda cada uno.

1.15.4 Registro mineralógico

Este registro puede ser de utilidad sobre todo para los primeros pozos y dependiendo de las variaciones litológicas del área. Este registro es reprocesado con datos de muestra de roca, generando un modelo mineralógico que luego puede ser usado en posteriores corridas en otros pozos. En general, luego de correrlo en algunos pozos que permitan caracterizar la zona, este registro puede ser reemplazado por el conjunto de GR/inducción y de estar disponible, por el registro de densidad. Otra utilidad del registro mineralógico está asociada a su curva de densidad de matriz para ser utilizada en el cálculo de la porosidad a partir del registro de densidad. Sin embargo, si la litología del área no es muy variable, se puede generar una curva de densidad de matriz variable a partir de la correlación entre la densidad y datos de laboratorio. De esa forma, a partir del registro de densidad se puede calcular la porosidad sin necesidad de correr un registro mineralógico.

1.15.5 Registro de imagen

Otra opción que se debe considerar es ejecutar un registro de imagen. Como resultado se puede obtener información sedimentológica (ej.: laminación), densidad y tipo de fracturas naturales. Dada la información que brinda, su uso está relacionado con la estimulación y con la estabilidad de pozo. La dirección de máximo esfuerzo permitirá saber de antemano en qué sentido se propagarán las fracturas hidráulicas durante la estimulación (coincidiendo con esa dirección) y en qué dirección es conveniente hacer los pozos horizontales (dirección de mayor estabilidad). Todo esto resulta del análisis de fallas de tensión inducidas durante la perforación. Una vez que se caracteriza el área y se define un modelo de esfuerzo ajustado, el uso del registro de imagen se restringiría a seguir calibrando el modelo y a aportar información sedimentológica y/o sobre densidad de las fracturas naturales. El uso o no generalizado de este registro dependerá de si se observa rotación en el campo de esfuerzos y si hay set de fracturas naturales que necesitan ser caracterizadas.

1.15.6 Registro carbono/oxígeno

Por último, se puede correr un registro carbono-oxígeno para medir la presencia de un agente trazador. Si al estimular se decide utilizar una arena con trazador radioactivo, se debe realizar una corrida pre y post estimulación. Esto permite obtener una altura de fractura para cada disparo e identificar en qué casos hubo un mayor crecimiento y en cuáles la arena no penetró en los disparos. A su vez, permite buscar una relación entre el alto de fractura y la litología y parámetros geomecánicos, y de esa forma optimizar futuras estimulaciones.

1.15.7 Registro logging while drilling (LWD)

En pozos horizontales o de alto ángulo, donde el registro se realiza mientras se perfora (LWD), habrá que analizar el costo y el peligro de desmoronamiento y pérdida de herramientas. Según resulte el análisis, se puede bajar solo un GR para poder realizar el navegado por la zona de interés. Lo recomendable en la etapa exploratoria es el llamado triple combo (GR, inducción,

densidad-neutrón o sónico) o incluso el cuádruple combo que incluye ambos perfiles de porosidad.

La mayoría de las herramientas leen a muy corta distancia de la pared del pozo y es crítico tener presente esto a la hora de extrapolar e interpolar la información proveniente de los registros. Por último, es recomendable que para los primeros pozos, se corra un set completo de registros a fin de poder comparar, ajustar y optimizar futuras adquisiciones de información. En la **Tabla 1.8** se muestran los principales registros disponibles y la información que de ellos podemos obtener, considerando la confiabilidad de los datos que proporcionan.

Registros	Porosidad	COT	VCL	Mineralogía	Sw	Geomecánica
Inducción		😊			😊	
Sónico dipolar	😊	😊				😊
Caliper						😊
GR espectral		😊	😊	😊		
Densidad	😊	😊	😊	😊	😊	😊
Neutrón	😊		😊			
Imagen						😊
Resonancia	😊				😊	
Mineralógico	😊	😊	😊	😊		😊

😊	Alta confiabilidad
😊	Moderada confiabilidad
😊	Baja confiabilidad

Tabla 1.8. Principales registros y la información que se obtiene considerando la confiabilidad de la misma

La necesidad de información para la exploración y evaluación de yacimientos no convencionales en general y lutitas en particular, ha llevado a reevaluar muchas de las herramientas disponibles diseñadas originalmente para yacimientos convencionales. En paralelo, han surgido nuevas tecnologías o nuevas aplicaciones de las ya existentes para optimizar y acelerar el entendimiento de estos plays relativamente jóvenes.

1.16 Monitoreo microsísmico

Es notoria la gran diferencia entre los diseños de fracturas en yacimientos convencionales y no convencionales, la cual se ve reflejada en las presiones en la que se trabaja en boca de pozo (más de 7000 psi), en los gastos de bombeo (alrededor de 60 bpm) y en la cantidad de agua, apuntalante, polímeros y aditivos empleados en la operación, es decir, en la magnitud del volumen con el que se vencerá la presión de formación y se logrará fracturar.

En los últimos tiempos ha sido claro que entender y monitorear la sismicidad inducida por fluido es necesario para la caracterización de yacimientos y para un soporte técnico requerido al

momento de realizar las estimulaciones toda vez que se desee tener un cierto control adicional sobre la fractura.

El objetivo del monitoreo microsísmico es conocer la longitud de la fractura, azimut, altura, ancho, localización de los eventos y también el grado de complejidad del campos de esfuerzos.

El monitoreo microsísmico es una aplicación del método sísmico de prospección. Se basa en la detección y ubicación de terremotos de pequeña magnitud (microsisimos) que ocurren en rocas debido a procesos naturales o inducidos. A cada “terremoto” de estas características se lo denomina “evento sísmico”. Los eventos microsísmicos quedan caracterizados no sólo por su posición sino también por su magnitud, medidas en escala Richter, en el orden de -1 a -3 (Mw). Tanto el azimut, radio promedio (distancia herramienta-evento) y profundidad presentan incertezas del orden de metros a decenas de metros, teniendo la profundidad en general el error más alto.

Para detectar y localizar sus epicentros, es decir el monitoreo, se necesitan arreglos de geófonos, los cuales pueden estar dentro de un solo pozo o en múltiples, así como también en superficie. De esta forma se irán obteniendo los sismogramas, y luego se irán identificando los arribos de ondas P y S generados por sus eventos (Shapiro, 2008).

El trabajo de campo consiste en un pozo estimulado (desde donde se generaran los eventos) y pozos monitores (PM). Como cualquier método geofísico, la buena puesta a punto y adquisición del dato son críticas. Es por esto que desde un día antes de la operación, el equipo de trabajo hace pruebas y calibraciones de los geófonos para orientar los mismos y para establecer un modelo de velocidades o confirmar el que haya sido propuesto, y también para determinar el ruido ambiental.

1.16.1 Procesamiento de datos

Durante la operación de fractura, se registran los primeros arribos de las ondas P y S. Mediante el procesamiento en tiempo real se dispone de la ubicación de los epicentros en forma online, siendo esto útil si se observa que la fractura comienza a crecer hacia niveles no deseados y hubiera que detener la estimulación. Luego de realizada la operación, se procesan en detalle los datos adquiridos a los efectos de ajustar las lecturas y reconocer algunos epicentros de orden menor y mejorar la calidad de los datos.

1.16.2 Interpretación

La etapa de interpretación microsísmica se orienta a entender la evolución y geometrías de las distintas etapas de las fracturas hidráulicas por separado y en conjunto, de manera tal de poder realizar una caracterización del yacimiento no sólo del punto de vista geofísico, sino también desde el punto de vista de la geomecánica. De esta manera, se pretende entender los posibles sistemas de fracturamiento natural y el comportamiento de las fracturas hidráulicas (**Figura 1.50**).

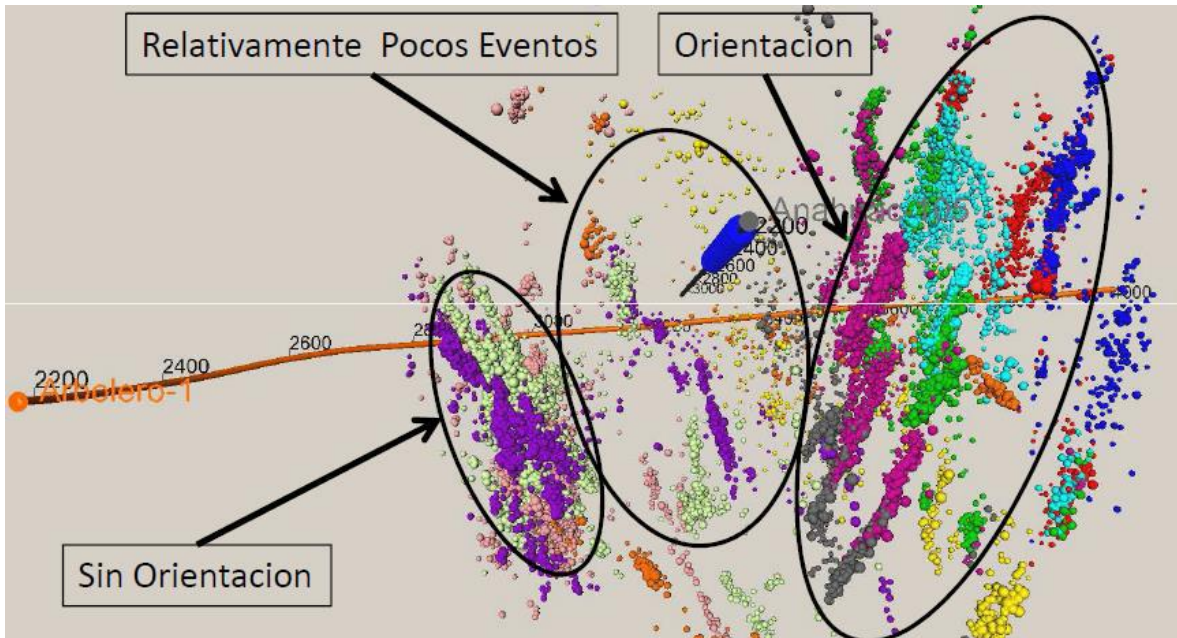


Figura 1.50 Interpretación de datos microsísmicos de las fracturas hidráulicas (Tomada de Schlumberger 2012)

Se realiza entonces como primera etapa un análisis de esfuerzos, obteniendo las componentes del tensor de esfuerzo (S_h , S_H y S_v), con lo cual se puede calcular el gradiente de fractura. La interpretación de los eventos microsísmicos es complementada con cubo/s sísmico/s, en particular mediante el cálculo de atributos, coherencia e inversiones (**Figura 1.51**). Esto permite un mejor entendimiento de los sistemas de fracturas naturales e inducidas.



Figura 1.51 Monitoreo microsísmico en tiempo real (Tomada de Schlumberger 2012)

Algunas recomendaciones a tener en cuenta son:

- a) Considerar operar con un pozo de observación lo más cercano posible, para mejorar la detección microsísmica y ubicación de eventos cercanos al pozo de tratamiento.
- b) Preferentemente trabajar, por lo menos, con dos pozos monitores porque no necesariamente el crecimiento de la fractura hidráulica es simétrica.
- c) De ser posible, utilizar pozos monitores diametralmente opuestos y a la misma distancia al pozo a estimular, alineados en la dirección de máximo esfuerzos.
- d) Ubicar en pozos monitores la ristra de geófonos a la misma profundidad y con la misma cantidad de geófonos.
- e) Las dos claves para garantizar la calidad de análisis son: la ubicación de los geófonos y la precisión de la ubicación de los eventos. Con el fin de poder ubicar más exactamente los eventos microsísmicos, se recomienda utilizar un modelo de velocidad derivado a partir de datos de perfiles sísmicos dipolares.
- f) Considerar realizar pruebas de presión “build-up” para distinguir entre la eficiencia de la terminación y la capacidad de flujo del yacimiento. La medición y análisis de presión en el fondo

de pozo luego que el pozo productor sea cerrado, puede usarse para determinar la longitud efectiva de la fractura, conductividad y espesor permeable, efecto daño y presión del yacimiento. La información puede usarse en el desarrollo y optimización de proyectos futuros.

1.17 Volumen de yacimiento estimulado (SRV)

La teoría indica que los eventos microsísmicos estarían asociados a liberaciones de energía producto de la fractura de la roca. Sin embargo, es importante aclarar que la aparición de un evento no garantiza la llegada de apuntalante a dicha ubicación. Ni siquiera garantiza que haya llegado el fluido de fractura. Muchos eventos, y sobre todo aquellos más alejados al pozo, pueden ser zonas de alto esfuerzo activadas por la energía generada por la fractura a pesar de no estar en contacto directo. Estas son algunas de las razones por las cuales el cálculo del SRV es estimativo y debe realizarse con cuidado.

El valor se obtiene a partir de softwares específicos para el manejo de resultados microsísmicos y el algoritmo para realizar el cálculo puede variar dependiendo el programa. En general permiten definir los eventos a tener en cuenta, cargar un modelo geomecánica (dirección de los estrés), dividir los volúmenes por etapas de fractura o límites arbitrarios definidos por el usuario, seleccionar el algoritmo deseado para el escenario presente e incluso ingresar un modelo de fracturas o fisuras naturales y simular como se desarrollaron las fracturas generadas.

A pesar de la incertidumbre que presenta el SRV es una de las pocas medidas de volumen que se pueden obtener para estos tipos de formaciones. Su valor puede ser ajustado si se tiene un pozo con historia de producción prolongada que permita calcular un pozo tipo y una acumulada (**Figura 1.52**). Si se tienen los parámetros necesarios para el cálculo de hidrocarburo original in situ (HOIS), se puede recalcular el SRV para que ajuste con la acumulada del pozo asociado.

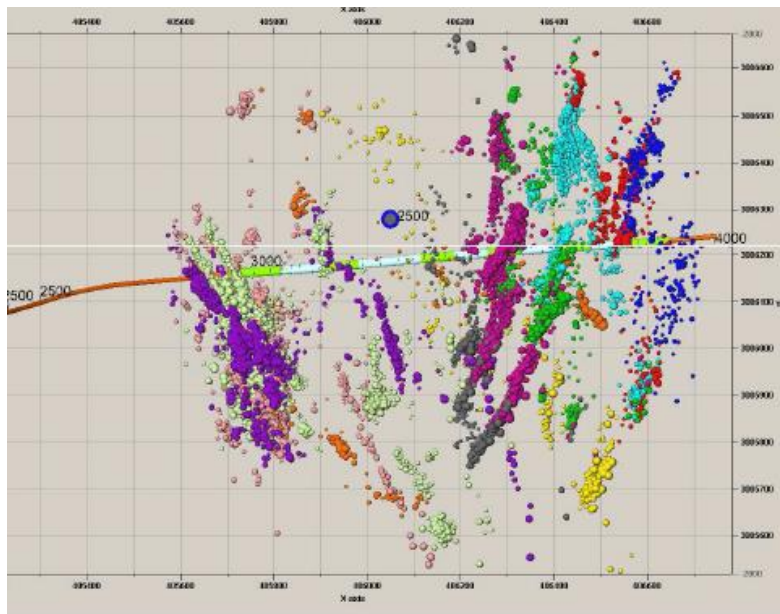


Figura 1.52 Cálculo del SRV a partir de microsísmica (Tomada de Schlumberger 2012)

1.18 Volumetría

Los cálculos volumétricos para reservorios de shale se basan actualmente en métodos estadísticos basados en la confección de pozos tipos. Sin embargo, para lo que se conoce como “Resources Plays” (SPEE, 2010) se pueden utilizar lo que se presenta a continuación como métodos para la comparación de áreas.

1.18.1 Método convencional

Este método se basa en el STOOIP (Stock Tank Original Oil In Place) en el cual la fórmula es:

$$N = \frac{Vb \phi (1 - S_w)}{Boi}$$

Donde N es el STOOIP en m³, Vb el volumen de roca, ϕ es la porosidad con fluido, Sw la saturación de agua y el Boi el factor volumétrico de formación.

Como Vb se puede utilizar el SRV obtenido de la microsísmica (OOIP de un pozo) o el volumen de roca total de un área. Para utilizar el SRV se debe tener en cuenta que se debe aplicar un factor de formación que llevaría el volumen total de la microsísmica a un valor de roca fracturada y con apuntalante. Si las demás variables están bien definidas y se conoce el factor de recuperación, se puede ajustar el SRV comparando el EUR (Estimated Ultimate Recovery) con la acumulada calculada para el pozo. La incertidumbre de este método convencional viene dado principalmente por la porosidad utilizada, considerando la variabilidad observada entre laboratorios. El volumen llevará la mayor incertidumbre cuando se utilice un SRV para el OOIP de un pozo. En general se utiliza el área y el espesor con o sin dato de COT de la formación analizada.

1.18.2 Método del S1

En shale oil, como se explicó previamente, el parámetro S1 de la pirólisis refleja la concentración de petróleo en la roca y por lo tanto puede ser utilizado para un cálculo de OOIP. Las fórmulas básicas son las siguientes:

$$M_{S1HC} = Ah\rho_{Av} \qquad V_{S1HC} = \frac{M_{S1HC}}{\rho_{oil}}$$

Donde en MS1HC es la masa de hidrocarburo S1, A el área de interés, h la altura del yacimiento, ρ_{Av} es la densidad promedio y S1Av el promedio de S1. Para obtener el volumen, la masa debe ser dividida por la densidad del petróleo () que en caso de haber una muestra disponible, saldrá de un PVT y deberá estar en condición de fondo. A partir de este método, el cálculo se independiza de la porosidad y la saturación que se ha visto que presentan incertidumbres asociadas al método de obtención y a los laboratorios. Nuevamente el volumen (A*h) de la fórmula puede ser reemplazado por el SRV.

1.19 Sweet spot

Un término muy usado actualmente para los yacimientos de shale es el de “Sweet Spot”. Este término se refiere a una zona o volumen en profundidad que presenta las mejores condiciones en lo que se refiere a este tipo de yacimientos. Existe un consenso en la industria del petróleo que describe al Sweet Spot como aquella zona que presenta una alta calidad de yacimiento (porosidad, permeabilidad, TOC, saturación) y una alta calidad de terminación (fragilidad, presencia de fracturas naturales, condiciones de esfuerzos favorables, presión de yacimiento).

La calidad del yacimiento y la terminación se definen a nivel de pozo en base a los estudios que se describieron en este trabajo. Sin embargo, la extrapolación a toda el área de interés se realiza mediante la adecuada inversión y procesamiento sísmico, obteniéndose así cubos de porosidad, COT, fragilidad, módulo de Young, relación de Poisson, densidad de fracturas y campos de esfuerzos (tema que supera el objetivo de este trabajo). Esto permite definir las mejores zonas para la perforación y terminación de un pozo.

Se debe aclarar que Sweet Spot no se refiere a una zona puntual, sino que representa un área que puede ser de gran extensión y que presenta la mejor productividad. Es por eso que hay una tendencia a suprimir el uso de dicho término, aunque aún se encuentra muy arraigado, asociado a su impacto comercial en la venta de servicios para el shale. Esta aclaración resulta imprescindible teniendo en cuenta que el desarrollo de este tipo de yacimientos, se realiza de forma masiva ubicando pozos equi-espaciados.

Toda la información que se requiere para caracterizar el yacimiento, así como para evaluarlo y para optimizar el diseño de terminación va a depender principalmente de la fase en la que se encuentre el proyecto y de que tanta información disponible exista sobre la formación objetivo. En las fases de exploración es recomendable realizar la mayor cantidad de estudios posibles a fin de tener datos más certeros y confiables que permitan ajustar los valores de los modelos geológicos, geofísicos, petrofísicos y geomecánicos planteados. En la siguiente **tabla 1.9** se muestra una sugerencia sobre cuáles son los estudios más recomendados para las formaciones de lutitas según la fase en la que se encuentra el proyecto.

	Exploración	Piloto	Desarrollo
Registros			
Inducción	😊	😊	😊
Sónico dipolar	😊	😊 *	
Sónico compresional	😊	😊 *	😊 *
Caliper	😊	😊	😊
GR espectral	😊	😊	😊 *
Densidad	😊	😊 *	
Neutrón	😊	😊 *	
Imagen	😊	😊 *	
Resonancia	😊	😊 *	
Mineralógico	😊	😊 *	
Muestras de Roca			
Núcleos	😊		
Núcleos laterales	😊	😊 *	
Recortes	😊	😊	😊 *
Microsísmica			
	😊		
* Solo en algunos pozos			

Tabla 1.9. Cuáles son los registros más recomendados para las formaciones de lutita, según la fase del Proyecto

Un resumen de lo visto hasta el momento se presenta en la **tabla 1.10**, en donde se proporcionan las fuentes de información, la herramienta empleada así como la confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas.

campo	Variables	ente de informac	Herramienta/estudio	Confiabledad	Observación	Exploración	Piloto	Desarrollo	
Petrofísica	Porosidad	Registros	Densidad	Moderada-Alta	Depende de su calibración con datos de laboratorio y del caliper del registro del pozo.	☺	☺	☺	
			Resonancia	Alta	No necesita calibración y presenta un buen ajuste con datos de laboratorio.	☺	☺	☺	
	permeabilidad	Registros	Laboratorio	Baja-Moderada	Muy dependiente del laboratorio.	☺	☺	☺	
			Microlog	Baja	Indicador cualitativo.				
	Saturación de agua	Registros	Núcleos	Laboratorio	Baja-Moderada	Muy dependiente del laboratorio y la metodología.	☺	☺	
				Inducción+densidad	Baja	Resultado cualitativo.	☺		
Petrografía	Mineralogía	Registros	Laboratorio	Alta	Puede variar según el laboratorio por diferencias metodológicas.	☺	☺		
			Mineralógico	Alta	Luego de la calibración con datos de laboratorio.	☺	☺		
			Gamma Ray	Baja	Es cualitativo.	☺			
		Núcleos	Gamma Ray Espectral	Alta	Para obtener porcentaje de arcillas.	☺	☺	☺	
			Cortes delgados	Alta	Para completar el DRX y el SEM.	☺	☺	☺	
			DRX	Alta	Presenta diferencias dependiendo de la mineralogía. Se necesita amplio barrido.	☺	☺	☺	
	Fragilidad	Registros	Núcleos	Microscopía Electrónica SEM	Alta	Para identificar tipos de arcillas y su disposición.	☺		
				Mineralógico	Moderada	Necesita calibración. Permite diferenciar zonas más y menos frágiles.	☺	☺	
				Gamma Ray	Baja-Moderada	Para diferenciar zonas más y menos frágiles.	☺		
		Núcleos	Gamma Ray Espectral	Alta	Para identificar zonas dúctiles asociadas a materia orgánica y arcillas.	☺	☺	☺	
			Sónico	Baja-Moderada	Da resultados cualitativos que permiten comparar dentro del mismo pozo.	☺	☺	☺	
			Descripción de fracturas	Moderada	Es buena para identificar zonas frágiles y contrastes geomecánicos (laminaciones).	☺	☺	☺	
	Volumen de arcilla	Registros	Núcleos	Mineralógico	Moderada	Necesita calibración con datos de laboratorio.	☺	☺	
				Gamma Ray	Baja-Moderada	Para identificar zonas más y menos arcillosas. Depende del contenido orgánico.	☺	☺	
				Gamma Ray Espectral	Alta	No es afectado por la materia orgánica.	☺	☺	☺
		Núcleos	Densidad-Neutron	Moderada					
			Cortes delgados	Moderada	Para obtener un rango.	☺	☺		
			DRX	Alta	Presenta diferencias dependiendo de la metodología.	☺	☺		
Geoquímica	COT	Registros	SEM	Muy alta	Para la identificación de tipos de arcillas.	☺	☺		
			Gamma Ray	Baja-Moderada	Responde a las arcillas y a la materia orgánica.	☺			
			Gamma Ray Espectral	Moderada	No es afectado por las arcillas.	☺	☺	☺	
		Núcleos	Inducción+Sónico	Moderada-Alta	Método de Passey. Se necesita puesta a pto. En zona de arcilla saturada en agua.	☺	☺	☺	
			Densidad	Alta	Necesita alibración con datos de laboratorio.	☺	☺	☺	
			Mineralógico	Moderada	Necesita alibración con datos de laboratorio.				
	S1	Recortes	Núcleos	Laboratorio	Muy alta	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	☺	☺	
				Laboratorio	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	☺	☺	
				Pirólisis	Muy alta	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	☺	☺	
		Núcleos	Pirólisis	Baja-Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	☺	☺	☺	
			Pirólisis	Baja-Moderada	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	☺	☺		
			Pirólisis	Baja-Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	☺	☺		
Geomecánica	Madurez	Registros	Reflectancia de la vitrinita	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	☺	☺		
			Reflectancia de la vitrinita	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	☺	☺		
	Esfuerzos Horizontales	Registros	Imagen	Alta	Cuando se aprecian fracturas inducidas (de tensión) y breakouts.	☺	☺	☺	
			Sónico dipolar	Moderada		☺	☺		
	Propiedades elásticas (Modulo de Young y Relación de Poisson)	Registros	Caliper de 6 brazos	Moderada	Resultado cualitativo.				
			Interpretación	Alta	Da la dirección de esfuerzo real si no esta afectada por interferencia de fallas.	☺	☺		
	Comportamiento del apuntalante	Registros	Núcleos	Sónico dipolar	Baja-Moderada	Moderada para Modulo de Young. Baja para la relación de Poisson.	☺	☺	☺
				UCS			☺	☺	
				Ensayo triaxial			☺	☺	
				Tensile strength	Alta	Para ambos modulos y propiedades elásticas en general.	☺	☺	
Comportamiento del apuntalante	Registros	Núcleos	Fracture toughness			☺	☺		
			Empotramiento de apuntalante	Alta	Es importante el tiempo de sometimiento a esfuerzo de la muestra y apuntalante	☺	☺		

Tabla 1.10. Fuentes de información, herramienta empleada, confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas

Capítulo 2 POTENCIAL DE SHALE GAS/OIL A NIVEL MUNDIAL Y EN MÉXICO

2.1 Potencial de shale gas/oil a nivel mundial

Dentro de la industria petrolera anteriormente no se consideraba, tanto a shale gas como a shale oil, como recursos para su explotación de manera importante, debido a su complejidad y alto costo para desarrollo de estos campos, además de la falta de tecnología adecuada para poder explotar de manera óptima y maximizar la producción. Sin embargo hoy en día, se presentan características adecuadas para su desarrollo, el descubrimiento y la explotación de gas y aceite en formaciones de lutitas, el cual en el inicio tuvo solo efecto en Norteamérica, ahora se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración y producción.

Actualmente las compañías de E&P producen tanto shale gas como shale oil de manera rutinaria. Sin embargo hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de shale gas/oil fuera de América del Norte. Debido al auge que ésta producción comercial generó comenzó a llamar el interés por compañías extranjeras y la situación comenzó a cambiar, presentándose proyectos de exploración en diferentes partes del mundo donde se pueden encontrar este tipo de recursos shale gas/ oil.

Debido a la continuidad en la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de este recurso se han elevado asombrosamente, estudios realizados en el 2011 han sido actualizados para el 2013 debido al hallazgo de nuevos recursos potenciales en todo el mundo y la integración de historial de información obtenida de yacimientos ya en producción. Como se muestra en la **tabla 2.1**, información de la agencia Internacional de Recursos Avanzados, ARI por sus siglas en inglés, en conjunto con información recabada por la Agencia de Información de Energía, por sus siglas en inglés EIA, los recursos técnicamente recuperables son de 345 miles de millones de barriles en el mundo de shale oil y de 7,299 trillones de pies cúbicos (TPC) en el mundo de shale gas. La nueva estimación de shale gas es 10 % mayor que la calculada en 2011.

Advanced Resources International (ARI)	Reporte 2011	Reporte 2013
Países	32	41
Cuencas	48	95
Formaciones	69	137
Recursos técnicamente recuperables		
Shale Gas (TCF)	6,622	7,299
Shale/Tight Oil (MMb)	32	345

Tabla 2.1 Comparación proyección 2011 y 2013 Shale Gas/ Oil

Aunque la estimación de recursos shale aquí presentada irá cambiando conforme el tiempo transcurra y se adquiera mayor información, es evidente que este tipo de recursos tanto shale gas como shale oil conforman un gran porcentaje de recursos de gas y aceite a nivel mundial.

Los recursos shale oil agregan un 11% a los recursos probados y no probados de recursos convencionales técnicamente recuperables, los cuales tienen un aproximado de 3,012 MMB. Asimismo los recursos shale gas añaden un aproximado del 47% a los 15,583 TPC de recursos probados y no probados de gas técnicamente recuperables. Alrededor del mundo un 32% del total estimado de gas natural se encuentra en formaciones de lutitas, mientras que un 10% del aceite recuperable se encuentra en formaciones de lutitas.

En los estudios realizados se cubren las principales formaciones de shale gas/oil en el mundo, donde se incluyen alrededor de 41 países, en los cuales se cuenta con suficientes pruebas e información geológica para poder conocer estas formaciones. En la **Figura. 2.1** se muestra la ubicación de las principales cuencas, en donde las áreas de color rojo representan las cuencas de lutitas donde existe tanto aceite como gas que se considera técnicamente recuperable y se tiene certeza de un porcentaje recuperable; en color amarillo se presentan las zonas donde existen cuencas de lutitas, pero no se tiene certeza de un porcentaje recuperable ni tampoco de si es técnicamente recuperable, esto debido a la falta de estudios y pruebas en estas zonas.

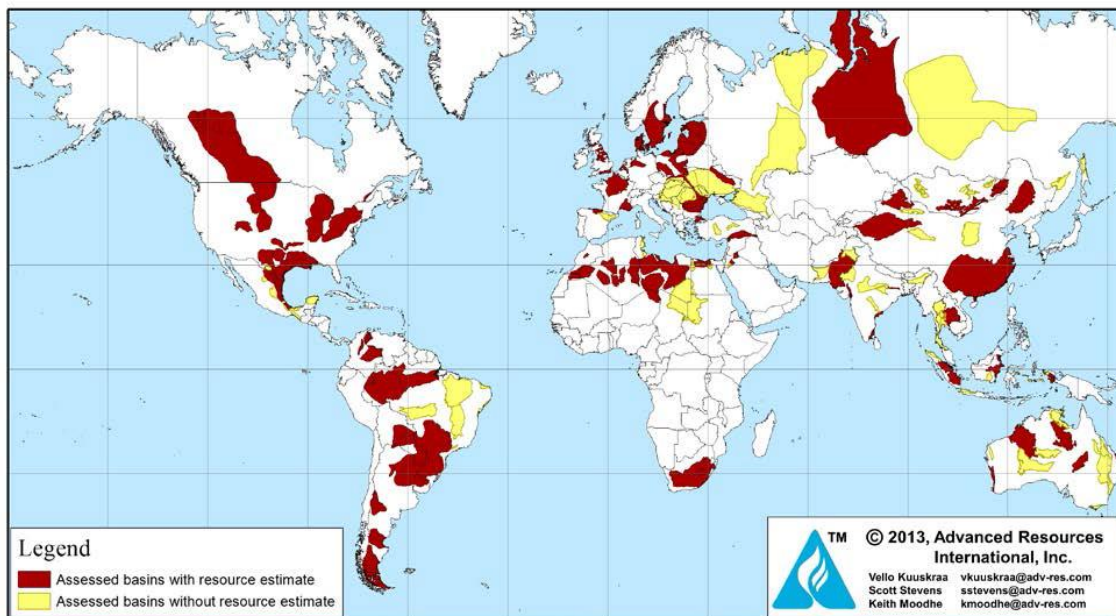


Figura 2.1. Mapa de las cuencas evaluadas de formaciones Shale Gas/Oil (Mayo 2013, Tomada de U.S. Energy Information Administration – Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources)

Como se aprecia en la **Figura 2.1** podemos deducir que existe un gran volumen de este recurso a nivel mundial, sin embargo son pocos los países capaces de producir de manera rentable estos recursos, como se presenta en las **Tablas 2.2 y 2.3**, vemos cuales son los 10 principales países en el mundo con recursos de shale gas/oil técnicamente recuperables.

Posición	País	Shale Oil (MMb)
1	Rusia	75
2	E.U.A.	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Venezuela	13
7	México	13
8	Paquistán	9
9	Canadá	9
10	Indonesia	8
Total mundial		345

Tabla 2.2 Top 10 Países con recursos Shale Oil técnicamente recuperables (EIA)

Posición	País	Shale Gas (TPC)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	E.U.A.	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total mundial		7,299

Tabla 2.3 Top 10 Países con recursos Shale Gas técnicamente recuperables (EIA)

Es aquí importante mencionar que existe una diferencia entre recursos técnicamente recuperables y recursos económicamente recuperables, los primeros representan el volumen de gas y aceite que puede ser producido con la tecnología actual, sin tener en cuenta los costos de producción del aceite y gas. Los segundos son recursos que pueden ser producidos de manera rentable bajo las condiciones actuales del mercado, estos dependen de dos factores:

- Los costos de perforación y terminación de los pozos.
- Las ganancias recibidas por la producción de gas y aceite.

2.2 Shale gas/oil cuencas en el mundo y México.

Existen cuencas de estos recursos no convencionales en 26 regiones alrededor del mundo, ubicadas dentro de 41 naciones, estas a su vez se subdividen en 95 cuencas y en 137 formaciones conocidas hasta el día de hoy con la información y tecnología con la que se cuenta. Continuamente

el volumen de aceite o gas en lutitas cambia, así mismo el número de cuencas y formaciones cambia al irse adquiriendo información.

Podemos subdividir el mundo en diferentes zonas para poder tener un mejor control en la ubicación de las cuencas, como se presenta en la **Figura 2.2**

1 Ex Unión Soviética

5 Norte América

2 Medio Este y Norte de África

6 Centro y Sudamérica

3 Asia del Pacífico

7 Sur de África y Antártica

4 Europa

8 Sur de Asia

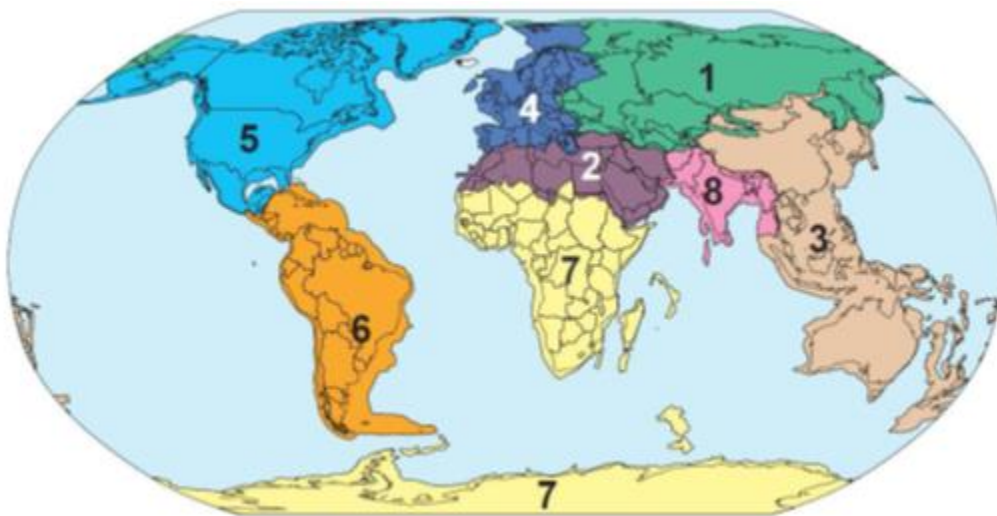


Figura 2.2 Regiones geológicas y políticas donde se encuentran las cuencas de Shale Gas/Oil (Tomada de EIA)

Dentro de estas 26 regiones consideradas como posibles productores de recursos no convencionales debemos de considerar aspectos importantes como:

- Se toman en cuenta solo las áreas donde se cuente con un alto índice de recuperación del aceite y gas, mediante estudios y adquisición de información es como podemos llegar a considerar estas áreas como buenas prospectivas.
- Dentro de la evaluación de los recursos se incorporan:
 1. La probabilidad que se pueda presentar un buen rango de flujo para considerarse el comienzo del desarrollo del play (sistema).
 2. Una expectativa de las zonas establecidas para su desarrollo dentro del play (sistema).

Así en la **Tabla 2.4** se presenta de manera particular como se encuentran distribuidas las diferentes cuencas en todo el mundo.

Continente	Región / País	Formaciones Shale Gas/Oil	Shale Gas (TPC)	Shale Gas Técnicamente recuperable (TPC)	Shale Oil (MMb)	Shale Oil Técnicamente recuperable (MMb)
Norte América	Canadá	13	2,413	573	162	8.8
	México	8	2,233	545	275	13.1
	Subtotal	21	4,647	1,118	437	21.9
Australia	Australia	11	2,046	437	403	17.5
Sudamérica	Colombia	3	308	55	120	6.8
	Venezuela		815	167	269	13.4
	Argentina	6	3,244	802	480	27
	Brasil	3	1,279	245	134	5.3
	Bolivia	4	154	36	11	0.6
	Chile		228	48	47	2.3
	Paraguay		350	75	77	3.7
	Uruguay		13	2	14	0.6
	Subtotal	16	744	162	150	7.2
Este Europa	Polonia	5	763	148	65	3.3
	Lituania		4	0	5	0.3
	Kaliningrado		20	2	24	1.2
	Rusia	2	1,921	285	1,243	74.6
	Bulgaria	4	66	17	4	0.2
	Rumania		233	51	6	0.3
	Ucrania		572	128	23	1.1
	Subtotal	13	872	195	33	1.6
Oeste Europa	Reino Unido	2	134	26	17	0.7
	España	1	42	8	3	0.1
	Francia	10	727	137	118	4.7
	Alemania		80	17	14	0.7
	Holanda		151	26	59	2.9
	Dinamarca		159	32	0	0
	Suecia		49	10	0	0
Subtotal	13	1,165	221	190	8.3	
Europa	Total	24	4,895	883	1,551	88.6
África	Marruecos	2	95	20	5	0.2
	Argelia	11	3,419	707	121	5.7
	Túnez	2	114	23	29	1.5
	Libia	5	942	122	613	26.1
	Egipto	4	535	100	114	4.6
	Sur de África	3	1,559	390	0	0
	Subtotal	27	6,664	1,361	882	38.1
	China	18	4,746	1,115	644	32.2
	Mongolia	2	55	4	85	3.4
	Tailandia	1	22	5	0	0
	Indonesia	7	303	46	234	7.9

Asia	India	6	584	96	87	3.8
	Pakistán		586	105	227	9.1
	Jordania	2	35	7	4	0.1
	Turquía	2	163	24	94	4.7
	Subtotal	38	6,495	1,403	1,375	61.1
Total Final		137	31,138	6,634	5,799	286.9

Tabla 2.4 Proyección de recursos Shale Gas/Oil en el mundo (excluyendo E.U.A)

Respecto a shale gas evaluado alrededor de 41 países se encuentra un volumen total de 35,782 TPC, del cual un volumen de 7,795 TPC se considera técnicamente recuperable.

Respecto a shale oil los recursos son de un volumen total de 6,753 MMb con un aproximado de 335 MMb técnicamente recuperable.

Ambos recursos técnicamente recuperables, en el caso de shale gas las dos terceras partes se concentran en seis países E.U.A, China, Argentina, Canadá y México (**Tabla 2.5**), así mismo dos terceras partes de shale oil técnicamente recuperables se concentran en seis países Rusia, E.U.A, China, Argentina, Libia y Venezuela (**Tabla 2.6**).

Continente	Shale Gas In-Situ (TPC)	Volumen técnicamente recuperable (TPC)
América del Norte	9,291	2,279
Australia	2,046	437
Sudamérica	6,390	1,431
Europa	4,895	883
África	6,664	1,361
Asia	6,495	1,403
Total	35,782	7,795

Tabla 2.5 Shale Gas In-Situ y volumen técnicamente recuperable

Continente	Shale Oil In-Situ (MMb)	Volumen técnicamente recuperable (MMb)
América del Norte	1,391	69.6
Australia	403	17.5
Sudamérica	1,152	59.7
Europa	1,551	88.6
África	882	38.1
Asia	1,375	61.1
Total	6,753	334.6

Tabla 2.6 Shale Oil In-Situ y volumen técnicamente recuperable

2.2.1 Norte América

2.2.1.1 Estados Unidos de América

Actualmente el estimado de recursos, considerando shale gas/oil, se encuentra distribuido alrededor de 15 cuencas y 70 diferentes plays. Su mayor play “Marcellus Shale play” ubicada en la cuenca “Appalachain” está distribuida en una región que abarca 8 individuales plays, debido a que han sido repartidas considerando sus diferencias geológicas y condiciones de las reservas, además del desarrollo de pozos a lo largo de esta vasta cuenca. Se estima un factor de recuperación promedio de un 25% de shale Gas (**Tabla 2.7**).

En cuanto a la estimación de shale Oil, se cuenta con un estimado de 47.7 MMb técnicamente recuperable, distribuido en 8 cuencas shale y 35 diferentes plays.

Hasta la fecha se han producido 37 TPC de shale Gas y una cantidad desconocida de shale Oil y condensado, provenientes de sus 3 principales plays como “Barnett, Fayetteville y Bakken”, aunada a la producción de otros plays en menor cantidad.

Debido al desarrollo e investigación se planea agregar volúmenes de shale gas/oil incorporando nuevos plays como es “Tuscaloosa Marine Shale en Luisiana, Eaglebrine (Woodbine/Eagle Ford) en el este de Texas y Mancos Shale en San Juan Basin”.

	Shale Gas (TPC)		Shale Oil (MMb)	
	Plays	Reservas Remanentes	Plays	Reservas Remanentes
Noreste				
Marcellus	8	369	2	0.8
Utica	3	111	2	2.5
Otras	3	29	-	-
Sureste				
Haynesville	4	161	-	-
Bossier	2	57	-	-
Fayetteville	4	48	-	-
Zona Central				
Woodford	9	77	5	1.9
Antrim	1	5	-	-
New Albany	1	2	-	-
Texas				
Eagle Ford	6	119	4	13.6
Barnett	5	72	2	0.4
Permian	9	34	9	9.7
Rocallosas y Grandes Planicies				
Niobrara	8	57	6	4.1

Lewis	1	1	-	-
Bakken/Three Forks	6	19	5	14.7
Total	70	1,161	35	47.7

Tabla 2.7 E.U.A Reservas Remanentes Shale Oil/Shale Gas

2.2.1.2 Canadá

Las cuencas de shale Gas/Oil ubicadas en Canadá incluyen “Horn River Basin, Cordova Embayment y Liard Basin” ubicadas en los territorios de la Columbia Británica y las zona Noroeste, además de la cuenca “Doig Phosphate Shale” localizada entre la Columbia Británica y Alberta, dicha región cuenta con numerosas cuencas tanto de shale gas como de shale oil como son “Banff/Exshaw, Duvernay, Nordegg, Muskwa y Colorado”, también en la zona de “Saskatchewan y Manitoba” se encuentra la cuenca “Williston Basin’s Bakken Shale” por último “Utica Shale” en Quebec y “Horton Bluff Shale” en Nueva Escocia.

Se estima que Canadá cuenta con un volumen total de 2,413 TPC de shale gas, del cual técnicamente recuperable se promedia un volumen de 573 TPC. Para shale oil las estimaciones de volumen total son de 162 MMb, con un volumen técnicamente recuperable de alrededor de 8.8 MMb (Tabla 2.8).

	Cuenca/Formación	Volumen total		Volumen técnicamente recuperable	
		Shale Oil y condensado (MMb)	Shale Gas (TPC)	Shale Oil y condensado (MMb)	Shale Gas (TPC)
Columbia Británica y Territorios Noroeste	Horn River (Muskwa/Otter Park)	-	375.7	-	93.9
	Horn River (Evie/Klua)	-	154.2	-	38.5
	Cordova (Muskwa/Otter Park)	-	81	-	20.3
	Liard (Lower Besa River)	-	526.3	-	157.9
	Deep (Doig Phosphate)	-	100.7	-	25.2
	Sub-Total	-	1,237.8	-	335.8
Alberta	Alberta (Banff/Exshaw)	10,500	5.1	320	0.3
	E/W Shale (Duvernay)	66,800	482.6	4,010	113
	Deep Basin (Nordegg)	19,800	72	790	13.3
	N.W. Alberta (Muskwa)	42,400	141.7	2,120	31.1
	S. Alberta (Colorado)	-	285.6	-	42.8
	Sub-Total	139,500	987.1	7,240	200.5
Saskatchewan Manitoba	Williston (Bakken)	22,500	16	1,600	2.2

Quebec	App. Fold Belt (Utica)	-	155.3	-	31.1
Nueva Escocia	Windsor (Horton Bluff)	-	17	-	3.4
Total		162,000	2,413.2	8,840	572.9

Tabla 2.8 Volumen de Shale Gas/Oil en Canadá

2.2.1.3 México

Aquí en México se tiene un gran potencial para el desarrollo de recursos shale gas/oil tanto en costa afuera como en tierra a lo largo de la región del Golfo de México (Figura 2.3).

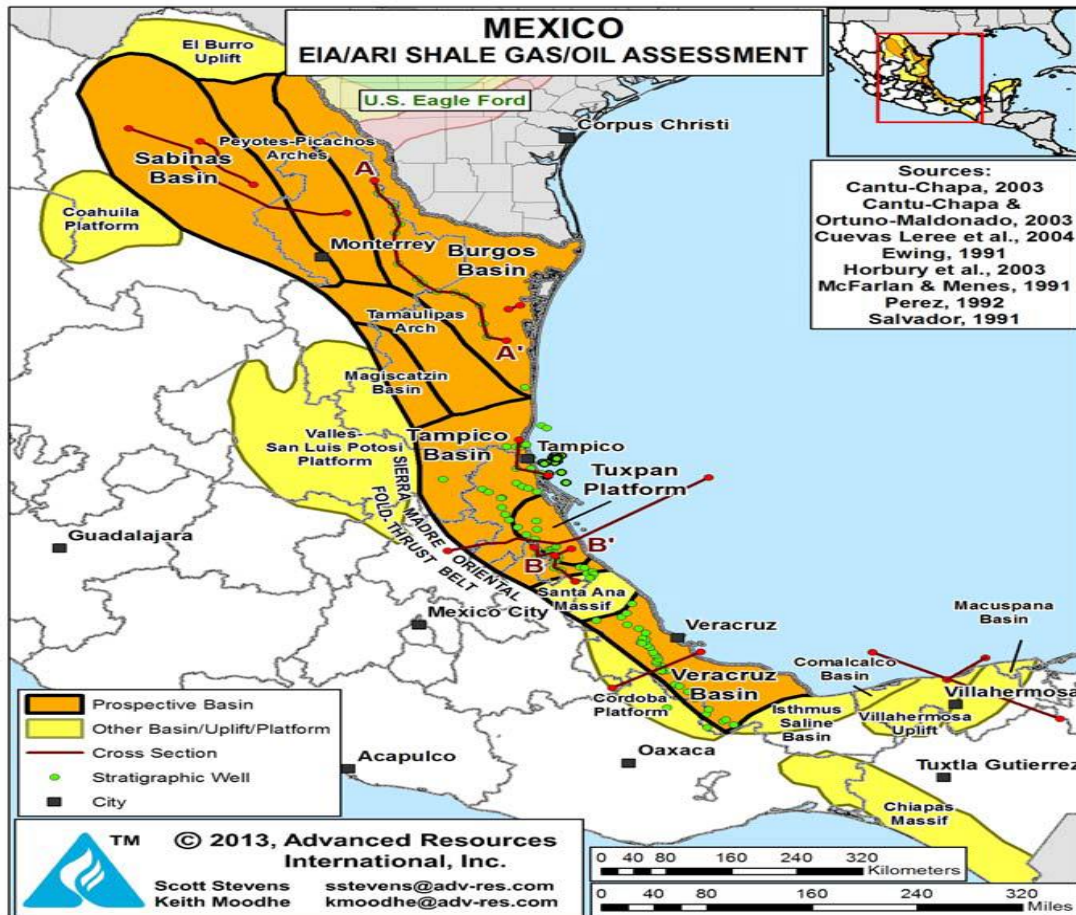


Figura 2.3 Cuencas de Shale Gas/Oil del Golfo de México (Tomada de EIA, 2013)

Recursos técnicamente recuperables en formaciones de lutitas se estiman en 545 TPC de gas natural y 13.1 MMB de aceite y condensado, se considera que México cuenta con uno de los mayores potenciales para desarrollar estos recursos, además de que al evaluar shale gas/oil, posiblemente sean mayores a los recursos convencionales con los que cuenta el país. La cuenca transfronteriza "Eagle Ford Shale" ubicada en la cuenca de Burgos es en la que mayor certeza e información se tiene, donde se cuenta con un potencial estimado de 342 TPC y 6.3 MMB de Shale gas/oil respectivamente.

Hacia el sur y este de México se extienden cuencas de formaciones de lutitas, sin embargo debido a la complejidad geológica y estructural el desarrollo de su potencial es menos certero. En la cuenca de Sabinas se estima un volumen de 124 TPC técnicamente recuperable dentro de las formaciones “Eagle Ford” y La Casita, pero debido a pliegues y fallamientos es demasiado complejo el desarrollo en esta cuenca. Las cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz tienen menor complejidad estructural, por lo tanto es más fácil su desarrollo, y cuentan con un potencial técnicamente recuperable de 28 TPC y 6.8 MMb de shale gas/oil respectivamente, ubicadas en las eras del Cretáceo y Jurásico (**Tabla 2.9**).

PEMEX planea comenzar la producción comercial de shale Gas para el año 2015, alcanzando un máximo de alrededor de 2 BPCd para el año 2025, mediante la inversión de \$1 MMp para la perforación de 750 pozos. Actualmente la perforación de un pozo en formaciones de lutitas le cuesta a PEMEX un promedio de 20 a 25 millones.

Cuenca	Formación	Shale Gas (TPC)	Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	Shale Oil (MMb)	Vol. Técnicamente recuperable (MMb)
Burgos	Eagle Ford Shale	1,222	343	106	6.3
	Tithonian Shales	202	50	0	0
Sabinas	Eagle Ford Shale	501	100	0	0
	Tithonian La Casita	118	24	0	0
Tampico	Pimienta	151	23	138	5.5
Tuxpan	Tamaulipas	9	1	13	0.5
	Pimienta	10	1	12	0.5
Veracruz	Maltrata	21	3	7	0.3
Total		2,234	545	276	13.1

Tabla 2.9 Volumen Shale Gas/Oil en México

Más al sur y al este en México, la geología de la lutita de la zona terrestre de la cuenca del Golfo de México se vuelve estructuralmente más compleja y el potencial de desarrollo de lutitas es más incierto. Las cuencas estructuralmente más favorables, como Tampico-Misantla, Tuxpan y Veracruz son lutitas marinas del Cretáceo y Jurásico las cuales son rocas generadoras de yacimientos convencionales terrestres y marinos en México.

Mientras que las lutitas marinas-depositadas en México parecen tener buena calidad de roca, la estructura geológica de las cuencas sedimentarias a menudo es mucho más compleja que en E.U.A., en comparación con los grandes y ligeramente sumergidos cinturones de lutitas de Texas y Luisiana, la zona costera de lutitas en México es más estrecha, menos continua y estructuralmente más deformada. La compresión regional y lo complejo de la formación de la Sierra Madre han hecho más estrecha la llanura costera de México, creando una serie de sub-cuencas discontinuas.

Algunas de las cuencas de lutitas de México son demasiado profundas para su desarrollo (>5 km). Sin embargo, las porciones menos deformadas del este de estas cuencas y plataformas superficiales adyacentes son estructuralmente más simples y pueden ser áreas prospectivas para el shale gas/oil. En este caso, las áreas de mayor interés, con una mejor prospectiva para el desarrollo de lutitas son enterradas a profundidades desde 1 hasta 5 km en grandes áreas (**Tabla 2.10, Tabla 2.11**).

Datos Básicos	Cuenca/Área		Burgos (24,200 mi ²)				Sabinas (35,700 mi ²)	
	Formación de Lutitas		Eagle Ford Shale			Tithonian Shales	Eagle Ford Shale	Tithonian La Casita
	Era Geológica		Cretácico Medio			Jurásico	Cretácico Medio	Jurásico
	Ambiente de deposición		Marino			Marino	Marino	Marino
Extensión	Área prospectiva (mi ²)		600	10,000	6,700	6,700	9,500	9,500
	Espesor (ft)	Orgánico	200	200	300	500	500	800
		Total	160	160	210	200	400	240
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-4,000	4,000-16,400	6,500-16,400	7,500-16,400	5,000-12,500	9,800-13,100
Promedio		3,500	7,500	10,500	11,500	9,000	11,500	
Propiedades	Presión		Sobrepresión	Sobrepresión	Sobrepresión	Bajopresión	Bajopresión	Bajopresión
	Promedio COT		5%	5%	5%	3%	4%	2%
	Contenido de arcillas		Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja
Recurso	Fase Gas		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
	Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)		21.7	74.4	190.9	100.3	131.9	69.1
	Vol. Original		7.8	446.4	767.5	201.6	501	118.1
	Vol. Técnicamente Recuperable		0.9	111.6	230.2	50.4	100.2	23.6

Tabla 2.10 Propiedades y Recursos de Cuencas Shale Gas en México (Burgos y Sabinas)

Datos Básicos	Cuenca/Área		Tampico (26,900 mi ²)			Tuxpan (2,810 mi ²)		Veracruz (9,030mi ²)	
	Formación de Lutitas		Pimienta			Tamaulipas	Pimienta	Maltrata	
	Era Geológica		Jurásico			Cretácico Medio	Jurásico	Cretácico bajo	
	Ambiente de deposición		Marino			Marino	Marino	Marino	
Extensión	Área prospectiva (mi ²)		9,000	3,050	1,550	1,000	1,000	560	400
	Espesor (ft)	Orgánico	500	500	500	300	500	300	300
		Total	200	200	200	210	200	150	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-8,500	4,000-8,500	7,000-9,000	6,000-9,500	6,600-10,000	9,800-12,000	10,000-12,500
Promedio		5,500	6,200	8,000	7,900	8,500	11,000	11,500	
Propiedades	Presión		Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	Promedio COT		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	Contenido de Arcillas		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/medio	Bajo/medio
Recursos	Fase Gas		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Seco
	Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)		18.6	44.7	83	25.5	27.2	22.4	70
	Vol. Original (TPC)		58.5	47.7	45	8.9	9.5	6.6	14.7
	Vol. Técnicamente recuperable (TPC)		4.7	9.5	9	0.7	0.8	0.5	2.9

Tabla 2.11 Propiedades y Recursos de Cuencas Shale Gas en México (Tampico, Tuxpan y Veracruz)

En base a lo dicho anteriormente, intentar un desarrollo en México basados en correlaciones con las formaciones productoras de shale gas/oil de Estados Unidos (aun estando a unos cuantos kilómetros de distancia), sería una tarea muy difícil y probablemente se estaría realizando un diseño poco confiable (**Tabla 2.12**).

Datos Básicos	Cuenca/Área		Burgos (24,200 mi ²)		Tuxpan (2,810 mi ²)		Tampico (26,900 mi ²)		Veracruz (9,030 mi ²)
	Formación de Lutitas		Eagle Ford Shale		Tamaulipas	Pimienta	Pimienta		Maltrata
	Era Geológica		Cretácico Medio		Cretácico medio	Jurásico	Jurásico		Cretácico
	Ambiente de deposición		Marino		Marino	Marino	Marino		Marino
Extensión	Área prospectiva (mi ²)		600	10,000	1,000	1,000	9,000	3,050	560
	Espesor (ft)	Orgánico	200	200	300	500	500	500	300
		Total	160	160	210	200	200	200	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-4,000	4,000-16,400	6,000-9,500	6,600-10,000	3,300-8,500	4,000-8,500	9,800-12,000
		Promedio	3,500	7,500	7,900	8,500	5,500	6,200	11,000
Propiedades	Presión		Sobrepresión	Sobrepresión	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	Promedio COT		5%	5%	3%	3%	3%	3%	3%
	Contenido de Arcillas		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/medio
Recursos	Fase Líquida		Aceite	Condensado	Aceite	Aceite	Aceite	Condensado	Aceite
	Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)		43.9	15	36.4	33	37.9	17.3	23.5
	Vol. Original (MMb)		15.8	89.8	12.7	11.5	119.4	18.5	6.9
	Vol. Técnicamente recuperable (MMb)		0.95	5.39	0.51	0.46	4.78	0.74	0.28

Tabla 2.12 Propiedades y recursos de cuencas Shale Oil en México (Burgos, Tampico, Tuxpan y Veracruz)

2.2.2 Australia

Después de Canadá y Estados Unidos, Australia tiene el potencial para ser un país con gran potencial comercial tanto de shale gas como de shale oil. En base a estudios realizados conjuntando los datos geológicos y exploración se ha podido definir las principales cuencas del

país (**Figura 2.4**). Tanto pequeñas como grandes empresas han comenzado a explorar y explotar mediante asociaciones que forman para poder tener éxito.

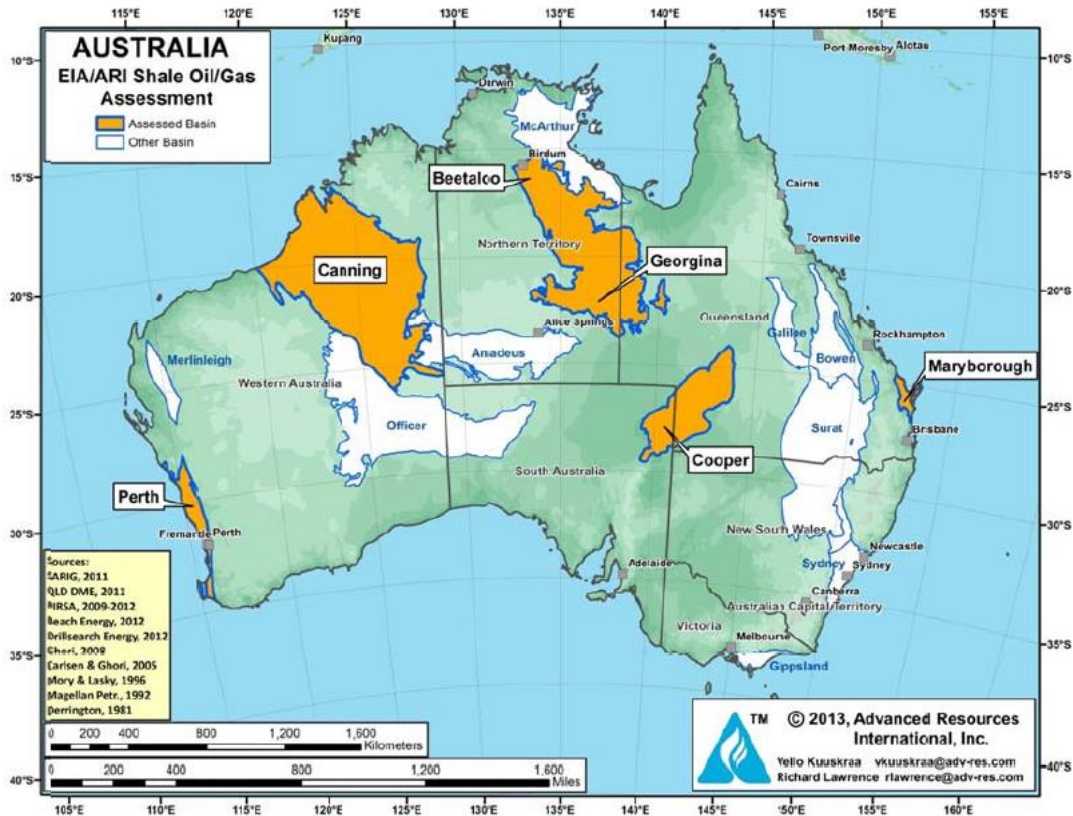


Figura 2.4 Cuencas de Shale Gas/ Oil en Australia (Tomada de ARI, 2013)

El potencial se encuentra mayormente dentro de seis grandes cuencas, en donde se estima se cuentan con un volumen original de shale gas alrededor de 2,046 TPC, del cual técnicamente recuperable se cuenta con 437 TPC, además por parte de shale oil se cuenta con un volumen original de 403 MMb, con un volumen técnicamente recuperable de 17.5 MMb.

La cuenca Cooper es la principal productora costa adentro de gas, debido a su facilidad para procesar, la infraestructura de transporte y la tecnología requerida se considera podría ser la principal productora comercial de shale oil.

Otras cuencas de menor tamaño incluyen Maryborough y la zona costera de Queensland que contienen lutitas de origen marino y se encuentran a sobrepresión, además presentan gas saturado. La cuenca Perth ubicada al oeste de Australia, contienen lutitas de origen marino del Triásico. Por otra parte la gran cuenca de Canning localizada al oeste de Australia contiene a una gran profundidad lutitas de origen marino, que están correlacionadas con las cuencas Bakken y Williston. En la zona norte las lutitas de la era pre-cámbrica dentro de las cuencas Beetaloo y la cuenca Georgina han reportado tanto gas como aceite en pozos exploratorios (**shale gas Tabla 2.13, 2.14, 2.15, 2.16**) (**shale oil Tabla 2.17, 2.18**).

Cuenca	Cooper (46,900 mi ²)						
Formación de Lutitas	Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri)			Roseneath-Epsilon-Murteree (Patchawarra)			Roseneath-Epsilon-Murteree (Tenapperra)
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	13.1	87.6	100.1	7.3	15.6	18.6	10.1
Vol. Original (TPC/mi ²)	6.1	36.5	264.7	4.4	10.8	1.9	1.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	0.7	9.1	79.4	0.4	2.7	0.5	0.1

Tabla 2.13 Shale Gas en Australia (Cooper)

Cuenca	Perth (20,200 mi ²)			Canning (181,000 mi ²)			Maryborough (4,290 mi ²)
Formación de Lutitas	Carynginina	Kockatea		Goldwyer			Goodwood/Cherwell Mudstone
Fase Gas	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	94	14	58.9	18.7	67.1	109.2	110.7
Vol. Original (TPC/mi ²)	124.1	7.2	36.4	83.5	395	748.7	63.9
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	24.8	0.6	7.3	6.7	79	149.7	19.2

Tabla 2.14 Shale Gas en Australia (Perth, Canning y Maryborough)

Cuenca	Georgina (125,000 mi ²)				
Formación de Lutitas	L. Arthur Shale (Dulcie trough)		L. Arthur Shale (Toko Trough)		
Fase Gas	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	22.8	29.1	4.5	17.5	26.7
Vol. Original (TPC/mi ²)	19.3	21.3	5.5	13.2	7.9

Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	3.9	4.3	0.4	2.6	1.6
--	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 2.15 Shale Gas en Australia (Georgina)

Cuenca	Beetaloo (14,000 mi ²)					
Formación de Lutitas	M. Velkerri Shale			L. Kyalla Shale		
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	7.2	30.7	42	11.7	37.1	49.6
Vol. Original (TPC/mi ²)	9.6	32.7	52	23.5	44.5	32.5
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	1	8.2	13	2.3	11.1	8.1

Tabla 2.16 Shale Gas en Australia (Beetaloo)

Cuenca	Perth (20,000 mi ²)		Canning (181,000 mi ²)		Cooper (46,900 mi ²)				
Formación de Lutitas	Kockatea		Goldwyer		Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri)		Roseneath-Epsilon-Murteree (Patchawarra)		Roseneath-Epsilon-Murteree (Tenapperra)
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite
Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)	18.9	6.1	41.1	10.2	22.5	14.5	11.1	3	21.9
Vol. Original (MMb)	9.8	3.8	183.7	60	10.5	6	6.7	2.1	2.6
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.39	0.15	7.35	2.40	0.63	0.36	0.34	0.10	0.13

Tabla 2.17 Shale Oil en Australia (Perth, Canning y Cooper)

Cuenca	Georgina (125,000 mi ²)			Beetaloo (14,000 mi ²)			
Formación de Lutitas	L. Arthur Shale (Dulcie trough)	L. Arthur Shale (Toko Trough)		M. Velkerri Shale		L. Kyalla Shale	
Fase Líquida	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado

Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	3.5	14.7	5.2	16.7	5.3	27.1	8.9
Vol. Original (MMb)	2.9	17.7	3.9	22.1	5.7	54.4	10.7
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.12	0.71	0.16	1.11	0.28	2.72	0.54

Tabla 2.18 Shale Oil en Australia (Georgina y Beetaloo)

2.2.3 Sudamérica

2.2.3.1 Colombia y Venezuela

Cuentan con potencial de shale gas/oil dentro de ambientes marinos en tres grandes cuencas: Valle Medio Magdalena y Llanos, ambas ubicadas en Colombia, cuencas transfronterizas ubicadas entre Venezuela y Colombia, como son, Maracaibo/Catumbo (**Figura 2.5**).

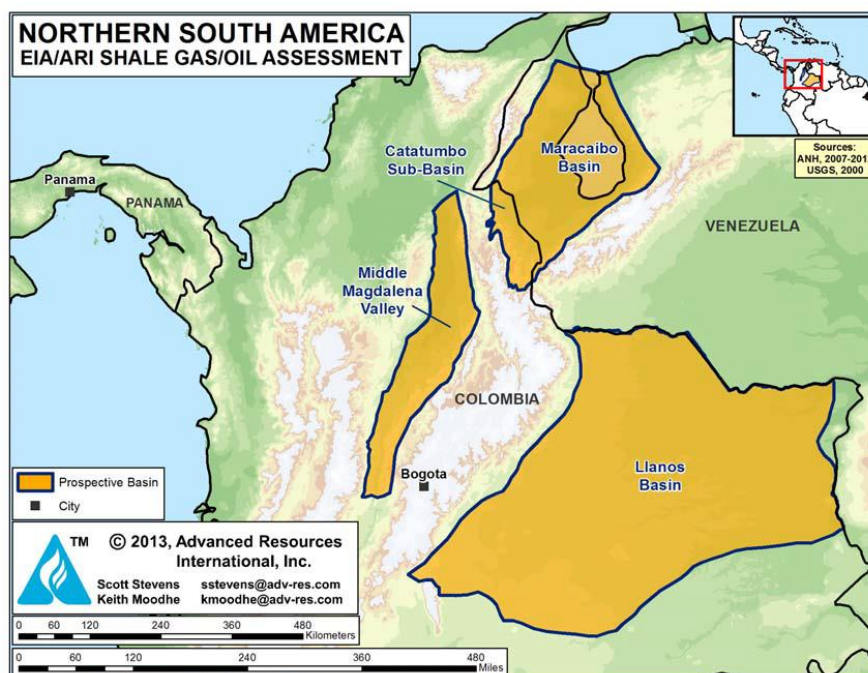


Figura 2.5 Cuencas de Shale Gas/Oil en Colombia/Venezuela (Tomada de ARI, 2013)

Se habla que cuentan con un volumen técnicamente recuperable dentro de estas cuencas, estimado en 222 TPC y de 20.2 MMb de shale gas/oil respectivamente (**shale gas tabla 2.19 y shale oil tabla 2.20**). Por su parte Colombia cuenta con 6.8 MMb y 55 TPC, mientras que en la zona este de Venezuela contiene 13.4 MMb y 167 TPC.

Cuenca	Valle Medio Magdalena (13,000 mi ²)		Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)			Llanos (84,000 mi ²)
Formación de Lutitas	La Luna/Tablazo		La Luna/Capacho			Gacheta
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas seco	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	88	150.3	71.8	176.1	255.7	40.4
Vol. Original (TPC/mi²)	117.8	16.8	183	264.4	522.6	18.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	14.1	4.2	18.3	52.9	130.7	1.8

Tabla 2.19 Shale Gas Colombia/Venezuela

Cuenca	Valle Medio Magdalena (13,000 mi ²)		Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)
Formación de Lutitas	La Luna/Tablazo		La Luna/Capacho		Gacheta
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	57	26.1	92.3	41	28
Vol. Original (MMb)	76.3	2.9	235.1	61.6	12.6
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	4.58	0.18	11.75	3.08	0.63

Tabla 2.20 Shale Oil Colombia/Venezuela

2.2.3.2 Argentina

En Argentina se tiene un gran potencial, probablemente el mayor fuera de Norteamérica, tiene 4 principales cuencas (**Figura 2.6**):

- Cuenca Neuquen: la principal zona exploratoria para shale oil, cuenta con alrededor de 50 pozos perforados desde 2010, los cuales han dado buen índice de productividad dentro de las formaciones Los Molles y especialmente Vaca Muerta de la era jurásica.
- Cuenca del Golfo San Jorge: contiene mayormente lutitas de origen lacustre no marino de la era jurásica a la cretácica. Principalmente contiene shale gas.
- Cuenca Austral: conocida como la cuenca Magallanes en Chile, en la zona sur de Argentina contiene lutitas de origen marino de la era cretácica.
- Cuenca Paraná: la geología estructural es simple, sin embargo en la superficie está cubierta por basaltos. Alcanza fronteras entre Argentina, Brasil y Paraguay.



Figura 2.6 Cuencas de Shale gas/Oil en Argentina (Tomada de ARI, 2013)

Importantes programas exploratorios y un temprana etapa de producción comercial se han logrado llevar a cabo con gran éxito en la cuenca Neuquén, por otra parte en las cuencas Los Molles y Vaca Muerta se han perforado un promedio de 50 pozos con la mayoría exitosos. Los pozos verticales que se han perforado en las cuencas de shale gas/oil actualmente producen cerca de 180 a 600 bbl/d con cinco etapas de fracturación (shale gas Tabla 2.21, 2.22, 2.23 y shale oil Tabla 2.24 y 2.25).

Cuenca	Neuquén (66,900 mi ²)					
Formación de Lutitas	Los Molles			Vaca Muerta		
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	49.3	118	190.1	66.1	185.9	302.9
Vol. Original (TPC/mi ²)	67.8	140.4	773.8	192	364.8	645.1
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	8.1	35.1	232.1	23	91.2	193.5

Tabla 2.21 Shale Gas Argentina (Neuquén)

Cuenca	San Jorge (46,000 mi ²)			
Formación de Lutitas	Pozo D-129			Aguada Bandera
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	41.2	103.4	163.3	151.7

Vol. Original (TPC/mi²)	9.1	13.4	161.5	254.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	0.5	2	32.3	50.8

Tabla 2.22 Shale Gas Argentina (San Jorge)

Cuenca	Austral Magallanes (65,000 mi ²)			Paraná (747,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	L. Inoceramus-Magnas Verdes			Ponta Grossa	
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	32.5	113.8	155.9	34.9	56.9
Vol. Original (TPC/mi²)	67.5	235.6	302.4	1.1	15.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	6.8	47.1	75.6	0.2	3

Tabla 2.23 Shale Gas Argentina (Austral-Magallanes y Paraná)

Cuenca	Neuquén (66,900 mi ²)			
Formación de Lutitas	Los Molles		Vaca Muerta	
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	36.4	9.2	77.9	22.5
Vol. Original (MMb)	50	11	226.2	44.2
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	3	0.66	13.57	2.65

Tabla 2.24 Shale Oil Argentina (Neuquén)

Cuenca	San Jorge (46,000 mi ²)		Austral-Magallanes (65,000 mi ²)		Paraná (747,000 mi ²)
Formación de Lutitas	Pozo D-129		L. Inoceramus-Magnas Verdes		Ponta Grossa
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	63.7	20.3	48.4	14.8	8.1
Vol. Original (MMb)	14.1	2.6	100.6	30.6	0.3
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.42	0.08	5.03	1.53	0.01

Tabla 2.25 Shale Oil Argentina (San Jorge, Austral-Magallanes y Paraná)

2.2.3.3 Brasil

Mientras que Brasil cuenta con una gran cantidad de cuencas costa afuera, también se tiene el escaso desarrollo de 18 cuencas costa dentro (**Figura 2.7**), dentro de las cuales destacan tres por su alto potencial y presencia de shale gas/oil, la primera ubicada al sur de Brasil encontramos la cuenca transfronteriza Paraná y en la zona norte ubicamos las cuencas de Solimões y Amazonas.

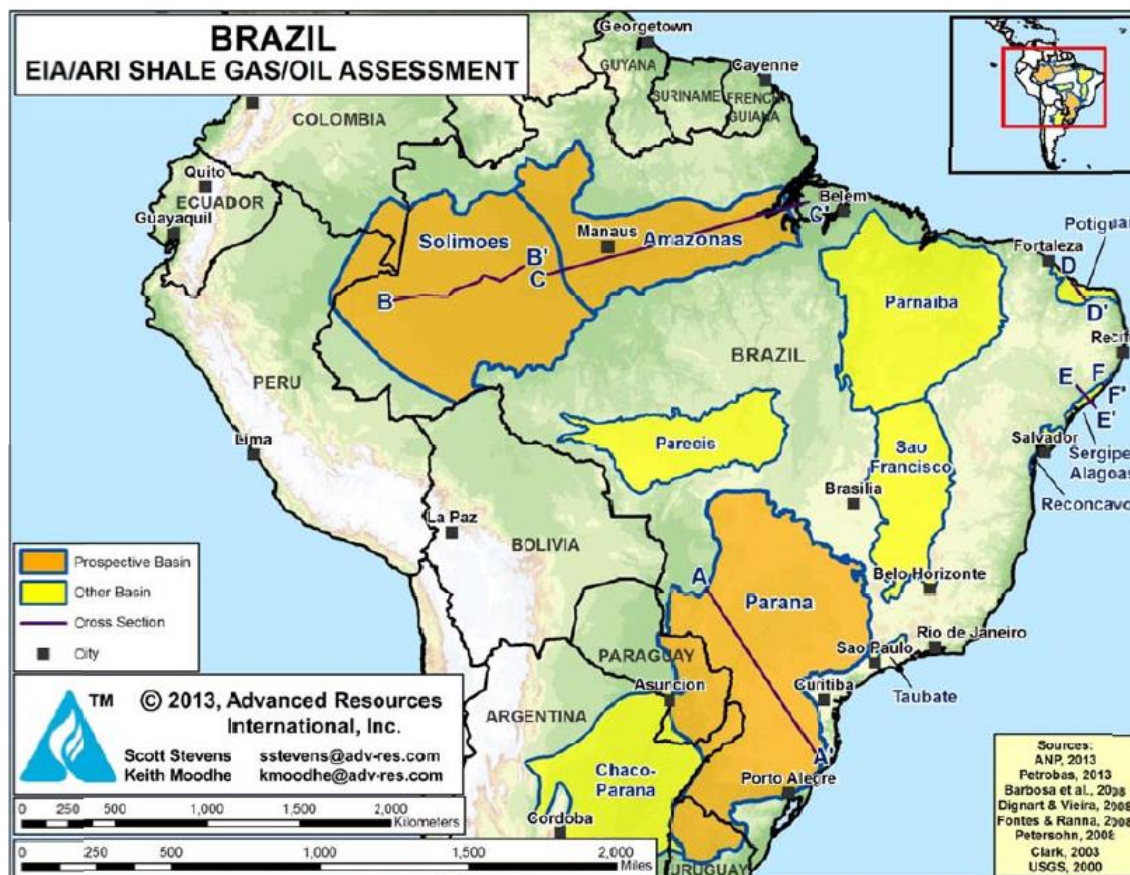


Figura 2.7 Cuencas Shale Gas/ Oil en Brasil (Tomada de ARI, 2013)

El principal objetivo a desarrollar es la formación Devonian (Frasnian), ubicada a lo largo de tres cuencas con geología estructural sencilla, sin embargo contiene un bajo índice de COT que va del 2 al 2.5%.

Se calcula que el volumen original tanto de shale gas como de shale oil contenido en las cuencas Paraná, Solimões y Amazonas, está estimado en 1,279 TPC y 134 MMb, mientras que el volumen técnicamente recuperable se estima es de 245 TPC y 5.4 MMb (shale gas Tabla 2.26 y shale oil 2.27).

Cuenca	Paraná (747,000 mi ²)			Solimões (350,000 mi ²)		Amazonas (230,000 mi ²)		
Formación de Lutitas	Ponta Grossa			Jandiatura		Barreirinha		
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	25.5	55.7	91.3	20.1	36.1	15.2	45.4	70.2
Vol. Original (TPC/mi ²)	78.5	120.7	250.4	25.8	296.8	12.6	22.2	472.4

Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	6.3	24.1	50.1	5.2	59.4	1	4.4	94.5
--	-----	------	------	-----	------	---	-----	------

Tabla 2.26 Shale Gas en Brasil

Cuenca	Paraná (747,000 mi ²)		Solimões (350,000 mi ²)	Amazonas (230,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	Ponta Grossa		Jandiatuba	Barreirinha	
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Condensado	Aceite	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	26.8	11.4	5.5	18.3	8.7
Vol. Original (MMb)	82.4	24.7	7.1	15.1	4.3
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	3.3	0.99	0.28	0.61	0.17

Tabla 2.27 Shale Oil en Brasil

2.2.4 Europa

2.2.4.1 Polonia

La cuenca del Báltico al norte de Polonia se proyecta como la más importante, ya que debido a su simple geología estructural se puede tener un fácil desarrollo, las cuencas de Podlasie y Lublin también tiene buena proyección pero se complica su desarrollo debido a la complejidad estructural, debido a la presencia de fallas cercanas a las cuencas se limita el desarrollo de perforación horizontal (Figura 2.8).

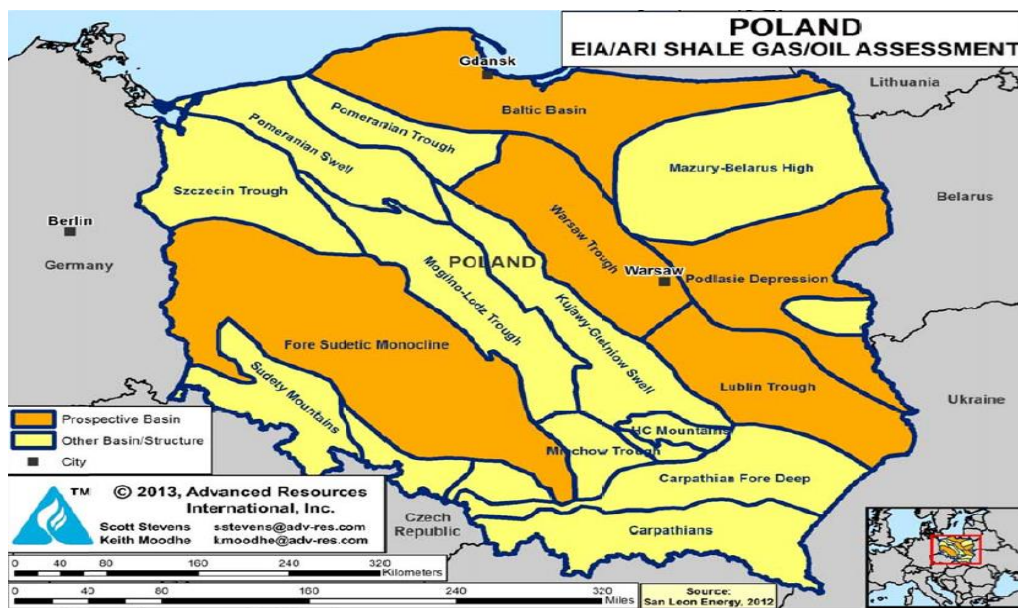


Figura 2.8 Cuenas de Shale Gas/Oil en Polonia (Tomada de ARI, 2013)

Se estima que Polonia cuenta con un volumen técnicamente recuperable de alrededor de 146 TPC para shale gas y de 1.8 MMb para shale oil (**shale gas Tabla 2.28 y shale oil Tabla 2.29**). Aunque con la reciente exploración y desarrollo de pozos se confirma el potencial de shale gas y shale oil, también se anticipan condiciones desfavorables y complejas para su completo desarrollo.

Cuenca	Báltico/Varsovia (16,200 mi ²)			Lublin (4,980 mi ²)	Podlasie (6,600 mi ²)			Fore Sudetic (19,700 mi ²)
Formación de Lutitas	Llandovery			Llandovery	Llandovery			Carbonífero
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	36.6	131	181.1	91.2	27.4	82.3	122.4	67.2
Vol. Original (TPC/mi ²)	12.1	108.5	411.5	45.8	6.6	21.7	25.3	106.7
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	1.2	21.7	82.3	9.2	0.7	4.3	5.1	21.3

Tabla 2.28 Shale Gas en Polonia

Cuenca	Báltico/Varsovia (16,200 mi ²)		Podlasie (6,600 mi ²)	
Formación de Lutitas	Llandovery		Llandovery	
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)	42.2	12.8	36.2	11.1
Vol. Original (MMb)	14	10.6	8.7	2.9
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.7	0.53	0.43	0.15

Tabla 2.29 Shale Oil en Polonia

2.2.4.2 Rusia

Su principal cuenca es la Siberiana Oeste, en donde se ubica la Formación Bazhenov Jurásica (**Figura 2.9**). Esta cuenca es rica en COT, asimismo es la principal productora de gas y aceite convencionales. Cuenta con otras cuencas de menor importancia hasta la fecha debido a su escaso desarrollo y estudio como son Timan y Pechora.

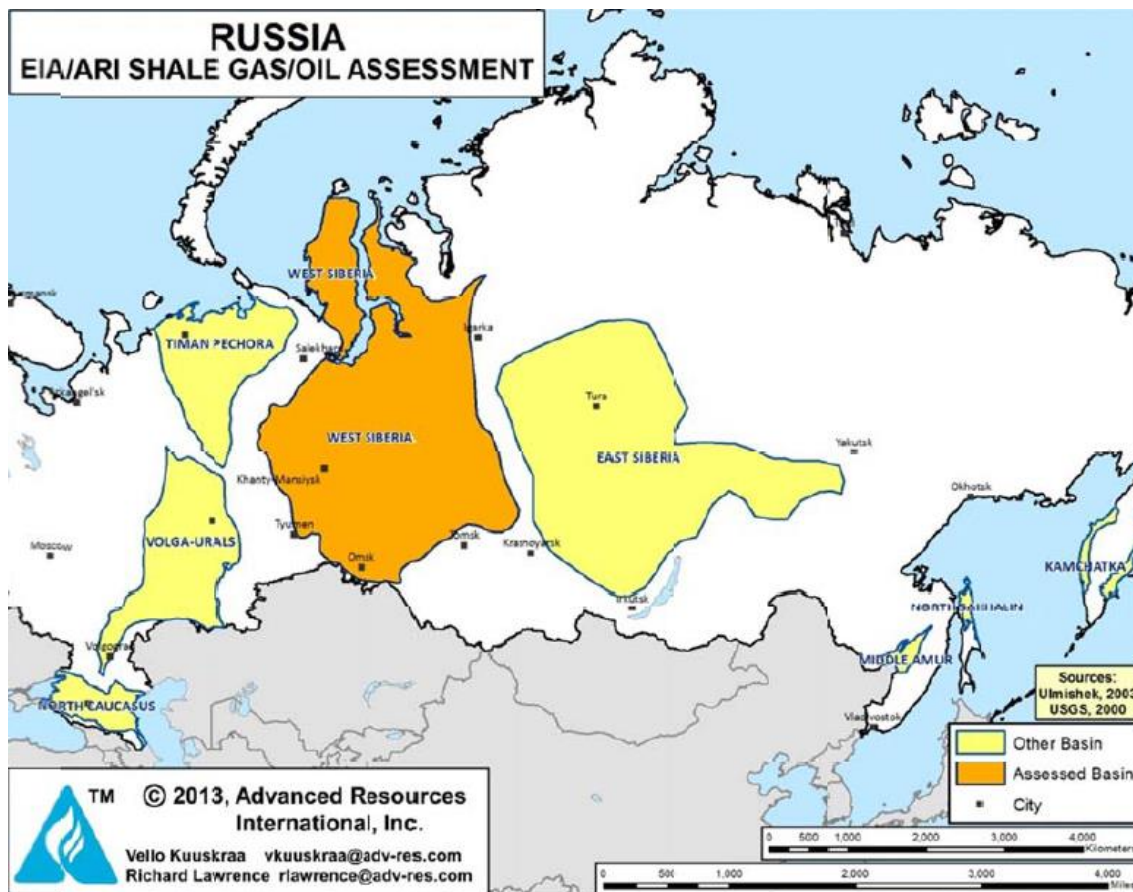


Figura 2.9 Cuencas Shale Gas/Oil en Rusia (Tomada de ARI, 2013)

Para la Formación Bazhenov shale se estima un volumen original de 1,243 MMb y un volumen técnicamente recuperable de 74.6 MMb (Tabla 2.30). Adicionalmente se estima un volumen original de 1,920 TPC para shale Gas, del cual se calcula un volumen técnicamente recuperable de 285 TPC (Tabla 2.31).

Cuenca	West Siberian (1,350,000 mi ²)		
Formación de Lutitas	Bazhenov Central	Bazhenov North	
Fase Líquida	Aceite	Aceite	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)	18.5	13.4	4.3
Vol. Original (MMb)	964.8	261.5	16.8
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	57.89	15.69	1.01

Tabla 2.30 Shale Oil en Rusia

Cuenca	West Siberian (1,350,000 mi ²)			
Formación de Lutitas	Bazhenov North			Bazhenov Central
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	19.4	42	66	22.9
Vol. Original (TPC/mi ²)	378.9	163	182.5	1,196

Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	45.5	40.8	54.8	143.5
--	------	------	------	-------

Tabla 2.31 Shale Gas en Rusia

2.2.4.3 Este de Europa (Bulgaria, Rumania y Ucrania)

Esta región en Europa tiene una significativa proyección de shale gas/oil contenido en tres principales cuencas: Dniepr-Donets, Carpathian Foreland y por último Moesian Platform (**Figura 2.10**). Mientras que en Ucrania y Rumania el desarrollo de formaciones lutitas se encuentra en desarrollo, en Bulgaria se tiene un notorio retraso en el desarrollo de estos.

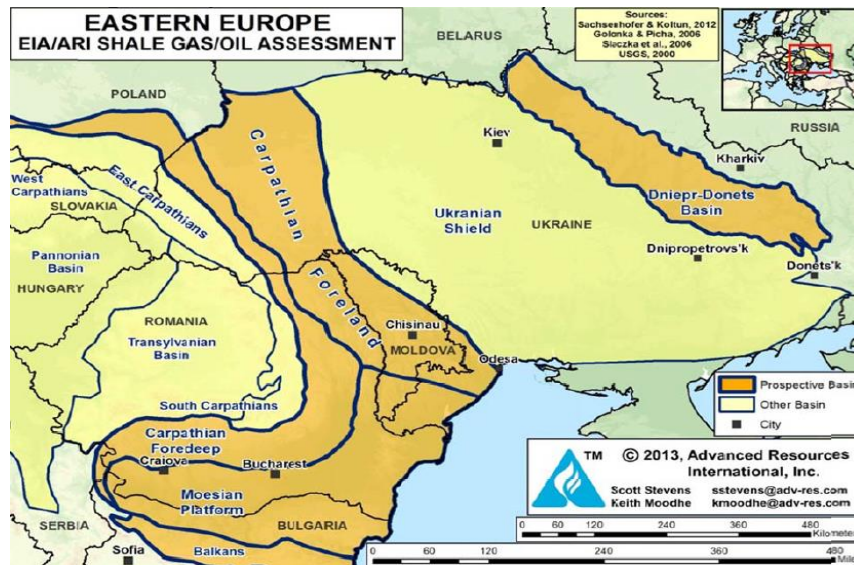


Figura 2.10 Cuencas de Shale Gas/Oil en Bulgaria, Rumania y Ucrania (Tomada de ARI, 2013)

De estas tres cuencas a considerar se cuenta con un volumen técnicamente recuperable de shale gas con un total de 195 TPC (**Tabla 2.32**), por su parte un volumen técnicamente recuperable de shale oil alrededor de 1.6 MMb (**Tabla 2.33**).

Cuenca	Dniepr-Donets (23,200 mi ²)			Carpathian Foreland (70,000 mi ²)	Moesian Platform (45,000 mi ²)		
	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco		Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo
Formación de Lutitas	L. Carboniferous			L. Silurian	L. Silurian		Etropole
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	49.2	118.5	195.2	112.7	121.9	154.4	106.7
Vol. Original (TPC/mi²)	14.4	63.5	234.6	362.5	22.5	25.8	148.2

Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	1.4	15.9	58.6	72.5	4.5	5.2	37.1
--	-----	------	------	------	-----	-----	------

Tabla 2.32 Shale Gas en Bulgaria, Rumania y Ucrania

Cuenca	Dniepr-Donets (23,200 mi ²)		Moesian Platform (45,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	L. Carboniferous		L. Silurian	Etropole
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Condensado	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	45.3	18.1	8.9	5
Vol. Original (MMb)	13.2	9.7	1.6	7.9
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.66	0.48	0.08	0.40

Tabla 2.33 Shale Oil en Bulgaria, Rumania y Ucrania

2.2.4.4 Reino Unido

El Reino Unido Cuenta con volúmenes sustanciales prospectivos de shale gas/oil dentro de la era jurásica, las formaciones se encuentran distribuidas en el norte, centro y sur del país (**Figura 2.11**).

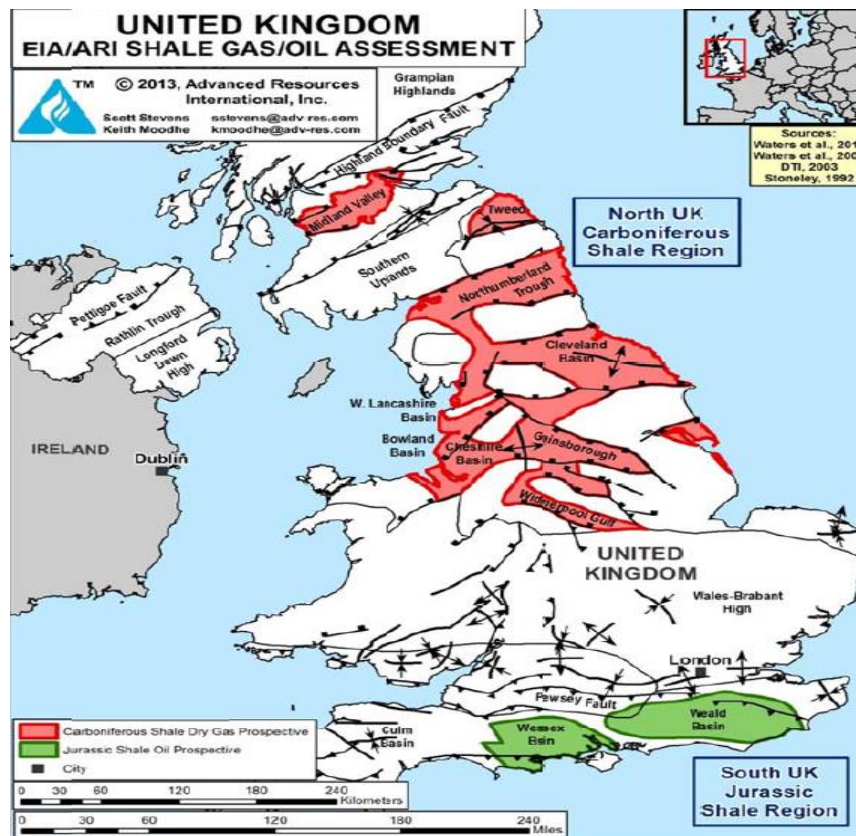


Figura 2.11 Cuenas Shale Gas/Oil en el Reino Unido (Tomada de ARI, 2013)

El volumen técnicamente recuperable en formaciones de lutitas es estimado en 26 TPC y de 0.7 MMb, concentrados principalmente en dos regiones (**shale gas Tabla 2.34 y shale oil Tabla 2.35**). Esto sustentado en el volumen original de 623 TPC y de 17 MMb. Estas estimaciones se pueden ver reflejadas debido al alto contenido COT en grandes porciones en las eras carbonífera y jurásica.

Cuenca	North UK (10,200 mi ²)	South UK (3,470 mi ²)
Formación de Lutitas	Carboniferous Shale	Lias Shale
Fase Gas	Gas Seco	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	117.3	14.5
Vol. Original (TPC/mi²)	125.6	8
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	25.1	0.6

Tabla 2.34 Shale Gas en Reino Unido

Cuenca	South UK (3,470 mi ²)
Formación de Lutitas	Lias Shale
Fase Líquida	Aceite
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	30.9
Vol. Original (MMb)	17.1
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.69

Tabla 2.35 Shale Oil en Reino Unido

2.2.4.5 España

La cuenca Basque-Cantabarin, localizada al norte de España, contiene una serie de lutitas ricas en materia orgánica de la era jurásica con un gran potencial para producir gas húmedo y condensado. Aunado se encuentra la cuenca Ebro (Solsona), localizada al sureste de la cuenca Basque-Cantabarin, la cual cuenta con un gran potencial de shale gas/oil. Sin embargo en la cuenca Ebro cuenta con un COT <2% (**shale gas/oil Tabla 2.36**).

Cuenca	Basque-Cantabarin (6,260 mi ²)		
Formación de Lutitas	Jurásico		
Fase Gas	Gas Húmedo	Fase Líquida	Condensado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	49.8	Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	3.4
Vol. Original (TPC/mi²)	41.8	Vol. Original (MMb)	2.9
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	8.4	Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.14

Tabla 2.36 Shale Gas/Oil en España

2.2.4.6 Norte y Oeste de Europa

Aquí se incluyen cinco de las más importantes cuencas ubicadas a lo largo del norte y oeste de Europa, las cuales incluyen: la cuenca París y sureste de Francia, la cuenca Lower Saxony en Alemania, la cuenca Holanda Oeste en Holanda y la cuenca Alum shales en Escandinavia (**Figura 2.12**)

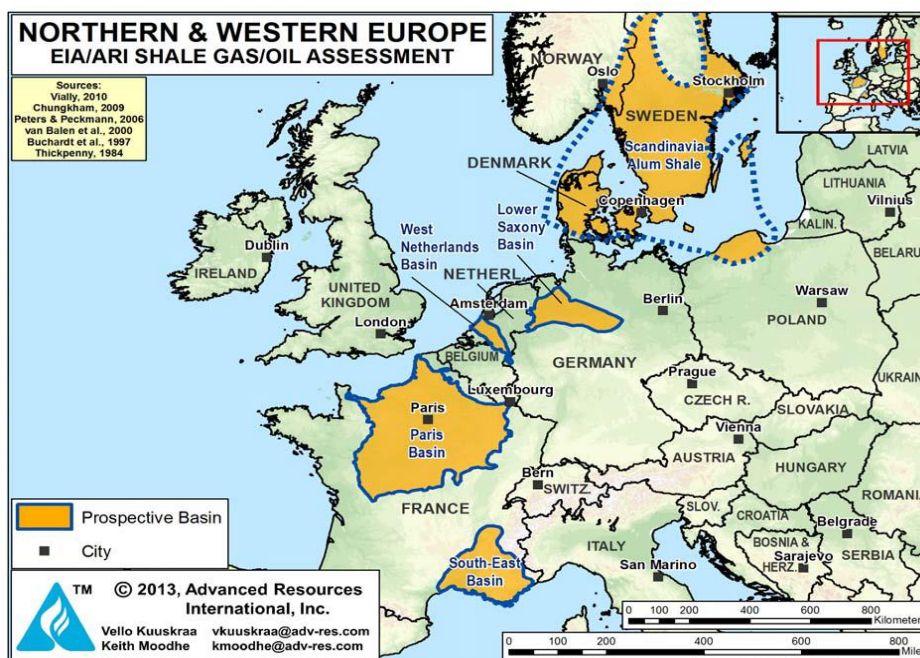


Figura 2.12 Norte y Oeste de Europa (Tomada de ARI, 2013)

Sin embargo debido a su pequeño volumen y las complicaciones existentes para su explotación y desarrollo no se considera muy relevante a nivel mundial.

2.2.5 África

2.2.5.1 Marruecos (incluye el oeste de Sahara y Mauritania)

Su gran potencial orgánico se localiza en las cuencas Tindouf y Tadla, en donde se tiene evaluada presencia de shale gas/oil.

Estimaciones por parte de ARI, indican un volumen original de shale gas de 95 TPC, de los cuales se cuenta con un volumen técnicamente recuperable de 20 TPC (**Tabla 2.37**), también estas cuencas cuentan con un volumen original de shale oil estimado en 5 MMb, y se cree un volumen técnicamente recuperable de 0.2 MMb (**Tabla 2.38**).

Cuenca	Tindouf (77,000 mi ²)			Tadla (2,800 mi ²)
Formación de Lutitas	L. Silurian			L. Silurian
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	6.8	18.9	22	49
Vol. Original (TPC/mi ²)	2.7	17.7	54.5	20.5
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	0.3	3.5	13.6	3.1

Tabla 2.37 Shale Gas en Marruecos

Cuenca	Tindouf (77,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	L. Silurian	
Fase Líquida	Aceite	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)	7.9	1.7
Vol. Original (MMb)	3.2	1.6
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.16	0.08

Tabla 2.38 Shale Oil en Marruecos

2.2.5.2 Argelia

Cuenta con dos grandes formaciones de lutitas, primeramente Silurian Tannezuft y Devonian Frasnian. Dentro de estas se cuenta con 7 principales cuencas: al este de Argelia encontramos las cuencas Ghadames (Berkine) y la cuenca Illizi, en la zona central están Timimoun, Ahnet y Mouydir, por último en la zona suroeste se localiza la cuenca Tindouf. **(Figura 2.13)**.

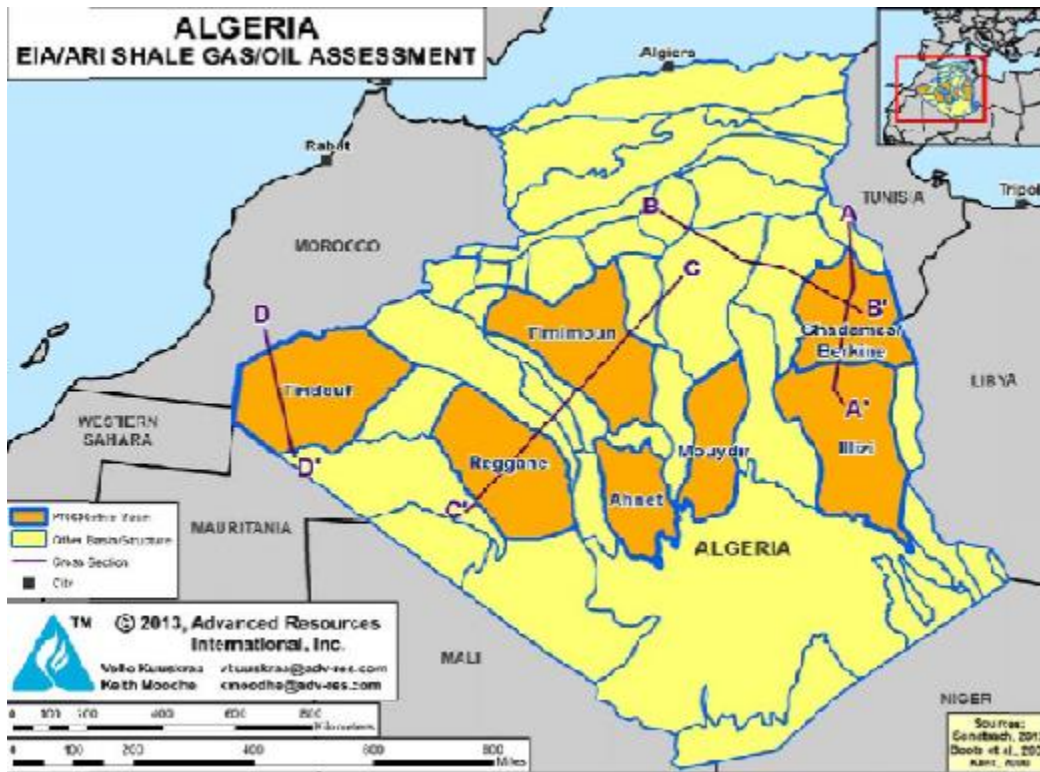


Figura 2.13 Principales cuencas Shale Gas/Oil en Argelia (Tomada de ARI, 2013)

Se estima cuentan con un volumen original shale gas de 3,419 TPC y un volumen técnicamente recuperable de 707 TPC (Tabla 2.39, 2.40 y 2.41), en cuanto a shale oil un volumen original de 121 MMb con un volumen técnicamente recuperable de 5.7 MMb (Tabla 2.42).

Cuenca	Ghadames/Berkine (117,000 mi ²)					Illizi (44,900 mi ²)	
	Frasnian			Tannezuft		Tannezuft	
Formación de Lutitas	Frasnian			Tannezuft		Tannezuft	
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7
Vol. Original (TPC/mi ²)	48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	4.8	42.8	58.4	26	150.3	15	40.7

Tabla 2.39 Shale Gas en Argelia (Ghadames/Berkine e Illizi)

Cuenca	Timimoun (43,700 mi ²)		Ahnet (20,200 mi ²)			Mouydir (22,300 mi ²)
Formación de Lutitas	Frasnian	Tannezuft	Frasnian		Tannezuft	Tannezuft
Fase Gas	Gas Seco	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	72.9	35.5	77.6	21.6	109	18.5
Vol. Original (TPC/mi ²)	467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	93.4	59.1	3.8	5	51.1	9.5

Tabla 2.40 Shale Gas en Argelia (Timimoun, Ahnet y Mouydir)

Cuenca	Reggane (40,000 mi ²)				Tindouf (77,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	Frasnian		Tannezuft		Tannezuft	
Fase Gas	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	103.9	97.3	38.3	94.4	18.9	24.2
Vol. Original (TPC/mi ²)	53.4	41	77.8	464.5	20.2	115.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	8	8.2	11.7	92.9	3	23

Tabla 2.41 Shale Gas en Argelia (Reggane y Tindouf)

Cuenca	Ghadames/Berkine (117,000 mi ²)		Illizi (44,900 mi ²)	Ahnet (20,200 mi ²)	Reggane (40,000 mi ²)		Tindouf (77,000 mi ²)
Formación de Lutitas	Frasnian		Tannezuft	Tannezuft	Tannezuft	Tannezuft	Tannezuft
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Condensado	Condensado	Condensado	Condensado	Condensado
Concentración Shale Oil (MMb/mi ²)	43.7	9.7	3.1	6.5	14.4	11.4	3.9
Vol. Original (MMb)	59.4	18.7	9.5	12.8	4.8	5.9	8

Vol. Técnicoamente recuperable (MMb)	2.97	0.93	0.47	0.51	0.19	0.24	0.32	0.07
---	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabla 2.42 Shale Oil en Argelia

2.2.5.3 Libia

Sus mayores recursos de formaciones lutíferas se encuentran en tres grandes cuencas: al oeste Ghadames (Berkine), zona centro la cuenca Sirte, al suroeste la cuenca Murzuq. También cuenta con otra pequeña cuenca al sureste Kufra.

Se estima que dentro de estas tres grandes cuencas, contienen un promedio de shale gas de 942 TPC con un volumen técnicamente recuperable de 122 TPC (**Tabla 2.43 y 2.44**), en cuanto a shale oil un volumen original de 613 MMb, de los cuales se estima un volumen técnicamente recuperable de 26.1 MMb (**Tabla 2.45**).

Cuenca	Ghadames (117,000 mi²)					
Formación de Lutitas	Tannezuft			Frasnian		
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	11.8	43.4	54.5	25.4	79.8	93.1
Vol. Original (TPC/mi²)	96.9	72.7	70.3	19.9	14.8	1.4
Vol. Técnicoamente recuperable (TPC)	9.7	14.5	17.6	2	3	0.3

Tabla 2.43 Shale Gas en Libia (Ghadames)

Cuenca	Sirte (172,000 mi²)		Murzuq (97,000 mi²)
Formación de Lutitas	Sirte/Rachmat	Etel Fm	Tannezuft
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	24.8	37.4	6.5
Vol. Original (TPC/mi²)	349.8	297.9	18.6

Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	28	44.7	1.9
--	----	------	-----

Tabla 2.44 Shale Gas en Libia (Sirte y Murzuq)

Cuenca	Ghadames (117,000 mi ²)				Sirte (172,000 mi ²)		Murzuq (97,000 mi ²)
	Tannezuft		Frasnian		Sirte/Rachmat	Etel Fm	
Formación de Lutitas	Tannezuft		Frasnian		Sirte/Rachmat	Etel Fm	Tannezuft
Fase Líquida	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	12	3.1	31.3	7	28.8	6.3	9.5
Vol. Original (MMb)	98.8	5.1	24.6	1.3	405.9	50.5	26.9
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	4.94	0.26	1.23	0.06	16.24	2.02	1.34

Tabla 2.45 Shale Oil en Libia

2.2.5.4 Sudáfrica

Sudáfrica cuenta con una gran cuenca, la cuenca Karoo, posible productora de shale gas, localizada a lo largo de la zona central y sur del país con una extensión de 236,400 mi², la mayor parte del recurso se encuentra en la zona sur. Debido a que esta mayormente formada por rocas ígneas y sílice, se cuenta con una pobre interpretación sísmica y se incrementa el riesgo de exploración (Figura 2.14).

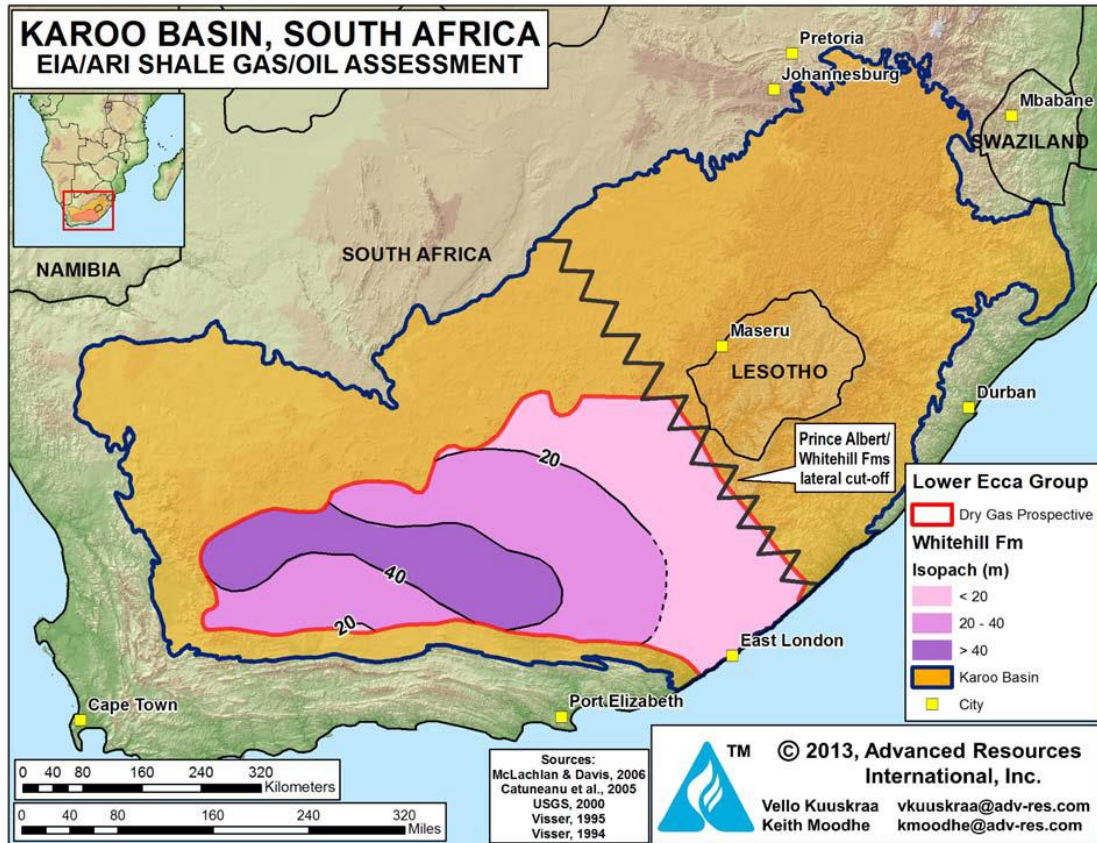


Figura 2.14 Cuenca Shale Gas en Sudáfrica (Tomada de ARI, 2013)

Se estima el volumen original de shale gas en 1,559 TPC, de los cuales se calcula un volumen técnicamente recuperable de 370 TPC (Tabla 2.46).

Cuenca	Karoo (236,400 mi ²)		
Formación de Lutitas	Prince Albert	Whitehill	Collingham
Fase Gas	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	42.7	58.5	36.3
Vol. Original (TPC/mi ²)	385.3	845.4	327.9
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	96.3	211.3	82

Tabla 2.46 Shale Gas en Sudáfrica

2.2.6 Asia

2.2.6.1 China

China cuenta con abundantes recursos Shale gas/oil a lo largo de siete cuencas prospectivas: Sichuan, Junggar, Songlio, Yngtze Platform, Jiangnan y Subei (Figura 2.15).



Figura 2.15 Cuencas Shale Gas/Oil en China (Tomada de ARI, 2013)

China ha estimado sus recursos de shale gas volumen original en 4,746 TPC, de los cuales un volumen técnicamente recuperable distribuido entre las diferentes cuencas con un total de 1,115 TPC (Tabla 2.47, 2.48, 2.49, 2.50, 2.51). De shale oil China tiene un estimado volumen original de 643 MMb provenientes de las cuencas Junggar, Tarim, Songliao, de las cuales se estima un volumen técnicamente recuperable de 32.3 MMb (Tabla 2.52 y 2.53)

Cuenca	Sichuan (74,500 mi ²)			Yangtze Platform (611,000 mi ²)	
	Qiongzhusi	Longmaxi	Permian	L. Cambrian	L. Silurian
Formación de Lutitas	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
Fase Gas	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi ²)	109.8	162.6	114.1	99.4	147.1
Vol. Original (TPC/mi ²)	499.6	1,146.1	715.2	181	414.7
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	124.9	286.5	214.5	45.2	103.7

Tabla 2.47 Shale Gas en China (Sichuan y Yangtze Platform)

Cuenca	Jiangnan (14,440 mi ²)					
	Niutitang/Shujinituo	Longmaxi		Qixia/Maokou		
Formación de Lutitas						
Fase Gas	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco

Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	148.9	51	67.1	14.1	48.3	66.6
Vol. Original (TPC/mi²)	45.7	8.2	19.8	1.8	10.6	27.7
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	11.4	1.6	4.9	0.2	2.7	6.9

Tabla 2.48 Shale Gas en China (Jiangnan)

Cuenca	Greater Subei (55,000 mi ²)				
Formación de Lutitas	Mufushan	Wufeng/Gaobijian		U. Permian	
Fase Gas	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Seco
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	118.6	66	87.8	35.8	55.4
Vol. Original (TPC/mi²)	29	42.5	101.4	5.8	1.9
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	7.3	10.6	25.4	1.5	0.5

Tabla 2.49 Shale Gas en China (Greater Subei)

Cuenca	Tarim (234,200 mi ²)				
Formación de Lutitas	L. Cambrian	L. Ordovician	M.-U. Ordovician		Ketuer
Fase Gas	Gas Seco	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Seco	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	77.1	59.8	12.6	85	40.5
Vol. Original (TPC/mi²)	175.9	377.5	32.8	232.3	161.2
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	44	94.4	3.3	58.1	16.1

Tabla 2.50 Shale Gas en China (Tarim)

Cuenca	Junggar (62,100 mi ²)		Songliao (108,000 mi ²)
Formación de Lutitas	Pingdiquan/Lucaogou	Triassic	Qingshankou
Fase Gas	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado
Concentración Shale Gas (BPC/mi²)	64.7	60.5	45
Vol. Original (TPC/mi²)	172.4	187.5	155.4
Vol. Técnicamente recuperable (TPC)	17.2	18.7	15.5

Tabla 2.51 Shale Gas en China (Junggar y Songliao)

Cuenca	Jiangnan (14,440 mi ²)		Greater Subei (55,000 mi ²)	
Formación de Lutitas	Longmaxi	Qixia/Maokou	Wufeng/Gaobijian	U. Permian
Fase Líquida	Condensado	Aceite	Condensado	Condensado

Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	5	28.5	7	6.2
Vol. Original (MMb)	0.8	3.7	4.5	1
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	0.04	0.18	0.23	0.05

Tabla 2.52 Shale Oil en China (Jiangnan y Greater Subei)

Cuenca	Tarim (234,200 mi²)		Junggar (62,100 mi²)		Songliao (108,00 mi²)
Formación de Lutitas	M.-U. Ordovician	Ketuer	Pingdiquan/Lucaogou	Triassic	Qingshankou
Fase Líquida	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
Concentración Shale Oil (MMb/mi²)	11.9	32.5	40.9	43.3	66.4
Vol. Original (MMb)	31.1	129.5	108.9	134.1	229.2
Vol. Técnicamente recuperable (MMb)	1.55	6.47	5.44	6.7	11.46

Tabla 2.53 Shale Oil en China (Tarim, Junggar y Songliao)

Capítulo 3 CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS/OIL

3.1 Extracción de hidrocarburos de la lutita

La distinción entre yacimientos convencionales y no convencionales de gas o crudo ha sido la de mayor uso en el lenguaje industrial. Pero la gama comprende distintas fases de transformación, desde el gas o el crudo con alto contenido de gas, alta porosidad y permeabilidad, hasta el tight gas (gas de arenas compactas), cuyo rendimiento es más bajo, y el shale gas/oil de yacimientos con escaso contenido de metano, muy baja porosidad y permeabilidad.

Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja. Su viabilidad económica suele ser incierta debido al bajo contenido de gas o aceite en las rocas fuente. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales (**Figura 3.1**).

A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturación hidráulica” o “fracking” y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El fracking se usa en todos los hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el gas de carbón, el gas y el crudo de lutitas.

Para su explotación industrial, los yacimientos con permeabilidad mayor a 0.1 mD se consideran convencionales y el resto no convencionales, esencialmente productores de gas seco. Siendo tan amplia la gama de hidrocarburos no convencionales, es importante distinguir la diferencia entre arenas bituminosas, gas de carbón (gas grisú o coal bed methane), aceite de arenas compactas (tight oil), gas de arenas compactas (tight gas), crudo de lutitas (shale oil) y gas de lutita (shale gas) (IEA, 2010).

3.1.1 Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas contienen aproximadamente un 83% de arena suelta o arenisca, un 10% de bitumen, un 3% de arcilla y un 4% de agua. Están saturadas de un petróleo denso y viscoso conocido como bitumen o alquitrán, que no fluye, a menos que sea calentado o diluido con hidrocarburos más ligeros. Por su gravedad inferior a 10°API se cataloga como petróleo en fase semisólida o sólida (**Figura 3.2**).

Las arenas bituminosas yacen a unos 75 metros de profundidad, por lo que se extraen con los métodos de la minería superficial o in situ y son extraídas con grandes palas mecánicas. Después de la extracción, el aceite se transporta a plantas de tratamiento para destilarse en hidrocarburos más ligeros, donde se recupera hasta el 90%.

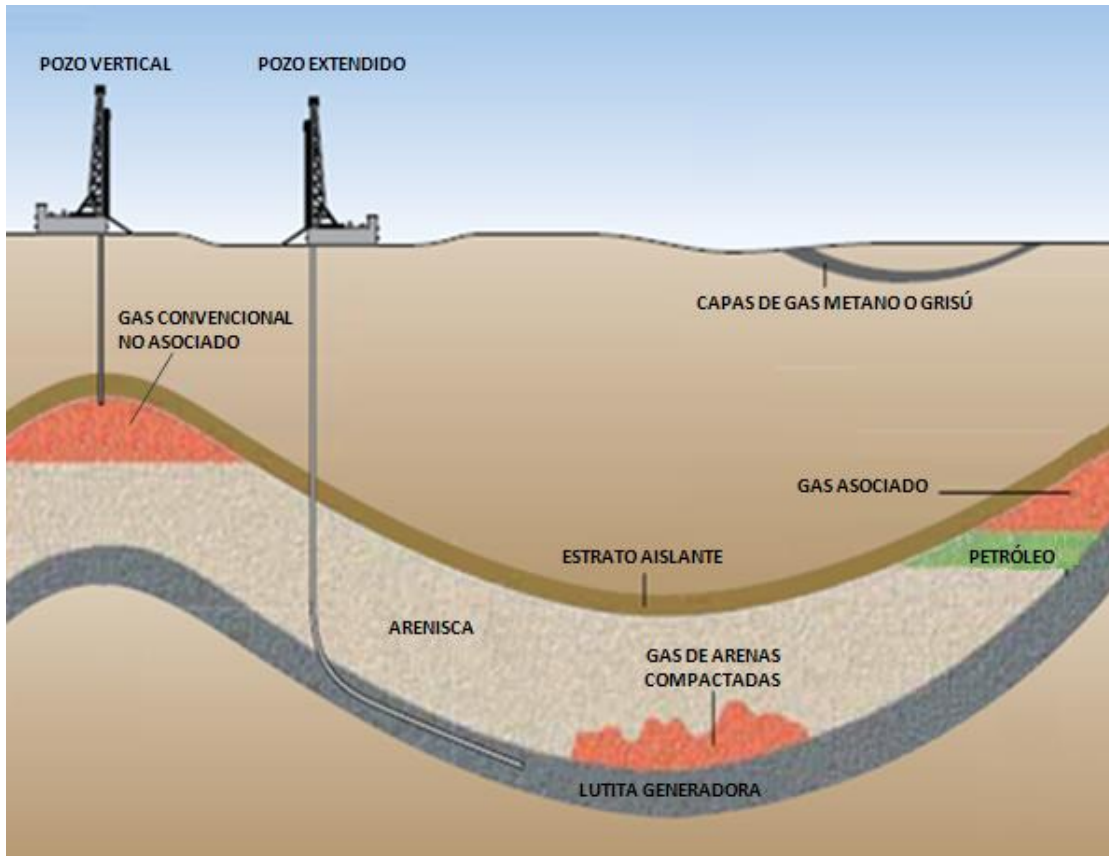


Figura 3.1. Sistemas Petroleros (Resource Play) y Lutita Generadora (Tomada de EIA, World Shale Gas Resources, 2011)

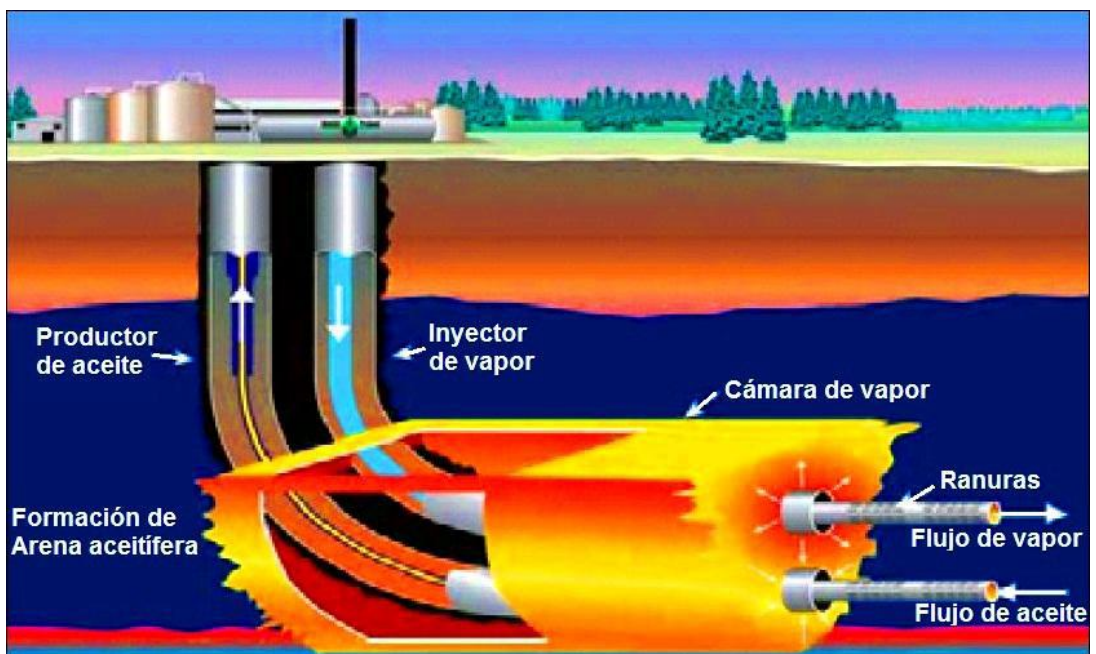


Figura 3.2 Representación de yacimiento de arenas bituminosas (Modificado del Departamento de Energía de E.U., 2006)

En su extracción se usa agua caliente y productos químicos. La pirólisis (calentamiento en ausencia de oxígeno) es el proceso más utilizado en la obtención de hidrocarburos a partir de bitumen. La pirólisis consta de dos procesos: la rotura de los enlaces de kerógeno para formar bitumen y la degradación del bitumen para formar productos líquidos, gases y un residuo carbonoso (coque). La destilación se hace aumentando la proporción de hidrógeno con respecto carbón. La pirólisis para producir crudo empieza a ser efectiva a presión atmosférica y temperaturas superiores a los 400° C. Bajo condiciones ideales, la mayor parte del kerógeno se convierte en crudo.

Algunos catalogan la extracción de aceite por pirólisis u otros métodos químicos como producción de petróleo sintético. La producción de un barril de crudo requiere separar el aceite de al menos dos toneladas de arena. Los problemas más importantes son el manejo de gran cantidad de sólidos, el tamaño de partícula al que las rocas deben ser fraccionadas, el transporte, el calor y la selección del método para establecer la fuente térmica adecuada al proceso.

3.1.2 Gas grisú (Coal Bed Methane)

El gas grisú (coal bed methane) es el gas metano almacenado en la estructura del carbón. Las minas de carbón contienen volúmenes importantes. El gas normalmente se libera durante la extracción minera. Razones de seguridad, ambientales y económicas han orillado a crear nuevas técnicas para capturarlo y extraerlo.

El gas grisú se encuentra en yacimientos que no siempre son rentables, ya que pueden estar a grandes profundidades o carecer de la calidad deseada. Los yacimientos de carbón tienen baja permeabilidad, la cual disminuye con la profundidad. Por lo tanto, se hace necesario el fracking para que el agua penetre en el carbón y atrape el gas. Una vez que se extrae el metano, la presión se reduce, haciendo fluir el gas por el pozo. En la primera fase del proceso se generan grandes volúmenes de agua contaminada, la cual es reinyectada a la formación. En la actualidad se investiga la inyección de CO₂ para aumentar la liberación del metano.

3.1.3 Aceite de arenas compactas (Tight Oil)

El aceite de arenas compactas (tight oil) es un hidrocarburo ligero que se encuentra en plays con formaciones de baja porosidad. Con frecuencia el kerógeno yace en una mezcla de capas maduras de aceite y estructuras de rocas generadoras de baja permeabilidad. Extraerlo requiere estimulación artificial para hacer contacto con las rocas almacenadoras. Este crudo es considerado por algunos como aceite en proceso de maduración que puede ser transformado en crudo sintético.

3.1.4 Shale oil

El shale oil se obtiene de una roca porosa que contiene bitumen transformado en aceite y gas natural en su entierro (**Figura 3.3**). El petróleo de lutitas normalmente se encuentran a poca profundidad. En las profundidades se pueden encontrar rocas con potencial de generación de aceite y otros líquidos.

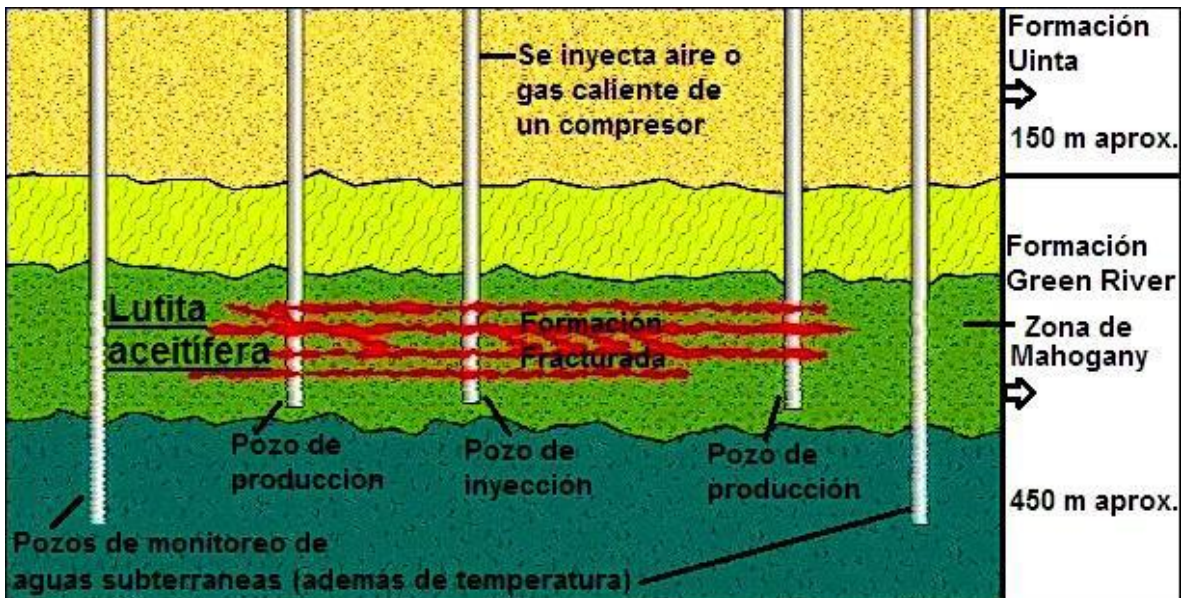


Figura 3.3 Representación de yacimiento de shale oil (Modificado del Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011)

La producción de petróleo no convencional a partir de bitumen requiere la aplicación de calor. En las lutitas bituminosas, la materia orgánica forma parte de la matriz inorgánica, de forma que sólo una parte está químicamente unida a los constituyentes minerales. Para obtener aceite, la lutita bituminosa puede ser quemada de manera directa. En los Estados Unidos ha habido problemas con esa técnica porque sus formaciones de lutitas tienen baja porosidad y permeabilidad. Además, la lutita quemada puede desarticularse, lo que provocaría que la combustión no fuese homogénea en todo el lecho.

El proceso más común para procesar bitumen es el retorting o destilación destructiva en hornos que realizan la pirólisis (Qian, 2006). Esto puede hacerse en plantas fuera del pozo y, si las condiciones del yacimiento lo permiten, también dentro de él mediante inyección de vapor para permitir que el bitumen fluya hacia la cabeza del pozo. En el retorting de superficie debe extraerse primero la lutita bituminosa.

Los equipos de retorting tienen especificaciones de tamaños de lutitas a procesar, desde cientos de mm hasta más de 1.000 mm. Para cumplir las especificaciones es necesario triturar la lutita primero. Actualmente casi todos los procesos de pirólisis y retorting se basan en el calentamiento directo con fuente de calor con gas. Debido al bajo coeficiente de conductividad del calor en la roca, el tiempo de purificación es mayor, pudiendo durar varias horas. En las partículas de aceite más pequeñas, la velocidad de calentamiento es mayor.

El retorting subterráneo o in situ para obtener aceite se realiza introduciendo aire para quemar y realizar la pirólisis de la lutita. Este proceso evita el problema de manejo y eliminación de gran cantidad de material típico de la minería. El retorting in situ puede recuperar la lutita bituminosa a mayor profundidad. Pero es poco eficiente por el bajo nivel de permeabilidad, que dispersa el aire inyectado.

El retorting in situ “modificado” es más eficiente para resolver el problema de la permeabilidad: la parte superior del lecho se saca a la superficie con métodos mineros a fin de excavar huecos de

volumen adecuado para ejecutar la operación. El yacimiento de aceite de lutita adyacente a la porción fracturada se desplaza hacia el espacio vacío. La combustión se inicia con la entrada de aire en la parte superior de los escombros de lutita, calentando varios metros por semana. Por encima de la zona de combustión, el gas caliente crea una zona de pirólisis, donde el aceite se descompone y fluye hacia la parte inferior de los escombros para ser bombeado a la superficie.

La minería de superficie implica riesgos técnicos bajos, pero el uso de la pirólisis in situ requiere estricto control del agua para evitar la contaminación de los suelos y del medio ambiente. Las técnicas de calentamiento subterráneo de la lutita bituminosa pueden acceder a recursos enterrados a mayor profundidad.

Existen otros métodos de extracción del aceite de la lutita bituminosa (McCarthy, 2011). En algunos casos se emplea energía eléctrica para aplicar calor in situ. Para ello se realizan perforaciones verticales donde se instalan los calentadores eléctricos. Los gases y el crudo producidos son recogidos en perforaciones hechas para ese propósito. Otros procedimientos se basan en la inyección de vapor a altas temperaturas por conducto de pozos horizontales, bombeando el bitumen hacia un segundo pozo horizontal ubicado debajo del primero. Este proceso demanda menor consumo de energía y garantiza una mayor tasa de recuperación, un 70% contra un 25% a 30% de otros métodos de inyección de vapor. La producción de petróleo a partir de arenas bituminosas requiere de alto consumo de agua, de dos a tres barriles por barril de bitumen. Reciclada, el porcentaje de agua disminuye a medio barril por uno de crudo.

Un método en desarrollo es la utilización de “fluidos supercríticos” para extraer el kerógeno. Esta técnica permite, por una parte, trabajar in situ, lo cual resuelve el manejo de sólidos y, por otra, minimiza los efectos de transporte, al aumentar la capacidad de adaptarse a la temperatura que lo rodea (su difusividad) y disminuir la oposición del fluido (es decir, la viscosidad del solvente) a niveles cercanos a los de los gases. Estos fluidos tienen un poder disolvente similar al de los líquidos, pero con mejores características de transferencia de materia, lo que permite mayor extracción. Estos métodos ahorrarán energía, facilitarán la separación del material extraído, presentarán baja resistencia a la transferencia de materia y reducirán la pérdida de carga en sistemas de flujo (Torrente, 2008).

3.1.5 Gas de arenas compactas y shale gas

Gas de arenas compactas (tight gas) y Lutitas Gasíferas (Shale gas). Ambos son gases naturales con baja permeabilidad (menor a 0,1 mD), por lo que no fluyen con facilidad. El gas de baja permeabilidad se conoce como de “arenas compactas” cuando se encuentra en roca aceitosa, y como gas de lutitas cuando se encuentra en roca caliza. Las formaciones de gas de lutitas son las estructuras de menor permeabilidad, por lo que requieren mayor esfuerzo para llegar a los poros que almacenan el gas.

El shale gas puede contener dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno o radón radiactivo, además de metano, según las características del depósito. El gas es igual al de yacimientos convencionales, pero el método de producción es distinto. Su extracción no siempre es rentable mediante pozos verticales por su flujo débil. Tanto la producción de gas de arenas compactas como la de lutitas se realizan por conducto de pozos horizontales con fracturación hidráulica.

La fracturación hidráulica requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca. A fin de mantener abierta la fractura, la inyección es sustituida por arena de alta permeabilidad. Los pozos horizontales crean mayor área de superficie en contacto con el depósito que los pozos verticales. Esto permite mayor eficiencia de transferencia de gas y recuperación del yacimiento.

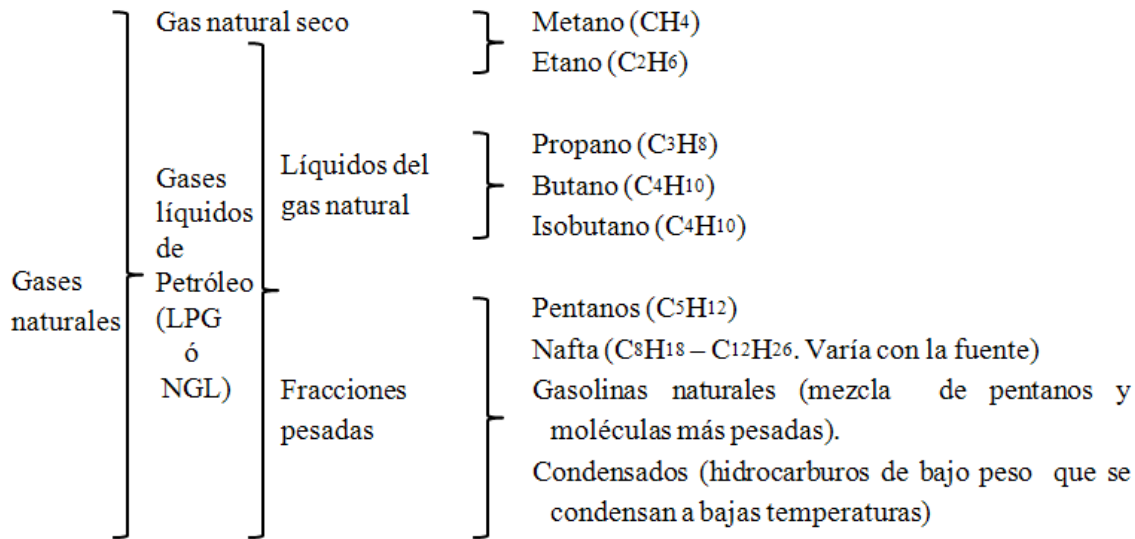
La tecnología actual es adecuada para producción en tierra y no está bien adaptada para mar adentro y ofrece una tasa de recuperación máxima del 20%. Esta técnica tiene gran potencial de desarrollo, pero se requiere más investigación básica del gas de arenas compactas y el de lutitas. Las técnicas al uso se han basado en conocimientos empíricos hasta ahora.

Se han descubierto plays de lutitas que, además de gas seco, contienen hidrocarburos líquidos y condensados. Las empresas han aprendido a extraer el gas de la roca de baja permeabilidad y, a medida que avanzan en la etapa de fracking, también progresan en la capacidad de extraer petróleo y gas húmedo. En la región de Bakken los prospectos enfocan zonas con rocas limosas y dolomías intercaladas en la lutita. Cuando los poros son menores a 10 nm (10 nanómetros = 10⁻⁸ metros), típico de la lutita, la influencia de sus paredes en el comportamiento y la viscosidad del gas húmedo crea un fluido cuyas condiciones de transporte favorecen la producción de condensados.

A pesar de que el margen de utilidad de corto plazo del gas seco extraído de la lutita ha llegado a ser muy bajo y hasta negativo, la extracción de los líquidos (NGL) ha justificado las operaciones. El NGL es una designación general para componentes como etano, propano, butano y "gasolina natural" (pentanos): condensados extraídos como líquidos de una corriente de hidrocarburos en fase de vapor. Una vez extraídos se mantienen en estado líquido para su almacenamiento, transporte y consumo.

A los productores les preocupa que la producción de gas natural pueda acarrear sulfuro de hidrógeno que deba separarse, además de que la extracción puede representar altos costos por los grandes volúmenes de agua requeridos. Sin embargo, los altos precios del crudo y de los condensados han dado viabilidad económica a los proyectos de gas seco. Las diferencias de precio han favorecido no sólo la venta de crudo y condensados, sino también el desarrollo de la oferta de etano.

Los gases húmedos o ricos en condensados se procesan en plantas de separación para extraerles los líquidos, manteniendo el contenido de etano en las especificaciones de los gasoductos. Lo que se extrae se denomina mezcla bruta. Los plays de mayor producción de gas húmedo o con condensado son Eagle Ford en el sur de Texas y el norte de México, las cuales se espera que produzcan 500.000 bbl/día de mezcla bruta en 2015, contra los niveles de 175.000 a 200.000 bbl/día que se producían en 2011–2012 (Platts, 2012). En la **Tabla 3.1** se muestra un resumen de los principales componentes del gas natural.



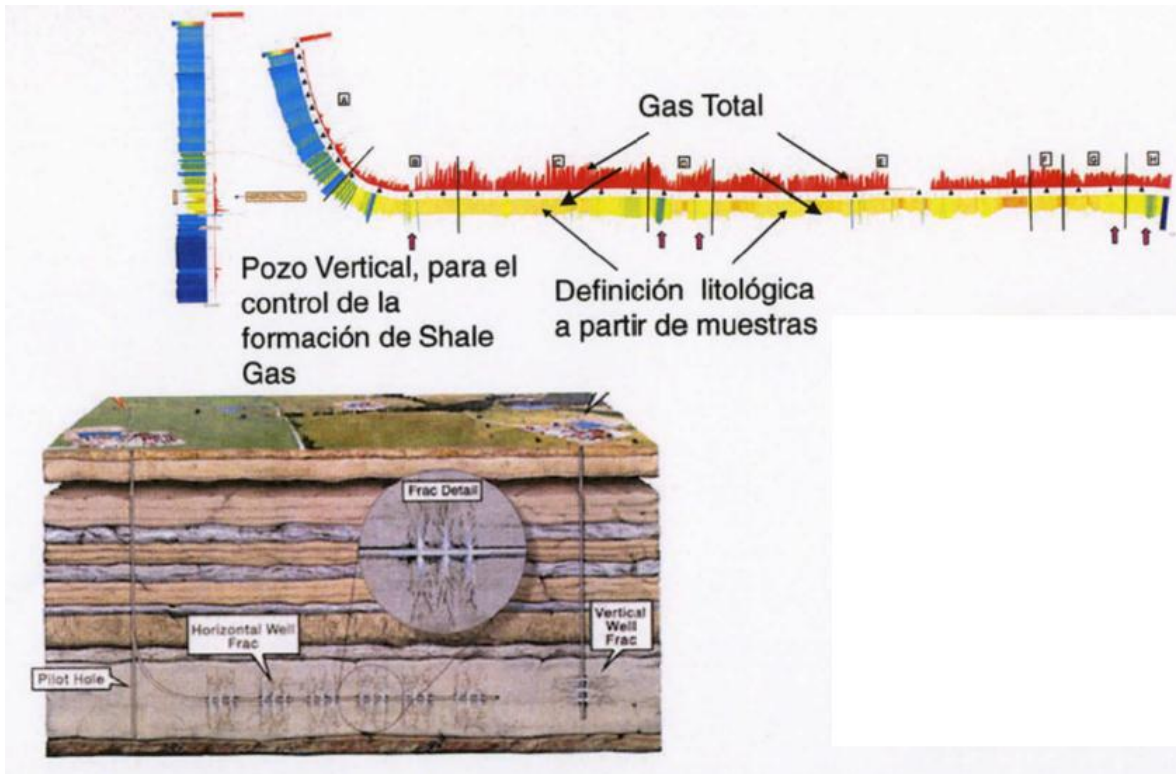
Gases distintos de los hidrocarburos, entre otros: CO₂, H₂O, H₂S, N₂

Tabla 3.1 Componentes del Gas Natural Seco y Líquidos del Gas Húmedo, CEPAL, sobre la base de cifras oficiales (Nota: Cifras preliminares para 2012)

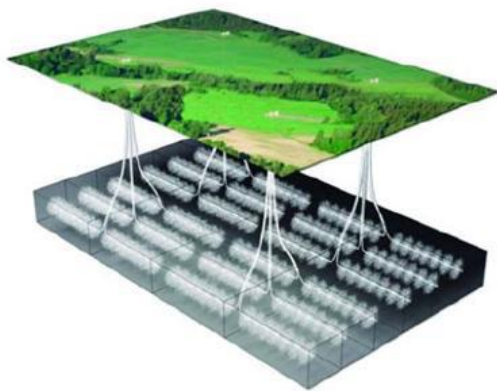
3.2 Principales métodos de perforación

3.2.1 Pozos horizontales y multilaterales

Debido a que las lutitas generalmente tienen un valor de permeabilidad insuficiente para permitir el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo, la producción comercial de gas requiere de fracturar la matriz rocosa para incrementar la permeabilidad. Es común que se perforen pozos horizontales para la explotación de shale gas, con longitudes de hasta 3,000 metros para crear una mayor área de contacto entre las lutitas y el pozo. Debido al espesor que existe dentro de los yacimientos de shale gas y a que el área de drene de un pozo vertical es pequeña aun con fracturamiento, comparada con la de un pozo horizontal. La mayor ventaja de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo mejorar la productividad del pozo, ya que el perforar horizontalmente no es un objetivo en sí mismo, el objetivo es producir. De la misma forma trae consigo la desventaja de que solo puede drenarse una zona productora (**Figura 3.4 y 3.5**).



Plataforma de Perforación



Perforación Multilaterales

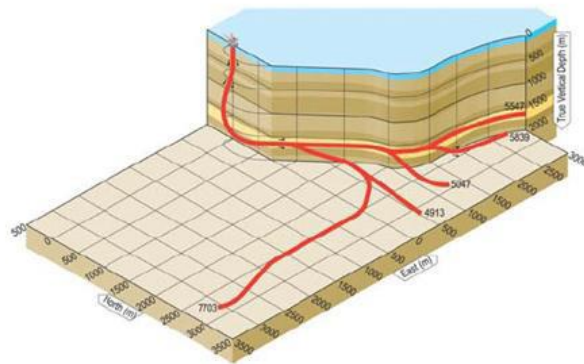


Figura 3.4 y 3.5 Comparación del área de drene de un pozo horizontal y un vertical (Tomada de csiro)

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de los sitios a perforar, considerando que los pozos horizontales son más costosos de perforar en comparación con los pozos verticales, debido en parte a la longitud que pueda tener. Por ejemplo, un pozo puede tener una profundidad total de 610 mts solamente, pero el fondo del pozo puede estar a 1200 mts, lejos de la porción vertical del pozo. Debido a este único costo adicional, la cuidadosa selección de los candidatos a pozos horizontales es muy recomendada. Además existen costos de

equipo relacionados con la perforación horizontal que también deben ser considerados, estos incluyen bujes de impulso, fluidos de perforación especializados, motores de fondo, sartas especiales de tubería de perforación y equipo de medición al perforar MWD entre otros.

Ingenieros del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se interesaron en evaluar la eficiencia de drene de los pozos horizontales; por lo que; con la finalidad de responder a esta pregunta, se realizó una simulación para dos pozos verticales ubicados en los puntos finales de los 610 metros del pozo horizontal WHW2. Esto equivale a 2, 916,000 m² de espaciamento entre pozos (lo cual no es raro para los pozos vertical es en lutitas); el área de drene para esos dos pozos verticales se comparó con el de pozo horizontal WHW2. Las áreas de drene fueron casi idénticas, sin embargo, los valores de producción acumulada en 20 años mostraron que el pozo horizontal fue tres veces más eficiente que los dos pozos verticales (no estimulados), en la producción de gas para un volumen fijo de roca (**Tabla 3.2**). Este análisis mostro el alto potencial de los pozos horizontales para producir el gas que actualmente está siendo dejado en el campo con los pozos verticales en los yacimientos de lutitas.

Pozo	Año de Terminación	Producción Acumulada (MMpc)
W1	1932	310
W2	1941	382
W3	1942	804
W4	1955	1370
W5	1969	189
W6	1965	24
W7	1984	13

Tabla 3.2 Producción acumulada por pozo por año

México no es la excepción, también está a la vanguardia en este tipo de perforación, ya se han perforado pozos un ejemplo de este es el pozo exploratorio Emergente-1, se perforó como una prueba tecnológica para evaluar el Play Eagle Ford en México y conocer si los intervalos productores en Estados Unidos, tenían continuidad hacia México.

El pozo Emergente-1 (**Figura 3.6**) se perforó en el Estado de Coahuila dentro del Municipio de Hidalgo. Es administrado por el Activo Integral Burgos. Sus coordenadas son 27°51'43" de latitud Norte y 99°55'35" de longitud Oeste. Se trata de un pozo con 15 fracturas en su sección horizontal.

INICIÓ PERFORACIÓN: 13-Sep-2010

TERMINÓ PERFORACIÓN: 30-Nov-2010

FIN DE TERMINACIÓN: 17-Feb-2011

INTERVALO PRODUCTOR: 3,618 – 3,670 m

PROFUNDIDAD TOTAL: 4,071 m

TIPO: Horizontal (terrestre)

PRODUCCIÓN INICIAL: 2.86 mmpcd

RESERVA ESTIMADA: 2 mmmpc

COSTO TOTAL: 143.5 mmmpesos

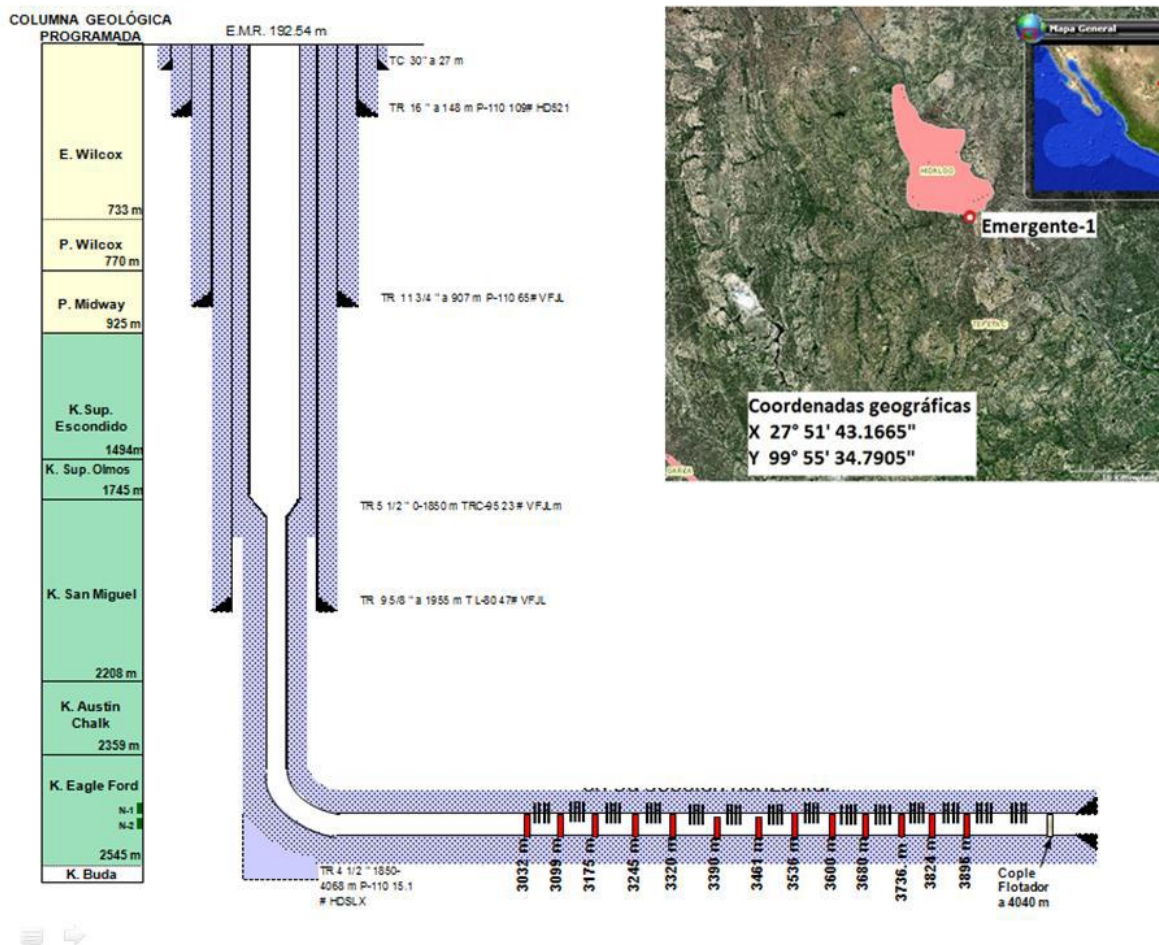


Figura 3.6 Pozo Emergente-1, se presenta tanto la ubicación, la profundidad de las TR, y Tubería de Producción, intervalos fracturados con Fracturamiento Hidráulico y el tipo de Terminación (Tomada de Pemex)

3.2.2 Fracturación hidráulica (Fracking)

Es un proceso donde millones de litros de agua, arena y químicos son bombeados a través del pozo para romper la roca y liberar petróleo y/o gas. Es de gran preocupación que los químicos usados en el fracturamiento puedan ser un riesgo en el subsuelo, o cuando los desperdicios de los fluidos son manejados y algunas veces derramados en la superficie.

El fracturamiento hidráulico se utiliza en yacimientos no convencionales como shale gas, shale oil, arenas compactas y cualquier yacimiento con rocas de baja permeabilidad que necesite ser estimulado para que el petróleo y/o gas fluya; además se requiere de una muy buena logística para transportar una gran cantidad de agua, arena, químicos y equipo. Estas operaciones involucran diez veces más equipos que los utilizados en una explotación convencional.

Con el fracturamiento se expone más lutita a la caída de presión provista por un pozo, por lo que cuando están en un espacio adecuado a lo largo de un tramo lateral horizontal, el gas puede producirse en mayor volumen y con mayor rapidez.

Es común bombear tratamientos de fluido aceitoso a base de agua, de baja viscosidad y apuntalante en las lutitas a alta presión, que se ubican a profundidades que oscilan entre 1,524 y 3,048 m. En las lutitas más someras, o aquellas que poseen presiones de yacimiento bajas, comúnmente se bombean fluidos de fracturamiento energizados con nitrógeno. El fluido bombeado a alta presión puede extenderse a través de la lutita a decenas de pies de distancia del pozo, donde en teoría, los granos de apuntalante se acuñan en las fracturas, manteniéndolas abiertas una vez detenido el bombeo.

Si bien en las operaciones de fracturamiento se utilizan comúnmente agua y arena, en algunos casos se debe asegurar que exista suficiente apuntalante dentro de las fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, se debe asegurar que el fluido cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante, si esto no ocurre, el apuntalante no se ubicara en la fractura inducida. En este caso, el resultado es un conjunto de fracturas más pequeñas, que provee menos permeabilidad que la pretendida.

Para superar estos problemas, algunos operadores emplean la tecnología de fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC o fluido a base de fibras FiberFRAC, para mantener los apuntalantes suspendidos durante períodos prolongados. Los fluidos ClearFRAC se utilizan para transportar el apuntalante hasta las profundidades de las fracturas; a excepción del apuntalante en sí, el fluido ClearFRAC está libre de sólidos que podrían reducir la permeabilidad de la fractura. Este fluido es compatible con las lutitas ricas en contenido orgánico. Las fibras contenidas en el fluido FiberFRAC mantienen en suspensión los granos del apuntalante hasta que la fractura se cierra sobre los granos, fijándolos en su lugar. Las fibras finalmente se disuelven, incrementando el flujo a través de la fractura. Ambos fluidos mantienen el apuntalante en las fracturas a medida que las mismas se cierran lentamente. De este modo, las fracturas permanecen abiertas una vez que el pozo es puesto en producción.

A fines de la década de 1990, se comenzó a experimentar con tratamientos de estimulación adicionales, como ocurrió con los fluidos gelificados que resultaron altamente exitosos. El

monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos activaron las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo, esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos. La realización de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos inicialmente terminados con tratamientos con agua aceitosa es en general menos exitosa.

Además del aumento de los precios del gas, el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal y el desarrollo de prácticas de estimulaciones económicas y eficaces, son factores clave para el éxito comercial de los pozos horizontales perforados en shale gas/oil.

Una importante observación del fracturamiento es la correlación positiva del volumen de fluido bombeado con los gastos iniciales de producción y sus reservas correspondientes. Varios factores deben considerarse para que el volumen del fluido fracturante influya de manera satisfactoria en los yacimientos de shale gas/oil, considerando que las unidades estratigráficas de interés contienen varias mezclas de arcilla, silicatos y carbonatos (Veach et al., 2008).

Típicamente shale gas consiste en 30-39% de componentes de arcilla, 29-38% cuarzo y 25-30% de otros minerales como la calcita, dolomía, feldespato y pirita. La propia naturaleza de este tipo de mineralogía provoca que la lutita sea muy frágil y por consiguiente puede ser fácilmente fracturada en el yacimiento. El análisis de núcleos, así como la mejora de técnicas de registros han demostrado la presencia de fracturas naturales, algunas de estas se encuentran rellenas con depósitos minerales secundarios, tales como calcita y halita, lo que favorece el desarrollo de fracturas inducidas. El diseño del pozo es influenciado por el grado de fracturas naturales debido a su beneficioso impacto en la maximización de la exposición del yacimiento, estas fracturas pueden ocurrir en conjuntos de fracturas y son consideradas muy complejas.

La presencia de fracturas naturales y la interacción con fracturas inducidas hidráulicamente crea un patrón particular de fracturas en el yacimiento, la cual resulta con una configuración compleja, que presentan múltiples orientaciones. Las fracturas en conjunto cuando son de tamaño supercapilar contribuyen en la mejora de la producción.

Inicialmente casi todos los tratamientos de fractura en lutitas usaron arena sílicea de malla 20/40, sin embargo, debido a la compleja naturaleza del sistema de fracturas, se recomienda calcular la cantidad y el tipo de apuntalante que puede ser usado para cada caso específico (Murchent, 2008).

El fracturamiento hidráulico es una práctica de estimulación a la formación que se utiliza para crear permeabilidad adicional en una potencial formación arcillosa productora. Al crear permeabilidad adicional, el fracturamiento hidráulico facilita la migración de fluidos hacia el pozo para propósitos de producción, superando las barreras en el flujo de fluidos. Dichas barreras pueden incluir bajas permeabilidades naturales comunes en formaciones de lutitas o permeabilidad reducida resultado del daño a la permeabilidad causada durante las actividades de perforación de pozos cercanos. Los aspectos del fracturamiento hidráulico han madurado y tenido cambios, que han permitido incrementar la producción de gas y aceite.

El proceso de fracturamiento hidráulico es típicamente usado para el desarrollo de shale gas/oil, lo que implica bombeo de decenas de miles de barriles de arena cargada en el agua en la zona objetivo (Coulter, 2004). Los fluidos bombeados en las lutitas crean fracturas o aberturas por las cuales fluye la arena, al mismo tiempo este material actúa de apuntalante en las fracturas que se

van abriendo. Una vez que el bombeo de fluidos se detiene, la arena permanece en el lugar permitiendo que los fluidos (tanto gas como agua) lleguen al pozo (**Figura 3.7**).

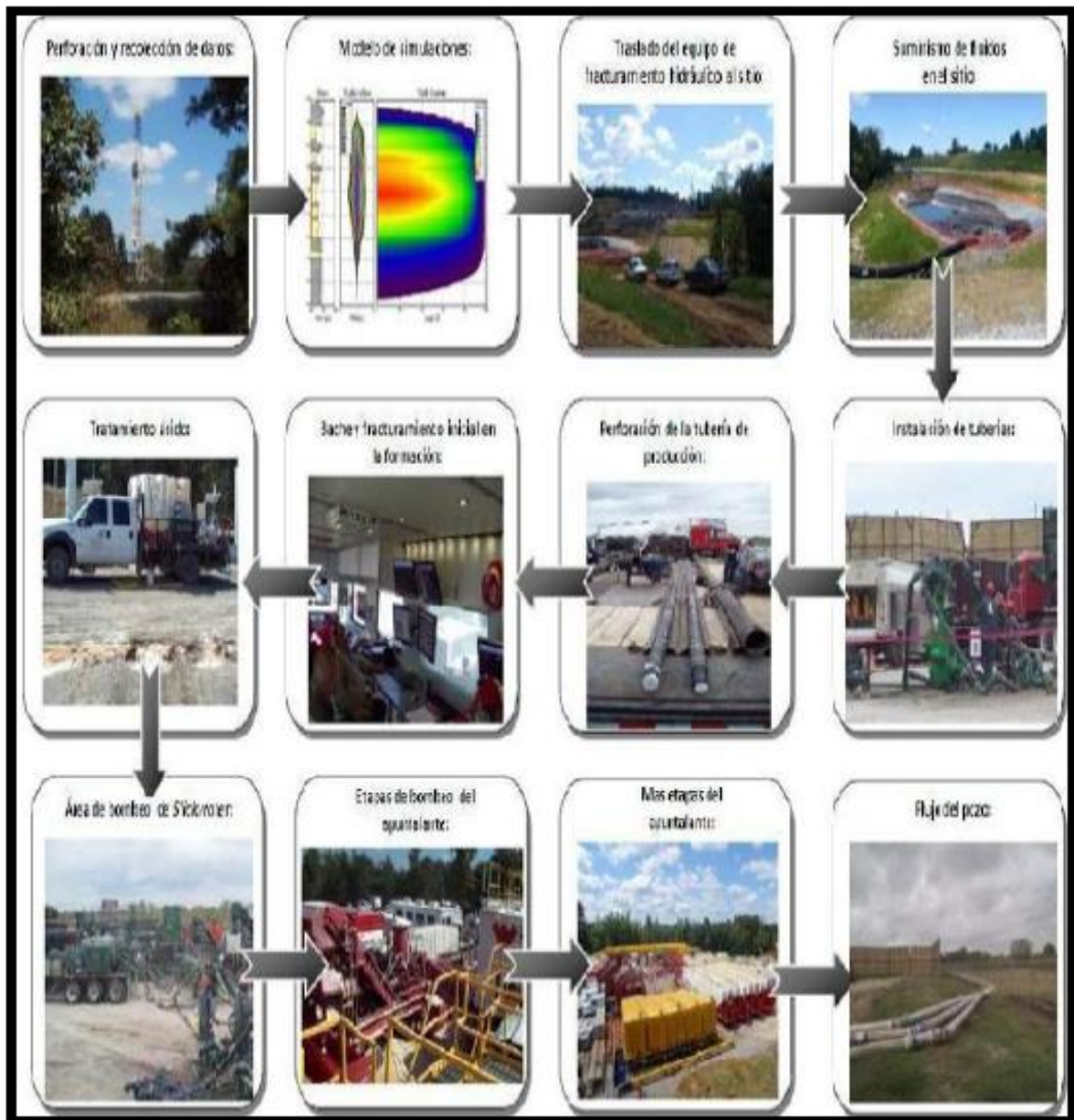


Figura 3.7 Diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fracturamiento hidráulico (Modificado de J. Daniel Arthur, SPE, 2009)

Además hay otra tecnología clave combinada con el fracturamiento hidráulico para que este tipo de yacimientos de baja permeabilidad sea económicamente productivo. Esta tecnología es la perforación horizontal. El reto de la perforación horizontal es la navegación en formaciones laminares de bajo espesor, fracturadas y heterogéneas, de tal manera que se pueda exponer la mayor área productiva de la formación con los mejores potenciales. Esto permite disminuir el número de pozos en superficie.

3.2.2.1 Diseño de la estimulación por fractura

Las prácticas modernas de fracturamiento de estimulación son procesos complejos y sofisticados, los cuales cuestan millones de dólares, así para que se tenga éxito deben estar bien diseñadas. Las fracturas hidráulicas de estimulación se realizan con modelos ingenieriles, los cuales son usados por las compañías de producción para diseñar un tratamiento que origine redes de fracturas en áreas específicas. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico están diseñados como estimulación a la formación, en el que sus características específicas (espesor, mineralogía, gradiente de fractura, etc.), son usadas para el desarrollo adecuado de las redes de fracturas.

El proceso de diseño para un tratamiento de fractura hidráulica comienza con la evaluación de la pre-estimulación del yacimiento, el cual involucra típicamente el proceso de recolección de datos de campo. Entendiendo el carácter del yacimiento y la dinámica de la relación con fracturas existentes, se tiene a los dos componentes ingenieriles críticos usados en el diseño óptimo para lograr la estimulación por fractura. Algunos datos relacionados con el yacimiento pueden interpretarse de las líneas y cubos sísmicos antes de la perforación, después se realizan análisis de núcleos, registros en agujero abierto o revestido, análisis del rendimiento de la producción, etc. Los datos recolectados incluyen porosidad, permeabilidad, litología, datos de saturación de fluido, fracturas de carácter natural y gradientes de fractura, los cuales permiten identificar el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal de carga. Los datos de la fractura natural que incluyen orientación, altura, longitud media, ancho y la permeabilidad, son usados para determinar donde se necesitan nuevas fracturas; además son útiles para evaluar cómo se pueden desarrollar un nuevo conjunto de fracturas en la formación. El diseño del fracturamiento hidráulico constantemente está siendo perfeccionado para optimizar la creación de redes de fractura y para optimizar la producción de gas y aceite, lo cual garantiza que el desarrollo de la fractura ocurra únicamente en la formación objetivo (Schlumberger, 2008).

Un método usado para optimizar el diseño de la estimulación por fracturas es el uso de un simulador computacional, estos corresponden con programas diseñados para usar los datos recolectados de la formación productora y crear un modelo, usando fórmulas matemáticas que consideran la propagación de la fractura. Los simuladores permiten a los ingenieros modificar los programas de estimulación (volúmenes y tipos de apuntalantes, fluidos y aditivos), para evaluar cómo es que podrían desarrollarse las fracturas dentro del yacimiento; permiten también evaluar el diseño del tratamiento del fracturamiento hidráulico en un escenario controlado y predecir cómo serán las fracturas resultantes. Se puede usar un simulador para predecir la geometría de la fractura en tercera dimensión, integrando las soluciones ácidas fracturantes o para revisar el diseño de las etapas de ingeniería para conocer las características específicas de la formación (Shale Gas Premier, 2008).

Los programas de modelado también permiten a los diseñadores modificar la forma del desarrollo del yacimiento considerando los datos adicionales que fueron recogidos en relación con la formación objetivo. El uso de modelos permite a los diseñadores lograr avances en el diseño de las operaciones de fracturamiento hidráulico para desarrollar rutas más eficientes que constituyen los caminos de flujo de gas hacia el pozo, disminuyendo riesgos y aumentando la productividad.

Cuando se diseñan los tratamientos de estimulación por fracturamiento, los operadores tienen en consideración los gradientes de sobrecarga de la formación para predecir la probable propagación de la fractura. El uso de un simple evento de fractura y el monitoreo microsísmico en un pozo vertical en la formación de interés antes de la perforación de los pozos horizontales, puede usarse

para diseñar la orientación lateral en la dirección preferida. Los principales tres factores que existen en la formación y que influyen en el desarrollo de la fractura son: sobrecarga vertical, carga máxima horizontal y carga mínima horizontal. La carga varía totalmente en el yacimiento, principalmente en la dirección vertical debido a las diferentes propiedades de la formación en el subsuelo. La magnitud y la dirección de estas cargas son muy importantes, porque ellos condicionarán la presión requerida para crear una propagación de la fractura y la orientación de la misma. El esfuerzo vertical en muchas secuencias arcillosas productivas es típicamente la mayor presión debido a la profundidad a la que se encuentra la formación, por esta razón las fracturas se propagan verticalmente cuando ocurre la operación de fracturamiento inducido. Además, las redes de fracturas se extienden paralelamente al esfuerzo máximo horizontal en la roca del yacimiento (perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo), (Rickman et al., 2009). La orientación de la fractura influye de la siguiente manera: en la dirección lateral del pozo horizontal, en la orientación preferida de perforación, en el área de drene, en el espaciamiento efectivo entre los pozos y en las eficiencias de barrido del fluido. Cuando se perforan pozos horizontales en dirección del máximo esfuerzo horizontal se crean fracturas longitudinales; cuando los pozos se perforan en dirección del mínimo esfuerzo horizontal se crean fracturas transversales.

Cuando las perforaciones están orientadas adecuadamente, el pozo puede tener altos gastos de producción y durante el tratamiento de estimulación por fractura, mucho del apuntalante puede ubicarse efectivamente proveyendo de fracturas abiertas de mayor longitud.

Otra consideración cuando se diseña un tratamiento por fractura, es la tortuosidad, esta se refiere a una gradual o severa redirección de las fracturas. Este proceso puede crear desafíos significativos en el fracturamiento hidráulico, incluyendo pantallas de salida prematuras y fricción cercana al pozo. Se ha observado que la tortuosidad se produce en campos de alta presión diferencial, en pozos desviados, en grandes intervalos perforados y cuando se realizan perforaciones por etapas; además cuando son yacimientos con fracturas naturales. Las pantallas de salida ocurren cuando el fluido fracturante ya no es capaz de llevar la arena apuntalante o cuando la concentración de arena llega a ser grande, causando que la arena se quede en la tubería y no sea acarreada hacia dentro de las fracturas. La tortuosidad se deberá tomar en cuenta para garantizar el gasto requerido y para que las presiones a utilizar se mantengan durante el tratamiento de fractura.

3.2.2.2 Monitoreo de la fractura

Los nuevos avances en el fracturamiento hidráulico aplican un análisis de objetivos a través de tecnologías de monitoreo, estas son usadas para hacer un mapa que indica donde ocurren las fracturas durante el tratamiento de estimulación e incluye técnicas como el mapeo micro sísmico de fracturas y la medición de sus características, entre los que están la inclinación y la longitud. Estas tecnologías pueden ser usadas para definir el acierto y la orientación de las fracturas creadas durante un proceso de estimulación.

El monitoreo microsísmico es el proceso por el cual las ondas sísmicas generadas durante el fracturamiento de la roca de formación son monitoreadas y usadas para crear un mapa de la localización de las fracturas generadas (**Figura 3.8**). El monitoreo se logra usando una tecnología similar a la utilizada para monitorear eventos sísmicos más grandes que ocurren naturalmente, como son los terremotos y demás procesos naturales relacionados. Como un seguimiento al

proceso del fracturamiento puede emplear el método microsísmico activo, con el que se conocen los cambios en tiempo real al programa de fractura. El monitoreo microsísmico proporciona a los ingenieros datos que les permitan gestionar recursos a través de la colocación inteligente de pozos adicionales, con los que se aprovechan las condiciones naturales del yacimiento y considerando las fracturas en los nuevos pozos (Shale Gas/Oil Premier, 2008).

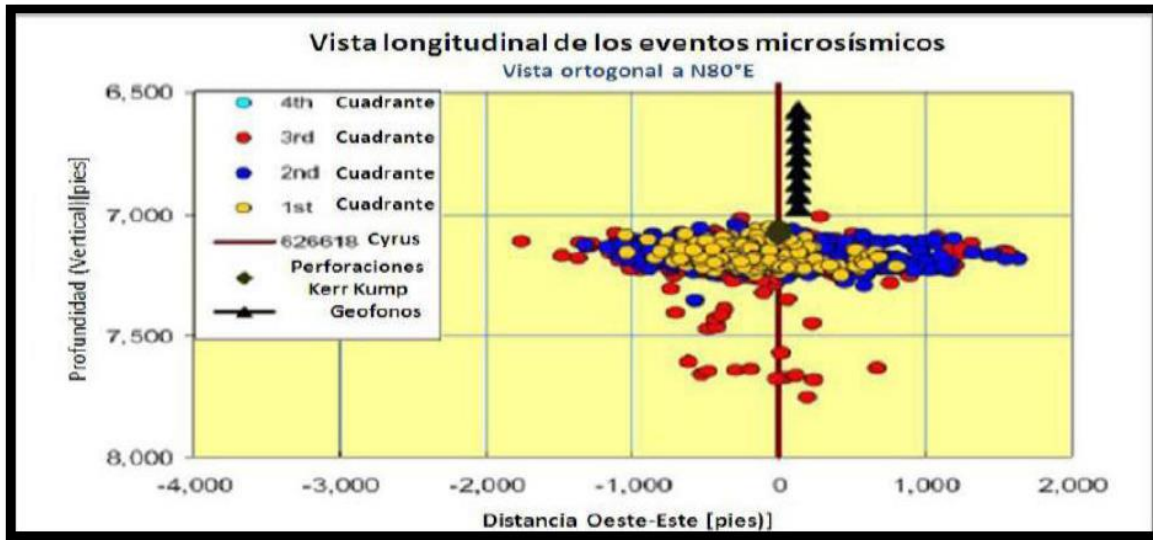


Figura 3.8 Mapeo de eventos microsísmicos (Tomada de Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, SPE, 2009)

Los medidores de inclinación son tecnologías de monitoreo pasivo que registran la deformación de las rocas incluyendo el proceso de fractura hidráulica; estos dispositivos pueden colocarse en la superficie del terreno fuera de un pozo o en el agujero dentro del pozo. Son medidores (Tiltmetros) que registran cambios en la inclinación en dos direcciones ortogonales, que después pueden ser traducidos en el esfuerzo de rotación, resultado del fracturamiento hidráulico (All Consulting, 2008).

El análisis de datos microsísmicos, como en esta presentación de diagnóstico de la estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP (**Figura 3.9**), puede proporcionar a los operadores información sobre la efectividad del tratamiento por fracturamiento hidráulico. En este ejemplo, se bombearon cinco etapas desde el pozo de tratamiento (línea roja) mientras se monitoreaba desde un segundo pozo (línea verde con las ubicaciones de los geófonos representadas como círculos verdes). La primera etapa (puntos amarillos) en el extremo final del tramo lateral generó una compleja red de fracturas; sin embargo, la segunda etapa (puntos azules) se superpone al volumen estimulado de la primera etapa. La tercera y quinta etapa (puntos rojos y magentas) desarrollaron fracturas complejas. La cuarta etapa (puntos cian) tiene una dirección preferencial por lo que se deja parte de la formación sin cubrir. Es importante identificar estas variaciones en la calidad de las fracturas para optimizar los futuros diseños de estimulación, el posicionamiento de los pozos y el espaciamiento entre pozos. Las herramientas tales como el servicio de diagnóstico StimMAP LIVE para el monitoreo microsísmico de las fracturas en tiempo real, puede proporcionar a los ingenieros de terminación la posibilidad de ajustar las operaciones durante la ejecución del trabajo para mejorar la efectividad del tratamiento.

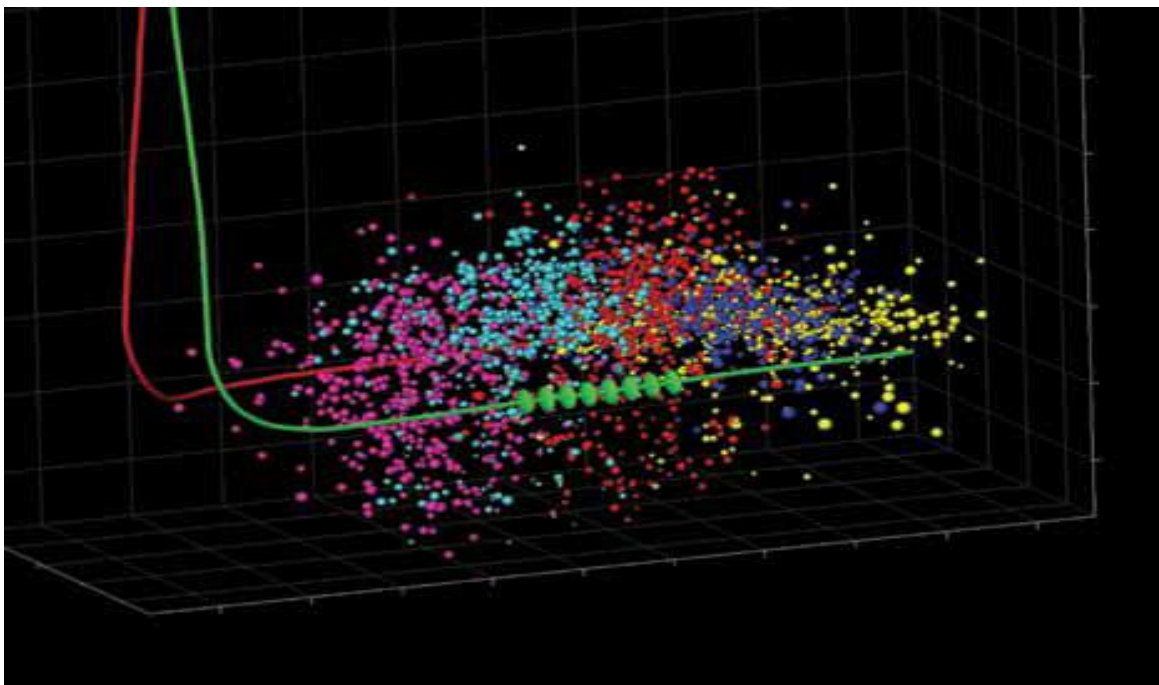


Figura 3.9 Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral (Tomada de Oilfield Review, Revolución del gas de lutitas)

3.2.2.3 Proceso de fracturamiento hidráulico y equipamiento utilizado.

El fracturamiento hidráulico de los pozos horizontales de gas y aceite de lutitas se diseña en etapas, considerando el espesor y extensión de la unidad estratigráfica de interés. La longitud lateral en un pozo de lutitas desarrollado típicamente varía de 300 m a más de 1500 m de longitud. Debido a la longitud del pozo en cuestión, usualmente no es posible mantener la presión suficiente en el agujero para estimular la longitud total del pozo, por lo que se hace por segmentos (Arthur et al., 2008).

Corresponde a un diagrama de flujo (**Figura 3.10**) del proceso donde se muestra el orden de los eventos que ocurren para una etapa de un tratamiento con fracturamiento hidráulico, mismo que comienza con el traslado del equipo en el sitio. La instalación involucra realizar todas las conexiones necesarias en el pozo, desde las bombas de fracturamiento, el manifold y el equipo adicional que alimenta los fluidos y aditivos a las bombas. Las conexiones están normalmente aseguradas con restricciones para mantener la seguridad en caso de un fallo en la línea.

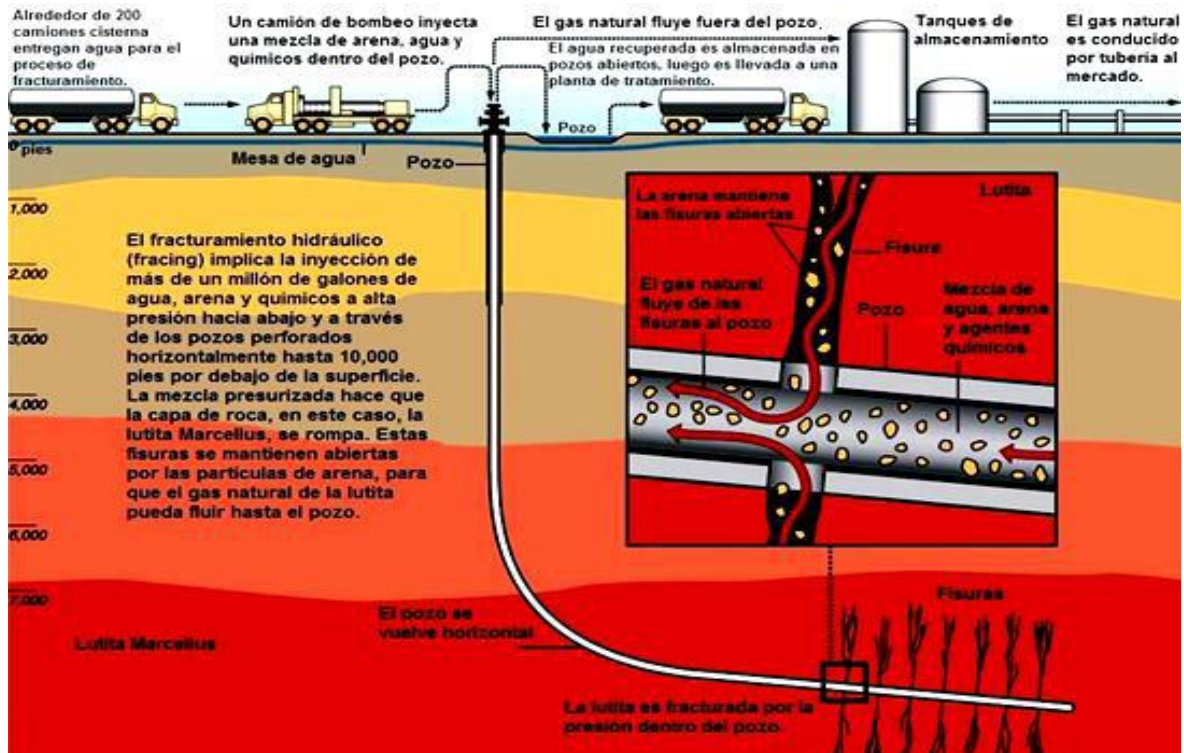


Figura 3.10 Representación de fracturamiento hidráulico (Modificado de Granberg, 2011)

Cada etapa de fractura está diseñada dentro de un intervalo aislado (por ejemplo, un intervalo de 150 m), dentro del cual se crea un grupo de perforaciones usando herramientas de perforación. Las perforaciones permiten el paso de fluidos de la tubería de revestimiento a la formación durante el tratamiento de fractura y también permiten que el gas fluya hacia el pozo durante la fase de producción en la operación.

Con el fin de aislar cada etapa de la fractura de un tratamiento de fracturamiento, se utiliza un empacador para aislar cada intervalo. Un tipo de empacador es el “empacador de canica”, el cual tiene una canica de acero que es bombeada hacia el punto de asiento localizado normalmente en donde se ha completado la última etapa del fracturamiento. La canica actúa como un agente sellador de la zona tratada previamente aislando el siguiente intervalo a tratar.

Las etapas de tratamiento individual de fracturas en shale gas normalmente incluyen múltiples sub-etapas, durante las cuales los diferentes fluidos y las concentraciones de apuntalantes son bombeados hacia el pozo. Las sub-etapas iniciales son diseñadas como un nivelador y a menudo pueden incluir simplemente el bombeo de agua hacia el pozo. Después del bache de agua dulce, viene el bache de ácido para limpiar el cemento de las perforaciones cerca del área del pozo con la finalidad de facilitar el flujo de fluidos durante el proceso de fracturamiento (Chesapeake Energy Corporation, 2008).

Después del ácido se usa un espaciador, el cual empuja el ácido en la formación y comienza la propagación del fracturamiento. Después de que es bombeado el bache espaciador, la siguiente sub-etapa es el cierre del pozo, durante lo cual se calcula el gradiente de fractura de formación. Cuando el pozo se abre nuevamente, se inyecta un fluido limpiador de fractura como colchón para lubricar la tubería y las fracturas de la formación ayudando en la distribución de las sub-etapas del

apuntalamiento. El siguiente paso es introducir el apuntalante, el cual es usado para crear y mantener las fracturas.

En algunos casos, para mantener abierta la fractura se usan dos o más apuntalantes, cuyo uso se debe optimizar. Los tratamientos de fractura normalmente incluyen el uso de apuntalantes múltiples, los cuales pueden incluir hasta cuatro diferentes tipos a partir de una arena de malla 100, luego arena de malla 40/70, después una arena de malla 30/50 y finalmente apuntalantes de arena de malla 50 recubierta de resina. La colocación inicial de las sub-etapas de apuntalantes comienza con bajas concentraciones, normalmente alrededor de 0.1 libras de arena por galón (ppm) de fluido. En cada una de las sub-etapas, se considera un incremento en la concentración del apuntalante a un gasto regular, donde son normales los incrementos de 0.2 ppm, por sub-etapa. El número de sub-etapas es determinado por el volumen de apuntalante y por el fluido fracturante diseñado para el tratamiento de fractura. Para un programa de tratamiento de apuntalamiento múltiple, la concentración del apuntalante es mantenida en el momento de la transición de un apuntalante y otro, de tal manera que la densidad final de la mezcla podría ser la misma que la densidad inicial de la mezcla de la siguiente etapa. Una vez que el volumen prescrito de fluidos y el apuntalante han sido bombeados, se envía un bache final para limpiar el pozo y la línea de apuntalante. Para un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es necesario un equipo especializado para realizar los pasos requeridos para estimular la formación (Schlumberger, 2008).

Este equipo incluye tanques de almacenamiento, bombas, camiones de químicos y una variedad de tuberías y accesorios para conectar todas las partes. A continuación se dará una breve descripción de algunas partes que son normalmente utilizadas durante el tratamiento de fractura de un pozo horizontal de shale gas. En primer lugar se tiene el fracturador o tanques “frac” (**Figura 3.11**), que corresponden con grandes trailers, los cuales están diseñados para contener varios cientos de barriles de agua potable la cual es usada como la base del fluido para los tratamientos de fracturamiento con “slickwater”, que consiste en agua combinada con un aditivo químico reductor de fricción lo cual ayuda a bombear más rápidamente el fluido a la formación. Los camiones de químicos son unidades con una cama plana que se usa para transportar químicos de un sitio a otro. Los camiones también transportan bombas, las que son usadas para bombear los aditivos a los “Blenders”; algunos camiones funcionan como mezcladores del fluido, químicos y aditivos para obtener la mezcla final. El ácido es normalmente transportado al lugar de trabajo por medio de camiones-pipa, los cuales pueden contener cerca de 19, 000 litros de ácido. Los camiones que transportan el ácido pueden tener múltiples compartimientos que permiten transportar ácidos y aditivos diferentes. El ácido también puede ser transportado con un ácido fracturante o en la parte de atrás de la bomba, la cual es una unidad que bombea y mantiene la presión en la tubería de revestimiento o en el trabajo de bombeo de ácido. (Veatch, et al., 2009).



Figura 3.11 Contenedores de agua – Tanques “Frac” en la lutita de Fayetteville (Tomada de Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, SPE 2009)

Las unidades de almacenamiento de arena o de apuntalante, son grandes tanques usados para transportar el apuntalante, estas unidades suministran arena al Blender a través de una banda transportadora; una unidad almacenadora de arena puede contener de 160,000 a 205,000 kilogramos de apuntalante. La unidad mezcladora Blender toma fluidos frescos del tanque “frac” (**Figura 3.11**), utiliza bombas de succión donde se combina el agua con el apuntalante en una tolva. Los fluidos y el apuntalante son mezclados con otros aditivos en concentraciones programadas, posteriormente la mezcla es entonces presurizada y transferida a las bombas de fractura. Las bombas de fractura son bombas de alta presión que envían fluidos fracturantes hacia el Blender y presuriza el fluido a través de un desplazamiento positivo de la bomba antes de descargar el fluido hacia el camión colector de tubería múltiple (Manifold). El Manifold es un gran sistema de tuberías que actúan como una estación de transferencia para todos los fluidos. Los fluidos mezclados por las bombas del Blender se mueven a través del Manifold en el trayecto a las unidades de bombeo. De la misma manera, los fluidos presurizados de las bombas de fractura son bombeados a través del Manifold hacia las líneas superficiales, las cuales transfieren los fluidos a la cabeza de fracturamiento.

El vehículo de monitoreo técnico (VMT) es el área de trabajo para los supervisores de servicios de fracturamiento, ingenieros, operadores de bomba y representantes de las compañías involucradas. En este vehículo es donde se monitorean y coordinan las actividades asociadas con el tratamiento de fractura, esto incluye el monitoreo de todas las presiones de tratamiento, de los

químicos, de la densidad del apuntalante, de la velocidad del fluido y del registro y revisión de todos los datos (**Figura 3.12**). En el VMT se monitorea el total de la estimulación de fractura para cada etapa que ha sido prediseñada (All Consulting, 2008).



Figura 3.12 Vehículo de monitoreo técnico (VMT) (Tomado de All Consulting, 2008)

Las estimulaciones por fracturamiento hidráulico son monitoreadas continuamente por operadores y compañías de servicio lo que permite evaluar y documentar los eventos del tratamiento y el resultado que corresponde con el fracturamiento hidráulico. El monitoreo del tratamiento de fractura incluye el seguimiento del proceso con las presiones en el cabezal y en el fondo del pozo, considerando gastos de bombeo, las medidas de densidad de la mezcla del fluido de fracturamiento, el seguimiento del volumen de los aditivos y el seguimiento del volumen de agua para garantizar que el equipo funcione adecuadamente. El refinamiento del proceso del fracturamiento hidráulico ocurre cuando el operador recolecta más datos específicos, este proceso generalmente ayuda a crear un patrón de fractura óptimo en la formación objetivo para propósitos de incrementar la producción de gas en un pozo y así como garantizar que no se produzcan más fracturas fuera de la formación objetivo.

3.2.2.4 Fluidos fracturantes y aditivos

El agua es el componente primario para el tratamiento de fracturamiento con “Slickwater” (Ketter et al., 2008), que corresponde con el fluido usado en la mayoría de los plays de shale gas/oil. La disponibilidad de agua es un factor de gran importancia para la explotación de los diversos plays de shale gas/oil, por lo que se debe de realizar un estudio geológico, ya que se requieren decenas

de miles de litros de agua por etapa para las operaciones de estimulación por fractura (**Figura 3.13**).

Después del agua, lo más complejo de un fluido de fractura utilizado en pozos de tratamiento de shale gas/oil es el apuntalante, que corresponde con un material granular, usualmente arena silíceo, la cual es mezclada con el fluido fracturante para asegurar que se mantengan abiertas las fracturas creadas que permitan el flujo de gas al pozo. Otro apuntalante comúnmente usado incluye arena recubierta de resina, también puede utilizarse cerámica apuntalante de resistencia intermedia (ARI), y un apuntalante de alta resistencia como bauxita sinterizada y óxido de zirconio. La arena cubierta de resina es usada regularmente en los plays de shale gas/oil durante las etapas finales del fracturamiento, la cubierta de resina puede ser aplicada para mejorar la resistencia del apuntalante o puede ser diseñada para reaccionar y actuar como un pegamento para mantener juntos algunos de los granos recubiertos (Sharrock, 2010). La resina se usa generalmente en las etapas finales del trabajo para retener los demás apuntalantes y mantener el pozo con permeabilidad.

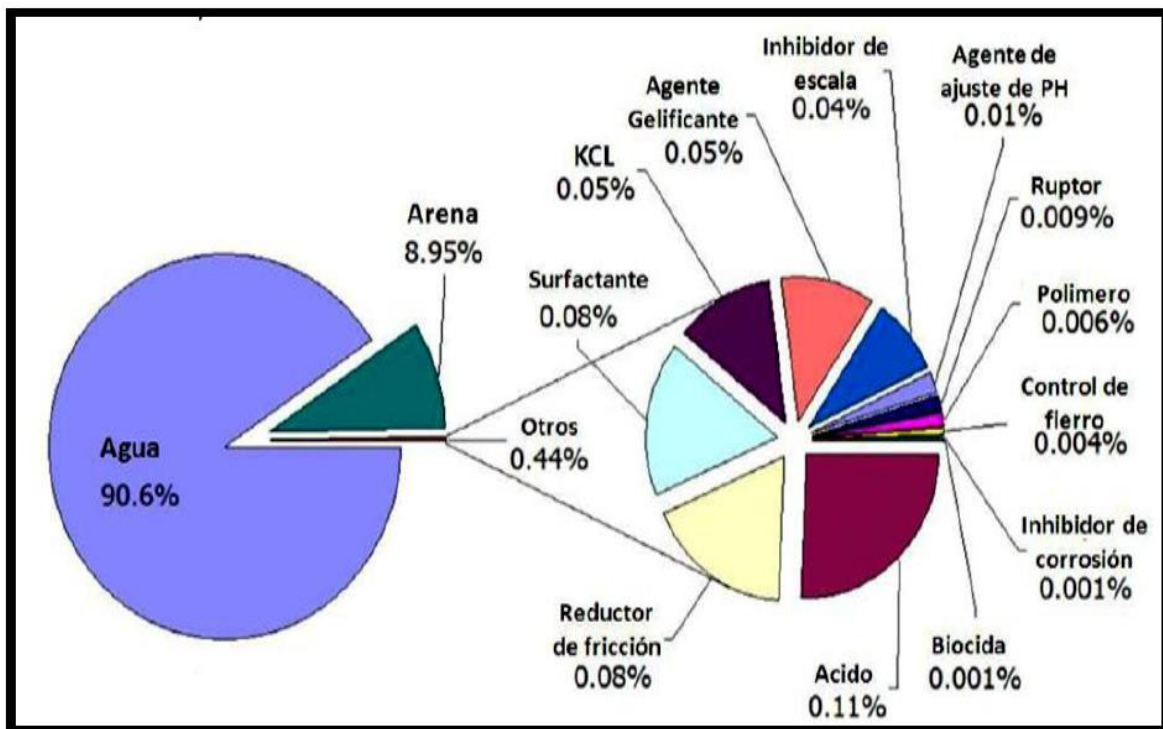


Figura 3.13 Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante (Tomada de Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, SPE, 2009)

Considerando que la viscosidad del agua tiende a ser baja, esto limita su capacidad para transportar el apuntalante necesario para un tratamiento de estimulación por fractura, por lo que se utiliza un gel como aditivo para incrementar la viscosidad de los fluidos de fractura. Normalmente se usa un aditivo de comportamiento lineal o bien un gel polimérico. La selección del gelificante se basa en las características de la formación donde se encuentra el yacimiento, como el espesor, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión. La goma guar es un polvo que es agregado al agua, el que causa que las partículas de la goma se hinchan creando un gel (Curtice, 2009).

Cuando la temperatura se incrementa, las soluciones tienden a disminuir su consistencia. Con el fin de evitar la pérdida de viscosidad, la concentración de polímeros puede incrementarse para aumentar el peso molecular, lo que aumenta la viscosidad de la solución (Byrd, 2009).

Además del agua y el apuntalante, muchos otros aditivos (**Tabla 3.3**) son esenciales para la exitosa estimulación por fracturamiento en los yacimientos de shale gas/oil. El ácido es utilizado en el inicio del proceso de fracturamiento para limpiar el cemento que se presente en la perforación y proporcionar una ruta de acceso a la formación una vez que el fluido fracturante se bombea. Un tipo común de ácido que es usado en las operaciones de fractura es el ácido clorhídrico, este es el más usado en concentraciones de 15% HCl (15% HCl y 85% agua), aunque también puede utilizarse en concentraciones del rango de 3% a 28%. Los ácidos son normalmente diluidos para obtener las concentraciones deseadas antes de su transportación a la localización. Una vez que se añade a los fluidos fracturantes, es diluido utilizando un factor de 1000 o más antes de la inyección al subsuelo.

En estimulaciones donde se utiliza un ácido ionizado, se usa un inhibidor de corrosión que sirve para detener la corrosión de la tubería de acero, al revestimiento del pozo, a las herramientas y tanques; el aumento en 0.1% a 0.2% de un inhibidor de corrosión puede disminuir la corrosión por más del 95% (Grieser, 2007). Las concentraciones del inhibidor de corrosión dependen de la temperatura de fondo y el tipo de tuberías y revestimientos. A temperaturas que exceden los 250 °F, las concentraciones del inhibidor de corrosión son mayores, por lo que puede ser necesario un refuerzo o un intensificador. Un inhibidor de corrosión normalmente utilizado en los plays de shale gas/oil es el N-n (dimetil formamida), el cual cuando es usado en la industria petrolera se transporta a los sitios de trabajo por medio de camiones de aditivos químicos. Antes del inicio de la etapa de acidificación del tratamiento de fractura, el inhibidor de corrosión se transfiere del camión de químicos al Blender o a la unidad CAS y es mezclado antes de presurizarse y transferirse a las bombas de fractura.

Los biocidas son aditivos que se utilizan para minimizar el daño de la corrosión bacteriana en el pozo, ya que los fluidos de fractura normalmente contienen geles orgánicos, los cuales proporcionan un medio ideal para el crecimiento de bacterias, lo que provoca reducción de viscosidad y de la capacidad del fluido para acarrear efectivamente el apuntalante. Los biocidas como el glutaraldeído, es un aditivo líquido que se diluye en el fluido fracturante de manera similar en que se adiciona el inhibidor de corrosión; son transportados a la localización en los camiones de aditivos químicos, y son añadidos al Blender o la unidad CAS antes de ser transferidos a las bombas de fracturamiento. Además del glutaraldeído, los biocidas pueden también contener un decolorante como el DAZOMET o 2.2-dibromo3-nitrilopropionamida.

De acuerdo al tipo de arcilla en las lutitas, la permeabilidad puede reducirse significativamente cuando se expone al agua que es menos salina que el agua de formación, por lo que es recomendable utilizar soluciones con 1% a 3% de sal cuando es probable que ocurra el hinchamiento de la arcilla. El cloruro de potasio (KCl) es el químico usado más comúnmente como un estabilizador de arcillas, debido a su capacidad para controlar la arcilla contra la invasión de agua, lo que previene su hinchazón. El cloruro de potasio es transportado normalmente a la localización del fracturamiento en forma de polvo aireado y posteriormente es mezclado con el agua de fractura en el Blender o en la unidad CAS.

El rompimiento térmico del gel polimérico ocurre cuando la temperatura excede los 225°F, sin embargo, en pozos que tienen una temperatura menor, se añade un ruptor al fluido de fractura en las últimas etapas del proceso para romper la viscosidad de los agentes gelificantes y así ayudar en la liberación del apuntalante y mejorar el volumen de agua que regresa y se recibe después de la terminación. El tipo más común de ruptor es el peroxydisulfatos, este aditivo es normalmente agregado cuando el gel se comienza a bombear, esto se debe a que si se les da suficiente tiempo podría reducir la viscosidad antes del bombeo.

Aditivos

ADITIVOS	FUNCIÓN	PRODUCTOS TÍPICOS
Polímeros	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel lineal	GUAR, HPG, CMHPG, CMG, CMC, HEC, CMHEC, XA
Reticulantes	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel complejo	compuestos de boro, de zirconio, de aluminio, de titanio
Rompedores	Degradan al polímero en forma controlada, permitiendo la reducción de la viscosidad del fluido para su fácil remoción	ácidos, oxidantes, enzimas (persulfatos)
Controladores de ph	Mantienen el ph del sistema para permitir que el polímero se hidrate y forme la gel y el reticulante pueda formar enlaces tridimensionales	bicarbonato y carbonato de sodio, ácidos fumárico, acético, cítrico
Estabilizadores de gel	Reducen la degradación térmica del gel	tiosulfato sodio, metanol
Reductores de pérdida de fluido	Minimiza la pérdida del fluido fracturante a la formación	arena fina, adomita, resinas
Biocida	Acondiciona el agua para evitar la degradación del polímero	amidas, aminas, fenoles
Reductor de pérdidas de presión por fricción	Disminuyen las pérdidas de presión por fricción	poliacrilamidas
Estabilizadores de arcillas	Evitan que el fluido fracturante genere en las arcillas de la formación su hinchamiento y/o su dispersión	KCl, aminas, compuestos de aluminio, zirconio
Surfactantes	Facilita la remoción de los fluidos , evita bloqueos de fluidos, previene la formación de emulsiones, asegura el mojamiento con agua de la formación, permite la formación de emulsiones y espumas	sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos, cloruros, óxidos

Tabla 3.3 Aditivos

Los fluidos utilizados en el proceso de fracturación hidráulica se componen principalmente de agua y arena (99,5%). Los aditivos químicos constituyen el 0,5% restante. Por regla general, en una operación de fracturación típica se utilizan concentraciones muy bajas de hasta doce aditivos químicos, dependiendo de las características del agua y de la roca que haya que estimular.

Estas sustancias, presentes en productos de limpieza del hogar, cosméticos o alimentos, cumplen funciones muy específicas, como la reducción de las bacterias o la mejora de la productividad del pozo.

3.2.2.5 Transporte y disposición del agua

La producción asociada de agua con el gas y aceite producido de los yacimientos de gas y aceite en lutitas varía significativamente en cada región y su disponibilidad es diferente para cada play. La mayoría de las preocupaciones corresponden con el transporte del agua y su disponibilidad, incluyendo el agua de retorno o de la recuperación parcial de los fluidos que son utilizados para la estimulación por fractura en el pozo. La eliminación del agua residual después del fracturamiento crea problemas adicionales para los operadores en las áreas de los plays de shale gas/oil.

Con la finalidad de hacer la inyección de agua residual como un método aceptable a largo plazo en todos los plays de shale gas/oil, es necesario emprender investigaciones adicionales sobre las formaciones capaces de recibir esa agua y el número de pozos necesarios. A medida que hay más pozos produciendo, los operadores se encargaran de encontrar nuevas y mejores tecnologías para el manejo del agua. Otra opción para la administración de grandes volúmenes de agua de retorno utilizada en la estimulación por fracturas es el reciclaje, en este caso se utilizan unidades de destilación en la localización, que calientan y separan la salmuera del agua.

El agua tratada es entonces utilizada en tratamientos de fracturamiento futuros, reduciendo la presión social sobre el asunto del agua disponible y el problema de la disposición final del agua. El reciclaje puede llegar a ser el método utilizado para obtener mayor disposición de agua de retorno y así impulsar cada vez más el uso de las nuevas tecnologías entre los operadores (Wilberg et al., 1998).

3.2.2.6 La fracturación hidráulica paso a paso

- Primero se perfora un pozo vertical hasta el nivel donde se encuentra las rocas porosas de baja permeabilidad que contienen los hidrocarburos. Una vez alcanzado el nivel deseado, se continúa la perforación horizontalmente.
- Luego se introduce en el pozo una tubería de acero, desde la superficie hasta el final del pozo. A continuación se inyecta cemento entre el espacio que queda entre la tubería y las paredes del pozo, de tal manera que el pozo queda totalmente aislado de todas las rocas y acuíferos que haya atravesado. Por dentro de la tubería se introducen una serie de dispositivos, que permiten realizar selectivamente pequeñas y múltiples perforaciones a través de la tubería y el cemento hasta la roca que contiene los hidrocarburos.

- A través de estos pequeños orificios se inyecta agua a una suficiente presión, que permita producir grietas y pequeñas fisuras en la roca, generando un aumento de la permeabilidad. El agua inyectada va acompañada de arena que permite que estas grietas no se cierren una vez que han sido abiertas por la fracturación. Al agua también se le añaden pequeñas cantidades de productos químicos con el objeto de favorecer su inyección y penetración en las rocas a fracturar, así como eliminar bacterias y disolver algunos minerales.
- A lo largo del proceso de fracturación, las operadoras controlan en tiempo real las presiones del fluido de fracturación, la extensión y localización de la red de microfracturas que se van generando en las rocas, garantizando la total seguridad de las operaciones. En función del tipo de roca, se necesitan entre tres y cinco días para completar el proceso.
- Una vez terminado, el pozo devuelve parte del fluido inyectado, acompañado del hidrocarburo y agua originalmente presente en la roca. Al cabo de unas horas o días, dependiendo de cada caso, el pozo ya está listo para producir un flujo de hidrocarburo durante años o décadas (**Figura 3.14**).

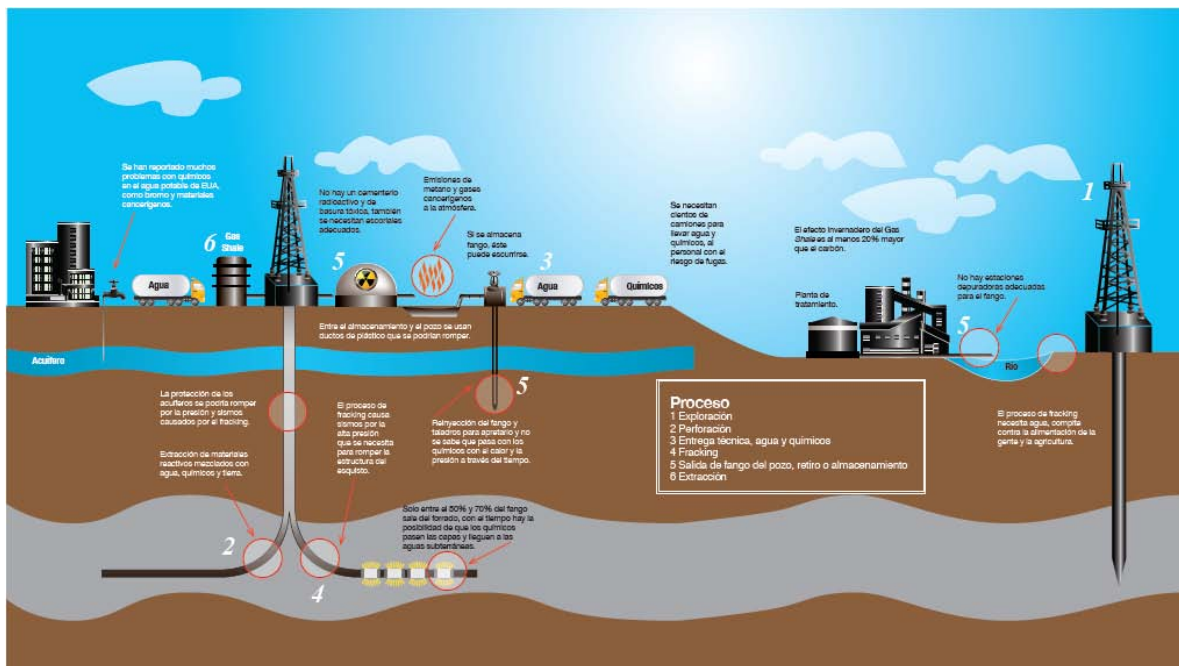


Figura 3.14 Proceso de Extracción (Tomada de Exxon)

3.2.2.7 10 reglas de oro de la fracturación hidráulica

1. Sellar todas las instalaciones de superficie con láminas impermeables asegurando el drenaje hacia canales perimetrales de captura.
2. Tratar todos los fluidos del pozo tras la estimulación en tanques separadores para recuperar el gas natural disuelto.
3. Instalar sondeos de control someros en los alrededores de la zona de perforación.
4. Instalar tuberías de revestimiento reglamentarias para garantizar un alto nivel de seguridad frente a estallido y colapso.

5. En las zonas que atraviesen acuíferos subterráneos, utilizar tuberías de revestimientos dobles o triples para asegurar una completa seguridad del pozo respecto de las rocas atravesadas.
6. Seguir las mejores prácticas a la hora de diseñar, ejecutar y evaluar el proceso de cementación de tuberías.
7. Usar únicamente fluidos hidráulicos certificados tanto a nivel nacional como europeo.
8. Hacer un seguimiento en tiempo real de la actividad microsísmica durante el proceso de fracturación hidráulica, controlando tanto la expansión de la red de fracturas como la magnitud de los microsismos asociados.
9. Utilizar tuberías de aleación resistentes asegurando su resistencia a la corrosión a largo plazo.
10. Usar una válvula de cierre de subsuelo para detener, si en algún momento se considera necesario, el flujo del pozo en la fase de producción.

3.2.3 Pad drilling

La técnica Pad Drilling es la perforación de grupos de pozos con el mismo equipo, el cual es movilizado sobre ruedas, reduciendo el tiempo de desplazamiento. Esto ha contribuido a disminuir también el tiempo de perforación de pozos horizontales de 23 días a 19 días en 2011. Con ello la demanda de equipos de perforación ha decrecido, aún en condiciones de producción creciente. Una vez que se perforan los pozos, la superficie queda ocupada sólo por sus cabezas, de cinco a diez, en distintas direcciones, pero muy próximas entre sí.

3.2.4 Zipper drilling

Fue desarrollada para perforar pozos laterales de gran extensión a fin de reducir el impacto ambiental. La técnica consiste en perforar y fracturar por pares de pozos de manera secuencial, en forma de zipper (Belhadi, 2011). Mientras se fractura un pozo para estimularlo, los trabajadores montan los equipos y realizan la perforación del siguiente segmento de otro pozo en la misma plataforma de perforación. La presión para estimular un pozo puede contribuir a desviar la dirección de la fractura del pozo adyacente, lo que hace más difícil la operación. Para lograr una máxima eficiencia en este tipo de trabajos es necesario contar con un modelo sísmico confiable y realizar disparos de verificación.

3.2.5 Stacked wells

La perforación de pozos horizontales apilados (stacked) puede ser posible cuando el esquisto es suficientemente grueso, o también cuando múltiples estratos de roca esquisto se encuentran en capas una sobre otra. Un pozo vertical puede ser utilizado para producir gas o aceite a diferentes profundidades. Esta técnica se desarrolla actualmente en la zona de Pearsall e Eagle Ford al sur de Texas. Así como en el método Pad Drilling el impacto ambiental se ve reducido como resultado del uso reducido de tierra. Esta tecnología es particularmente benéfica en esquistos gruesos.

3.3 Simulación de yacimientos de shale gas/oil

La mayoría de los simuladores de yacimientos modelan yacimientos de gas o aceite convencionales en los que estos se almacenan en un solo sistema de porosidad, sin embargo, las shale gas/oil requieren un enfoque diferente. Los simuladores que utilizan el método de diferencias finitas, tales como el módulo de shale gas/oil del software de simulación de yacimientos ECLIPSE, este considera el gas o aceite almacenado en los espacios porosos de una matriz de lutita compacta, el gas o aceite adsorbido en la materia orgánica contenida en una lutita y el gas libre contenido en las fracturas naturales presentes en la formación arcillosa.

Estos simuladores permiten que los operadores incorporen todo lo que saben acerca de la roca a medida que construyen modelos de un solo pozo o de campo completo donde se tienen varios yacimientos. Las características de los yacimientos, tales como espesor productivo neto, presión del yacimiento, temperatura, contenido de gas, saturación de agua, geometrías de fracturas naturales, porosidad de la matriz, TOC y las funciones de las isothermas de adsorción de metano, pueden incorporarse fácilmente en los modelos. Con esta información, los operadores pueden estimar la cantidad de gas o aceite en sitio para cada uno de los yacimientos.

Las mediciones de permeabilidad de la matriz y las geometrías de las fracturas hidráulicas resultantes del modelado posterior a los tratamientos de estimulación y de la interpretación microsísmica también pueden incorporarse en el modelado. La permeabilidad volumétrica del sistema puede estimarse mediante la utilización del modelo para calibrarse con la producción de gas aceite y agua observada. Mediante la construcción de un modelo que se ajuste con precisión al desempeño real de la producción del pozo, el operador puede predecir la recuperación final estimada para un volumen de roca.

La simulación de yacimientos es particularmente importante por su capacidad de realizar diversos tipos de análisis de sensibilidad. Estos análisis incluyen diseños de pozos óptimos, consideración de trayectorias horizontales versus verticales, diseño de tratamientos de estimulación, óptimo número, tamaño de los tratamientos y distribuciones de pozos óptimas basadas en diferentes escenarios de espaciamentos. Estos escenarios proveen a los operadores la oportunidad de tomar decisiones de desarrollo futuras sobre la base de la ciencia, la ingeniería y los recursos económicos.

3.4 Proceso productivo del shale gas/shale oil

3.4.1 Evaluación de los recursos

La evaluación de recursos comienza con la recopilación de datos para identificar las cuencas y seleccionar las formaciones más prometedoras. Se utilizan datos de columnas estratigráficas y registros de pozos que indican edad geológica, rocas fuente, además de los datos siguientes:

- i) Entorno para deposición de las lutitas (marino y no-marino).
- ii) Distancia desde la base hasta la profundidad máxima del yacimiento.
- iii) Estructura geológica.
- iv) Contenido orgánico total y neto (TOC).

v) Madurez térmica (Ro).

Las etapas de la exploración son similares a los de la exploración de yacimientos de gas y aceite convencional:

- i) Revisión de la información disponible.
- ii) Reconocimiento aéreo de campos magnéticos, gravedad y radiación.
- iii) Estudios sísmológicos de estructuras del subsuelo capaces de retener gas o aceite.
- iv) Perforación exploratoria.
- v) Registro de pozos para determinar porosidad, permeabilidad y composición de fluidos.

El Shale Gas/Shale Oil se encuentra en formaciones de lutitas con intercalaciones porosas y permeables, en presencia de sedimentos de grano fino y sistemas de fracturas naturales.

Los datos básicos para detectar fracturas son compensación de densidad, espesor, registro de temperatura e imágenes de MicroScanner. Recientemente se ha empezado a usar la herramienta “Imagen multiespectral aerotransportada de baja altitud” para identificar microfracturas del subsuelo y evaluar el potencial de las formaciones.

3.4.2 Perforación

La primera perforación se hace en dirección vertical hasta alcanzar la capa de gas o aceite. Dependiendo del espesor de capa se decide si basta perforar pozos verticales o si éstos deberán ser perforados horizontalmente para maximizar el contacto con la capa (**Figura 3.15**).

Una vez que la perforación llega a la capa, se detonan explosivos para provocar pequeñas fracturas en las lutitas. Estas fracturas son ensanchadas con inyección de agua a presión. El número de fracturas artificiales, su longitud y posición vertical u horizontal dependen del espesor del intervalo y otras características de la formación.

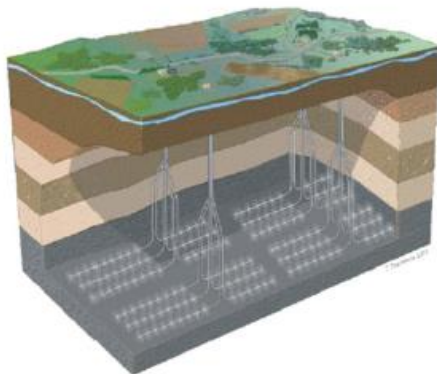
Un ramal lateral de un pozo horizontal aloja numerosos intervalos de inyección seleccionados por su potencial de productividad. La inyección de agua se aísla para cada intervalo de producción. En la etapa productora la línea del pozo horizontal llega a tener hasta nueve intervalos repartidos en ramales de 600 m a 1.500 m, aunque estos límites llegan a superarse. Un pozo en la ventana de aceite de Eagle Ford alcanzó 1.647 metros con 15 intervalos de fracturación. Los laterales horizontales pueden traspasar fracturas y fallas en la formación. Durante la exploración la longitud del ramal puede ser del triple de largo e incluir un mayor número de intervalos de inyección.

Dado que las formaciones no son homogéneas, las perforaciones subsecuentes a la primera vertical no siempre son horizontales; a veces se van adaptando a la formación para disminuir el riesgo de fracturación excesiva.

Además de pozos verticales u horizontales, en algunos lugares se perforan pozos direccionales u oblicuos hasta encontrar el ángulo de mayor exposición del yacimiento para elegir las mejores áreas. Este método también se usa cuando el acceso vertical es difícil o imposible, como en los yacimientos bajo áreas pobladas, lagos y formaciones reacias a la perforación.

Las técnicas de producción incluyen la perforación de pozos multilaterales a partir de dos o más pozos horizontales, después de la primera perforación vertical. Esta técnica ayuda a incrementar la producción a costos marginales decrecientes.

Plataforma base



Perforación multilateral

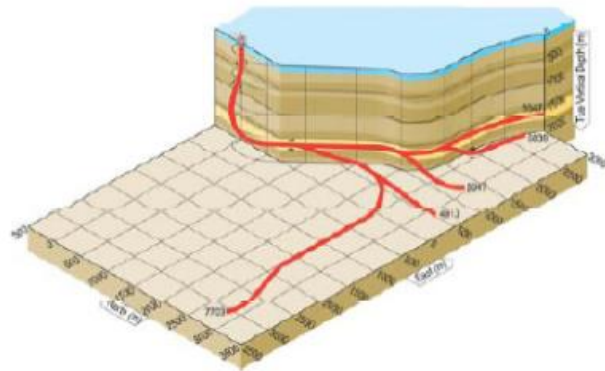


Figura 3.15 Perforación a partir de una plataforma base y perforación multilateral (Tomada de csiro)

3.4.2.1 Herramientas para la perforación

Un sin número de tecnologías dentro de la industria que pueden mejorar los procesos de la perforación, para mayor confiabilidad, extender la vida de la herramienta, incrementar la penetración de perforación, y reducir el tiempo y costos de perforación. Lo importante de esta sección es no tratar a las tecnologías como individuales sino como un conjunto para producir un comportamiento más efectivo. Se describe como poder optimizar, en combinación con cada uno, en los pozos clave para shale gas/oil.

Herramienta Drilling Agitator (DAT) (Figura 3.16): El efecto de tener una herramienta de oscilación axial en la sarta de perforación ha demostrado hacer una diferencia entre la terminación prematura de la perforación y éxito de la terminación de la sección planeada. Las herramientas DAT han sido tradicionalmente utilizadas en aplicaciones con motores orientables pero ha sido muy problemática la oscilación axial en la sarta de perforación.

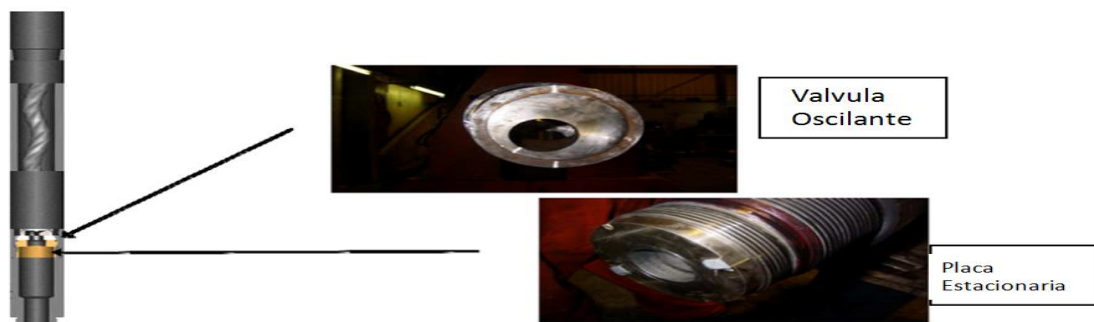


Figura 3.16 Herramienta Drilling Agitator (DAT) (Tomada de Exxon)

Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS) (**Figura 3.17**): La administración de las fluctuaciones en la torsión de la barrena es la clave del éxito en la perforación direccional de motor. La tecnología MS consta de una serie de características propias que incluyen una geometría de calibre aliviado que reduce la fricción cuando se desliza y componentes de control torque (TCC) que impide que la barrena tome una mordida excesiva en la formación. El posicionamiento de estos componentes puede ajustarse para minimizar las fluctuaciones de la torsión, mejorar el control de cara de la herramienta. Además, TCC se ha demostrado eficaz en la reducción de las vibraciones torsionales de riesgo como Stick-Slip

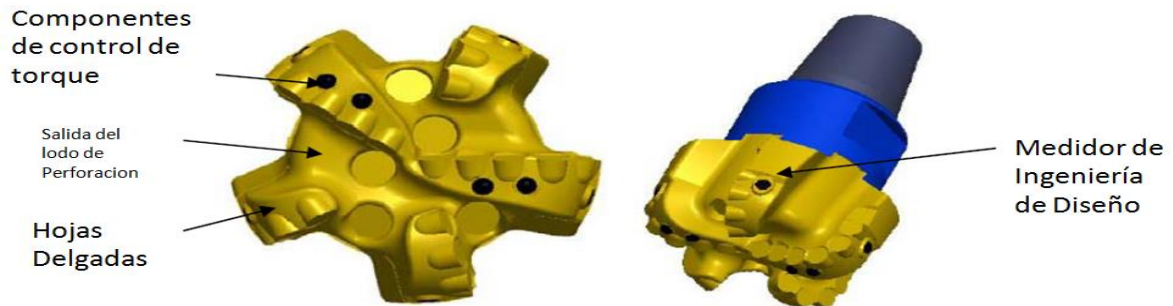


Figura 3.17 Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS) (Tomada de Exxon)

Grabador de Datos Dinámico de Fondo (DDDR): Este dispositivo se deriva de una herramienta de investigación de vibración exitosa, es una grabadora de dinámica de colocación de bajo costo y flexible al interior del pozo. Mide apenas 2-1/2" de diámetro. Ubicado como se requiere en el espacio anular o colocado en una caja especialmente modificada dentro de un componente de la sarta de perforación. La grabadora se utiliza para recopilar datos de fondo actual a una velocidad de muestreo de alta frecuencia y tiene suficiente capacidad de almacenamiento con la duración de la batería de 20 horas o más. Los datos de alta calidad grabados pueden utilizarse para determinar la torsión lateral y la estabilidad torsional del ensamble durante las diferentes fases de la operación de perforación. Los datos pueden ser analizados para identificar problemas de vibración.

Tecnología de Motor Premium: Recientemente el revestimiento elastomérico estator ha tenido un impacto significativo en el rendimiento del motor. Un estator es normalmente un elastómero compuesto de nitrilo dentro de un tubo de acero. Estos están sujetos a la tumefacción, endurecimiento, ablandamiento y desgaste prematuro, dependiente de la temperatura y el carácter del fluido de perforación utilizado. La variación en el compuesto de nitrilo puede contrarrestar algunos de estos efectos, por ejemplo, un compuesto nitrilo (HNBR) altamente saturado se puede utilizar para la perforación con lodos base de aceite y temperaturas más altas. Otras formulaciones del elastómero nitrilo estándar con mayor grado de elasticidad han ganado popularidad mediante el aumento de la presión diferencial nominal de la sección de energía en mayor capacidad de par de torsión de salida.

3.4.3 Uso de agua

Las técnicas de fracturación para estimular la producción de gas natural y aceite datan de fines del siglo XIX, pero no se empezaron a desarrollar sino hasta los años cincuenta. A mediados de los setenta se realizaron programas de investigación para la producción comercial de gas natural en formaciones no muy profundas del este de los Estados Unidos. Los proyectos piloto experimentaron tecnologías que más tarde se convertirían en precursoras de la producción comercial de shale gas/shale oil.

Esto incluye la perforación horizontal, la fracturación multinivel y la fracturación Slick Water o mezcla de agua con arena, reductores de fricción y aditivos químicos. Slick Water se aplica a yacimientos de lutita cuya baja viscosidad permite que el fluido se filtre lentamente mediante muchas grietas pequeñas de la roca natural. La perforación horizontal y la fracturación hidráulica han ampliado sustantivamente la capacidad de recuperación de plays de baja permeabilidad, particularmente los de lutita.

En la fracturación hidráulica de lutita, agua y arena se inyecta a 16.000 litros por minuto, contra el promedio de 10.000 litros por minuto para otros tipos de yacimientos. Slick Water se aplica normalmente a formaciones de lutita profunda altamente presurizadas. Para las formaciones menos profundas o con menor presión de depósito se usa espuma de nitrógeno.

En general, la perforación convencional requiere grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar el cabezal de perforación y eliminar el lodo resultante. La fracturación hidráulica requiere alrededor de diez veces más agua. El mayor consumo de agua ocurre al inicio de la producción, aunque ahora se intenta reducirlo con refracturación y otros procedimientos. La estimación de máxima eficiencia de uso de agua se calcula al final del ciclo de vida de los pozos o de los plays en relación con sus recursos remanentes. Es distinta de la eficiencia del consumo anual y del acumulado.

El uso de agua varía considerablemente dentro y entre los plays, pero el agua inyectada en un intervalo de producción (intensidad del uso de agua) tiene un rango muy bajo (de 9,5 m³ a 14 m³ por metro lineal).

Aun cuando el volumen de agua usada en la producción de shale gas/oil es moderado, en general su impacto en el consumo de sectores humanos pequeños puede ser mayor. Las proyecciones de consumo en horas pico sugieren que podría ser más del doble de la demanda de comunidades rurales, donde el consumo actual es bajo. No obstante, el recurso agua podría llegar a ser crítico para el desarrollo de esta industria. En las regiones húmedas hay más agua, pero ya está muy repartida entre otros usuarios. En las regiones semiáridas el agua es más escasa por su sobreexplotación como riego agrícola. La experiencia de consumo de agua por la industria del shale gas/oil en otros países es escasa, pero se sabe que en muchas regiones con potencial el recurso no abunda.

3.4.4 El fluido de perforación y los puntales

Una parte del agua consumida en la producción de shale gas/oil se usa para formar el lodo de perforación con arcilla. Este lodo se utiliza para enfriar y lubricar la broca, estabilizar el pozo y acarrear los detritos a la superficie. El mayor volumen es el usado para formar la mezcla con arena del fracking. A este compuesto se añade un pequeño porcentaje de aditivos para facilitar la fracturación. Un fluido de fracturación promedio (**Figura 3.18**) contiene un 98% de agua y arena y un 2% de aditivos en combinaciones variables promedio.

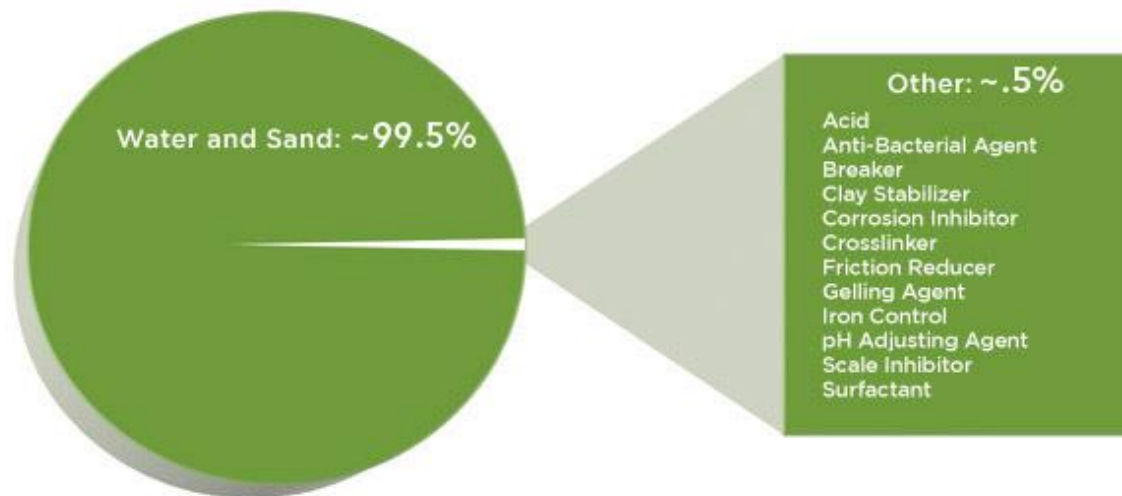


Figura 3.18 Contenido en el Fluido de Fracturación promedio (Tomada de gofrac)

En el proceso de fracturación (**Tabla 3.4**), el fluido alcanza los blancos por conducto de un pozo entubado que lo inyecta en las formaciones más impregnadas de gas. A fin de minimizar el riesgo de contaminación de aguas subterráneas, se requiere insertar y cementar los recubrimientos de acero hasta aislar el pozo de las formaciones circundantes. La profundidad media de los acuíferos es menor a 500 metros, mientras que la de los pozos de shale gas/oil oscila entre los 1.500 m y los 2.000 m.

Dependiendo del grosor de las capas de roca interpuestas entre las formaciones de lutita y los acuíferos, siempre es necesario aplicar las mejores prácticas de la industria para el revestimiento y cementación del pozo, aun en formaciones de muy baja permeabilidad. Cuando se siguen las mejores prácticas, el riesgo de contaminación es bajo (**Figura 3.19**).

La mayor parte del reflujo proveniente de la fracturación se transporta desde las plataformas de perforación hacia puntos de tratamiento y eliminación o se reutiliza después de remover los sólidos suspendidos. Pero el reciclaje es costoso. En la actualidad se desarrollan nuevas y más eficientes técnicas para procesar el fluido in situ a fin de reducir costos. Este aspecto de la industria es motivo de disputa con autoridades ambientales y grupos ecologistas.

Para formar los puntales se mezcla arena con el líquido de fracturación (**Tabla 3.5**). Los puntales mantienen las grietas abiertas para extraer el gas o aceite, a esta mezcla se añaden agentes químicos que forman un gel que se distribuye homogéneamente, reduciendo así la fricción. Al final del proceso, el gel debe ser disuelto para permitir el reflujo del fluido.

El uso de slick water para fracturación ha aumentado con los pozos horizontales de hasta nueve intervalos. La función de los aditivos es reducir la presión por fricción durante el bombeo para encontrar el máximo contacto con el depósito por el mayor. La limitación principal del uso de aditivos es su alto costo. Una alternativa es el uso de tenso activos, que han mostrado ser eficaces para provocar el retorno de los fluidos inyectados (Kaufman, 2008).

<p><u>El fluido: función y composición</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Fluido de fracturación = Fluido base + Aditivos + Puntales • Funciones del fluido de fracturación: <ul style="list-style-type: none"> – Transmitir energía a la formación según la presión y la tasa de inyección – Transportar el puntal por tubulares, terminación, región del pozo y fractura – Su recuperación debe ser fácil y compatible con los minerales y fluidos de la formación • Fluidos de fracturación básicos <ul style="list-style-type: none"> – Los fluidos pueden estar basados en agua o en aceite – El CO₂, N₂ o ambos se usan como energéticos para recuperar el fluido – Contienen agentes gelificantes (de 1 a 10 centipoises para espesar fluidos de fracturación), mejorar su eficiencia y facilitar el transporte del puntal.¹⁵ – Los reticulantes se usan para espesar algunos fluidos de fracturación (de 100 a 1.000 centipoises). <p><u>Componentes de los fluidos de fracturación</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Reductores de fricción.</i> Se utilizan en agua aceitosa para disminuir las pérdidas por fricción en la tubería, mientras se inyectan los fluidos de fracturación. • <i>Interruptores automáticos.</i> Reducen la viscosidad de los fluidos y facilitan el desplazamiento de los líquidos fuera de la formación y durante su recuperación. • <i>Tensoactivos.</i> Reducen la tensión superficial y facilitan la recuperación del líquido. • <i>No-emulsionantes.</i> Evitan la disgregación del fluido y de los líquidos del yacimiento. • <i>Agentes temporales de control de arcilla.</i> Evitan la hinchazón de la arcilla y contienen su migración. • <i>Gelificantes.</i> Forman una red macromolecular tridimensional sólida que conserva su propia fase líquida en sus nodos. Pueden generar condiciones bacterianas. • <i>Biocidas.</i> Eliminan bacterias del agua de reposición, evitan la disolución de los agentes gelificantes y minimizan el endurecimiento de los yacimientos durante el tratamiento. <p><u>Puntales: usos y selección</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>La permeabilidad</i> depende del tamaño y distribución de la fractura, la presión de cierre y los posibles daños al puntal bien por el tratamiento de líquidos residuales, o por la conducción de otros flujos. • Los puntales mantienen abierta la fractura a la longitud y altura del intervalo y funcionan como vía permeable para acelerar el flujo al pozo. • <i>Calibración.</i> A mayor proporción del puntal, mayor permeabilidad y mayor dificultad de colocación. • Los puntales más grandes abren áreas más amplias al flujo, pero pueden reducir el diámetro de perforación, el cual debe ser seis veces mayor que el diámetro del puntal. El ancho de la fractura debe ser tres veces mayor que el diámetro del puntal.
--

Tabla 3.4 El Fluido de Fracturación

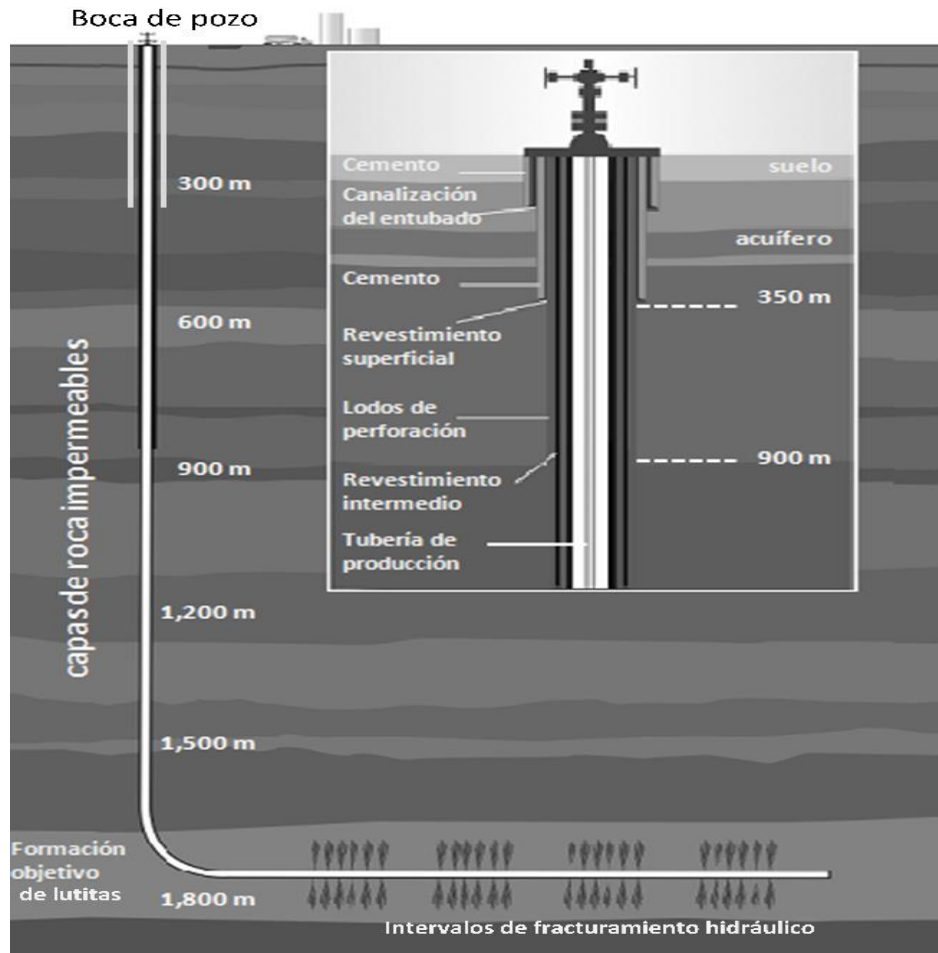


Figura 3.19 Pozo para Fracturamiento Hidráulico de Lutita (Fuente: csiro)

- Agua (90%), puntales (8% y 9%) aditivos químicos (1% y 2%).
- Los aditivos químicos sirven como:
 - Disolventes en grietas (ácido clorhídrico)
 - Agentes antibacterianos (glutaraldehído)
 - Dilatadores de descomposición del polímero (persulfato de amonio)
 - Inhibidores de corrosión (dimetil formamida)
 - Conservadores de la viscosidad del fluido (sales de borato)
 - Reductores de fricción (poliacrilamida)
 - Apoyos del puntal (hydroxyethyl celulosa)
 - Controladores del hierro (ácido cítrico)
 - Portadores de salmuera (cloruro de potasio)
 - Excavadores de oxígeno (sulfato de amonio)
 - Ajustadores de PH (carbonato de sodio)
 - Inhibidores de hidratos (etilenglicol)
 - Agentes tensoactivos (isopropanol)
- Existen más de 2.500 productos que contienen más de 750 tipos de químicos.
- Muchos componentes están protegidos por leyes de propiedad intelectual o son “secretos comerciales”, por lo que hasta ahora no es posible conocer sus propiedades ni sus posibles efectos colaterales.

Tabla 3.5 Componentes Típicos del Fluido de Fracturación

Una vez que la presión del agua inyectada se reduce, el agua residual puede transportar fragmentos de metales pesados y radioactivos que se mezclan con los reflujos de la roca, llevándolos a la superficie con el gas extraído.

El uso de aditivos antibacterianos ha causado preocupación, pues el agua inyectada puede propiciar bacterias reductoras de sulfato cuando no se trata adecuadamente. Estas bacterias producen sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros compuestos como el sulfuro de hierro negro.

3.4.5 Caracterización y simulación del yacimiento

Una vez que se han identificado los estratos de lutitas, el siguiente paso es evaluar el yacimiento a fin de calibrar la perforación y la fracturación hidráulica. Para ello se requiere obtener la información siguiente:

- Características del yacimiento a partir de registros eléctricos y núcleos: porosidad, permeabilidad, mineralogía, contenido orgánico, gas libre y absorbido, saturación de agua, mecánica del subsuelo y sellos.
- Fracturas: porosidad, presión, contención, conductividad y mantenimiento del área fracturada.
- Heterogeneidad de la formación objetivo: clúster, tipo de roca, respuesta a registros eléctricos, calibración con datos de núcleos, identificación de las mejores áreas.
- En la explotación: presión de fractura, contención, conductividad, apertura, sinuosidad, producción de sólidos y sensibilidad a los fluidos.
- Simulación de fracturas naturales: imágenes, redes discretas, modelo dinámico.
- Almacenamiento de gas: gas libre y gas absorbido en la matriz en función de la presión y tipo de roca.
- Simulación: física del yacimiento (almacenamiento y difusión de la matriz a la fractura), sistemas de porosidad, incorporación del gas reabsorbido por la fractura, doble o multiporosidad.
- Simulación de fracturas: mallado, doble porosidad, transmisibilidades.

3.4.6 Plataforma de perforación y equipos para la fracturación

i) Plataforma de perforación del pozo

La base de operaciones del shale gas/oil es la plataforma de perforación más las áreas de almacenamiento de equipo, oficinas, estacionamiento de camiones y almacenamiento de productos químicos, dragado de estanques y circulación de contenedores de aguas residuales. Las características típicas de las plataformas son las siguientes:

- Entre 6.000 y 12.000 m² (1,5 acres) de terreno.
- Una plataforma de perforación típica se diseña para tres o más, hasta diez pozos.
- La fracturación de un pozo puede requerir de 7 a 18 millones de litros de agua. El diseño de una plataforma de perforación debe calcular el uso y manejo de agua según el número de pozos a perforar. Por ejemplo, para tres pozos se necesitan presas con capacidad de 20

a 40 millones de litros. En ausencia de presas, el transporte del agua se hace por pipa. Agregando el transporte de arena, el movimiento diario requiere entre 50 y 250 camiones de gran capacidad. Siempre es conveniente contar con al menos un estanque del tamaño de una alberca olímpica para manejar entre 600.000 litros y un millón de litros.

- La operación de una plataforma de perforación requiere áreas de manejo de las aguas residuales del fracturamiento, que fluyen a la superficie, mezcladas con las sustancias químicas añadidas en el proceso y otros elementos del subsuelo.
- Considerando lo anterior, una plataforma de perforación con varios pozos puede requerir entre 16.000 y 20.000 m² en los períodos de perforación y fracturación.
- El gas o aceite extraído debe ser transportado a la red de distribución. Como la mayoría de los pozos tienen tasas de producción bajas con perfil de rápido descenso, a menudo el gas/aceite se queda almacenado en el pozo hasta que se construyen los ductos. En las regiones con alta densidad se construyen redes de recolección del gas/aceite con estaciones de compresión. El almacenamiento y el transporte pueden ser subterráneos o superficiales.
- Las plataformas de perforación también están conectadas con caminos vecinales y carreteras para transporte pesado, lo cual aumenta el uso del suelo. Adicionalmente, el uso intensivo de camiones genera polvo, desgasta el equipo y aumenta el riesgo de choques y volcaduras por estrés y cansancio de los choferes.
- Los problemas y costos ligados a la adquisición de terrenos y administración de recursos están forzando a las compañías a intensificar la perforación horizontal, aumentar el número de pozos por plataforma de perforación, extender la longitud de las perforaciones y acrecentar el número de intervalos productores. Esto también ha resultado en disminución del uso de químicos y lubricantes, así como en mayor inversión en recirculación y tratamiento de agua.

ii) Equipos y compresores

La rapidez y eficiencia de los procesos de fracturación de lutita dependen también de los equipos para inyectar los fluidos de perforación. A continuación se enlistan los principales componentes:

- Licuadora: mezcladora de líquidos, productos químicos y puntales que incrementa la presión de la mezcla al ingresar a las bombas de fracturación.
- Unidad de adición de químicos en las cantidades exactas.
- Camiones de arena. Llevan el puntal al sitio, dejándolo junto a la licuadora para hacer la mezcla.
- Bombas de fracturación: inyectan el fluido de perforación a presión suficiente para dividir o fracturar la formación del pozo. La tasa de inyección depende de la potencia de las bombas (generalmente referida en Caballos de Fuerza Hidráulicos (HHP) utilizados. Esto se calcula multiplicando la tasa de inyección (en barriles por minuto, bpm) por la presión (medida en psi), ambos divididos entre 40,8. Por ejemplo, para inyectar 80 bpm a una presión de 10.000 psi se requieren 19.608 HHP, lo que equivale a 20 bombas de 1.000 HHP o a 10 de 2.000 HHP.

3.4.7 Técnicas de terminación y estimulación

En la mayor parte de las zonas de recursos no convencionales, es necesario estimular por fracturación (**Figura 3.20**), debido a la baja permeabilidad de los depósitos. El tipo de estimulación por fracturación es determinado por:

- Profundidad y cantidad de los depósitos que deberán ser estimulados.
- Calidad del depósito.
- Tipo de pozo (vertical vs horizontal).
- Susceptibilidad del fluido.
- Propiedades geomecánicas del depósito.
- Disponibilidad de equipo y materiales.
- Evaluación económica de la producción del pozo.

Parámetros de estimulación por fracturación

- El propósito principal de la estimulación por fracturación es abrir un sendero para que haya flujo de fluidos, dentro del depósito, ya sea por la creación de las fracturas o la intersección de los sistemas de fracturación existentes.
- En el mejor de los casos, la roca de depósito será quebradiza, para que se fracture con facilidad.
- El contenido de minerales del componente de esquisto determinará la fracturación de la reserva; en el mejor de los casos, se preferirá el esquisto, rico en sílice.

Las técnicas de terminación, así como el tamaño y la cantidad de equipo, dependerán de la profundidad del depósito, el tamaño de la estimulación por fracturación y la cantidad de fracturas planeadas para el pozo.

Terminación de pozos horizontales y pozos multilaterales

- Se suelen llevar a cabo estimulación por fracturación en etapas múltiples para optimizar la cantidad de energía de fracturación que entra en el pozo.
- El tramo horizontal está dividido en etapas; la estimulación por fracturación de cada etapa está aislada del resto del pozo.
- El diseño de la fractura para cada etapa dentro del tramo horizontal depende de los indicadores de concentración de gas y aceite en la perforación, así como de la densidad natural de la fractura.

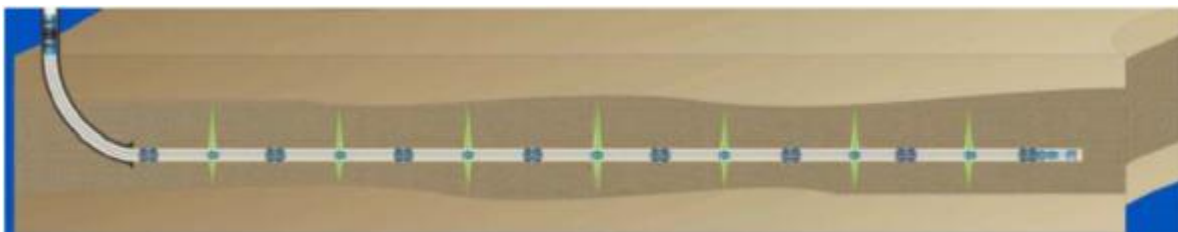


Figura 3.20 *Fracturamiento por Etapas* (Packers Plus Energy Services Inc.)

3.5 Aspectos económicos de la explotación de shale gas/oil

3.5.1 Costos y consideraciones de un proyecto convencional y otro no convencional

El gas natural y el aceite pueden obtenerse de yacimientos convencionales y no convencionales. La diferencia es la forma, facilidad y costos de su extracción. Por ejemplo el gas convencional es típicamente "gas libre" atrapado en múltiples y pequeñas zonas porosas en diversas formaciones rocosas, como carbonatos, areniscas y limolitas. Pero la mayor parte del crecimiento de la oferta de gas proviene de formaciones no convencionales, vuelto económicamente viable por los avances tecnológicos en perforación horizontal y fracturación hidráulica, lo cual ha revolucionado las perspectivas energéticas.

En general, los costos (**Tabla 3.6**) de perforación de shale gas/oil están en función de:

- a) Localización geográfica
- b) Profundidad
- c) Presión
- d) Condiciones del mercado e infraestructura

Características	Convencional (en tierra)	No convencional
Enfoque	Pozo por pozo	Clústeres de 30–40 pozos
Decisiones	Proceso definido de aprobaciones	A medida que se avanza
Riesgo geológico	Alto (20%–60% Pg ^a)	Bajo (90%–95% Pg ^a)
Días de perforación	40 a 200	20 a 40
Recuperación de gas	40% a 75%	20% a 30%
Costo por pozo	\$80 a \$200 mmd	\$4 a 7 mmd

Tabla 3.6 Comparativo de Proyectos de Gas Convencional y No Convencional (Statoil, 2012) Pg=Predicción de recuperación del gas o el aceite, manteniendo el flujo de hidrocarburos a partir de dato iniciales de geología regional y aspectos locales, tales como migración, sello, yacimiento y roca

Capítulo 4 ESQUEMAS REGULATORIOS A NIVEL INTERNACIONAL

4.1 El éxito reciente de shale gas/oil

Como hemos recalado en los años recientes se ha tenido gran éxito en la perforación de yacimientos con recursos no convencionales shale gas/oil, mediante la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (fracking). Sin embargo este gran avance en perforaciones conlleva serias consecuencias provenientes de la producción de aceite y gas, tanto en superficie como en el subsuelo, incluyendo daño al suelo y la tierra, además de posible contaminación en mantos freáticos, destrucción de hábitats y contaminación del aire.

Encontrar un equilibrio entre los riesgos y las oportunidades a través de las regulaciones es primordialmente indispensable para tener éxito, esto es responsabilidad del país en donde se lleven a cabo operaciones en este tipo de yacimientos y de manera particular cada estado será responsable de su propia regulación y consideraciones.

Las regulaciones por país y por estado es un claro ejemplo de cómo se llevan a cabo este tipo de trabajos en E.U.A. Debido a la heterogeneidad que se encuentra en cuanto a cobro de impuestos, uso de suelo, aseguradoras, etc., es necesario tener esta regulación estado por estado, así mismo recomendamos se lleve de igual manera en territorio Mexicano.

4.2 Riesgos ambientales

El desarrollo de yacimientos de shale gas/oil no se encuentra libre de riesgos, principalmente se corren riesgos en cuanto a la contaminación de mantos freáticos, liberación de gases contaminantes como el metano hacia la atmósfera generando efecto invernadero, contaminación de lagos, destrucción parcial de hábitats donde habitan flora y fauna salvaje e impacto negativo en comunidades locales cercanas a las zonas de trabajo. Para futuros trabajos y desarrollos de plays, una vez conocidos los principales riesgos se debe considerar las partes afectadas y darles prioridad para poder solucionar o prevenir estos riesgos, para los gobiernos debe de ser de principal importancia llevar a cabo acciones preventivas sobre el impacto ambiental que se genera al desarrollar los plays de lutitas aceitíferas y gasíferas.

Los principales objetivos para el manejo de los problemas ambientales a ser considerados son:

- Manejo del agua: Obtener los volúmenes necesarios de agua y transportarlos hasta las zonas remotas de perforación, reduciendo el uso de recursos locales. Recuperar y tratar para su reúso conforme a las regulaciones gubernamentales que se manejen.
- Minimizar el impacto en la calidad del aire y el agua.

- Minimizar el impacto en la tierra debido al tránsito y uso de maquinaria pesada, transportando fluidos y suplementos hacia el pozo y desde este, depósitos de sólidos pesados.

4.3 Manejo del agua

Es indispensable la disponibilidad de grandes volúmenes agua para tener éxito en el desarrollo de yacimientos shale, su perforación y fracturamiento. Como ejemplo (**Tabla 4.1**) se presenta el volumen de agua requerida durante el desarrollo de algunos plays en E.U.A.

Shale Play	Agua durante perforación (lts)	Agua durante Fracking (lts)	Total (lts)
Barnett	1,514,165	8,706,447	10,220,612
Fayetteville	227,125	10,977,694	11,583,360
Haynesville	3,785,412	10,220,612	14,006,024
Marcellus	302,833	14,384,565	14,687,398

Tabla 4.1 Estimado requerido de agua por pozo en U.S.A.

Hay que considerar que para el desarrollo de algunos plays de shale, la disponibilidad de agua no será suficiente en el área, por lo tanto se requiere de transportar grandes volúmenes hasta los pozos, aumentando considerablemente el costo de estos. Para una óptima regulación hay que considerar que el costo por litro de agua es muy diferente y variado entre estados y zonas geográficas, esto debido a la presencia o escasez del fluido.

4.3.1 Reflujo de agua

Aproximadamente entre un 10% a un 40% del fluido utilizado durante operaciones de fracturación vuelve a superficie en post-operaciones de limpieza, además durante la producción de aceite, éste viene acompañado con volúmenes significantes de agua. Por lo tanto es un gran reto el manejo adecuado del agua proveniente del reflujo, se requiere equipo en la zona de trabajo para el tratamiento del agua y ésta pueda ser reutilizada en operaciones para otro pozo, así reducir costos y volúmenes de agua, pero principalmente se busca reducir la contaminación de un mayor volumen de agua potable.

4.3.2 Agua producida

En la mayoría de los yacimientos de lutitas aceitíferas y gasíferas, el agua producida generalmente proviene de acuíferos adjuntos a la formación de lutitas, como resultado de la extensión de la fractura generada durante el fracking alcanzando estos mantos acuíferos. En E.U.A. considerando este factor se ha conseguido reducir la producción de agua, la cual aumenta el costo de producción al tener que implementar operaciones de bombeo, mediante el uso de un aditivo que modifica la permeabilidad relativa, lo que genera la reducción del agua producida al cambiar la

permeabilidad relativa de la matriz de la roca al agua, sin afectar el flujo de aceite (Curtice et al, 2008).

4.3.3 Tratamiento del agua

Debido al excesivo uso de agua para el desarrollo de yacimientos de lutitas y el elevado costo de este vital líquido, se ha buscado que un porcentaje del volumen utilizado durante las operaciones en estos yacimientos sea reutilizada, esto se logra solo con el tratamiento del agua, buscando remover sólidos suspendidos, aceite, otros insolubles orgánicos y bacterias. Sin embargo para este tipo de procesos se requería de la presencia de químicos que evitaban que el agua pudiera volver a usarse por completo sin riesgo, actualmente se han desarrollado nuevas tecnologías (Halliburton ClearWave) que mediante el uso de electricidad se ha logrado con éxito el tratamiento del agua, lo que es ambientalmente amigable ya que reduce el uso de químicos contaminantes y se logra la reutilización del agua en operaciones de perforación y producción.

Así mismo se ha buscado que las compañías encargadas, reduzcan el uso de químicos en los aditivos utilizados durante el fracking, que conlleva a una reducción en el impacto ambiental y en el costo del tratamiento del agua. Minimizando la necesidad de transportar agua hasta las zonas de perforación también reduce el impacto ambiental asociada con el transporte.

4.3.4 Tratamiento de sólidos presentes en el agua

Adicionalmente al fluido que tiene que llevar un tratamiento para su reúso, este trae consigo desechos sólidos, recortes, residuos del apuntalante. Lo que genera de la misma manera contaminación al lodo y al fluido producido, de esta manera se requiere un proceso de limpieza mediante un tipo de máquina que funciona como secadora, separando el lodo, los recortes, el aceite, generando el poder reutilizar el lodo en otros pozos y los recortes para la construcción de caminos.

4.4 Impacto sobre el suelo, mantos freáticos, y calidad del aire durante el desarrollo de yacimientos shale

En general lo que se ha buscado mediante la regulación alrededor del mundo como meta ambiental, es minimizar el impacto en la zona de perforación, la construcción de caminos, y el tráfico de maquinaria pesada, el uso de cuencas acuíferas y su contaminación lo mismo con la calidad del aire. Un pozo horizontal puede reemplazar de 3 a 4 pozos verticales, las plataformas de perforación permiten entre 6 a 8 pozos en su superficie, reduciendo así el espacio utilizado. La ventaja de usar este tipo de plataformas de perforación es que se requiere menor equipo y viajes de transportes pesados a través de los caminos, reduciendo el impacto ambiental generado por el diésel utilizado por los camiones que transportan el equipo y una menor destrucción a los caminos al reducir los viajes.

4.5 Regulación en países con un importante desarrollo en yacimientos shale gas/oil

4.5.1 Estados Unidos de Norteamérica

Aproximadamente unos 16 estados alrededor del país han ido adoptando nuevas medidas y leyes que buscan una regulación en operaciones dentro de yacimientos no convencionales, específicamente hablando de yacimientos shale. Estas nuevas medidas incluyen nuevas leyes e cuanto al uso de agua potable y su disposición para operaciones de fracturamiento, se incluyen estados como Utah, Indiana, Ohio y Luisiana, leyes similares se encuentran en discusión en California e Illinois.

A partir de la explotación de yacimientos shale gas/oil se ha tenido que ir creando, ampliando y mejorando programas regulatorios para incluir requerimientos específicos relacionados al fracking y al manejo del agua.

Por ejemplo en Pensilvania se amplió su programa regulatorio para incluir:

- i. Impuesto debido al impacto durante la perforación para operaciones de fracturamiento.
- ii. Tratamiento de los fluidos de perforación basados en la norma de agua potable y los sólidos disueltos totales.
- iii. Políticas específicas para la prevención del descontrol de un pozo.
- iv. Requerimientos especiales relacionados a la perforación, revestimiento, cementación, monitoreo y conexión de tuberías en pozos de gas y aceite, así mismo se busca la protección y conservación de agua potable en la zona.

Es cierto que se ha buscado mejorar las regulaciones estado por estado, sin embargo es demasiado cambiante, ya que cada estado maneja sus propios y diferentes problemas, desde el manejo y disposición de agua, hasta reglas ambientales que previenen la contaminación. Es por eso que continuamente se busca mejorar aspectos regulatorios técnicamente hablando y de manera conjunta con las mejores prácticas que cuentan las industrias petroleras. Adicionalmente a estos aspectos técnicos, se ha ejercido presión en los gobiernos locales para que haya un mejor manejo respecto de la contaminación ambiental que se puede generar al explotar estos yacimientos, se tiene contemplado en las discusiones el hecho probable del cierre total de un pozo y su abandono si estos no cumplieran con los requisitos ambientales implementados.

4.5.1.1 Desarrollo federal regulatorio conjunto a la Agencia de Protección Ambiental (EPA)

La agencia encargada en E.U.A de la regulación en el cuidado ambiental es la Agencia de Protección Ambiental, dicha agencia se encarga de dictaminar bajo las mejores prácticas recomendaciones a seguir y considerar en el desarrollo de yacimientos shale gas/oil, sus principales recomendaciones son:

- 1) Emite regulaciones de la ley de Aire Limpio relevante a yacimientos shale gas/oil, refiriéndose a la reducción de emisiones en componentes orgánicos volátiles (VOC's) y al dióxido de azufre (SO₂).
- 2) Regulaciones en la utilización y aprobación en su uso de combustibles diésel dentro de programas de inyección subterránea bajo un programa de seguridad en el manejo de agua potable.
- 3) EPA busca aumentar e implementar regulaciones en operaciones fracking, al no existir un órgano autoritario que regule dichas operaciones, trabajando en conjunto con las actas existentes del uso seguro y manejo de agua potable.

4.5.1.2 Leyes y regulaciones específicas en los principales estados

Dentro de Estados Unidos de América existen estados que desde antes de comenzar con la explotación y perforación de yacimientos shale gas/oil, contaban ya con una reglamentación y leyes que se encargaban del manejo y regulación de yacimientos petroleros, estos se adaptaron para cubrir las necesidades de los yacimientos no convencionales, de esta manera se tenía una base para comenzar con el desarrollo como lo fue el estado de Texas, sin embargo existen otros estados que cuentan con potencial de shale gas/oil que no contaban con ningún reglamento o norma a seguir para su desarrollo, aquí es en donde se tuvo que comenzar con la nueva regulación, estados como Idaho y Maryland.

Dentro de los siguientes apartados hablaremos de los principales estados donde se busca una regulación óptima, en donde se tocan los puntos más comunes e importantes.

a) Idaho

En Idaho el desarrollo de yacimientos de gas y aceite incluyendo exploración, perforación y producción es regulada por Idaho State Board of Land Commissioners. Ante esta institución se requiere presentar y solicitar un permiso para llevar a cabo operaciones de fracturamiento, en donde se pide a las empresas encargadas incluir información como los componentes químicos del fluido fracturante y la información geológica de la formación, también se debe entregar el programa de simulación que se llevara a cabo en el yacimiento que incluye:

- 1) Tipos de aditivos químicos.
- 2) El nombre de los componentes químicos.
- 3) El rango o concentración y volumen total para cada aditivo.
- 4) La fórmula del componente químico que se utilizará.

Dentro de la regulación explícitamente se indica la prohibición del uso e inyección de componentes BTEX, que hacen referencia para componentes orgánicos volátiles tales como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, o cualquier destilado de petróleo que exceda y dañe los estándares de calidad del agua.

Aunado a esta información es indispensable proporcionar detalladamente el programa de estimulación designado, que debe contener:

- 1) El rango de presiones que será aplicada en el pozo a estimular.
- 2) La máxima presión de inyección que se espera aplicar.
- 3) La estimación de la resultante horizontal y vertical de la fractura (largo y ancho).

Y finalmente se requiere la presentación de un reporte, donde se indica el tratamiento post-fracturamiento que se llevara a cabo, el cual principalmente debe de contener:

- 1) Las concentraciones en volumen del fluido base de tratamiento.
- 2) El aditivo individual y agentes de sostén en todo el fluido de fracturación.
- 3) Las presiones presentes durante el proceso de fracturación.

b) Kansas

En 1947 el estado de Kansas fue pionero en el método de fracturación hidráulica. A pesar de que la Kansas Corporation Commission (KCC) ha regulado la industria del gas y aceite desde 1930, no es hasta fechas recientes que presentó y aprobó la primera ley relacionada específicamente al proceso de fracturamiento, la cual simplemente dicta que KCC podrá promulgar reglas y regulaciones necesarias para la supervisión de cualquier pozo en donde se lleve a cabo operaciones de fracking. Actualmente sin embargo, KCC no ha creado ni propuesto cualquier tipo de regulación que abarque temas de fracturamiento hidráulico. Las mismas reglas y regulaciones para la conservación de aceite y gas existentes, son aplicadas en pozos con fracturamiento hidráulico. Así Kansas es uno de por lo menos 15 estados que lleva a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico, pero que no tiene una regulación específica que abarque estos temas. La principal acción que realiza KCC es la revisión anual de los métodos de perforación actual, información geológica, revestimiento, y cementación además de los materiales que se utilizan, basándose en esta revisión anual, de ser necesario KCC promulga nuevas leyes y regulaciones que reflejen un cambio para mejorar en los aspectos mencionados.

Debido a que KCC no tiene una regulación específica, empresas como ExxonMobil y Oxy, han hecho de dominio público los componentes y concentraciones que sus fluidos de fracturamiento contienen.

KCC en trabajo conjunto a la Division of Water Resources (DWR) han manejado estándares en cuanto a la calidad del agua potable utilizada en procesos de fracturamiento hidráulico, dando como resultado que no está permitido un porcentaje mayor de 10,000 miligramos por litro de sólidos disueltos. En especial DWR es la encargada de administrar y revisar el agua utilizada en el proceso de fracking, por su parte KCC es la encargada de regular esta misma agua pero en su almacenaje y distribución.

c) Ohio

En Ohio aproximadamente un 80% de nuevos pozos llevan operaciones de fracturamiento. La Division of Oil and Gas Resources Management (DOGGRM) una división de Ohio Department of Natural Resources, es la única autoridad exclusiva encargada de regular los permisos, locaciones, espaciamiento entre pozos, producción y terminación de pozos en Ohio. La DOGGRM promulgo la regulación de aceite y gas que se maneja en Ohio, por otra parte la regulación ambiental tanto del agua y su manejo, como de la contaminación del aire se lleva a cabo en Ohio Environmental Protection Agency.

Antes del 2010 la nueva regulación entro en vigor, en donde la regulación principal a cerca del fracking, eran los requisitos de eliminación de residuos aplicables a los pozos de inyección. Estas reglas indirectamente regulan operaciones de fracking, ya que es necesario tener un permiso de DOGGRM para cualquier operador que quiera inyectar agua salada como parte de una recuperación secundaria y mejorada, en este caso para operaciones de fracturamiento. Este permiso no será otorgado por DOGGRM a menos que esta pueda comprobar y concluir que los mantos freáticos no serán contaminados durante el proceso de inyección.

El código administrativo de Ohio provee lineamientos para pozos de inyección, los cuales incluyen requerimientos específicos de construcción y permisos:

- 1) El revestimiento en superficie no debe contener defectos.
- 2) El revestimiento debe de estar cementado de manera continua y por lo menos 50 ft por debajo de la fuente de agua potable más cercana conocida.
- 3) El pozo será inspeccionado antes de que comience el proceso de inyección.
- 4) Puede existir un permiso especial, si los volúmenes de inyección son muy bajos como para dañar mantos acuíferos.
- 5) Ninguna operación de inyección de agua salada podrá realizarse dentro de un radio de 100 ft donde se ubique una vivienda.

Por ultimo DOGGRM impone requerimientos adicionales para pozos de inyección de agua salada:

- 1) Solo se podrá tener un pozo de inyección aprobado por DOGGRM.
- 2) Solo se podrá inyectar agua salada a determinada presión.
- 3) La presión de inyección, volúmenes, y presión anular deberán ser continuamente monitoreadas
- 4) Deberá presentarse un reporte de las operaciones por lo menos una vez al año ante DOGGRM.

a. Revisiones específicas para operaciones fracking en Ohio

La primera regulación específicamente para fracking se propuso en junio de 2010, en donde se determinó que operaciones de fracking serán consideradas y definidas como “estimulaciones al pozo”, incluyendo operaciones de fracturamiento hidráulico. En general se propuso un plan general de regulación para actividades relacionadas con estimulaciones al pozo. Se determinó que

para cualquier perforación en donde se tenga planeado utilizar el fracturamiento hidráulico, es necesario de la aprobación por escrito de DOGRM, principalmente en zonas donde en sus alrededores se encuentren fuentes de agua potable. Adicionalmente es necesario un tratamiento especial de fabricación y mantenimiento sobre los tanques de almacenamiento, en donde se contenga salmuera o cualquier otro fluido proveniente o que será utilizado dentro del pozo, buscando prevenir cualquier fuga, evitando contaminación. Este proceso en los tanques debe de ser aprobado por la Division of Mineral Resources Management.

En esta misma regulación se indica que dentro de 60 días posteriores a la terminación de un pozo es necesario presentar un reporte con las siguientes características:

- 1) Tipo y volumen de fluido utilizado durante la estimulación del yacimiento.
- 2) Presión de fractura del yacimiento.
- 3) Método utilizado para el tratamiento y almacenamiento del fluido recuperado del pozo durante operaciones de limpieza.
- 4) El rango promedio de presión de inyección.
- 5) El nombre del ingeniero encargado de la estimulación.

La segunda regulación dictaminada fue propuesta en junio de 2012 y promulgada en septiembre de 2012. En donde se regula tener un mayor control en los fluidos y sus componentes utilizados a lo largo de las operaciones de fracturamiento hidráulico, perforación y terminación. Esta información será entregada por parte del operador en el reporte de terminación, en donde deberá de incluir todos los químicos utilizados durante la perforación del pozo, hasta en donde se terminó el revestimiento llegando a superficie.

Una vez se tenga completado el informe de terminación y se comiencen operaciones de fracking es necesario entregar información relacionada con el fluido de fracturamiento, así como sus componentes químicos, incluyendo los utilizados en operaciones de re-fracturamiento.

Estas nuevas leyes también requieren un reporte previo, en donde se discuta la fuente de donde se tomará el agua potable que será utilizada en los procesos de fracturamiento hidráulico y durante cualquier otra operación. Dentro de estas nuevas regulaciones se imponen restricciones en cuanto a la locación de la perforación respecto de la distancia a zonas urbanas. Adicionalmente DOGRM tiene la facultad de imponer especificaciones en el diseño de la zona donde se perforará, así mismo en cuanto a la localidad de los pozos, los cuales no podrán estar en un radio estimado, considerando la posible contaminación de fuentes acuíferas.

Bajo estas nuevas regulaciones se dicta que para pozos horizontales:

- 1) Evaluación y estudio de pozos de agua que se ubiquen dentro de 1,500 ft alrededor del pozo horizontal.
- 2) Inspección de la zona de perforación por parte de DOGRM, antes de que inicien operaciones de producción.
- 3) Un monto mínimo de 5 millones de dólares en caso de cualquier accidente.

- 4) Un trato verbal entre la población, el estado y el operador, donde se indique el mantenimiento y construcción de caminos.

d) Pennsylvania

El órgano encargado de emitir regulaciones en el estado es Pennsylvania office of Oil and Gas Management, el cual es una sección de Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP). Este órgano no fue sino hasta Enero de 2010 que comenzó el debate en cuanto a la regulación necesaria para operaciones de fracking, en busca de la protección de fuentes de agua potable. Las regulaciones discutidas fueron aprobadas y promulgadas hasta febrero de 2011, en donde básicamente se aprobaron requerimientos más drásticos en revestimiento de pozos y que cualquier operador necesariamente reemplazará cualquier fuente de agua contaminada debido a operaciones de fracking.

El operador deberá de asegurar la integridad del pozo, previniendo su mantenimiento y asegurando el medio ambiente. Específicamente el operador deberá prevenir cualquier fuga o filtración de salmueras, fluidos de fracturamiento y cualquier otro fluido contaminante hacia fuentes de agua potable. De la misma manera el operador deberá presentar un plan para el revestimiento y cementación del pozo, describiendo como el pozo será perforado y terminado bajo las nuevas regulaciones buscando su integridad y previniendo la contaminación de fuentes acuíferas.

En dado caso que el operador contamine acuíferos, se tiene contemplado que este mismo deberá de reemplazar esta fuente con el mismo volumen y bajo las normas de sanidad de agua potable que maneje el estado.

En cuanto a operaciones de fracturamiento hidráulico DEP, al igual que en otros estados indica que el operador deberá de presentar el volumen y componentes del fluido fracturante, incluyendo todos los químicos y aditivos utilizados en estas operaciones.

En dado caso que exista una contaminación hacia la población, el operador deberá de tener un plan de contención y médico, donde se dé el correcto tratamiento a las personas dañadas resultantes de la contaminación.

e) Texas

La institución Railroad Commission of Texas (RRC) es la encargada en promulgar y ejercer regulaciones que incluyan yacimientos de gas y aceite, tanto en operaciones de exploración y producción. En conjunto con RRC, trabaja el órgano ambientalista, Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ), es la agencia encargada de la regulación jurídica sobre temas ambientales, que abarcan desechos producidos en los pozos, durante operaciones y durante su producción, así mismo se encarga del tema relacionado con el tratamiento del agua utilizada en cualquier operación.

a. Revisiones específicas para operaciones fracking en Texas

No fue sino hasta junio de 2011 que se promulgo la primera ley que discutía, temas relacionados con operaciones de fracturamiento hidráulico, en la cual se indica a las empresas operadoras como requerimiento, registrar el formato dentro de la comisión Ground Water Protection Council and the Interstate Oil and Gas Compact Comission, en el cual se debe de señalar:

- 1) Los componentes químicos utilizados en el fluido fracturante.
- 2) Nombre de los químicos utilizados.
- 3) Función u objetivo de los químicos.
- 4) Nombre del proveedor.
- 5) La máxima concentración utilizada.
- 6) El volumen de agua utilizada durante el fracking.

Dentro de este reporte los operadores tienen el derecho de guardar cierta información que se maneja como secreta, esto para prevenir el robo intelectual entre operadores en función de la eficiencia del fluido fracturante que manejen, sin embargo como en otros estados donde se tiene esta misma concesión, activistas ambientales y personas interesadas en el tema han hecho reclamaciones para que los operadores no puedan guardar información que pudiera contener contaminantes dañinos para la salud de las personas y contaminación al medio ambiente, por esta razón es que dentro de las nuevas regulaciones se agregó un apartado especial donde se promulga que se tiene un período de dos años como máximo posteriores a la terminación y cementación de un pozo, en el cual mediante estudios determinantes se compruebe el posible daño y contaminación debido a los químicos contenidos en los fluidos utilizados por el operador, éste deberá de hacer público el contenido en su totalidad del fluido fracturante para poder llevar a cabo un estudio, del cual se podrá concluir si es el responsable de la contaminación detectada o de cualquier otro daño del que sea acusado.

Específicamente en el estado de Texas el proceso regulatorio para presentar el reporte consta de tres pasos:

- 1) Las compañías prestadoras de servicios deberán de informar, al operador que las contrate, el nombre y el proveedor de los aditivos utilizados, junto con una breve descripción de la función del aditivo, esto dentro de los 15 días posteriores a la finalización del fracturamiento hidráulico.
- 2) También la compañía deberá de entregar un reporte al operador que incluya un record de todos los componentes químicos utilizados, cumpliendo con las normas establecidas por la regulación del estado.
- 3) Posteriormente el operador deberá de llenar el formato en la página FracFocus.

4.5.2 Reino Unido

Las agencias encargadas de regular el desarrollo de yacimientos no convencionales como shale gas/oil son The Environment Agency and the Health and Safety Executive (HSE). Debido al desarrollo de nuevas tecnologías, que facilitan el desarrollo y producción de yacimientos no convencionales, estos han comenzado a tener un rol importante. Por esta razón es que al trabajar en conjunto estas agencias buscan una regulación óptima que busque el beneficio de todos.

El trabajo en conjunto por ambas agencias es lo que ha facilitado el desarrollo de nuevas leyes y regulaciones, ya que por una parte se cubren las necesidades y requerimientos para el desarrollo de un pozo y por otra parte se abarcan aspectos ambientales, ecológicos, de seguridad, etc. Esto ayuda a que se trabaje de manera paralela y eficiente, facilitando diferentes e importantes aspectos tanto técnicos como de interés social.

a. Regulación en exploración y desarrollo de futuros yacimientos no convencionales

El principal objetivo de la Environment Agency es establecer un plan en el cual se establezca la responsabilidad del operador y sus obligaciones, asegurando y previniendo riesgos ambientales, además de implementar una coordinación entre el operador y la agencia en caso de una contingencia. Este plan incluye diferentes métodos desde auditar al operador, inspeccionar el sitio donde se lleven a cabo operaciones, monitoreo, muestreo de los fluidos y la inspección a detalle del historial del operador y sus procedimientos. La HSE evaluará el diseño del pozo además tendrá que dar seguimiento durante cualquier operación, esto para asegurar la correcta terminación del pozo. La HSE en búsqueda de la prevención de cualquier accidente tiene como obligación realizar las siguientes acciones informativas con los operadores:

- 1) Informar al operador de sus obligaciones y deberes bajo el marco de la legislación actual.
- 2) Llevar a cabo una inspección en operaciones de:
 - a. Cementación
 - b. Fracturamiento hidráulico
 - c. Refracturamiento
 - d. Inyección
 - e. Reflujo

Además de estas acciones la HSE se reserva el derecho de añadir nuevas acciones que sean requeridas debido al desarrollo de nuevas reglas y regulaciones.

b. Roles y responsabilidades

La Environment Agency es la encargada de verificar que se cumplan las regulaciones impuestas y promulgadas por la HSE, por su parte la HSE es la autoridad competente de actualizar y promulgar regulaciones para el desarrollo de yacimientos shale gas/oil.

La Environment Agency es responsable de proteger y mejorar el medio ambiente en Inglaterra bajo el marco normativo ambiental actual, permitiendo regulaciones en este aspecto que incluyen acciones como:

- 1) Manejo del agua.
- 2) Proteger a las comunidades cercanas de contaminantes y químicos.
- 3) Expedir permisos especiales para el uso de productos industriales.
- 4) Gestionar el uso aguas superficiales
- 5) Gestionar la descarga de agua en el subsuelo.
- 6) Manejo de residuos.

4.5.3 Canadá

Dentro de Canadá se tiene contemplado el desarrollo y producción de nuevos yacimientos shale gas/oil, lo cual genera la búsqueda de nuevas regulaciones en este ámbito, pero de manera importante Canadá dedica parte de esta regulación sobre la creación de nuevas tecnologías para el desarrollo de este tipo de yacimientos, algunos ejemplos exitosos:

- 1) La captación de CO₂ para su futuro uso como agente fracturante, lo cual reduce la necesidad de agua para estas operaciones y además una porción de CO₂ queda permanentemente atrapado, reduciendo la contaminación.
- 2) Desarrollo de un nuevo centro de investigación y entrenamiento en Calgary para la creación de nuevas tecnologías y mejorar la tecnología utilizada en los fluidos fracturantes y lechadas de cemento.
- 3) Investigación del uso de agua salada como alternativa al agua potable.
- 4) Tecnologías de terminación y de vanguardia en procesos de múltiples etapas de fracturamiento.
- 5) GasFrac es una compañía ubicada en Calgary, creadora de la tecnología LPG (propano) Frac, es una tecnología que no requiere del uso de ningún tipo de agua para operaciones de fracturamiento.

a. Responsabilidades en la regulación del desarrollo de shale gas/oil

Actualmente las mismas normas y reglas aplicadas en yacimientos convencionales son las mismas utilizadas en yacimientos no convencionales, las cuales incluyen aspectos como perforación, producción, uso del suelo (expropiación), además se incluyen aspectos técnicos que se requieren

de manera obligatoria, como es el revestimientos hasta superficie de un pozo, cementación, protección de mantos freáticos, evaluación de la presión constantemente, todo esto para minimizar riesgos ambientales y a la salud, también incluyen movimientos sísmicos inducidos, también incluye operaciones de fracturamiento hidráulico.

Canadá para el desarrollo de yacimientos no convencionales sigue las siguientes reglas que consideran reglas de oro por su importancia:

- 1) Medir, discutir e involucrar a las personas interesadas (stakeholders) antes del desarrollo del campo.
- 2) Conocer el terreno donde se perforará en búsqueda de minimizar el impacto.
- 3) Aislar los pozos y prevenir o evitar fugas.
- 4) Tratar el agua de manera responsable.
- 5) Eliminar el venteo y la quema de cualquier emisión proveniente del pozo.
- 6) Mejorar continuamente operaciones para reducir el impacto ambiental.

En la constante búsqueda por el mejoramiento en la regulación de yacimientos no convencionales, Canadá publicó en el año 2012 el manual Hydraulic Fracturing Operating Practices, que contiene los principios para una operación de fracturamiento hidráulico, basado en 7 principios básicos:

- 1) Publicación de los aditivos contenidos en el fluido fracturante.
- 2) Evaluación de los riesgos en el manejo de aditivos contaminantes.
- 3) Evaluación y estudio de los mantos freáticos.
- 4) Construcción de pozos y control de calidad.
- 5) Abastecimiento de agua, análisis y reúso.
- 6) Transporte del fluido fracturante, manejo, almacenaje y disposición.
- 7) Anomalías debido a movimientos sísmicos inducidos.

4.5.4 China

En China al ser uno de los principales países que cuentan con un gran volumen de shale gas, prácticamente el 100% de la regulación está destinada en controlar este recurso.

En el caso de China se han dividido responsabilidades entre 7 agencias ministeriales encargadas de regular diferentes aspectos relacionados con el desarrollo de shale gas las cuales son:

- 1) Ministry of Land and Resources:
 - a. Es la encargada de otorgar los derechos mineros, maneja la exploración, las licitaciones necesarias y controla los registros expedidos.
- 2) Ministry of Finance.
- 3) National Development and Reform Commission:

- a. Realiza la estrategia y los planes futuros para la conservación de recursos energéticos y consideraciones para el cambio climático.
- 4) National Energy Administration:
 - a. Es la encargada de desarrollar planes de desarrollo para yacimientos convencionales y no convencionales, además de establecer los estándares en la industria para su supervisión.
- 5) Ministry of Commerce:
 - a. Es la encargada de establecer los precios al gas en base a la economía nacional e internacional.
- 6) Ministry of Science and Technology.
- 7) Ministry of Environment Protection:
 - a. En trabajo conjunto a NDRC emite normas y lineamientos para la protección del medio ambiente durante el desarrollo de yacimientos shale gas. Ejerce poder bajo la ley de protección ambiental, la ley en la evaluación de efectos al medio ambiente, ley sobre el agua, ley para la conservación del agua y los suelos. Puede penalizar operadores por violaciones ambientales.

Cada una cumple un requisito indispensable para cubrir los principales aspectos en los que China basa su regulación, que son tres primordiales:

- 1) Explotación.
- 2) Protección al medio ambiente.
- 3) Comercialización.

a. Principales retos

El desarrollo de yacimientos shale gas enfrenta diferentes retos: desde su complejidad geográfica, disposición de agua, tecnología y escasez de personal, manejo del derecho de propiedad de tierra y recursos minerales, por ultimo dificultades en la comercialización.

b. Factores naturales

Debido a la complejidad geográfica en la que está ubicada China, dentro de las regulaciones deben de incluir aspectos que consideren todas estas características, sobre todo debido a la presencia de fallas y placas tectónicas que constantemente generan movimientos sísmicos. Por otra parte deben de tomar en cuenta la profundidad a la que se debe de perforar para explotar y desarrollar sus campos ya que estos se encuentran en regiones montañosas a una profundidad promedio de 3,000 a 5,000 metros, se han encontrado algunos a una profundidad de 8,000 metros lo que complica su desarrollo.

Otro aspecto a considerar es la escasa presencia de agua potable que pudiera utilizarse durante operaciones de fracturamiento hidráulico, lo que conlleva a una limitación importante para el desarrollo de shale gas, es un punto muy importante dentro de la regulación que se busca.

Capítulo 5 ASPECTOS A CONSIDERAR EN UNA REGULACION DE SHALE GAS/OIL EN MÉXICO

Estamos en presencia de un nuevo concepto en la explotación de hidrocarburos no convencionales que trae cambios profundos o, se trata de una nueva modalidad operativa que implica la adaptación de los métodos que en la actualidad conocemos, para saber si tenemos que cambiar cosas o adaptarlas, se tienen que conocer los aspectos que a continuación se mencionan, todo con el objetivo de tener una óptima regulación de shale gas/oil en México, permitiendo maximizar la producción, con los menores gastos de operación y sin afectar el medio ambiente.

La exploración y explotación de shale gas/oil requieren estudios geológicos y petrofísicos, evaluaciones de impacto ambiental y social, infraestructura, capacidad de ejecución y aplicación de tecnologías nuevas y existentes mediante contratos con compañías especializadas. El costo de extracción depende del tipo de yacimiento y volumen.

5.1 Aspectos técnicos

La explotación convencional implica la perforación vertical y la fractura hidráulica de los yacimientos productores.

En la explotación no convencional, generalmente el pozo se hace horizontal y la fractura hidráulica tiene una extensión y amplitud mucho mayor. El shale gas/oil ha recibido mucha atención por los potenciales impactos negativos que pudiera traer al medio ambiente y a las comunidades involucradas.

Los costos de perforación de shale gas/oil están en función de:

- a) Localización geográfica
- b) Profundidad
- c) Presión
- d) Condiciones del mercado e infraestructura

Características:

- Baja permeabilidad y porosidad de la roca implica
- Bajos niveles de recuperación de hidrocarburos
- Grandes extensiones

Implicaciones:

- Perforación intensiva: 10 a 1 respecto a gas convencional.
- Fracturamiento hidráulico y uso intensivo de apuntalantes.

- Multifracturas: 10 a 20 fracturas por pozo.

A continuación se muestra en la **Tabla 5.1**, las implicaciones técnicas contra el impacto ambiental y social.

Técnicos	Ambientales- Sociales
Espaciamiento 1 pozo x km2	<ul style="list-style-type: none"> •Impacto en eco-sistemas •Contaminación visual
Fracturamiento hidráulico 1 pozo = 15-20 millones lts y 1-4 mil tons apuntalante	<ul style="list-style-type: none"> •Usos alternativos de agua •Contaminación mantos acuíferos •Transporte (500 -700 camiones por pozo)
Inicio de producción post Flow-back	<ul style="list-style-type: none"> •Residuos (100-500 tons. por pozo) •Riesgo de fugas •Contaminación en superficie
Quema y venteo de gas	<ul style="list-style-type: none"> •Impacto visual •Contaminación emisiones de gases

Tabla 5.1 Implicaciones Técnicas vs Ambientales- Sociales

Burro Picachos y Burgos: Con los primeros 5 pozos que ha perforado Pemex en esta área, se ha comprobado la continuación de la formación de shale de Eagle Ford; sabiendo el éxito de EUA en la explotación de la formación Eagle Ford podemos guiarnos en el método usado para próximos proyectos con una formación y características iguales.

Según Pemex, el potencial de recursos de shale oil y gas en la Cuenca Tampico-Misantla es mayor que todo el potencial de hidrocarburos en aguas profundas, se trata principalmente de shale oil (**Figura 5.1**).

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Cuenca	Prod. Acum.	Reservas			Rec. Prosp.	
		1P	2P	3P	Conv.	No Conv.
Sureste	44.3	12.1	18.2	24.4	20.1	
Tampico Misantla	6.4	1.0	7.0	17.7	2.5	30.7
Burgos	2.3	0.4	0.6	0.8	2.9	12.9
Veracruz	0.7	0.2	0.2	0.2	1.6	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	16.0
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.2	0.7	26.6	
Plataf. Yucatán					0.5	
Total	53.7	13.8	26.2	43.8	54.6	60.2

Proyectos de desarrollo y explotación
 Proyectos exploratorios

Figura 5.1 Potencial de recursos de shale oil y gas en la Cuenca Tampico-Misantla (Tomada de Pemex)

El potencial es enorme, en base a experiencia en otros países como EUA y Rusia en la explotación exitosa de shale gas/oil, tenemos que tomarlo como ejemplo y adecuarlo a las necesidades y normatividades que requiere nuestro país.

Para tener éxito se debe planear un plan de trabajo como el que se muestra (Figura 5.2) y llevarlo a cabo con el mínimo de contratiempos, en todo momento del proyecto se tiene que hacer una correcta administración integral.

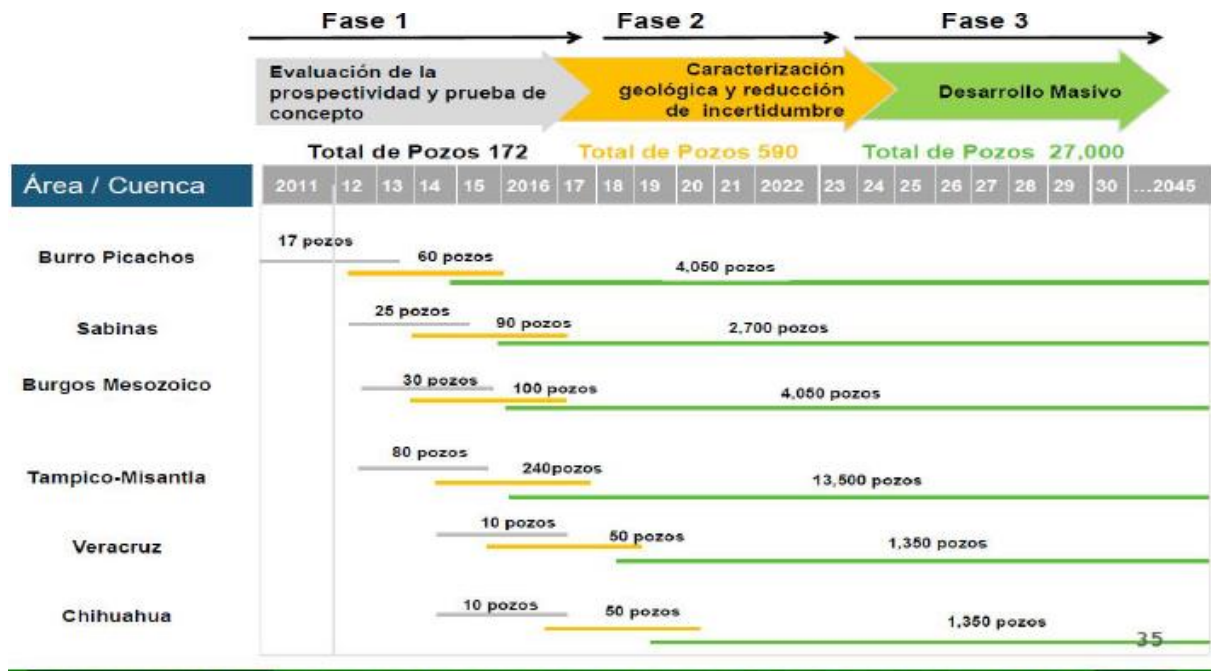


Figura 5.2 Plan de trabajo de Pemex (Tomada de Pemex)

- Plan al 2016: 5 laboratorios de campo y 9,400 km² de sísmica 3D.
- Plan al 2045: haber perforado 27,000 pozos productores.

Hoy por hoy, la explotación de shale gas/oil implica requerimientos complejos (**Tabla 5.2**); en México difícilmente es económicamente viable al precio actual del gas natural, salvo que tenga un alto contenido de líquidos (aceite). Se requeriría construir una industria desde cero con la creación de empresas e instalación de equipos, tecnologías e infraestructura, y desarrollar un mercado de proveedores.

Por el momento, la propuesta de la Secretaría de Energía, también implícita en el Plan de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE) de CFE, es construir gasoductos masivamente para importar el shale gas. El POISE plantea construir 27 mil MW de nuevas centrales eléctricas a base de gas natural de aquí al año 2026, adicionales a los 17 mil MW existentes.

Por ahora, la Secretaría de Energía ha planteado expandir la red de gasoductos del país de 11,542 km a 15,916 km en los próximos cinco años, pero se requeriría un crecimiento mucho mayor de la red de ductos para cubrir la demanda futura esperada (**Tabla 5.3**).

	Convencional	No convencional
	Vertical	Horizontal
Trayectoria del pozo tipo		
Longitud de la perforación (metros)	2 500–3 500	> 4 000
Tiempo en perforación y terminación (días promedio)	165	208
Costo de la perforación (MMDls)	2–5	6–15
Productividad media (MMpcd)	0,6	0,3
No. de pozos para alcanzar una producción de 1 000 MMpcd	1 650	3 300

Tabla 5.2 *Requerimientos Técnicos para Recursos Convencionales y No Convencionales*

Tiempo de recuperación	Producción promedio (Mmpcd)	Inversiones requeridas (millones de dólares)
50 años	5 500	13 500
75 años	3 650	8 960
100 años	2 700	6 720

Tabla 5.3 *Inversiones Estimadas en Exploración y Producción (En millones de dólares)*

Se consideró una recuperación de 100 TCF y costos de 6 dólares/mmBtu

SENER concluye que en un escenario de alta producción de shale gas, México podría tener una balanza comercial positiva de este combustible.

5.1.1 Aspectos específicos

I) Indicadores de calidad del agua en mantos acuíferos

- Definir un estándar de calidad del agua
- Dar seguimiento con mediciones temporales

II) Medición

- Usos de agua por pozo y sus características (apuntalantes, químicos, etc)
- Flow-back, recuperación de líquidos
- Manejo de aguas residuales y sus características
- Producción

III) Ubicación de las perforaciones

- Conocer geográfica y geológicamente la zona
- Selección de áreas a perforar

IV) Perforación de pozos

- Integridad de pozos: diseño, cementación, revestimiento, medidas para contención de derrames y fugas.
- Monitorear fracturas

V) Tratamiento de agua

- Reciclamiento de agua, alternativas existentes
- Almacenamiento de agua
- Manejo de residuos, minimizar uso de aditivos nocivos

VI) Quema y venteo de gas

- Reducir al mínimo la quema y venteo

5.1.2 Opiniones sobre el potencial productivo de la lutita en México

La estrategia de Pemex para desarrollar shale gas/oil tiene como objetivo evaluar el potencial de hidrocarburos de los plays no convencionales en el norte y noreste de México. Para ello ha planteado las actividades siguientes:

- a) Documentar proyectos de inversión regional.
- b) Realizar estudios geológicos y geoquímicos para confirmar los volúmenes de crudo, condensados y gas.
- c) Con base en los resultados obtenidos, perforar pozos exploratorios para probar el concepto y la productividad de los plays y áreas asociadas.

Con estas actividades se definirán las bases para el desarrollo masivo de los proyectos, cuyas fases son las siguientes:

a) Fase 1: Evaluación regional de la prospección e identificación de recursos

- Identificación de plays potenciales
- Jerarquización de cuencas y niveles de lutitas
- Estimación de recursos
- Portafolio de localizaciones exploratorias
- Perforación de pozos piloto
- Prueba del concepto
- Evaluación de pozos piloto

b) Fase 2: Caracterización geológica y reducción de incertidumbre

- Identificación y delimitación de áreas de mayor productividad
- Perforación de pozos de evaluación y delimitación
- Caracterización inicial de yacimientos
- Colección de datos geoquímicos y geomecánicos en pozos
- Diseño eficiente de terminaciones de fracturas múltiples
- Monitoreo de fracturación y rendimiento de la producción de pozos

c) Fase 3: Desarrollo masivo

- Plan de desarrollo
- Diseño de fracturación de pozos para aumentar la producción
- Eficiencia de costos
- Desarrollo sustentable

Es prematuro conocer la estrategia y los beneficios de la explotación de shale gas/oil en México, hasta que no tener resultados de los estudios. Mientras tanto, es importante conocer las características de cada play y estimar la producción inicial por pozo (**Tabla 5.4 y 5.5**).

Provincia	Crudo (mmmb)	Gas húmedo (mmmmmpc)	Gas seco (mmmmmpc)	mmmbpce
1. Tampico-Misantla	30,7	20,7	0	34,8
2. Burgos MZ	0	9,5	44,3	10,8
3. Burro-Picachos	0,6	6,6	11,4	4,2
4. Sabinas	0	0	49	9,8
5. Veracruz	0,6	0	0	0,6
6. Chihuahua			En estudio	
Total	31,9	36,8	104,7	60,5

Tabla 5.4 Jerarquización de áreas

Cuenca/ <i>play</i>	Actividad física, financiera y volumétrica 2012–2016					
	Sísmica 3D Km ²	Pozos (número)	Inversión (mmpesos)	Recursos de crudo a evaluar (mmmb)	Recursos de gas húmedo a evaluar (mmmmpe)	Recursos de gas seco a evaluar (mmmmpe)
Burgos-Sabinas Eagle Ford Agua Nueva	3 500	50	8 285	...	13	32
La Casita-Pimienta	1 750	25	4 359	...	3	73
Tampico-Misantla Agua Nueva	3 600	40	8 327	13	8	...
Pimienta		40	5 764	17	13	...
Veracruz Maltrata	500	10	1 867	1	...	
Chihuahua Ojinaga La Casita	1 000	10	1 873	
Total	10 350	175	30 475	31	37	105

Tabla 5.5 *Plan de actividades*

5.1.3 Regulaciones y otros retos para aumentar la producción

La exploración y explotación de shale gas/oil en México se rige por las leyes, regulaciones y permisos aplicables a la cadena productiva del crudo y gas convencional. Pero será necesario expedir una regulación especializada para diseño, ubicación, espaciamiento, operación y abandono de pozos y protección del medio ambiente (uso de agua, manejo y eliminación de desechos, emisión de gases contaminantes, inyección subterránea, fauna, suelo superficial, salud y seguridad de los trabajadores).

Para la CNH será importante interactuar con reguladores de otros países a fin de controlar y supervisar eficientemente la exploración y explotación de shale gas/oil. Resultará también conveniente impulsar debates sobre el alcance de los contratos con terceros, supervisión social y ambiental local y federal y un debate sobre la carga fiscal de las diversas fases de explotación del recurso.

El régimen fiscal vigente aplica a crudo y gas sobre el valor de la producción total, con las siguientes deducciones para el gas, dado que es del cual se tiene menos incertidumbre hablando de shale gas/oil:

- a) Deducción de 0,50 dólares por cada 1.000 pies cúbicos de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006
- b) Deducción máxima de 2,70 dólares por cada 1.000 pies cúbicos por concepto de costos, gastos e inversiones en gas no asociado extraído.
- c) Deducción del 5% del monto original de la inversión en gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.

Dados los costos de producción del gas convencional y no convencional en México, convendría revisar el régimen fiscal aplicable en su conjunto para dar viabilidad a la expansión de la exploración, extracción, y la construcción de gasoductos, terminales y almacenamiento. Los costos de producción de shale gas son mayores que los de gas convencional (sin considerar extracción de aguas profundas), por lo que la deducción fiscal podría aumentar 50 centavos de dólar al tope de

2,70 dólares/mpc por cada mpc de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006.

México está en buen momento para introducir un gran cambio en la industria del gas natural y consolidarlo como energético básico del desarrollo nacional. Para ello será necesario definir un plan estratégico para incrementar la exploración y producción, considerando la ampliación de del Sistema Nacional de Gasoductos a fin de:

- a) Diversificar la oferta energética.
- b) Cumplir los compromisos internacionales (protocolos ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero).
- c) Desatar el potencial de los recursos convencionales (gas natural) y no-convencionales (shale gas y gas grisú).
- d) Homogeneizar los criterios que hoy contraponen la producción de crudo a la de gas natural.
- e) Construcción de infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de gas natural.
- f) Intensificar el uso de tecnología para aguas profundas, sedimentos clásticos comprimidos y extracción de shale gas.

A manera de resumen, a continuación se presentan tres áreas de reflexión:

a) Confrontar la realidad

- El consumo de gas natural en México seguirá creciendo más rápido que el resto de la demanda de energía en promedio.
- El crecimiento podría ser mayor que el esperado porque el gas natural tiene una amplia gama de aplicaciones.
- México tiene dificultades para reponer sus reservas probadas y producción de gas.
- El país cuenta con suficientes reservas 3P, recursos contingentes y prospectivos convencionales, así como abundantes recursos de gas no convencional.
- La explotación de gas natural libera crudo para exportar y contribuye a cumplir las metas de protección ambiental.
- Muchos proyectos de gas natural son sólo marginalmente rentables.

b) Regulación

- Es indispensable actualizar la norma y los estándares de extracción de shale gas.
- La regulación vigente de crudo y gas aplica para desarrollar el shale gas.
- Debe establecerse una relación de cooperación entre la CNH, las autoridades locales y las agencias reguladoras de shale gas de otros países.

c) Plan estratégico de exploración y producción de gas natural

- Se requiere una nueva orientación para promover proyectos de gas convencional y no convencional.
- Régimen fiscal apropiado al alto potencial productivo del país y a los bajos precios internacionales del gas natural.
- Investigación y tecnología especializada en materia de gas natural.

- Acción inmediata para identificar y producir los recursos prospectivos de shale gas.
- Sinergias de inversiones aguas arriba y aguas abajo en materia de gas natural.
- Evaluación de la organización del sector: contratos, operadores y cargas fiscales.

5.2 Aspectos económicos

5.2.1 Análisis económico

La exploración y explotación de shale gas es una industria en desarrollo. La ciencia, la tecnología y las prácticas comerciales representan retos a los que aún se están adaptando no sólo los operadores, sino sus proveedores y el mercado en general. Por estas razones, es prematuro predecir el futuro desarrollo de la actividad. En esta sección se muestran los aspectos más relevantes del análisis financiero y administrativo del negocio del shale gas/oil.

5.2.1.1 Experiencia y entorno de negocios

Un factor a tomar en cuenta en la evaluación económica de la exploración y explotación de shale gas/oil es la disponibilidad de datos de largo plazo que permitan evaluar el desempeño de los pozos a lo largo del ciclo. La escasez de estos datos se explica por la novedad de la industria. Si bien los trabajos en Barnett y Fayetteville iniciaron en los años ochenta, la mayoría de las explotaciones son más recientes, y sólo 16 empresas han logrado producir volúmenes comerciales (Baylor, 2010).

También debe considerarse el corto tiempo de vida de los pozos. Como ejemplo en Marcellus el descenso es entre un 65% y un 80% el primer año de producción (USDOE, 2012 y 2009).

La recuperación final esperada (EUR) es otro factor de incertidumbre (Duman, 2012). Los contratos especifican volúmenes de producción determinados y fechas de entrega programadas. Cuando el descenso de la producción de un pozo es más rápido que lo esperado, es necesario incorporar más pozos, o aumentar la inversión en estimulación de los pozos en operación, lo cual puede anular los rendimientos esperados. En este ciclo de inversiones y expectativas no cumplidas, los rendimientos pueden llegar a ser negativos.

Esta incertidumbre es independiente de la caída de los ingresos esperados por movimientos de precio del combustible.

5.2.1.2 Costo del terreno y espaciamento

i) Como quedó dicho, el espaciamento adecuado para las explotaciones de shale gas/oil es de 2,6 millones de m² (259 hectáreas o 640 acres).

ii) Para obtener los derechos del terreno es necesario negociar con varios propietarios, cuyas condiciones pueden variar. Pero 259 hectáreas pueden considerarse como unidad con un precio promedio de 8.525 dólares la hectárea.

5.2.1.3 Permisos, derechos y trabajos preoperativos

i) Deben pagarse permisos para perforar y extraer hidrocarburos por un determinado número de años, en ocasiones cinco, con prerrogativa de renovación automática.

ii) El precio del permiso de perforación depende de la longitud del pozo.

iii) En muchos estados de la Unión Americana el operador debe obtener permiso del departamento de protección ambiental y depositar fianzas por abastecimiento de agua, normas de perforación, clausura del pozo una vez abandonado y restitución de las condiciones del terreno. La fianza por pozo es de 2.500 dólares en los estados de la unión americana

iv) También deben costear la construcción de caminos para el transporte de personas y suministros, nivelación del terreno y remoción de escombros, construcción de estanques revestidos para retener los líquidos del fracking, manejo de aguas residuales, construcción de la plataforma de perforación y siembra y mantenimiento de la zona circundante para evitar su erosión. Los costos aproximados de preparación del sitio ascienden a 400.000 dólares.

v) Los precios de permisos, fianza y preparación del sitio suman 405.000 dólares, pero son menores para varias perforaciones desde una sola plataforma.

5.2.1.4 Costos de perforación y terminación

i) Los costos de perforación representan un 40% de los costos totales. El resto corresponde a las actividades de terminación, que incluyen fracturación hidráulica, revestimiento y cementación del pozo.

ii) En algunos casos, los costos de perforación y terminación también incluyen los costos de simulación de las formaciones de shale (lutita). En algunos plays (sistema) nuevos la suma de todos estos costos asciende a 4,5 millones de dólares.

5.2.1.5 Ingresos, deducciones fiscales y flujo de efectivo

Los ingresos de las explotaciones están determinados por el precio del gas/oil a boca de pozo. En las proyecciones de flujo de efectivo se deben incluir las deducciones fiscales aplicables.

- Costos Intangibles de Perforación: comprenden los costos de mano de obra, productos químicos usados en el proceso de terminación, fluidos de perforación y otros usados en la perforación y terminación, cuya recuperación carece de valor.

- Costos Tangibles de Perforación: son los costos recuperables de perforación y terminación e incluyen los pagos por equipos empleados en la perforación y terminación del pozo. Puede aplicarse el principio de depreciación acelerada en un período de siete años según las tasas fiscales.

- Deducciones de hasta un 9,99% por los impuestos mercantiles aplicables a “otros gastos”.

5.2.1.6 La crítica a la viabilidad económica de los proyectos de shale

- i. Los escépticos creen que los productores no están considerando todos los costos. Con frecuencia se argumenta que si se sumaran todos los costos estructurales efectivos (arrendamiento, sismología, operación, estimulación de los pozos, administración y una mínima tasa de descuento de 8%), el precio debería de ser entre 7,5 dólares y 8 dólares por mpc por ejemplo para el gas.
- ii. Para los nuevos desarrollos en arrendamientos existentes, considerando exclusivamente los costos de perforación, terminación y operación, se requieren entre 5 dólares y 6 dólares por mpc para el gas.
- iii. Las reservas se calculan sobre la base de las altas tasas de producción iniciales, las cuales disminuyen rápidamente. No hay datos suficientes para tener una estimación confiable de la productividad de los pozos a lo largo del ciclo.
- iv. Los trabajos de perforación se realizan con dinero de inversionistas y prestamistas, lo cual presiona a dar continuidad a los presupuestos de las empresas.
- v. Con el fin de mostrar rentabilidad, las empresas han recurrido a un complejo sistema de reportes financieros y contables. En lugar de presentar los cálculos estándar de retorno de la inversión (utilidad neta por barril de petróleo equivalente o por mpc de gas producido), presentan un intrincado conjunto de enunciados. A partir de 2008, las coberturas financieras han compensado parte de las pérdidas en producción, mientras el incremento en costos de capital se ha excluido de la contabilidad. Algunos operadores han instrumentado sistemas de pagos variables a deudas adquiridas en efectivo, evitando así contabilizarlas como deuda y, en vez de eso, registrarlas como activos.
- vi. Algunas empresas han tenido que reducir la perforación al nivel mínimo para mantener sus concesiones y asociaciones hasta que los precios vuelvan a elevarse.
- vii. Los grandes productores de shale están reorientando sus operaciones hacia plays ricos en líquidos por su mayor valor de mercado. La lógica financiera es arrendar grandes terrenos para luego vender participaciones minoritarias que permitan recuperar el costo del arrendamiento.
- viii. En el play más antiguo y productivo de los Estados Unidos, el Barnett Shale en Texas, la productividad de los pozos ha disminuido un 44%. Estudios muy difundidos reportan que la tasa de descenso es de un 65% el primer año y un 53% el siguiente, hasta caer gradualmente a 20% anual, más o menos (Berman, 2010). En promedio, los pozos de shale gas rinden más de la mitad de su producción total el primer año de actividades, así que el operador debe seguir perforando para mantener una tasa fija de producción. No obstante, tiende a reportar sólo las tasas altas del flujo inicial, dando una impresión equivocada de su productividad, que podría estar sobreestimada en más del 100%.

5.3 Aspectos ambientales y sociales

5.3.1 Problemática ambiental

5.3.1.1 Subsuelo, perforación y químicos en los fluidos

- i. De acuerdo con informes de institutos de investigación, la lutita de Marcellus se encuentra a temperaturas de 35° C a 51° C y a profundidades y presiones que pueden alcanzar los 6.000 psi. El impacto de la perforación puede alterar las condiciones de las salmueras saturadas y los gases ácidos. Se supondría que las temperaturas altas afectan el comportamiento del cemento, dilatan el desplazamiento de los lodos y disminuyen la circulación. A mayor profundidad, mayor dificultad para cementar los pozos (Husain, 2011). Las inspecciones han identificado revestimientos incorrectos que son riesgos de fugas.
- ii. Se ha afirmado que algunos trabajos de fracturación han provocado pequeños sismos.
- iii. La fracturación hidráulica puede afectar la movilidad de sustancias naturales en el subsuelo como fluidos, gases, elementos traza, materiales radiactivos y materia orgánica.
- iv. Estas sustancias pueden llegar a tierra o a aguas superficiales si las fracturas se extienden más allá de la formación objetivo y alcanza los acuíferos, o si la cementación del pozo falla bajo las presiones de la fracturación hidráulica, además de que se pueden mezclar con el reflujos y llegar así a la superficie.
- v. Los impactos potenciales de la fracturación repetida de un pozo durante su vida útil necesitan mayor estudio. No hay suficiente información sobre sus efectos sobre el revestimiento y la cementación de pozos a corto y largo plazos.
- vi. Hay casos de longitudes de fractura diferentes a las previstas, por lo que es difícil predecir y controlar su ubicación. Debido a esta incertidumbre, se debe considerar la posibilidad de que las fracturas provocadas conduzcan a fracturas naturales o a otras artificiales, creando vías subterráneas de contaminación de agua potable por líquidos o gases.
- vii. La distancia entre pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas debe tener una regulación más estricta.
- viii. Existe el temor de que los fluidos químicos inyectados y su eliminación expongan los pozos de agua de consumo humano local a agentes contaminantes.
- ix. Entre 2005 y 2009, las 14 empresas principales de petróleo y gas usaban más de 2.500 productos de fracturación hidráulica que contenían 750 productos químicos y otros componentes objetables por su contenido de: a) agentes cancerígenos, b) regulados por la Safe Drinking Water Act por sus riesgos a la salud humana y c) contaminantes peligrosos del aire en la Clean Air Act (Waxman, 2011).

5.3.1.2 Tratamiento en superficie

- i. Los cortes de perforación contienen lutita, arena, arcilla y quedan cubiertos por los contaminantes del lodo de perforación y del pozo. En la superficie, los residuos se separan del lodo de perforación, que se almacena para su reutilización, mientras que los residuos se solidifican y se eliminan fuera del sitio.

- ii. Para prever la exposición a derrames superficiales de los fluidos, se deben estudiar a fondo las características del sitio y los compuestos químicos en cuestión.
- iii. Otros posibles impactos están relacionados con el almacenamiento y tratamiento de residuos y lodos de perforación. Un pozo horizontal genera casi el doble de lodo que el de un pozo vertical simple. El manejo de residuos requiere tanques de acero especialmente diseñados.
- iv. Los derrames superficiales del reflujos y de las aguas residuales de fracturación hidráulica pueden ocurrir por fugas de tanques, fallas de embalse o de superficie, derrames, vandalismo, accidentes, incendio o simple manejo incorrecto. Los derrames pueden fluir como agua superficial o infiltrarse al subsuelo y alcanzar agua cercana, con el peligro de alcanzar mantos de agua potable.
- v. Los defectos de diseño, construcción, operación, cierre de pozos y almacenamiento de desechos también pueden provocar emanaciones, fugas y derrames.
- vi. Las instalaciones de tratamiento de agua potable pueden verse afectadas por la descarga de aguas residuales en la superficie.
- vii. Las altas concentraciones de cloruro y bromuro no son los únicos problemas que deben abordarse en relación con las instalaciones de tratamiento de agua potable. Éstas también pueden ser contaminadas por elementos radiactivos naturales traídos a la superficie.

5.3.1.3 Composición de las emisiones atmosféricas

- i. Metano (CH₄). Es liberado por equipos de procesamiento y dispositivos neumáticos.
- ii. Óxidos de nitrógeno (NO_x). Se producen cuando el carbón se quema para proporcionar energía a máquinas, compresores y camiones.
- iii. Compuestos orgánicos volátiles (COV). Sustancias que contienen carbono fácilmente evaporable.
- iv. Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX). Compuestos tóxicos emitidos en bajas cantidades.
- v. Monóxido de carbono. Se produce durante la combustión de hidrocarburos.
- vi. Dióxido de Azufre (SO₂). Se forma de la quema de combustibles fósiles que contienen azufre.
- vii. Partículas de polvo y suelo resultantes de la construcción, el tráfico dentro y fuera de las carreteras y los escapes de vehículos y motores diesel.
- viii. El sulfuro de hidrógeno (H₂S). Existe en las formaciones de gas y de aceite y puede liberarse al quedar expuesto y por la quema incompleta de gas.

5.3.2 Problemática social

5.3.2.1 Permisos

Además de los problemas científicos y tecnológicos propios, la industria del shale gas/oil debe lidiar con las autorizaciones oficiales, como las que a continuación se enlistan:

- i. Multiplicidad de permisos relativos a erosión, cruce de arroyos, aguas pluviales, tomas y distribución de agua, perforación de pozos, mitigación de humedales, gestión de residuos, ocupación, carreteras, zonificación local, uso de suelo y construcción, entre otros.
- ii. La tramitación se hace en una diversidad de agencias públicas, por lo que el proyecto requiere planificar tiempos y coordinar acciones para obtenerlos.
- iii. Mención especial merecen los permisos de impacto ambiental, ya que deben iniciarse con gran anticipación a los trabajos.
- iv. Negociaciones para obtener el usufructo de los terrenos, los derechos de vía y las ocupaciones temporales. Estas negociaciones pueden ser dilatadas.

5.3.2.2 Recomendaciones

Algunos especialistas sugieren que podría surgir una etapa de preferencia de hidrocarburos de shale a nivel global bajo las condiciones siguientes:

- i. Conocimiento y participación
 - Participación de la comunidad, residentes y propietarios de tierra desde el inicio.
 - Establecer las bases de los indicadores ambientales clave.
 - Medir y publicar la información operativa de uso del agua en la industria del shale gas.
 - Adjudicar los costos de las responsabilidades sociales y ambientales.
- ii. Elección del sitio de la perforación
 - Escoger sitios por su mínimo impacto en las comunidades locales.
 - Estudiar la geología del área antes de elegir el sitio de perforación y fracturación.
 - Monitorear que la fracturación se limite a las formaciones productoras.
- iii. Aislamiento de pozos y reducción de fugas
 - Implementar reglas para el diseño, construcción, cementación e integridad de los pozos.
 - Establecer la profundidad mínima de la fracturación hidráulica.
 - Prevenir derrames superficiales y fugas de los pozos.
- iv. Tratamiento responsable del agua
 - Minimizar el uso de agua fresca mediante eficiencia y reciclaje
 - Almacenar y manejar el agua desechada con seguridad.
- v. Eliminación del venteo, minimización de quema y otras emisiones
 - Establecer cero emisiones por venteo y un mínimo de quema durante la producción.
 - Minimizar la contaminación del aire por vehículos, máquinas perforadoras y compresoras.
- vi. Economías de escala
 - Alcanzar economías de escala en coordinación con el desarrollo de la infraestructura local.
 - Prever los efectos acumulados de perforación, producción y actividades relacionadas.
- vii. Asegurar un alto nivel de desempeño ambiental
 - Buscar concordancias entre la producción de gas y la política energética nacional a fin de obtener apoyo político para establecer regímenes regulatorios confiables.
 - Encontrar un balance apropiado entre la regulación prescriptiva y la regulación por resultados para garantizar altos estándares operativos de la industria.
 - Demostrar progreso en la prevención y reducción del impacto ambiental y asegurar que los dispositivos de respuesta a emergencias sean eficaces y suficientes.

5.4 Aspectos legales

Pemex dice que está evaluando a 90 compañías, considerando sus competencias y su experiencia, para saber cuáles se adaptan mejor a su modelo de laboratorios de campo. Elegirá a 5 compañías compatibles con ese modelo.

Se tendría que definir un marco legal y regulatorio, así como un régimen fiscal específico, para el shale gas/oil, que definiría, entre otras cosas, el papel del sector privado en su explotación.

Se requiere elaborar una regulación específica y estricta de las explotaciones de shale gas/oil, tarea que corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en consulta con otras autoridades, sobre todo las de Medio Ambiente y Energía. La elaboración de esa regulación aún se encuentra en una fase inicial. Habría que formular también diversas regulaciones locales.

Para elaborar una regulación específica y estricta se debe tomar en cuenta lo que ya se maneja en la actualidad en el sector de hidrocarburos y que a continuación se menciona.

5.4.1 Sector hidrocarburos

5.4.1.1 Marco Legal e Institucional

La Constitución Política reserva para la nación o el Estado la propiedad y dominio directo de los recursos del subsuelo del territorio nacional. La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley del Petróleo) establece que sólo la nación puede llevar a cabo la exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta de primera mano de los hidrocarburos nacionales y de los petroquímicos básicos.

Pemex se instituye como monopolio estatal verticalmente integrado. La ley le impide hacer contratos de riesgo, convenir el pago en especie y compartir la producción, ventas o utilidades de los hidrocarburos. Pero el poder monopólico de Pemex cesa con la venta de sus productos al mercado. A partir de ese momento los particulares pueden comerciar los derivados con limitantes a la participación extranjera.

La exploración, producción, procesamiento y primera venta de gas natural y petroquímicos básicos son exclusivos de Pemex. Sin embargo, la Ley del Petróleo se ha modificado para permitir que las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural sean realizadas por empresas privadas nacionales. Las actividades permitidas a los privados en materia de gas natural y gas grisú están reguladas por los permisos de la CRE y comprenden:

- i. Transporte.
- ii. Almacenamiento en cavernas, salinas y campos marginales.
- iii. Licuefacción y regasificación.
- iv. Distribución.
- v. Comercialización.

- vi. Distribución de gas carburante en estaciones de servicio.
- vii. Prestación de servicios a lo largo de la cadena productiva de Pemex.

Pemex también tiene la exclusividad de la producción y primera venta de gas licuado de petróleo (GLP). Su venta al menudeo y para transporte público tiene cláusula de exclusión de extranjeros, pero éstos pueden tener derechos económicos y corporativos en sociedades dedicadas al transporte y la distribución de GLP. La inversión privada es permitida en las siguientes actividades:

- i. Transporte.
- ii. Almacenamiento.
- iii. Distribución local.
- iv. Estaciones de gas carburante.

La refinación de hidrocarburos en territorio nacional es también exclusiva de Pemex, quien realiza la primera venta de gasolinas y diesel a expendedores minoristas y privados. Como quedó dicho, la venta al menudeo no está reservada a Pemex, únicamente a los mexicanos.

5.4.1.2 Modificaciones institucionales

- i. SENER (Secretaría de Energía): recibe autoridad regulatoria; obtiene mayor poder para realizar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos y para expedir normas técnicas.
- ii. CRE (Comisión Reguladora de Energía): A sus facultades se agrega la regulación de las ventas de primera mano, transporte por ductos almacenamiento y distribución de petroquímicos básicos y transporte de combustóleo y biocombustibles en pipa (este último caso no está incluido en la regulación de las ventas de primera mano).
- iii. Consejo de Administración de Pemex: mayor número de miembros, mayores facultades y mayor autonomía respecto del Poder Ejecutivo; mayor independencia de decisiones administrativas, de presupuesto, deuda e inversión; flexibilidad para establecer subsidiarias, filiales y coinversiones.
- iv. Pemex como empresa paraestatal: mayor flexibilidad para realizar adquisiciones, contratar terceros, manejar deuda, cogenerar electricidad en sus instalaciones y trabajar con empresas extranjeras en yacimientos transfronterizos. La adjudicación de contratos de obras y servicios para refinación, exploración y producción debe realizarse mediante licitación pública, con excepciones de invitación restringida a tres participantes y de adjudicación directa. Pemex puede negociar precios, realizar contratos multianuales con ajuste de precios en caso de mejoras tecnológicas y otros renglones. Puede también establecer fórmulas de pago por la pronta ejecución de obras y servicios o por beneficios de tecnología nueva o mejorada y utilidades inesperadas por eficiencia atribuida al contratista.

5.4.1.3 Leyes modificadas o adoptadas por la reforma energética de 2008

El 28 de octubre de 2008 el Congreso de la Unión aprobó los decretos que reforman y adicionan diversas disposiciones legales y expidió nuevas leyes para la industria energética nacional. El 28 de noviembre de 2008 el Diario Oficial de la Federación publicó los siete decretos:

- Ley de Petróleos Mexicanos

- Adición al artículo 3° de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales.
- Adición al artículo 1° de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- Adición al artículo 1° de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- Reformas y adiciones al Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
- Reformas y adiciones a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

- i. Modificaciones relevantes a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del petróleo

- No podrá cederse la propiedad de los hidrocarburos, ni suscribir contratos de producción compartida u otro que comprometa porcentajes de producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos o sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.
- Pemex incorporará en la Estrategia Nacional de Energía la orientación de su participación en el mercado mundial de acuerdo con los intereses nacionales.
- Los yacimientos transfronterizos son los que se encuentran en la jurisdicción nacional y se extienden fuera de ella, así como aquellos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países, de acuerdo con los tratados firmados por México o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de las Naciones Unidas.
- Los yacimientos transfronterizos podrán ser explotados en los términos de los tratados internacionales firmados por México.
- No se acepta la jurisdicción extranjera en controversias por contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional.
- SENER, CNH y CRE expedirán las disposiciones administrativas y normas generales sobre las actividades contempladas en esta ley.
- Enumera las obligaciones de Pemex en las actividades de la industria petrolera y ventas de primera mano.
- Especifica las obligaciones y sanciones a los permisionarios y a quienes vendan directamente al público gasolina y líquidos de la refinación.
- Cuando alguna obra presente un riesgo alto para las personas o sus bienes, SENER, CNH y CRE podrán ordenar medidas de seguridad, desde suspender trabajos hasta ordenar el desmantelamiento de las instalaciones.

- ii. Modificaciones relevantes a la Ley de Petróleos Mexicanos

- El Consejo de Administración de Pemex incorpora cuatro consejeros profesionales designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado.

- Se crean los comités de Remuneraciones, Auditoría y Evaluación de Desempeño, Estrategia e Inversiones, Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, Transparencia y Rendición de Cuentas y Desarrollo e Innovación Tecnológica.
- Se crean comités de toma de decisiones de la operación de Pemex con participación de los consejeros. Se crea la figura de Comisario con funciones de vigilancia y fiscalización.
- Se otorga al Consejo de Administración la facultad de proponer la creación de subsidiarias.
- Se otorgan atribuciones al Consejo de Administración en materia de deuda, presupuesto y adquisiciones, arrendamientos y servicios, con responsabilidades específicas.
- Da facilidades administrativas y de gestión a Pemex para manejar su deuda y autonomía para emitir bonos ciudadanos que estipulen un rendimiento asociado al desempeño económico de la entidad.
- Pemex podrá contratar financiamiento sin autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- Pemex tendrá un régimen presupuestario propio a fin de disponer de sus propios excedentes y aprobar adecuaciones al presupuesto.
- En la celebración de contratos, Pemex podrá pactar un porcentaje de sus productos, ventas o utilidades. La remuneración debe estar en función del valor que el contratista le añada al proyecto sin compartir los hidrocarburos ni perder control ni exclusividad de los mismos.
- Establece la obligación de Pemex de instrumentar un esquema para proveer a la industria de fertilizantes y a los distribuidores de amoníaco de uso agrícola un suministro estable y contratos de largo plazo con precios fijos de los insumos.
- Obliga a Pemex a rendir informes al Congreso de la Unión y a enviar a la SHCP informes anuales de deuda y de la situación operativa, programática y financiera de la empresa.

iii. Modificaciones relevantes a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía

- Amplía las actividades reguladas para disminuir el riesgo de distorsiones de los precios relativos y en la selección de los medios de transporte y almacenamiento de gas natural.
- El informe del Presidente de la Comisión debe incluir un listado de los permisos otorgados y no otorgados en el año y el fundamento de las decisiones adoptadas.
- Los nombramientos de los comisionados son escalonados para garantizar la continuidad e independencia de la CRE.

iv. Aspectos relevantes de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

- Regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovable y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- Establece la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.
- Busca que los mecanismos de generación de electricidad se desarrollen acordes con la realidad social y ambiental del país, determinando las modalidades de participación pública y privada, así como los instrumentos que regularán el financiamiento para lograr el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.
- Detalla los mecanismos de pago de las contraprestaciones para los generadores de electricidad a partir de fuentes renovables.

- Delinea la estrategia nacional de transición energética y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y tecnologías limpias.
- Establece el catálogo de fuentes renovables: viento, radiación solar, movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, mareas, geotermia y bioenergía.
- SENER coordina y aplica el programa para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Consejo Consultivo para las Energías Renovables.
- También establece la constitución y los principios del fondo para la transición energética.

v. Modificaciones relevantes a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)

- La reforma al artículo 33 de la LOAPF otorga facultades a SENER para conducir la política energética e implementar acciones de supervisión de su cumplimiento, dando prioridad a la seguridad, la diversificación energética, el ahorro de energía y la protección del ambiente.
- Especifica las atribuciones de SENER en materia de planeación energética a mediano y largo plazo según principios de soberanía, seguridad energética, mejoramiento de la productividad, restitución de reservas de hidrocarburos, reducción progresiva de impactos ambientales, mayor participación de energías renovables, ahorro de energía, mayor eficiencia en producción y uso y apoyo a la investigación y al desarrollo tecnológico.
- Instruye a SENER para establecer el Consejo Nacional de Energía y expedir las reglas para su funcionamiento.
- Faculta a SENER para otorgar, rechazar o cancelar asignaciones de exploración y explotación de hidrocarburos según los dictámenes técnicos de la CNH.
- Se le atribuye la facultad de promover el uso de fuentes de energía alternativa a los hidrocarburos.
- Con base en información de la CNH, SENER deberá registrar y dar a conocer las reservas de hidrocarburos.
- SENER podrá ordenar visitas de inspección a las instalaciones de los órganos, organismos y empresas que realicen cualquiera de las actividades reguladas por la Ley del Petróleo.

vi. Estipulaciones principales de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

- Se propone la creación de un órgano regulador en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, como órgano desconcentrado de la SENER, que aporte elementos técnicos para diseñar la política de hidrocarburos, establecer disposiciones técnicas aplicables a su exploración y explotación, autorizar proyectos en la materia y establecer un Registro Petrolero.
- Su objeto es regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos.
- La CNH procurará que los proyectos de exploración y extracción maximicen la recuperación de crudo y gas natural, repongan las reservas, usen la tecnología más adecuada, protejan el medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales y cuiden las condiciones de seguridad industrial.
- La CNH establecerá las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y explotación de hidrocarburos y verificará su cumplimiento.
- Dictaminará y autorizará los proyectos y establecerá mecanismos de evaluación de su eficiencia operativa.

- Recabará, administrará, analizará y mantendrá actualizada la información relativa a producción, información geológica y geofísica y otros indicadores de crudo y gas natural, además de realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas.
- Supervisará, verificará, vigilará y en su caso certificará el cumplimiento de sus disposiciones.
- Realizará las visitas de inspección solicitadas por SENER, entregándole el informe correspondiente.
- Emitirá su opinión sobre el otorgamiento o cancelación de asignación de áreas para exploración y extracción a que se refiere el artículo 5 de la Ley del Petróleo.
- Expedirá las normas oficiales del ámbito de su competencia.
- Establecerá un Registro Petrolero de sus resoluciones, acuerdos, dictámenes, disposiciones, normas, convenios, contratos, actos jurídicos, decretos de ocupación provisional, de ocupación definitiva o de expropiación, asignaciones de áreas para efectos del artículo 5 de la Ley del Petróleo y los decretos presidenciales que establezcan zonas de reservas petroleras.

vii. Estipulaciones principales de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

- Permite instrumentar acciones en materia de energía sustentable, entendida como uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades de su explotación, producción, transformación, distribución y consumo.
- Se prevé el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que contendrá estrategias para promover la aplicación de tecnología y uso de equipos, aparatos y vehículos eficientes.
- Se prevé la creación de un órgano técnico desconcentrado de SENER que promoverá la eficiencia energética. De igual manera se prevé la creación del Subsistema Nacional de Información sobre el Aprovechamiento de la Energía.
- La ley sienta las bases para que particulares y consumidores realicen certificación de procesos y cuenten con información de consumo energético de aparatos y equipos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Hablando de shale, se trata de negocios que se administran de manera distinta a las explotaciones convencionales de gas y petróleo. Aquí el manejo de recursos requiere de mayor coordinación debido a la baja tasa de recuperación de hidrocarburos, de la rapidez con la que se llega al pico de producción y a las fuertes caídas casi inmediatas en la extracción. Dadas estas particularidades es necesario perforar cientos de pozos simplemente para caracterizar el área con recursos potenciales y saber si puede generar los volúmenes y las utilidades que justifiquen una explotación masiva con miles de pozos. El éxito de la perforación también es variable, por lo que a las explotaciones de shale se les conoce como plays estadísticos, es decir, áreas de miles de hectáreas en donde el promedio de éxitos en el número de pozos perforados es el que justifica el negocio.

Nos preguntamos ¿Por qué hay que aprovecharlo?; la respuesta es que a futuro es el fin de los hidrocarburos fáciles. La nueva revolución energética ha puesto fin a los hidrocarburos de fácil acceso; la carrera actual no es por el control geográfico sino por el desarrollo de tecnologías más eficientes y capital humano calificado.



Conceptualmente los trabajos para yacimientos shale son similares pero se administran de forma diferente a los yacimientos convencionales.

- Consideramos que los riesgos ambientales derivados de la explotación de reservas shale no difieren sustancialmente de los generados por la convencional.
- Es fundamental, al igual que en la convencional el adecuado manejo de dichos riesgos respetando las reglas y las normatividades en vigor.

- Dejarse llevar por temores ambientales infundados o sobrereactuar la protección con nuevos requerimientos, solo desalentará las inversiones necesarias para el desarrollo.
- El gas obtenido de reservas shale representa una transición atractiva y de baja emisión de carbono en el camino hacia fuentes de energía renovables.
- Las inversiones en shale generarán nuevos puestos de trabajo.
- Estos beneficios tienen como contracara el efectivo manejo de los riesgos medioambientales, estos riesgos son los mismos que se presentan en los recursos convencionales, haciendo bien el proceso de explotación de shale gas/oil se reduce al mínimo el impacto que se tendría al medio ambiente.
- Las locaciones tienen que encabezar este desarrollo apoyando y aplicando con criterio las reglas existentes y modificando las que haga falta a fin de compatibilizar los plazos existentes con los que requiere este desafío tanto en la participación de los inversores como en lo ambiental.
- Ya existen muchas leyes que cuidan al medio ambiente durante el proceso de explotación de recursos convencionales, necesitamos nuevas o modificarlas para que apliquen también al los recursos no convencionales.

El surgimiento del shale en los Estados Unidos ha venido acompañado de un debate creciente sobre las repercusiones ambientales que resultan de la explotación de este tipo de recursos.

Principalmente se trata de los altos volúmenes de agua que se requieren para los fracturamientos de la lutita, de la inyección de químicos para facilitar la fracturación y la migración del gas hacia el pozo, de las arenas finas que se agregan para mantener abiertas las fracturas, del riesgo de contaminación de los mantos freáticos, del riesgo de migración del gas hacia la superficie, de las fugas y emisiones de metano a la atmósfera, de algunos micro-sismos adjudicados a la explotación de la lutita y del daño a la superficie causado por los movimientos de máquinas, equipos e insumos, por nombrar algunos. La regulación ha ido avanzando poco a poco como respuesta a las quejas de la población. En algunos lugares se ha llegado a la prohibición de este tipo de explotaciones, mientras que en otros los negocios han florecido al punto de crear un gran crecimiento económico acompañado de empleos y progreso social. Las empresas tratan de avanzar con tecnologías de bajo impacto ambiental a la vez de mejorar la productividad. En el proceso muchas empresas especializadas en el shale gas han ido surgiendo, en tanto que otras se han visto endeudadas al grado de tener que desaparecer. En esta ebullición de negocios se han multiplicado los actores económicos, los conocimientos, las tecnologías, las regulaciones y las protestas, todas ello mientras el negocio del shale sigue en crecimiento.

Muchos países, entre ellos México, siguen de cerca este fenómeno que ha permitido a los Estados Unidos contar con un combustible abundante de bajo costo. Los estudios internacionales muestran que existen muchos otros países con amplio potencial de recursos shale en sus territorios. Sin embargo, pareciera o bien que la geología, o que el entorno de negocios de los Estados Unidos presentan características únicas para alcanzar resultados rentables. Por ello, es prematuro predecir que el shale gas será la fuente de un combustible barato y abundante para el

desarrollo internacional. Será necesario que cada país encuentre la fórmula de explotación, negocios y respeto al medio ambiente que haga viable su explotación de shale.

Mientras tanto, en el caso de los Estados Unidos el shale representa una revolución energética que ayudará no sólo a alcanzar la autosuficiencia en gas y crudo, sino que podrán convertirse en productos de exportación. De suceder esto, la transformación de los Estados Unidos de importador a exportador tendrá repercusiones en los balances energéticos internacionales y el comercio de estos productos. Desde esa perspectiva puede entonces decirse que el shale se está convirtiendo en una revolución silenciosa en los mercados de energéticos.

Más allá del posible éxito del shale aparecen algunos cuestionamientos que deberán resolverse para asegurar la sustentabilidad de estos recursos:

1. Escasez de datos disponibles de largo plazo

Esta revolución es reciente, por lo que las bases estadísticas, particularmente en cada provincia productora, conlleva mucha incertidumbre acerca de su potencial de explotación y perspectiva económica en los proyectos. Pocas de estas regiones han tenido un historial lo suficientemente largo como para postular conclusiones sobre los procesos de exploración. La periodicidad de picos y declives de su producción requiere la perforación de miles de pozos, analizar las causas de la caída en la producción y verificar las zonas de mayor potencial productivo dentro de un play. Debido a los pocos años de producción de hidrocarburos a partir de la lutita no ha sido posible llevar a cabo una revisión de su desempeño a lo largo de un ciclo de vida.

2. Revolución energética en los Estados Unidos

Por el momento sólo los Estados Unidos ha logrado participar de manera sustancial en esta revolución. La figura del shale en Norteamérica se ha establecido, en cuanto a su base geológica, como reserva producible, por lo que se estima que un alto volumen de recursos es aprovechable. Es de resaltar que la dinámica de la producción de shale en ese país se apoya en décadas de desarrollo y competencia de las industrias del gas y del petróleo, por lo cual hoy cuentan con numerosas empresas proveedoras de bienes y servicios para la exploración y explotación de la lutita. Adicionalmente, las leyes sobre la propiedad de la tierra y del subsuelo en esa región, la capacidad e infraestructura de transporte y la multiplicidad de mercados en su economía, han sido elementos facilitadores para su desarrollo. A pesar de ello, la caída del precio por debajo de los cinco dólares por millón de Btu, ha causado una disminución en el interés por el shale gas, y las inversiones se han re direccionado hacia los condensados o al shale oil.

La evidencia muestra que el shale tomó por sorpresa a los Estados Unidos en cuanto a la regulación que se requiere. Recientemente se han expresado críticas sobre el impacto que su explotación tiene sobre el medio ambiente y sobre las actividades de las comunidades locales, además de las dudas sobre los efectos que las técnicas de producción pudieran tener sobre la hidrología local, el agua potable, filtraciones a mantos freáticos o pozos de agua. Es necesaria una regulación que haga frente a estos impactos sin que se incrementen los costos.

3. Impacto en el mercado mexicano

En el caso particular de México, diversos estudios indican la existencia de varios plays que en mucho superan las reservas actuales. Existen estimaciones hechas por Pemex que indican la presencia de volúmenes de shale gas similares al total de reservas 3P de gas natural convencional, y otras estimaciones hechas por analistas extranjeros que consideran que los recursos de shale gas podría ser cinco o seis veces superiores a las reservas 3P de gas natural en el país. Sin embargo, esas estimaciones son sólo eso, ya que a la fecha en México se han perforado pocos pozos exploratorios en formaciones de shale, por lo que se carece de información suficiente para hablar de un programa de producción. En donde existe suficiente información basada en la experiencia de los Estados Unidos es en la zona colindante con Eagle Forth en Texas. La continuidad geológica, la viabilidad de iniciar por campos con altos contenidos de aceite y condensados, además de poder contar con la experiencia de empresas que tienen ya amplia experiencia en la exploración y producción de shale, darían viabilidad económica a los primeros casos de explotación comercial.

Sin embargo, antes de eso será necesario mejorar el marco legal y regulatorio de ese tipo de explotaciones, ya que hasta ahora el propio Pemex ha evitado dirigir inversiones sustantivas a este tipo de proyectos, pues obtienen mejores rendimientos en los proyectos convencionales de crudo.

México tendrá que reaccionar rápidamente antes de que la productividad de los Estados Unidos nulifique sus esfuerzos por insertarse en esta nueva ola de progreso económico. De hecho, los proyectos para importar gas de los Estados Unidos están creciendo a gran velocidad con cuantiosas inversiones. El reto para propiciar el desarrollo de la exploración y producción de shale gas en México será grande ya que los sistemas jurídicos y comerciales son fundamentalmente distintos a los de EUA. Además, México deberá contemplar que la producción de gas y aceite de lutitas deberá realizarse en Estados más alejados de la región fronteriza, con mayor densidad de población y distintas tradiciones sociales y laborales. Por lo anterior, es impredecible el cuándo podrá contar México con una producción sustantiva de gas/aceite de lutita, a pesar de que ya existe voluntad política para iniciar este largo proceso.

4. Paradoja de shale gas/oil en México

Una gran paradoja a la que se enfrenta México se refiere a cuánto tiempo requerirá para contar con la infraestructura necesaria que justifique el desarrollo de los distintos plays de lutita que hay en el país. Este cuestionamiento es difícil de responder hasta en tanto no se concluya el proceso de reforma energética que permita el desarrollo de empresas especializadas en la exploración, producción y comercialización de shale gas/oil.

En cuanto al marco regulatorio para la exploración y explotación de shale gas/oil, pueden inicialmente aplicarse las leyes, regulaciones y permisos que ya existen en México para la cadena productiva del aceite y gas convencionales. A pesar de lo anterior, será necesario expedir regulación especializada para administrar los nuevos pozos: diseño, ubicación, espaciamiento, uso de recursos, operación y abandono.

5. La clave está en la regulación

La explotación del shale gas, como cualquier otra industria de transformación, conlleva un riesgo. Sin embargo, dadas las ventajas de su explotación, el debate debería estar en cómo crear un marco regulatorio adecuado y no en cómo prohibir estas actividades. Para poder aprovechar los beneficios de esta fuente barata de energía sin incurrir en consecuencias significativas, los riesgos del fraccionamiento hidráulico deben ser manejados con responsabilidad, lo cual no puede hacerse sin una regulación nacional.

Para atender las preocupaciones de la ciudadanía, y garantizar la protección del medio ambiente y salud de la población, la regulación en México deberá establecer desde el inicio reglas muy claras. Es necesario hacer efectivas las normas de seguridad y calidad que eviten la contaminación de acuíferos y del entorno. Así como asegurarse que la actividad haga un uso racional del agua, a través de regulaciones o la creación de un mercado de agua para la industria.

Nuestro país puede aprender de las inconsistencias y del rezago en la regulación de esta actividad en Estados Unidos. También debe buscar no repetir las experiencias previas en las que Pemex y los reguladores del sector energético mexicano han sido inconstantes en cumplir y hacer cumplir la normatividad ambiental. Esto garantizaría un aprovechamiento sostenible y responsable de la riqueza de nuestro subsuelo que se traduciría en mayores beneficios para la economía.

BIBLIOGRAFÍA

1. Correa Peña Daniel Enrique y Salazar Mérida José Eber. Tesis Evaluación de los Parámetros: Madurez Térmica (MT) y Contenido Orgánico Total (COT) para la Caracterización Estática de Yacimientos de Lutitas Gasíferas.
2. Javier H. Estrada. Desarrollo del Gas Lutita (SHALE GAS) y su Impacto en el Mercado Energético de México: Reflexiones para Centroamérica.
3. Oilfield Review. Artículo. Revolución del Gas de Lutitas.
4. Luz Mayret Uribe Flores y Ricardo Pimentel Medina. Tesis Multi-Fracturamiento de Pozos No Convencionales de Aceite en Lutitas.
5. U.S. Energy Information Administration.
6. U.S. Department of Energy.
7. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
8. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
9. U.S. Energy Information Administration, World Shale Gas/Oil Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011, Washington, DC.
10. U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources.
11. Attachment B. Estimates of U.S. Shale Gas and Shale Oil Resources Extracted from Advanced Resources International's Proprietary Shale Resource Data Base.
12. Attachment C. Size of Assessed Shale Gas and Shale Oil Resources, at Basin and Formation Levels.
13. An Overview of Canada's Natural Gas Resources. Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG).
14. Hydrocarbon and By-Product Reserves in British Columbia. BC Oil and Gas Commission.
15. National Energy Board Canada, Energy Briefing Note. Tight Oil Developments in the Western Canadian Sedimentary Basin.

16. Perez Cruz, G.A. Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico. Ph. D. thesis, Rice University.
17. PEMEX, Form 6-K, U.S. Securities and Exchange Commission.
18. PEMEX, Investor Presentation.
19. Escalera Alcocer, J.A. Potencial de Recursos no Convencionales Asociado a Plays de Aceite y Gas de Lutitas en México. ExpoForum PEMEX.
20. Estrada, J. Gas de Lutita en México: Planes, Potencial y Regulaciones. Analítica Energética, S.P.
21. Shale Gas España. Plataforma Española sobre la Exploración y Desarrollo del Shale Gas.
22. <http://www.shalegasespana.es/es/index.php/recursos/medio-ambiente/la-fracturacion-hidraulica>
23. Farhid Manuel Elisea Guerrero. Tesis Respuesta de Registros Geofísicos de Pozos en Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales.
24. Orquídea Gemimá Barrera Vázquez. Tesis Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México.
25. Raquel Chávez Arteaga. Tesis Evaluación de Potencial y Desarrollo de Campos de Gas en Lutitas en la Cuenca de Burgos.
26. Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas. CNH. Seminario de Gas de Lutitas y Arenas Compactas. Aspectos Tecnológicos de la Explotación de Gas de Lutitas.
27. 3Legs Resources Group. Artículo. An introduction to shale gas.
28. CSUR (Sociedad Canadiense de Recursos No Convencionales). Taller Tecnológico del Gobierno de Alberta. Recursos no Convencionales Oportunidades y Desafíos que crean Tecnologías.
29. Green Peace. Informe sobre el Impacto Ambiental y Socioeconómico del Gas Shale. ¡Chale con el shale gas!
30. Christopher S. Kulander. Shale Oil and Gas State Regulatory Issues and Trends.

31. Responsible Shale Development, Enhancing the Knowledge Base on Shale Oil and Gas in Canada. Energy and Mines Minister's Conference Yellowknife, Northwest Territories, August 2013.
32. HSE. Environment Agency. The Environment Agency and the Health and Safety Executive. Working together to regulate Unconventional Oil and Gas Developments, November 2012.
33. Baker & McKenzie. Shale Gas – Environmental Law and Regulation. Drawing the new Regulatory Map. SG-ELR November 2012.
34. www.bakermckenzie.com
35. Nathan Richardson, Madeline Gottlieb, Alan Krupnick and Hannah Wiseman. The State of State Shale Gas Regulation: Appendices, June 2013.
36. www.pwc.co.uk Shale Oil: The next Energy revolution, February 2013.
37. Hernán F. Pacheco. EnerDossier. Yacimientos Shale, recuperación e impacto ambiental.
38. Ella Chou. Shale Gas in China, Development and Challenges.
39. Dr. Arturo Pera y Dr. Hugo A. Cabral. Desafíos Normativos que Presenta la Nueva Modalidad Operativa (shale).
40. David Shields. Shale gas. The Green Expo, PowerMex. World Trade Center, Ciudad de México, 25 de septiembre de 2012.
41. Arthur, Daniel y otros. "Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region".
42. Baylor, Brandon (2010), "Marcellus Shale Decline Analysis", Paul Fulton Scholarship Paper, Marietta College, Ohio.
43. www.marieta.edu
44. Duman, Ryan (2012). Tesis. Universidad de Michigan. "Economic viability of shale gas production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices".
45. Escalera Alcocer, J. Antonio (2012). "Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México", Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, 1 de agosto.

46. International Energy Agency (2010). “Unconventional Oil & Gas Production”, Energy Technology Systems Analysis Programme, Energy Technology Network, Technology Brief Po2.
47. LaFollette, Randy (2010). “Key Considerations for Hydraulic Fracturing of Gas Shales”, Shale Gas Technology, BJ Services Company, 9 de septiembre.
48. <http://www.pttc.org/aapg/lafollette.pdf>
49. Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP) (2012). “Marcellus Shale Well Permit Application Fees. Fact Sheet”.
50. www.elibrary.dep.state.pa.us