



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL) UN RECURSO NO CONVENCIONAL Y SU PERSPECTIVA EN MÉXICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

YALIL SHIDENI MALDONADO PÉREZ



DIRECTOR DE TESIS:

M. I. Alberto Herrera Palomo.

México, D. F., Ciudad Universitaria, Agosto de 2014.

❖ A mi mamá que amo con todo mi corazón, mi mejor maestra de la vida.

❖ Y a mi hermanita hermosa, con la que he compartido mis mejores aventuras y deseo seguir haciéndolo.

*Les graines sont invisibles.
Elles dorment dans le secret de la
terre jusqu'à ce qu'il prenne
fantasie à l'une d'elles de se réveiller.
Le Petit Prince, 1943.*

Gandhi one said that
"Whatever you do in your life will be insignificant,
But it is very important that you do it"
I tend to agree with the first part
How does anyone know the meaning of their life?
I guess that's their lesson
Every life has a meaning...
Whether it lasts one hundred years or
one hundred seconds
Every life...
And every death...
Changes the world in its own way...
Gandhi knew this
He knew that his life would mean
something to someone,
Somewhere, somehow...
And he knew with as much certainty
that he could never
Know that meaning...
He understood that enjoying life
should be of much greater
concern than understanding it
And so do I.

Agradecimientos

A Dios por hacerme una persona muy fuerte, por darme el grandioso regalo de la vida por segunda vez, por enseñarme que las cosas no van a suceder si no están designadas para que así sucedan y sobre todo darme la paciencia necesaria para esperarlas.

*A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por darme la gran oportunidad de pertenecer a la mejor universidad del país desde mi adolescencia y tener el privilegio de estudiar a cargo de los mejores profesores, llevaré siempre en alto y con mucho orgullo a mi "alma mater".*

*Un especial e infinito agradecimiento al **M.I. Alberto Herrera Palomo** por tu valiosa ayuda, no sólo para el desarrollo de este trabajo que sin ti no sería posible, sino también por tu gran orientación, apoyo y amistad a lo largo del estudio de mi carrera.*

*A mi mamá, **Alicia Pérez Mejía**, quien siempre ha sido mi héroe, por haber logrado tanto éxito con tan poco, gracias por proporcionarme la fuerza y coraje para salir adelante desde siempre y sobre todo por tu apoyo infinito por muy locas que parezcan mis decisiones, por fin lo he conseguido y deseo con todo mi corazón que estés muy orgullosa de tu hija por este gran éxito, pero te prometo que no será el último.*

*A mi pequeña hermana, **Mayra Itzel Maldonado Pérez**, definitivamente sin ti nunca lo hubiera logrado, gracias por tu enorme rehabilitación, no sólo física, sino también del corazón, porque tú siempre has sido mi principal motivación, deseo que estés muy orgullosa de tu hermana mayor, sabes que siempre nos tendremos la una a la otra, te amo.*

*A mi tía **Edma Pérez Mejía**, por ser como mi segunda madre desde siempre, sin ti no hubiera logrado hacer tantas cosas en la vida y aún continuas brindándome todo tu apoyo, gracias por tu infinito cariño.*

*A mi familia **Pérez Mejía** por todo el apoyo que me han brindado desde siempre, tanto en los buenos momentos llenos de felicidad como en los peores cuando más los he necesitado, gracias por estar ahí.*

*A mi mejor amiga de todo el mundo **Lili Arellano Saavedra**, porque nadie más que tú estuvo en mi desarrollo como profesionista, lo he conseguido por fin amiga, espero que estés muy orgullosa de mí, después de compartir tantas cosas de la vida, hoy quiero compartir este logro contigo, te amo amiga, sabes que a pesar de todo tu siempre tendrás un lugar muy especial en mi corazón.*

A Olga Aguilar por todo tu apoyo y por tu amistad sincera hasta en los peores momentos, porque a tu lado he aprendido a luchar a pesar de que la vida nos ponga retos muy difíciles en nuestros caminos y por ser mi Ingeniera Petrolera modelo a seguir.

Un especial agradecimiento a todas esas personas que tuve la oportunidad y el placer de llegar a conocer a lo largo de este maravilloso viaje, por proporcionarme tantas alegrías, experiencias, y apoyo, los recuerdos siempre estarán conmigo, pero espero que nuestra amistad trascienda a través del tiempo.

A Alberto Mercado, Tanya Sánchez, Adrián Martínez, Rosario de la Cruz, pasé con ustedes los mejores momentos que pude pasar al inicio de la carrera, aunque cada quien ha tomado su camino, esos momentos jamás se borrarán.

A Carlos de la Torre, Daniel Rosas, Adrián Alejo, simplemente son mi trío de geólogos favorito, gracias por su amistad y por compartir tantas aventuras juntos, me proporcionaron un apoyo increíble y gracias a él pude salir adelante, no sé qué hubiera sido de mí sin ustedes.

A Edgar Vázquez, Adrián Gutiérrez, Eduardo Orduña, Enrique Granados, Agustín Montalvo por sus consejos y los buenos momentos que compartimos.

A Ari Estrella, por tu maravillosa amistad pero sobre todo por estar en mis peores momentos con todo tu apoyo, te quiero mucho amigo. A Eduardo Miñón, Oscar López, Erasmo, gracias por hacerme pasar tantos momentos de risa.

RESUMEN

Actualmente desde 1990 la exploración de petróleo ha comenzado a ser más y más difícil y esto se ve reflejado en los números de producción. Mientras que aproximadamente el 30% de las reservas mundiales de petróleo provienen de yacimientos convencionales, el 70% de las reservas mundiales provienen de los yacimientos no convencionales; la mayoría de éstas, cerca del 30% pertenecen a las arenas bituminosas y al aceite en lutitas. Ésa es la razón por la cual el negocio del aceite proveniente de lutitas es un fenómeno que ha ganado gran importancia globalmente para la búsqueda de de soluciones para la futura demanda energética. Sin embargo, estamos lidiando con retos tecnológicos mayores, los cuales nos ponen en desventaja en comparación con otros países como Estados Unidos, quiénes han desarrollado económicamente este tipo de yacimientos desde 1980 con la explotación de la Lutita Barnett y en la actualidad varias compañías han presentado solicitudes para el desarrollo de técnicas para la aplicación de calor *in situ* en estos yacimientos, esto es un ejemplo de la diversidad de conceptos que han comenzado a ser aplicados para enfrentar los desafíos del proceso pirogénico *in situ* en la Cuenca de lutitas Green River.

Incluso Pemex comenzó la explotación de aceite en lutitas, a inicios del año 2010, en el norte de México, necesitamos aprender mucho acerca de este tipo de yacimientos no convencionales, desde su origen para entender su formación geológica hasta los diferentes métodos de explotación porque México necesita tener todo ese conocimiento acerca del aceite en lutitas, para llevar a cabo un desarrollo masivo de estos campos, lo cual es sumamente necesario para bajar los costos de producción, los cuales son del doble que de los yacimientos convencionales, con el objetivo de convertir el aceite de lutitas en un recurso rentable, ya que, como lo describo en el desarrollo de mi trabajo, existen muchos países que iniciaron su desarrollo muchos años atrás, como Australia, quien inicio su producción de estos recursos en 1860, Alemania quien llevó a cabo el desarrollo de una tecnología llamada “*Retorting*”, Egipto, en donde los yacimientos de aceite en lutitas fueron descubiertos en 1940, o Mongolia que en 1930 inició la investigación y exploración de los depósitos de aceite en lutitas, pero hasta 1990 con ayuda de organizaciones japonesas iniciaron un análisis detallado, ellos s cuentan con la experiencia necesaria, no como nuestro país que necesita aprender mucho acerca de la formación de los yacimientos de aceite en lutitas, del desarrollo y la extracción, para implementar nuevas y mejores tecnologías que hagan rentable el negocio del aceite en lutitas.

El desarrollo de esta fuente de hidrocarburos representa para nuestro país una oportunidad única para incrementar la futura producción de petróleo a largo plazo, así como hacer énfasis en los enormes beneficios, en términos de investigación, empleos y los ingresos para el desarrollo económico regional.

Este trabajo representa una útil herramienta para los estudiantes de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, porque los conocimientos a cerca de los yacimientos no convencionales no se encuentran incluidos en el plan de estudios académicos, a pesar de que es un importante tema para el desarrollo de las reservas de petróleo de nuestro país y es forzoso el implementar nuevas estrategias de desarrollo.

ABSTRACT

Actually since the 1990's oil exploration has become more and more difficult and this is reflected in production numbers. Whereas approximately 30% of oil world reserves come from conventional reservoirs, the 70% of oil world reserves come from unconventional reservoirs; the majority of them, over 30% belong to tar sands and oil shale. That is the reason why the business of oil shale is a phenomenon that has gained importance globally from finding solutions for future energy demand. However we are faced with major technological challenges that put us at a disadvantage compared to other countries like the U.S., who have developed this kind of reservoirs economically since 1980 with the exploitation of the Barnett Shale and currently several companies submitted applications to develop techniques for the application of heat *in situ* in this reservoirs, this is an example of the diversity of concepts that are being applied to tackle the challenges of pyrogenic process *in situ* in Green River shale.

Even though Pemex started the exploitation of oil shale at the beginning of 2010 at the north of Mexico, we need to learn a lot about this kind of unconventional reservoirs, since their origin to understand their geological formation to the different exploitation methods because Mexico needs to have all the knowledge about oil shale for the massive development of these fields, which is necessary to lower production costs, which are about twice that of conventional fields as well as convert oil shale into profitable resources, because as I describe in my work there are a lot of countries that started their development since many years ago, such as Australia whose beginning of production was in 1860, Germany who carried out the development of a technology called "retorting", Egypt where shale oil deposits were discovered in 1940 or Mongolia than in the 1930s began the exploration and investigation of oil shale deposits, but until 1990 with help of Japanese organizations began detailed analysis, they have the necessary experience, not like our country, about shale oil reservoirs formation, development and extraction to implement new and better technologies that make the shale oil into a profitable business.

The development of this resource means for the country a unique opportunity to increase the future production of oil in the long term as well as to denote benefits in terms of investment, employment, and regional economic development income.

This work represents a useful tool for Petroleum Engineering students from the Faculty of Engineering of the UNAM, because the knowledge about unconventional reservoirs are not included in the current academic program, although it is a very important issue for the development of oil reserves of our country and it is forced to implement new development strategies.

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| LISTA DE FIGURAS | 1 |
| LISTA DE TABLAS | 6 |
| INTRODUCCIÓN | 8 |
| | |
| CAPÍTULO 1 CONTEXTO HISTÓRICO | 10 |
| | |
| 1.1 CONTEXTO INTERNACIONAL | 11 |
| 1.1.1 ALEMANIA | 13 |
| 1.1.2 ESCOCIA | 13 |
| 1.1.3 ESTONIA | 14 |
| 1.1.4 FRANCIA | 14 |
| 1.1.5 RUSIA | 15 |
| 1.1.6 SUECIA | 15 |
| 1.1.7 TURQUÍA | 16 |
| 1.1.8 EGIPTO | 16 |
| 1.1.9 ETIOPÍA | 17 |
| 1.1.10 MARRUECOS | 17 |
| 1.1.11 CHINA | 18 |
| 1.1.12 ISRAEL | 18 |
| 1.1.13 JORDANIA | 18 |
| 1.1.14 MONGOLIA | 19 |
| 1.1.15 AUSTRALIA | 19 |
| 1.1.16 NUEVA ZELANDA | 20 |
| 1.1.17 BRASIL | 20 |
| 1.1.18 CANADÁ | 21 |
| 1.1.19 ESTADOS UNIDOS | 21 |
| | |
| 1.2 CONTEXTO NACIONAL. MÉXICO | 23 |
| 1.2.1 EXPLORACIÓN DE ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL) | 23 |
| 1.2.2 PROVINCIAS GEOLÓGICAS COMO PRECURSORAS DE ACEITE DE LUTITAS | 25 |
| 1.2.3 CUENCA CHIHUAHUA | 26 |
| 1.2.4 ÁREA SABINAS-BURRO-PICACHOS | 26 |
| 1.2.4.1 SÍSMICA GALAXIA 3D | 29 |
| 1.2.5 CUENCA DE BURGOS | 32 |
| 1.2.6 CUENCA TAMPICO-MISANTLA | 33 |
| 1.2.6.1 ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN EN LOS PLAYS PIMIENTA Y AGUA NUEVA | 35 |
| 1.2.6.2 SÍSMICA LIMONARIA 3D | 36 |
| 1.2.7 CUENCA DE VERACRUZ | 40 |
| | |
| BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 1 | 41 |
| | |
| CAPÍTULO 2 CONCEPTOS BÁSICOS | 43 |
| | |
| 2.1 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO | 43 |
| 2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS | 43 |
| 2.1.2 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO | 44 |

| | |
|---|----|
| 2.1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL | 47 |
| 2.1.4 TRANSFORMACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA A PETRÓLEO | 48 |
| 2.1.5 ROCA GENERADORA | 48 |
| 2.1.6 ROCA ALMACÉN | 49 |
| 2.1.7 ROCA SELLO | 50 |
| 2.1.8 MIGRACION DEL PETRÓLEO | 51 |
| 2.1.9 TRAMPAS DEL PETRÓLEO | 53 |
| 2.1.10 DIAGÉNESIS | 55 |
| 2.1.11 PROCESOS DE LA DIAGÉNESIS | 56 |
| 2.1.11.1 COMPACTACIÓN | 56 |
| 2.1.11.2 CEMENTACIÓN | 57 |
| 2.1.11.3 RECRISTALIZACIÓN | 57 |
| 2.1.11.4 REEMPLAZAMIENTO | 57 |
| 2.1.11.5 DISOLUCIÓN | 58 |
| 2.1.12 PLAY | 58 |
| 2.1.12.1 MAPEO DEL PLAY FAIRWAY | 59 |
| 2.1.13 ACUIFERO | 61 |
| | |
| 2.2. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS | |
| 2.2.1 YACIMIENTO | 62 |
| 2.2.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL TIPO DE ROCA ALMACENADORA | 63 |
| 2.2.3 TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL TIPO DE FLUIDOS ALMACENADOS | 63 |
| 2.2.4 TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON LA PRESION ORIGINAL | 64 |
| 2.2.5 TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE | 65 |
| 2.2.5.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA FLUIDO-ROCA | 65 |
| 2.2.5.2 EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO LIBERADO | 65 |
| 2.2.5.3 EXPANSIÓN DEL CASQUETE DE GAS | 65 |
| 2.2.5.4 EMPUJE HIDRÁULICO | 65 |
| 2.2.5.5 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL | 66 |
| 2.2.5.6 EMPUJES COMBINADOS | 66 |
| 2.2.5.7 EMPUJES ARTIFICIALES | 66 |
| 2.2.6 TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL DIAGRAMA DE FASES | 67 |
| | |
| 2.3 PROPIEDADES PETROFISICAS DE LOS YACIMIENTOS | |
| 2.3.1 POROSIDAD | 71 |
| 2.3.1.1 POROSIDAD PRIMARIA | 72 |
| 2.3.1.2 POROSIDAD SECUNDARIA | 72 |
| 2.3.1.3 POROSIDAD ABSOLUTA O TOTAL | 72 |
| 2.3.1.4 POROSIDAD EFECTIVA | 73 |
| 2.3.2 PERMEABILIDAD | 73 |
| 2.3.2.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA | 75 |
| 2.3.2.2 PERMEABILIDAD EFECTIVA | 75 |

| | | |
|---|---|-----|
| 2.3.2.3 | PERMEABILIDAD RELATIVA | 76 |
| | PERMEABILIDAD RELATIVA DE DOS FASES | 77 |
| 2.3.2.4 | PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO | 78 |
| 2.3.3 | RELACIÓN POROSIDAD – PERMEA..... | 78 |
| 2.3.4 | SATURACIÓN DE FLUIDOS | 78 |
| 2.3.5 | COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN | 81 |
| 2.4 | PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS | |
| 2.4.1 | MOJABILIDAD | 82 |
| 2.4.2 | FUERZAS CAPILARES | 83 |
| 2.4.3 | PRESIÓN CAPILAR | 84 |
| 2.5 | PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | |
| 2.5.1 | DENSIDAD | 85 |
| 2.5.2 | VISCOSIDAD | 85 |
| 2.5.3 | FACTOR DE EXPANSIÓN | 86 |
| 2.5.4 | FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE | 86 |
| 2.5.5 | FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS | 87 |
| 2.6 | CLASIFICACION DE RESERVAS | |
| 2.6.1 | RESERVAS PROBADAS | 88 |
| 2.6.2 | RESERVAS NO PROBADAS | 89 |
| 2.6.3 | RESERVAS PROBABLES | 90 |
| 2.6.4 | RESERVAS POSIBLES | 90 |
| BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 2 | | 91 |
| | | |
| CAPÍTULO 3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL). | | |
| 3.1. GEOLOGÍA DE LAS LUTITAS | | 93 |
| 3.1.1 | ORIGEN DE LAS LUTITAS | 95 |
| 3.1.2. | CARACTERÍSTICAS DE LAS LUTITAS..... | 96 |
| 3.2. ¿QUÉ ES UN HIDROCARBURO NO CONVENCIONAL? | | 98 |
| 3.2.1. | ARENAS BITUMINOSAS (TAR SANDS) | 103 |
| 3.2.2. | GAS EN LUTITAS (SHALE GAS) | 104 |
| 3.2.3. | GAS EN ARENAS COMPACTAS (TIGHT SANDS) | 105 |
| 3.2.4. | METANO EN CAPAS DE CARBÓN (COAL-BEDMETHANE O YACIMIENTOS CBM) | 107 |
| 3.2.5. | HIDRATOS DE GAS (GAS HYDRATE) | 108 |
| 3.3 ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL) | | |
| 3.3.1 | ESTADO SÓLIDO DE LOS HIDROCARBUROS | 110 |
| 3.3.2 | ORIGEN DEL ACEITE EN LUTITAS | 111 |
| 3.3.3 | PETROFÍSICA DE LAS LUTITAS CON ACEITE | 115 |
| 3.3.4 | GEOQUÍMICA DE LAS LUTITAS CON ACEITE | 118 |
| 3.3.5 | TIPOS DE ACEITE EN LUTITAS | 120 |

| | |
|---|-----|
| BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 3 | 122 |
| CAPÍTULO 4. EXPLOTACIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS | 125 |
| 4.1 GEOMECAÁNICA | 127 |
| 4.1.1 MÓDULO DE YOUNG | 124 |
| 4.1.2. RADIO DE POISSON | 130 |
| 4.1.3. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA | 130 |
| 4.2. GEOMECAÁNICA DE LAS LUTITAS CON ACEITE | 131 |
| 4.3. PERFORACIÓN HORIZONTAL COMO BASE DE LA EXPLOTACIÓN DE ACEITE EN LUTITAS | 137 |
| 4.4. EVALUACIÓN DE LAS LUTITAS CON CONTENIDO DE ACEITE | 138 |
| 4.4.1 MÉTODO DE ENSAYO DE FISCHER MODIFICADO | 141 |
| 4.4.2 PRUEBA DE PIRÓLISIS | 142 |
| 4.4.3 CALENTAMIENTO <i>IN SITU</i> | 143 |
| 4.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 144 |
| 4.5.1 TIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 145 |
| 4.6 DESARROLLO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA ACEITE EN LUTITAS | 152 |
| 4.6.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITETAPA | 155 |
| 4.6.2 EVALUACIÓN DE LA FRACTURA EN FORMACIONES DE LUTITAS CON ACEITE | 158 |
| 4.6.3 AGUA REQUERIDA EN EL FRACTURAMIENTO | 158 |
| 4.6.4 DESVENTAJAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .. | 158 |
| 4.7 MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE CRUDO PESADO | 160 |
| 4.7.1 MÉTODOS EN FRÍO (COLD METHODS)..... | 162 |
| 4.7.2 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR | 162 |
| 4.7.3 MINERÍA (MINING) | 163 |
| 4.8. OBTENCIÓN DE CRUDO A PARTIR DE LAS LUTITAS CON ACEITE | 164 |
| 4.8.1 MINERÍA SUBTERRÁNEA | 165 |
| 4.8.2 EXTRACCIÓN DE ACEITE EN LUTITAS EN SUPERFICIE | 166 |
| 4.8.3 MINERÍA DE SUPERFICIE | 166 |
| 4.8.4 RETORTING DE SUPERFICIE | 167 |
| 4.8.5 EXTRACCIÓN DE ACEITE EN LUTITAS <i>IN SITU</i> | 168 |
| 4.8.5.1 RETORTING <i>IN-SITU</i> | 168 |
| 4.8.5.2 CONDUCCIÓN TÉRMICA <i>IN-SITU</i> | 169 |
| 4.8.6 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN BIOQUÍMICOS | 170 |
| BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 4 | 171 |

CAPÍTULO 5 PROSPECTIVA ECONÓMICA DEL ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL).

| | |
|---|-----|
| 5.1 COSTOS DE EXTRACCIÓN | 174 |
| 5.2 VIABILIDAD TÉCNICA Y FACTIBILIDAD COMERCIAL DE MINERÍA Y RETORTING EN SUPERFICIE | 175 |
| 5.2.1 COSTOS DE MINERÍA Y RETORTING DE SUPERFICIE | 175 |
| 5.3. VIABILIDAD TÉCNICA Y FACTIBILIDAD COMERCIAL DE LA TECNOLOGÍA <i>IN-SITU</i> | 177 |
| 5.4. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS Y SUPOSICIONES | 177 |
| 5.4.1 SUPOSICIONES FINANCIERAS | 178 |
| 5.4.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN) | 180 |
| 5.5. EJEMPLO DE ÉXITO EN LA EXTRACCIÓN DE ACEITE EN LUTITAS | 182 |
| 5.5.1 PAPEL DE SHELL | 184 |
| 5.5.2 PAPEL DE EXXONMOBIL | 186 |
| 5.5.3 PAPEL DE AMERICAN SHALE OIL LLC (AMSO) | 187 |
| 5.6. PERSPECTIVA PARA LA EXTRACCIÓN DE ACEITE EN LUTITAS EN MÉXICO | 189 |
| 5.6.1 DIFERENCIA DEL TRATAMIENTO DE PLAYS | 190 |
| 5.6.2 SÍSMICA Y MICROSÍSMICA | 191 |
| 5.6.3 IMPORTANCIA DEL AGUA EN LA EXTRACCIÓN | 193 |
| 5.6.4 EL PAPEL DE LOS FLUIDOS EN LA EXTRACCIÓN | 194 |
| 5.6.5 FUTURAS EXPLORACIONES | 195 |
| BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 5 | 197 |
| CONCLUSIONES | 199 |
| RECOMENDACIONES | 201 |
| BIBLIOGRAFÍA GENERAL | 203 |
| ANEXO A | 205 |
| ANEXO B | 206 |
| ANEXO C | 207 |
| ANEXO D | 208 |
| ANEXO E | 210 |

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Consumo de energía total en México, según datos de 2010.

Figura 1.1. Producción de petróleo crudo (miles de barriles diarios).

Figura 1.2. Actividades de explotación comercial de las lutitas petrolíferas en el mundo.

Figura 1.3. Existencia de los principales yacimientos de aceite en lutitas de alta calidad en el mundo.

Figura 1.4. Perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas.

Figura 1.5. Área Sabinas-Burro-Picachos, play Eagle Ford.

Figura 1.6. Área Sabinas-Burro-Picachos, play Jurásico Superior.

Figura 1.7. Delimitación del área de estudio sísmica Galaxia.

Figura 1.8. Laboratorios Integrales de Campo.

Figura 1.9. Estudio geofísico del pozo Anélido.

Figura 1.10. Riqueza Orgánica de la Cuenca Tampico-Misantla del Jurásico Superior Tithoniano, Formación Pimienta.

Figura 1.11. Modelos para caracterizar los plays de aceite en lutitas.

Figura 1.12. Play Pimienta y Agua Nueva.

Figura 1.13. Esquematización del *play* Pimienta y del *play* Agua Nueva.

Figura 1.14. Área de Limonaria, en donde se adquirirá la sísmica.

Figura 1.15. Esquema del área limonaria.

Figura 1.16. Proyección de producción en el Play Bakken con la perforación masiva de pozos productores.

Figura 1.17. Pozos perforados en la Cuenca de Veracruz.

Figura 2.1. Esquema de la clasificación de los hidrocarburos.

Figura 2.2. Diagrama triangular de Tissot y Welte.

Figura 2.3. Composición del gas natural.

Figura 2.4. Transformación de la materia orgánica a petróleo.

Figura 2.5. Esquema de una roca almacén de petróleo, éste se acumula en los poros de la roca.

Figura 2.6. Anticlinal con roca almacén y roca sello.

-
- Figura 2.7.** Esquema de una micela.
- Figura 2.8.** Gradientes hidrodinámicos.
- Figura 2.9.** Clasificación de las trampas petrolíferas.
- Figura 2.10.** Tipos de estructuras geológicas consideradas idóneas como confinamiento estructural.
- Figura 2.11.** Metodología de Análisis de Play Fairways.
- Figura 2.12.** Distribución de agua en el subsuelo.
- Figura 2.13.** Esquema de un yacimiento en un anticlinal.
- Figura 2.14.** Diagrama típico de Presión-Temperatura para una mezcla multicomponente.
- Figura 2.15.** Diagrama de fases de un Aceite Negro bajosaturado.
- Figura 2.16.** Diagrama de fases de un Yacimiento de Aceite Volátil bajosaturado (de alto encogimiento).
- Figura 2.17.** Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Seco.
- Figura 2.18.** Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Húmedo.
- Figura 2.19.** Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas y Condensado (retrógrado).
- Figura 2.20.** Porosidad de una roca esquematizada.
- Figura 2.21.** Esquema de porosidad total, efectiva y no efectiva.
- Figura 2.22.** Permeabilidad de una roca esquematizada.
- Figura 2.23.** Esquema del experimento de Darcy.
- Figura 2.24.** Permeabilidades efectivas en un medio poroso para un sistema aceite-agua.
- Figura 2.25.** Curvas de Permeabilidad relativa para el sistema gas-aceite.
- Figura 2.26.** Representación de la saturación de los fluidos en el poro.
- Figura 2.27.** Esquemización del desplazamiento de los fluidos en el medio poroso.
- Figura 2.28.** Esquemización de las fuerzas capilares presentes en los yacimientos, en donde interviene fuertemente la Presión atmosférica.
- Figura 2.29.** Esquema del fenómeno de mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos.
- Figura 2.30.** Gráfica del comportamiento del Factor de volumen del aceite (B_o) respecto a la presión.

Figura 2.31. Gráfica del comportamiento del Factor de volumen del gas (B_g) respecto a la presión.

Figura 2.32. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Figura 2.33. Clasificación de Reservas Probadas.

Figura 3.1. Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas.

Figura 3.2. Muestra de una formación de lutitas obtenida de la formación Green River, en la cuenca Piceance Creek de Colorado.

Figura 3.3. Analogía moderna de las lutitas ricas en contenido orgánico.

Figura 3.4. Muestra de lutita bajo el microscopio 10X.

Figura 3.5. Diferentes tipos de lutita.

Figura 3.6. Triángulo de los recursos.

Figura 3.7. Esquema comparativo de los valores de viscosidad entre el aceite pesado y extrapesado y el bitumen.

Figura 3.8. Mecanismos de formación de los yacimientos y la clasificación de los tipos de yacimientos “continuos” y “no continuos”.

Figura 3.9. Proceso de transformación de la materia orgánica.

Figura 3.10. Comparación entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales.

Figura 3.11. Arenas bituminosas.

Figura 3.12. Extracción del gas en una formación de lutitas.

Figura 3.13. Secciones microscópicas de areniscas.

Figura 3.14. Procesamiento de la obtención de gas metano en yacimientos de carbón.

Figura 3.15. Hidrato de metano obtenido bajo el río Perla en China.

Figura 3.16. Clasificación del tipo de crudo según su densidad y su gravedad °API.

Figura 3.17. Esquema general de los componentes de las lutitas con aceite.

Figura 3.18. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo en Canadá.

Figura 3.19. Diagrama de Van Krevelen modificado¹ que muestra la maduración de kerógeno. En el aceite de lutitas se encuentran presente el Tipo I y el Tipo II.

Figura 3.20. Prospección de aceite en una formación de lutitas con datos de registros existentes.

Figura 3.21. Mapa de la madurez térmica de la Formación Vaca Muerta, Argentina de la cuenca Neuquina.

Figura 3.22. Comparación de los rangos de madurez térmica (% Ro) entre las formaciones de lutitas de EEUU y Vaca Muerta.

Figura 4.1. Total de reservas de petróleo del mundo. Fuente “La importancia del petróleo pesado.

Figura 4.2. Instalaciones de Petrobras para llevar a cabo el procedimiento Petrosix.

Figura 4.3. Efecto de Módulo de Young en formación.

Figura 4.4. Modelador VISAGE. Geomecánica en el diseño de pozos.

Figura 4.5. Posición estratigráfica de las Cuencas de México de aceite y gas en lutitas.

Figura 4.6. Posicionamiento de tramos laterales.

Figura 4.7. Corrida de registros combinados para lutitas.

Figura 4.8. Esquematación de la perforación horizontal en una formación de lutitas del Play Eagle Ford.

Figura 4.9. Estrategia de desarrollo de fracturamiento hidráulico para formaciones de lutitas con aceite.

Figura 4.10. Contenido de kerógeno derivado de las mediciones del registro de porosidad en las lutitas con contenido de aceite en la cuenca Green River.

Figura 4.11. Registro computarizado estimado del ensayo de Fischer basado en las mediciones derivadas de los registros obtenidos con herramientas operadas con cable.

Figura 4.12. Carbono orgánico e inorgánico derivado de los registros y de los núcleos.

Figura 4.13. Esquema de desarrollo de la pirolisis.

Figura 4.14. Fracturamiento de una formación.

Figura 4.15. Muestra de calcita, antes y después del tratamiento de fracturamiento ácido.

Figura 4.16. Fractura hidráulica abierta, al liberar la presión tiende a cerrarse la fractura.

Figura 4.17. Fractura hidráulica con apuntalante y paredes marcadas irregularmente debido a un Fracturamiento ácido.

Figura 4.18. Perfil geométrico de fractura híbrida con control de Hx para generar una mayor longitud apuntalada.

Figura 4.19. Herramienta RadialFrac para realizar un fracturamiento asistido por gas.

Figura 4.20. Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral.

Figura 4.21. Esquematización del fracturamiento multietapa.

Figura 4.22. Impacto ambiental a consecuencia de la necesidad de agua en una cuenca de Estados Unidos de aceite en una formación de lutitas.

Figura 4.23. Relación entre la viscosidad y la temperatura.

Figura 4.24. Esquematización de la estimulación cíclica por vapor (CSS).

Figura 4.25. Estimación de reservas de aceite en lutitas a nivel mundial según EIA.

Figura 4.26. Esquema de la extracción del aceite en lutitas.

Figura 4.27. Esquema del retorting “In-Situ Conversion Process” desarrollado por la compañía Shell.

Figura 5.1. Pronostico de producción mundial de crudo para el año 2035.

Figura 5.2. Pronostico de producción de crudo en Estados Unidos para los próximos 17 años.

Figura 5.3. Procedimiento para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

Figura 5.4. Yacimientos de aceite en lutitas en Estados Unidos.

Figura 5.5. Litología y contenido de la formación Green River.

Figura 5.6. Esquematización del Proceso ICP desarrollado por la compañía Shell.

Figura 5.7. Esquematización del proceso Electrofrac desarrollado por ExxonMobil.

Figura 5.8. Proceso de conducción, convección y reflujo CCR de la compañía AMSO.

Figura 5.9. Potencial estimado de aceite y gas en lutitas.

Figura 5.10. Diferencia en el tratamiento de plays.

Figura 5.11. Microsísmica, mapa de distribución de fracturas inducidas.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Registro de pozos en explotación en el área Sabinas-Burro-Picachos.

Tabla 1.2. Pozos productores no convencionales de la Cuenca de Sabinas.

Tabla 2.1. Clasificación de los hidrocarburos líquidos.

Tabla 2.2. Composición del petróleo crudo.

Tabla 2.3. Características de los procesos de la diagénesis.

Tabla 2.4. Resumen de las características para inferir si una formación es mojada por agua o por aceite.

Tabla 3.1. Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos.

Tabla 4.1. Módulo de Young y Radio de Poisson para diferentes tipos de roca.

Tabla 4.2. Clasificación de los petróleos no convencionales.

Tabla 5.1. Costos de las tecnologías empleadas para la extracción del aceite en lutitas.

Tabla 5.2. Cálculo del precio del aceite de lutitas obtenido por medio de un retorting de superficie.

Tabla 5.3. Efectos a la salud debido a las sustancias químicas utilizadas en los fluidos para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico.



INTRODUCCIÓN

México es un importante productor de petróleo fuera de la OPEP (Organization of the Petroleum Exporting Countries) y se encuentra entre las principales fuentes de importación de petróleo para Estados Unidos. Sin embargo la producción de esta fuente de energía ha disminuido, no sólo en nuestro país, otros países enfrentan esta misma problemática, debido a que el petróleo de fácil acceso ya no puede satisfacer las demandas, es por esto que la necesidad de desarrollar nuevos recursos alguna vez considerados demasiado costosos y difíciles de extraer va en aumento. Los avances en tecnología han impulsado el desarrollo de tales recursos.

El consumo de energía total de México en 2010, como se observa en la **Figura 1**, consistió principalmente en petróleo, seguido por el gas natural, el cual sustituye cada vez más aceite como materia prima en la generación de energía. Sin embargo, México es un importador neto de gas natural, lo cual traerá como consecuencia depender aún más de las importaciones de Estados Unidos, quienes gracias al desarrollo masivo en plays de gas en lutitas han aumentado enormemente su producción de gas; o por medio de gas natural licuado de otros países.

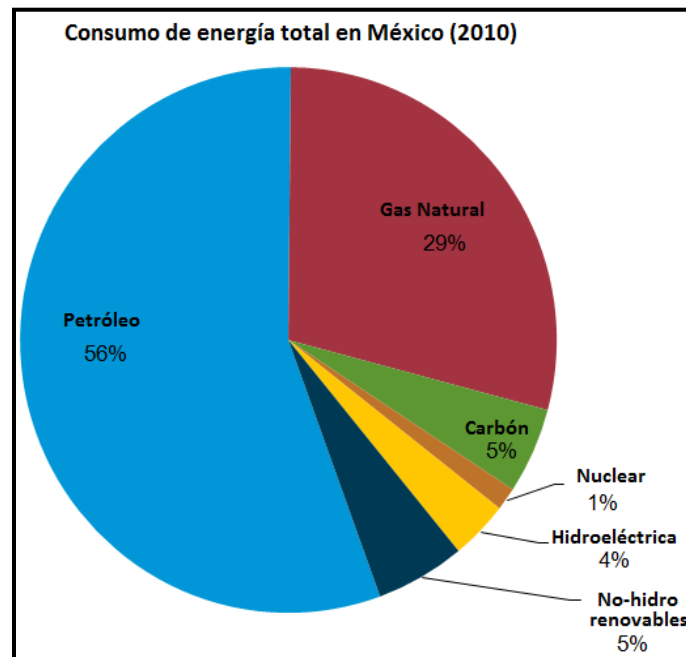


Figura 1. Consumo de energía total en México, según datos de 2010. Fuente U. S. Energy Information Administration.

En diferentes lugares de nuestro planeta y a lo largo de nuestra existencia como seres vivos que lo habitamos, han existido emanaciones o filtraciones que atraen la atención de exploradores en busca de posibles acumulaciones de petróleo comercialmente viables. La tecnología actual que se emplea en la exploración ha permitido detectar emanaciones de petróleo ya sea en el fondo de los

mares, como los hallazgos en el Golfo de México; o en terrenos arenosos, en donde no se pensaba que pudiera existir, como lo que actualmente ocurre en Canadá.

Los yacimiento no convencionales son formaciones de roca que contienen hidrocarburos, ya sea gas o aceite, en unas condiciones geológicas, las cuales no permiten el movimiento de los fluidos, ya sea por estar atrapado en rocas poco permeables o por tratarse de petróleo con una viscosidad muy alta.

Los proyectos de exploración que son llevados a cabo en yacimientos no convencionales han generado grandes polémicas, debido a que son considerados poco rentables. La Secretaría de Energía a finales de 2012 elaboró el documento “Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas”, en el cual advierte que la extracción de hidrocarburos de formaciones de lutitas es costosa en términos de extracción y barato en comercialización, lo cual dejaba a Pemex con pocos escenarios por explorar con niveles de rentabilidad adecuada. Aunque el documento enfatizaba que la única posibilidad para obtener ganancias es encontrar zonas en donde haya hidrocarburos líquidos, ya que estos son más valiosos en el mercado.

La rentabilidad de este tipo de hidrocarburo, tiene como antecedentes de factibilidad actividades realizadas en algunas cuencas como Barnett, Marcellus o más recientemente Eagle Ford, en Estados Unidos, pero también se encuentran Canadá y Colombia, los cuales son países con un alto potencial de producción en sus yacimientos no convencionales.

Pero a pesar de que algunos países lleven desarrollando este tipo de plays desde hace varios años, México se encuentra en un buen momento para comprender, aprender y llevar a cabo proyectos exitosos en las formaciones de lutitas con contenido de aceite. Es por esto que México no se detendrá, pues además de los avances obtenidos en los nuevos pozos como Anhélico, el cual fue terminado en a finales de 2012 y Chucla, reportado entre los pozos exitosos al inicio de 2013, hoy en día se encuentran en proceso otros más, como Gamma y Durián, los cuales cuentan con altas probabilidades de éxito, ya que son contiguos o se ubican dentro de los intervalos donde ya fue demostrada la presencia de aceite en lutitas. El desarrollo continuará y todo parece indicar que en un futuro muy próximo constataremos perforaciones masivas necesarias para el desarrollo de estas difíciles formaciones geológicas.

Es imperativa la búsqueda de proyectos más eficaces de aprovechamiento de los hidrocarburos nacionales, ya que por ejemplo en el caso del gas, recurrimos a la importación de este hidrocarburo con precios casi diez veces más altos. A pesar de que en un inicio, tras la investigación de cinco años y dos años de perforación, todos los analistas dudaban del proyecto debido a que en los pozos Emergente, Percutor, Montañés, Nómada y Arbolero, sólo se encontró gas seco, el éxito llegó con el pozo Habano-1 en donde se encontró gas natural y líquidos.

Además de que estos grandes proyectos son generadores de empleo directo e indirecto en las regiones donde se realizan ya que requieren inversión continúa durante toda la vida del campo para mantener la producción. Además, tienen una demanda intensiva de compra de insumos y servicios, por lo que también representan una gran oportunidad para el desarrollo económico y el crecimiento del sector de bienes y servicios especializados en el sector petrolero.





Capítulo 1 Contexto Histórico

Las lutitas petrolíferas fueron utilizadas por primera vez como combustible para la generación de calor, pero además existen evidencias de aplicaciones en el arte de fabricar armas, como las flechas encendidas con lutita petrolífera en las puntas que arrojaban los guerreros asiáticos del siglo XIII.

El negocio de aceite en lutitas (shale oil) ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para satisfacer la demanda de energéticos, la cual se hace más evidente conforme pasa el tiempo, especialmente en países de economías emergentes con alta población; en nuestro país específicamente los yacimientos no convencionales de hidrocarburos representan una oportunidad de incremento en las reservas petroleras y desarrollo económico.

En la actualidad la explotación de hidrocarburos en formaciones de lutitas se perfila como la nueva revolución de los mercados energéticos, ya que en la última década, la explotación de recursos de lutitas ha transformado la capacidad de producción a través de mejoras tecnológicas en la perforación horizontal y la capacidad de estimular la eficiencia del pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas.

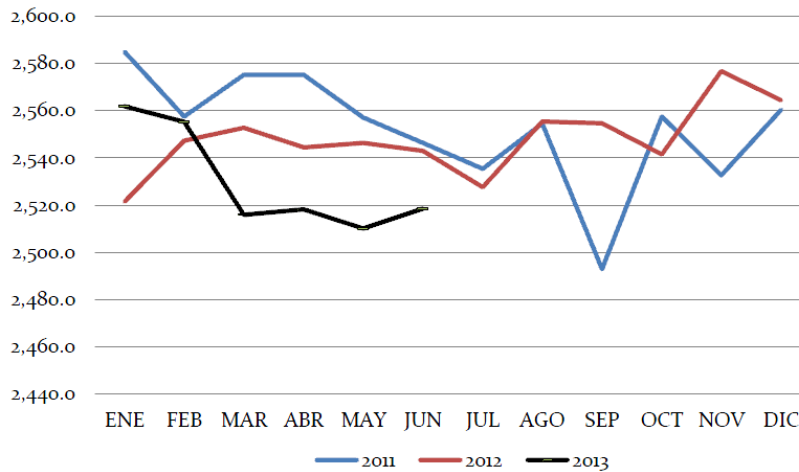


Figura 1.1. Producción de petróleo crudo (miles de barriles diarios). Fuente Sistema de Información Energética (SIE), con información de Pemex.

Considerando que poco a poco las fuentes convencionales de hidrocarburos se van agotando esto se ve reflejado en la producción nacional la cual actualmente no llega a los 2.8 millones de barriles diarios, como en los noventa con el yacimiento Cantarell, como se puede observar en la **Figura 1.1**, la producción ha ido decayendo drásticamente en los últimos años, ésta es la principal razón por la que es necesaria la explotación de fuentes emergentes de hidrocarburos, por más complicado que se presente, habrá que adquirir una nueva perspectiva y educación al enfrentar éstos retos complejos.

1.1 Contexto Internacional

La primera aplicación conocida del petróleo líquido derivado de las lutitas se acerca a mediados de 1310, en que los profesionales médicos promocionaron sus propiedades curativas en lo que ahora es Austria. Hacia fines de 1610, diversas municipalidades de Europa destilaban el petróleo proveniente de las lutitas como combustible para calefacción y para el alumbrado de las calle. En 1830, se iniciaron actividades mineras y operaciones de destilación en Francia. Estas actividades alcanzaron niveles comerciales en Francia y también en Canadá, Escocia y EUA a mediados de 1800. El país con antecedentes más antiguos de producción comercial de petróleo de lutita es Escocia, donde hubo minas que operaron durante más de 100 años y que finalmente fueron cerradas en 1962.

La escasez de combustibles durante la Primera y la Segunda Guerra Mundial, incentivó a otros países a explotar sus recursos de aceite en lutitas. Con la explotación de una secuencia de carbonatos ricos en kerógeno, Estonia comenzó a explotarlas de un depósito de aproximadamente 20 a 30 m (65 a 100 pies) de espesor, que cubría cientos de kilómetros cuadrados en la porción septentrional del país. La operación continúa a la fecha.

En la **Figura 1.2** se puede apreciar que el volumen de lutitas explotadas se incrementó en forma asombrosa en la década de 1970, junto con los precios del petróleo; si bien alcanzó un punto máximo en 1980, comenzó a declinar cuando los precios del petróleo volvieron no competitivo el negocio de las lutitas petrolíferas. Muchos países continúan explotando el aceite en lutitas como fuente de calor, electricidad, combustibles líquidos y materia prima química. En el año de 1999, el volumen de lutitas explotadas comenzó a aumentar nuevamente.

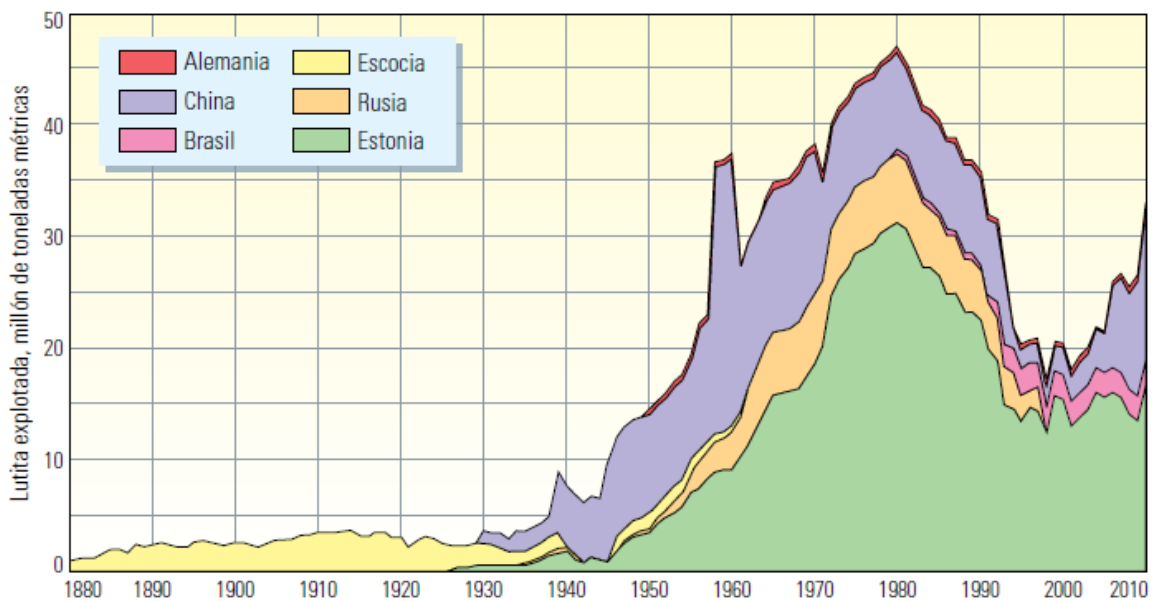


Figura 1.2. Actividades de explotación comercial de las lutitas petrolíferas en el mundo. Datos de 1880 a 1998ⁱ. Dyni JR: "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits".

Capítulo 1 Contexto Histórico

Hasta la fecha, casi todo el petróleo extraído de las lutitas petrolíferas de todo el mundo provino de rocas explotadas y luego procesadas en instalaciones superficiales. La explotación minera se lleva a cabo habitualmente mediante minería superficial (explotada a cielo abierto), o bien minería subterránea (mediante el uso del método de cámaras y pilares asociado con la explotación minera del carbón).

Los depósitos de aceite en lutitas se encuentran distribuidos por todo el mundo; existen cientos de depósitos en más de 30 países. Muchas formaciones se encuentran a profundidades que trascienden las capacidades de la minería o en entornos ambientalmente frágiles.

Debido a que el aceite proveniente de las lutitas no han sido el objetivo de un gran esfuerzo de exploración moderno, se ha realizado una estimación conservadora que prevé los recursos mundiales de petróleo en lutitas totalizan aproximadamente $5,1 \times 10^{11} \text{ m}^3$ (3,2 trillones de bbl). Se estima que más del 60% de este volumen, aproximadamente $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ (2 trillones de bbl) se localiza en EUA.

En la **Figura 1.3** se puede apreciar la existencia de los principales yacimientos de aceite en lutitas de alta calidad en el mundo, en el cual Estados Unidos se posiciona en el primer lugar con un volumen de 2085 mil millones de barriles en recursos de petróleo proveniente de lutitas, Rusia se encuentra en el segundo lugar con un volumen de 247 mil millones de barriles y en tercer lugar está República del Congo con 100 mil millones de barriles, datos basados en estudios del año 2010.

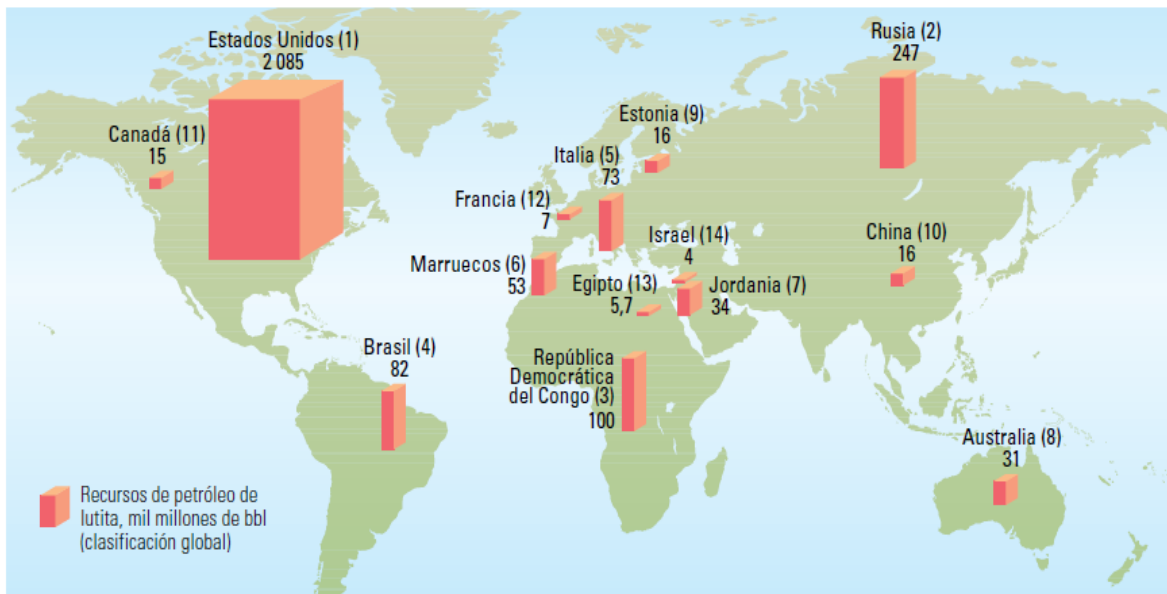


Figura 1.3. Existencia de los principales yacimientos de aceite en lutitas de alta calidad en el mundo. Datos de Knaus Knaus E, Killen J, Biglarbigi K y Crawford P: "An Overview of Oil Shale Resources"ⁱⁱ.

Capítulo 1 Contexto Histórico

Explotación Histórica de Aceite en Lutitas a Nivel Mundial

| País | Antecedentes | Producción | Reservas | Principales Campos |
|-------------------------------------|---|--|---|--|
| EUROPA | | | | |
| 1.1.1 Alemania | Se desarrolló en la mitad del siglo XIX y durante los años 1930 y 1940 se llevó a cabo el desarrollo de una tecnología llamada "retorting". | El aceite proveniente de lutitas de esta zona tiene un bajo contenido de energía, un bajo rendimiento de aceite. Una parte de las lutitas de aceite se utilizan para la producción de cemento. La mayor parte del aceite de lutitas, se quema para producir un componente de cemento hidráulico mientras que el calor de este proceso se utiliza simultáneamente para producir electricidad. | En 1965 se estimó que los recursos de petróleo de lutitas in-situ de Alemania ascendieron a 2 mil millones de barriles. En 2005 y 2006 la producción ascendió a 284 000 y 32 000 toneladas respectivamente. | No se obtuvo el dato concreto. |
| 1.1.2 Escocia | No se obtuvo el dato concreto del inicio de la producción pero los yacimientos de Escocia han sido la base de una Industria comercial por muchos años, además de que son los yacimientos más extensos del mundo. Las lutitas explotadas en | Estos yacimientos de aceite en lutitas forman parte de una serie de Areniscas Calcáreas en la base del sistema del Carbonífero. | No se obtuvo el concreto dato. | Sus yacimientos se encuentran sobre todo al oeste de Edinburgh y al sur de Firth of Forth ⁱⁱⁱ . Su principal campo se encuentra al oeste y Mid-Lothian. |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|--------------------------------|--|---|---|---|
| | 1921 producían cerca de 25 U.S. galones de aceite y 36 libras de sulfato de amoniaco. | | | |
| 1.1.3 Estonia | Iniciaron las investigaciones en el siglo XVIII. En 1838 se realizaron trabajos para establecer un pozo a cielo abierto cerca de la ciudad de Rakvere. | <p>En 1918 se obtuvo una producción de 17,000 toneladas y en 1940, 1.7 millones de toneladas. La producción aumentó en 1980 a 31.4 millones de toneladas de aceite de lutitas, extraídos de 11 minas a cielo abierto. En 1981 comenzó la declinación de la producción. En 1997 se produjeron 22 millones de toneladas de aceite de lutitas.</p> <p>En 2005 se produjeron 14,6 millones de toneladas de lutitas con aceite. Las importaciones ascendieron a 0,2 millones de toneladas, se utilizaron 10,9 millones de toneladas para la generación de electricidad, 0.7 para la generación de calor y 2,8 millones de toneladas fueron procesadas para la producción de coque.</p> | El total de los recursos de aceite en lutitas in-situ de Estonia que se estiman es de 16 miles de millones de barriles. | <p>Cuenca El Baltic.</p> <p>Los yacimientos Estonia, que es el más grande y de mayor calidad y Tapa.</p> <p>Entre otros yacimientos se encuentran Rakvere, Kohtla-Jarve, Sillamae, Narva. Ver Anexo A.</p> |
| 1.1.4 Francia | El aceite en lutitas fue explotado irregularmente entre 1840 y 1957, pero su | En 1950, la producción sólo alcanzó 0,5 millones de toneladas por año de lutitas. | En 1978 se estimó que los recursos de aceite in-situ en lutitas ascendieron a 7 mil millones de | Los yacimientos más importantes de aceite en |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|---------------------|--|---|--|---|
| | máxima explotación se llevó a cabo en 1950. | La industria de las lutitas de aceite en Francia no es remunerativa, debido principalmente a la calidad pobre de las lutitas y el aceite obtenido es sumamente complicado de refinar. | barriles. Hoy en día se estiman 7 miles de millones de barriles. | lutitas son en las Minas de Buxières, Saint Hilaire y en Autun El campo Selliegue se puede considerar el padre de la industria de las lutitas de aceite. |
| 1.1.5 Rusia | La extracción se inició en 1930. | En 1995 una pequeña planta de procesamiento operaba en Syzran con una entrada de menos de 50 000 toneladas de lutitas al año para la fabricación de productos farmacéuticos. En 2002, el petróleo de lutitas de "Leningradslanets Mining Company Public" produjo 1,12 millones de toneladas, pero cesó el 1 de abril de 2005. La producción de petróleo de lutitas reinició el 15 de enero de 2007, con 50 000 toneladas al mes de ser almacenado. | En 2005 se estimó que Rusia tiene 447 mil millones de barriles de aceite proveniente de lutitas. | En Rusia se han identificado más de 80 yacimientos de petróleo en lutitas. El yacimiento de "kukersite" en el distrito de Leningrad, representa ser el mejor yacimiento de exploración en la provincia de Volga-Petchyorsk, incluyendo los yacimientos de Perelyub-Blagodatovsk, Kotsebinsk y Rubezhinsk. |
| 1.1.6 Suecia | La explotación comenzó en 1637. A finales del siglo XIX el alumbre de lutitas (alum shale, como se conoce en Suecia), también estaba | Debido aún a los estragos causados por la Segunda Guerra Mundial, de los cuales a este país le costó mucho recuperarse, en 1966 se extrajeron 50 millones de | El recurso de aceite in-situ de lutitas se estima en 6,1 miles de millones de barriles. | No se obtuvo el dato concreto. |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|--------------------------------|---|---|--|---|
| | en el proceso de retorting en un esfuerzo para producir un aceite hidrocarburo. | toneladas de lutitas. | | |
| 1.1.7 Turquía | Datos obtenidos entre los años 1993 y 1995 revelaron que el campo Beypazari, en la provincia de Ankara tuvo una producción de aceite promedio (wt%) de 5.4 con una fuente de aceite en lutitas de $1,058 \cdot 10^6$ ton. | El campo Göynük en Bolu obtuvo una producción promedio de 4.6 con $2,500 \cdot 10^6$ toneladas de aceite en lutitas y el campo Hatildağ, en la misma provincia tuvo una producción promedio de 5.3 con $547 \cdot 10^6$ toneladas de aceite en lutitas y el campo Seyitömer, en la provincia de Kütahya tuvo una producción promedio de 5.0 con $1,000 \cdot 10^6$ toneladas de aceite en lutitas. Como total entre esos años se obtuvo una fuente de aceite en lutitas de 5,771 toneladas. | La reserva se ha estimado de 3 a 5 miles de millones de toneladas, con reservas probadas de 2,2 miles de millones de toneladas. De esta última cifra, la reserva geológica se estimó en 0.5 miles de millones de toneladas y la posible reserva de 1,7 miles de millones de toneladas. | Turquía cuenta con cuatro grandes yacimientos: Himmetoğlu, Seyitömer, en la provincia de Kütahya, Hatildağ, en la provincia de Bolu y Beypazari, en la provincia de Ankara. Otros yacimientos que se conocen son el de Bahçecik en Izmit, Burhaniye en la provincia de Balıkesir, Gölpazari en Bilecik, Göynük en Bolu, y Ulukisla en Nigde. |
| ÁFRICA | | | | |
| 1.1.8 Egipto | Los yacimientos de aceite en lutitas se descubrieron en 1940 como resultado de las rocas de petróleo de encendido automático de | En 1970 en la zona del Mar Rojo se encontraron 4,5 miles de millones de barriles de petróleo de lutitas, en el desierto occidental, en la zona de Abu Tartour existían 1,2 | El recurso de aceite in-situ de lutitas se estima en 5.7 miles de millones de barriles. | No se obtuvo el dato concreto. |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|---|--|---|---|--|
| | <p>fosfatos. Estas formaciones de fosfato se encuentran junto al Mar Rojo, en la zona de Safaga-Quseir en el área del desierto oriental.</p> | <p>miles de millones de barriles.</p> <p>Se concluyó que las lutitas de la zona del Mar Rojo fueron sólo accesibles por métodos de minería subterránea y serían poco rentables para la extracción de petróleo y gas.</p> | | |
| <p>1.1.9 Etiopía</p> | <p>La existencia de yacimientos de aceite en lutitas en Etiopía se ha conocido desde la década de 1950.</p> | <p>Aunque se llevaron a cabo diversos estudios y pruebas, ningún proyecto procedió a causa de los altos costos que implican la minería y la falta de financiación.</p> | <p>El recurso estimado con el que cuenta Etiopía se acerca a los 3.89 miles de millones de toneladas de lutitas, en la provincia de Tigray y se considera adecuado para la minería a cielo abierto.</p> | <p>No se obtuvo el dato concreto.</p> |
| <p>1.1.10 Marruecos</p> | <p>La explotación de aceite de lutitas en Marruecos se produjo en 1939.</p> | <p>En 1939 el yacimiento de Tánger (1) fue la fuente de combustible con 80 toneladas/día para una planta piloto, la cual opero hasta 1945.</p> <p>Durante la década de 1960 se encontraron dos importantes yacimientos: Timahdit (2) y Tarfaya (9).</p> | <p>El total de recursos de Marruecos se estima en 53 miles de millones de barriles in-situ, un nivel que sitúa al país entre los líderes mundiales en materia de aceite de lutitas.</p> | <p>Yacimientos Tánger, Timahdit, Essaquira y Tarfaya.</p> <p>Cuencas Ait Oufella, Haut Moulouya, Bahira-Tadla, Oued Dades, Souss y Guir. Ver Anexo B.</p> |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| ASIA | | | | |
|--------------------------------------|---|--|--|--|
| 1.1.11 China | Entre 2004 y 2006 China llevó a cabo su primera evaluación nacional de aceite en lutitas. | La extracción comercial de aceite en lutitas y el funcionamiento de los retorting de calefacción para procesar el petróleo de lutitas se desarrolló en Fushun entre 1920 y 1930. A principios de la década de 1960, la producción alcanzó un máximo de 23 millones de toneladas de aceite de lutitas. | De acuerdo con la evaluación, se ha estimado un recurso total de aceite de lutitas de aproximadamente 720 millones de toneladas, el cual se encuentra en 22 provincias, 47 cuencas y 80 yacimientos. | El principal yacimiento se encuentra en Fushun en la provincia nororiental de Liaoning. Maoming en Guangdong, el yacimiento Huadian y el Nong An en Jilin y el yacimiento Longkow en Shandong. |
| 1.1.12 Israel | No se obtuvo el dato concreto. | No se obtuvo el dato concreto. | Las estimaciones teóricas de las reservas suman aproximadamente 4 miles de millones de toneladas, de los cuales se consideran explotables a cielo abierto un porcentaje bajo. | El yacimiento más grande es Rotem Yamin, tiene formaciones de lutitas con un espesor de 35 a 80 m, produciendo alrededor de 60 a 71 litros de aceite por tonelada. |
| 1.1.13 Jordania | No se obtuvo el dato concreto. | En noviembre de 2006 Energía Eesti de Estonia anunció que la compañía había obtenido el derecho de explorar 300 millones de toneladas de la reserva El Lajjun. A principios de 2007, Petrobras firmó un memorando de entendimiento con El | Los estudios geológicos indican que las reservas de lutitas con aceite existentes cubren más del 60% del país y ascienden a más de 50 millones de toneladas. | Los ocho yacimientos más importantes son El Lajjun (6), Sultani (4) y el Juref ed Darawish (2), que ha sido el más extensivamente estudiado, el Yarmouk (10). Ver |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|-----------------------------|---|--|---|--|
| | | Ministerio de Energía y Recursos Minerales (MEMR) para estudiar la factibilidad económica de la utilización de procesos Petrosix de la compañía en el yacimiento de aceite en lutitas de Attarat Umm Ghudran. | | Anexo C. |
| 1.1.14 Mongolia | En 1930 comenzaron la exploración e investigación de los depósitos, pero no fue hasta 1990 y con la ayuda de las organizaciones japonesas que comenzaron los análisis detallados. | Las lutitas que contienen el aceite pertenecen al era geológica del Cretácico Inferior del Grupo Dsunbayan situado en el este del país. Fueron estudiados 26 depósitos y se encontró que se asocia con yacimientos de carbón. Históricamente, el carbón de Mongolia se ha explotado como fuente de energía. Sin embargo, el estudio determinó que las lutitas son "excelentes" potenciales como rocas generadoras de petróleo, en particular el depósito Eidemt. | El total de recursos de Marruecos se estima en 0,3 miles de millones de barriles in-situ. | Principalmente se encuentra el yacimiento de Eidemt. |
| OCEANÍA | | | | |
| 1.1.15 Australia | La producción de los yacimientos de lutitas en el sureste de Australia se inició en la década de | Entre 1865 y 1952 se procesaron cerca de 4 millones de toneladas de petróleo en lutitas. | El recurso demostrado de aceite en lutitas total se estima que es de 58 mil millones de | Algunos yacimientos que se encuentran en Queensland son Byfield, |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|---------------------------------------|--|--|--|---|
| | 1860, llegando a su fin en 1952, cuando la financiación del gobierno cesó. | Se investigaron diez yacimientos de lutitas con posible potencial en un área al norte de Brisbane y se encontró un recurso de aceite en lutitas superior a los 20 mil millones de barriles, lo cual podría apoyar la producción de más de 1 millón de barriles al día. | toneladas del cual 24 mil millones de barriles de petróleo son recuperables (según Crisp y colaboradores, 1987 ^{IV}) | Rundle, Lowmead, Sur Nagoorin, Nagoorin, Duaringa, Yaamba, Camooweal y el play Julia Creek. En Nueva Gales están los yacimientos Glen Davis y Joadja. En Melbourne se encuentra el yacimiento Morwell. En Tasmania se encuentra el yacimiento Mersey River. |
| 1.1.16 Nueva Zelanda | En la Ciudad de Orepuki en 1900 iniciaron los trabajos con aceite de lutitas, en una planta escocesa, los cuales probablemente fueron con lignita con un alto contenido de azufre. | El trabajo ha sido discontinuado, ya que las lutitas se consideraron de bajo grado, con calidad pobre de producción de aceite e inesperadamente altísimos costos de producción. En 1901, 12 048 toneladas de lutitas, valuadas en £6,024 libras, fueron extraídas; en 1902 solo 2 338; y hasta la fecha solo se ha extraído una insignificante cantidad. | El total de recursos de Marruecos se estima en 0,1 miles de millones de barriles in-situ. | Los yacimientos de Orepuki, que son los de mayor potencial. |
| AMÉRICA | | | | |
| 1.1.17 Brasil | Brasil cuenta con recursos de aceite en lutitas que fueron explotados por | Después de la formación de Petrobras en 1953, la compañía desarrolló el proceso | El Ministerio de Minas y Energía confirmó a finales de 1999 las reservas de | No se obtuvo el dato concreto. |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|--|---|--|--|---|
| | <p>primera vez en 1884 en el Estado de Bahía.</p> | <p>Petrosix para la transformación de lutitas con contenido de aceite. En donde se obtiene una producción diaria nominal de 3 870 barriles de petróleo de lutitas, 120 toneladas de gas combustible,</p> | <p>petróleo de lutitas de 445.1 millón de m³ medido/indicado/inventariado y 9 402 millones de m³ inferido/estimado, con reservas de gas de lutitas de 111 millones de m³ medido/indicado/inventariado y 2 353 millones de m³ inferido/estimado.</p> | |
| <p>1.1.18 Canadá</p> | <p>En 1907 una gran cantidad de lutitas de New – brunswick fue enviada a la Compañía Pumpherston Oil en Escocia para examinarlas, dando como resultado de 24 a 48 galones de aceite y en algunos casos 70 libras de sulfato de amoníaco por cada tonelada de lutitas.</p> | <p>En la zona de Nueva Escocia se sabe que existe aceite que proviene de formaciones de lutitas, para su desarrollo se han dividido en dos Stellarton y Antigonish. Se llevó a cabo minería en Stellarton de 1852 a 1859 y de 1929 a 1930 y en Antigonish en 1865.</p> | <p>La cuenca Stellarton se estimó que podía contener 825 millones de toneladas de aceite proveniente de formaciones de lutitas, con un contenido de aceite in-situ de 168 millones de barriles. La cuenca Antigonish tiene la segunda mayor fuente de petróleo de lutitas en Nueva Escocia, con un estimado de 738 millones de toneladas de lutitas y 76 millones de barriles de petróleo in-situ.</p> | <p>El aceite en lutitas existe en todo el país, identificándose e hasta 19 yacimientos (Ver Anexo D). Sin embargo, la mayoría de los lugares de estos recursos continúa siendo poco conocida. Los yacimientos más explorados son los de las provincias de Nueva Escocia y New Brunswick.</p> |
| <p>1.1.19 Estados Unidos</p> | <p>Se tiene el conocimiento de la Formación de lutitas Green River, al noroeste de Colorado desde 1922^y. Aunque en 1970 el departamento de energía de</p> | <p>Se estima que casi el 74% de los recursos de aceite en lutitas potencialmente recuperables del mundo se concentran en los EE.UU. El mayor de los yacimientos se encuentra en el</p> | <p>El total de recursos estimados en Green River es de alrededor 1,5 mil millones de barriles de petróleo in situ. Aunque los recursos</p> | <p>Los yacimientos más ricos y fácilmente recuperables se encuentran en la cuenca Piceance Creek al oeste de Colorado y</p> |

Capítulo 1 Contexto Histórico

| | | | | |
|--|---|---|--|---|
| | Estados Unidos inició una serie de estudios para la caracterización geológica y geoquímica de los yacimientos potenciales. En 1980 se inició la producción económica del primer yacimiento no convencional en Estados Unidos, explotando la formación de lutitas Barnett. | Eoceno a 42 700 km ² en el noroeste de Colorado, al este de Utah y al suroeste de Wyoming en la formación del Green River. | recuperables de petróleo de lutitas se han estimado para ser tan altos como 800 mil millones de barriles, pero aún no se ha hecho algún estudio definitivo para corroborar esta cifra. | la Cuenca Uinta en Utah oriental. Ver Anexo E. |
|--|---|---|--|---|

Es importante destacar que en Europa se aceleró la búsqueda de nuevas fuentes de combustible, debido a la escasez de éste ocasionados por la I y II Guerra Mundial, es por esto que éstos países llevan desarrollando el aceite en lutitas desde hace más de 50 años, tal es el caso de Estonia, país que cuenta con los primeros registros en desarrollar el aceite en lutitas y aún hoy en día continúa encabezando los principales lugares en el mundo en cuanto al desarrollo de éstos recursos y en cuanto a sus reservas.

En algunas partes del mundo debido a cuestiones políticas no se ha podido tener un mayor avance en cuanto a la tecnología para desarrollar éstos recursos, un ejemplo de esto es Mongolia que cuenta con grandes yacimientos de lutitas, que a pesar del aislamiento político del país durante la mayor parte del siglo XX, siguen siendo en gran parte subdesarrolladas. Se establecieron algunas operaciones mineras antes de 1989 con la ayuda de la Unión Soviética y los países de Europa del Este, pero después de la desintegración de la URSS, el movimiento de Mongolia hacia una economía libre y la Ley de Minerales de 1997, apenas se está reconociendo el potencial.

1.2 Contexto Nacional. México

Diversos estudios, geológicos, geofísicos y petroleros estiman que México cuenta con recursos de aceite en lutitas de gran magnitud, situándolo en el cuarto lugar a nivel mundial, por lo que su desarrollo oportuno podría generar beneficios, tanto de abasto energético como de palanca de desarrollo.

Pemex inició los trabajos exploratorios de aceite y gas en lutitas a principios del año 2010. En abril de 2011 la Energy Information Administration (EIA) publicó una evaluación a nivel mundial, estimando un recurso técnicamente recuperable para las cuencas de México. El conocimiento de más de 70 años de exploración, permitió a PEP identificar las siguientes provincias geológicas como precursoras de aceite y gas de lutitas:

- Burro-Picachos-Sabinas
- Burgos
- Tampico-Misantla
- Veracruz
- Chihuahua

En 2012, Pemex actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite en lutitas es más de la mitad de los recursos totales.

El desarrollo de los campos de gas en lutitas y aceite en lutitas (shale gas y shale oil) requiere inversión en los costos de exploración producción y desarrollo que según estima la Secretaría de Energía son necesarios 10 mil millones de dólares.

El desarrollo de este recurso significa para el país una oportunidad única de incrementar la producción futura de aceite en el largo plazo, así como para denotar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.

1.2.1 Exploración de Aceite en Lutitas (Oil Shale)

Pemex inició los trabajos exploratorios de aceite y gas en lutitas (shale oil/gas) a principios del año 2010. En junio de 2013 la Energy Information Administration (EIA) publicó una evaluación a nivel mundial, estimando un recurso técnicamente recuperable para las cuencas de México, de 13 billones de barriles de aceite en lutitas.

Hasta la fecha se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico Superior (Turoniano), que se distribuyen en la zona norte de nuestro país como se puede observar en la **Figura 1.4**.

Los plays del Cretácico Superior; Ojinaga, Eagle Ford y Agua Nueva, están distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos y Burgos en el noreste de México y son la extensión de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados Unidos. Los plays del

Capítulo 1 Contexto Histórico

Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.

Los plays del Jurásico Superior; La Casita y Pimienta están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA.

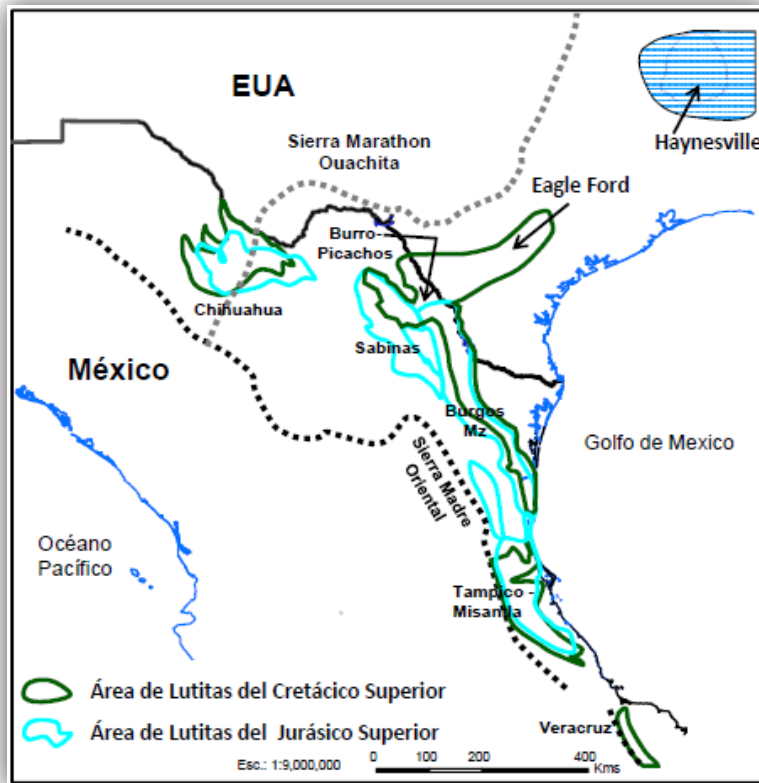


Figura 1.4. Perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas.

Los recursos prospectivos identificados son del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la cuenca Tampico-Misantla y 24.8 a la cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 corresponden a aceite y 28.9 de gas.

Desde el año 2010 que se inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro-Picachos, obteniéndose resultados exitosos, comprobando la continuidad hacia México de las ventanas de gas seco con los pozos Emergente-1 (2011), y en 2012 con los descubrimientos Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1, sobresaliendo éste último con una reserva certificada de 42 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Al inicio de 2014, en el mes de febrero Pemex Exploración y Producción (PEP) registró su primera producción de petróleo de lutitas (shale oil) por 400 barriles diarios en el pozo Anhelido 1, así mismo PEMEX reconoció que destinará 3,000 millones de pesos (mdp) para continuar con la

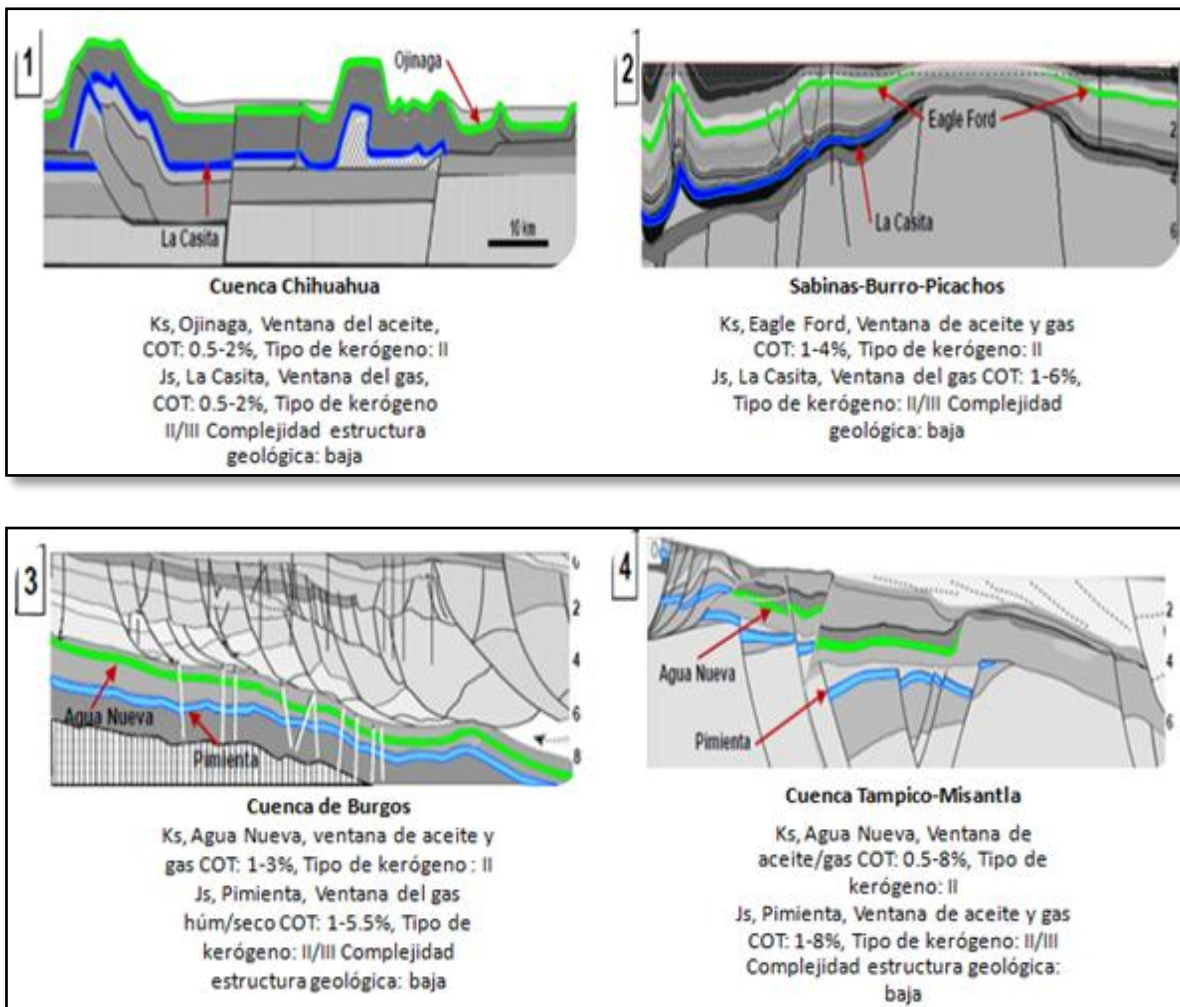
Capítulo 1 Contexto Histórico

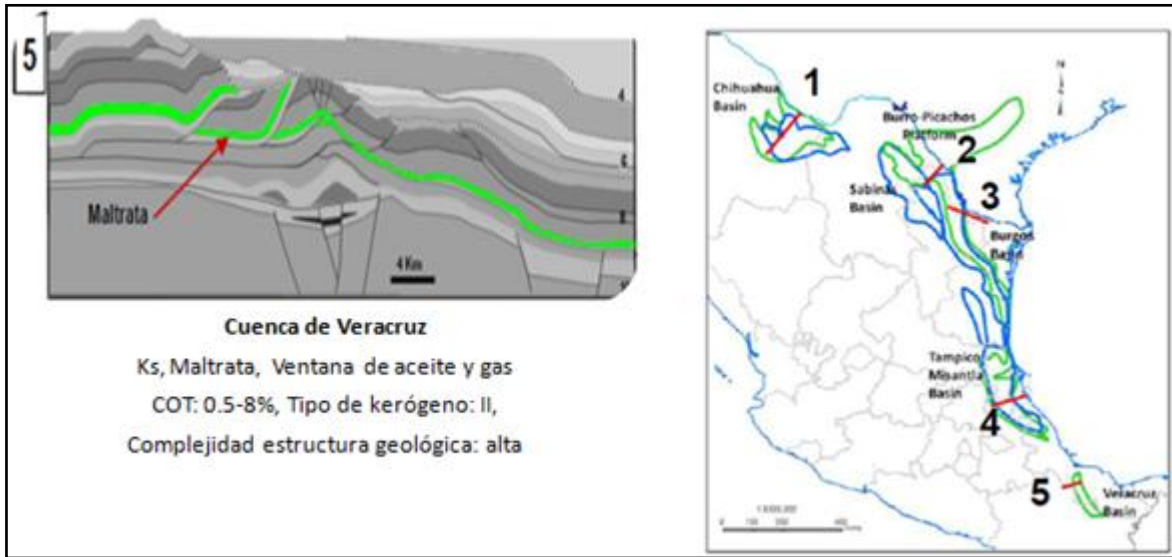
exploración y producción de aceite y gas en lutitas en diversas zonas del país y que la inversión servirá para confirmar la existencia de estos recursos energéticos.

La extensión territorial en donde se encuentran estos recursos prospectivos equivale a la mitad del estado de Coahuila y se extiende a una porción de Tamaulipas-Nuevo León; también se ha detectado el hidrocarburo en Veracruz.

Actualmente el costo de perforar y explorar estos yacimientos asciende a 7 millones de dólares (mdd) por pozo y señaló que este monto podría descender a 5 mdd si se incentiva el negocio del shale gas y oil mediante proyectos masivos que permitan extraer y explorar de manera más intensiva estos recursos.

1.2.2 Provincias Geológicas como precursoras de aceite de lutitas





1.2.3 Cuenca Chihuahua

Esta área se encuentra aún en estudio y no se han revelado datos de estudios, Pemex mantiene la confidencialidad hasta el momento, de esta cuenca.

1.2.4 Área Sabinas-Burro-Picachos

Forma parte del Play Eagle Ford perteneciente en gran parte a Estados Unidos. El Cretácico Superior Eagle Ford tiene un recurso del orden de 27 a 89 con una media de 55 MMMMpc. Se han identificado 133 oportunidades exploratorias que servirán para dar certidumbre al recurso evaluado. El tipo de hidrocarburo que se espera primordialmente en esta área es gas seco y húmedo. Se cuenta con un área prospectiva de 34,700 km².

Como resultados se obtuvo principalmente, que con los pozos Emergente-1 y Habano-1 se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo del play Eagle Ford. El pozo Percutor-1 productor de gas seco probó la extensión de este play hacia la cuenca de Sabinas. Con los pozos Nómada-1 y Montañés-1 se exploraron las zonas de aceite y gas húmedo, respectivamente.

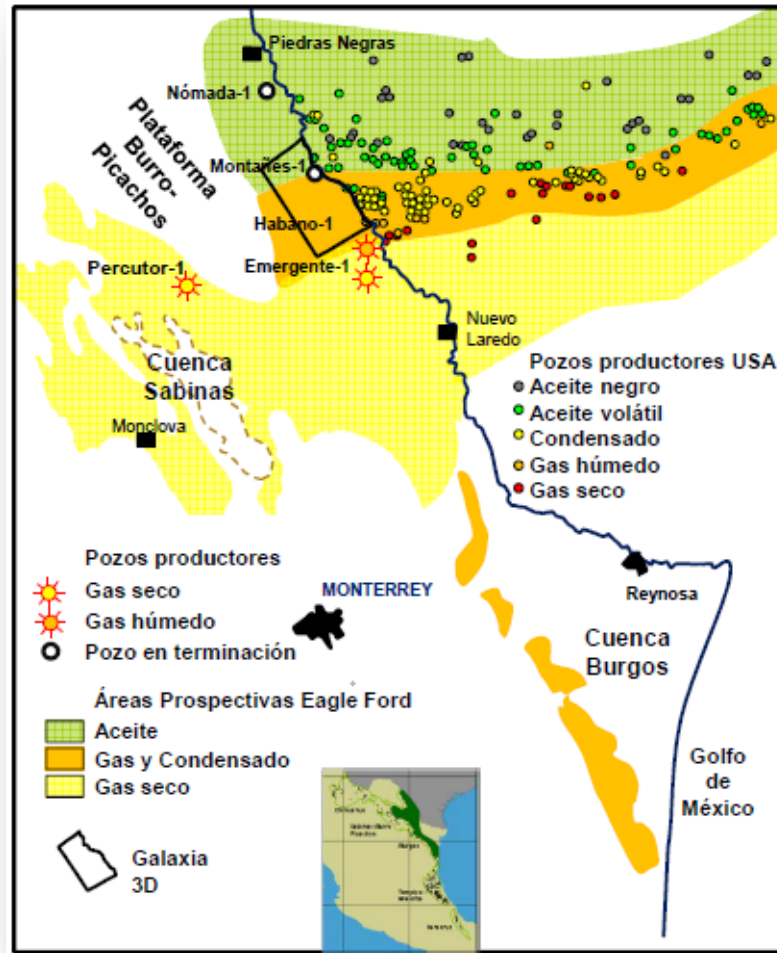


Figura 1.5. Área Sabinas-Burro-Picachos, play Eagle Ford.

En el play Jurásico Superior La Casita – Pimienta cuenta con un recurso de 54 a 163 con una media de 109 MMMMpc. El tipo de hidrocarburo esperado es gas seco, húmedo y aceite ligero. Se cuenta con un área prospectiva: 42,300 km².

Como resultados se obtuvo que con el pozo Arbolero-1 se comprobó el concepto de shale gas en el Jurásico Superior de la Cuenca de Sabinas.

En esta área la actividad de perforación de pozos se enfocará principalmente a las áreas con mayor probabilidad de contener gas húmedo o aceite.



Figura 1.6. Área Sabinas-Burro-Picachos, play Jurásico Superior.

Se direccionaron las brigadas sísmicas al estudio Perla 2D para apoyar localizaciones exploratorias con objetivo en yacimientos no convencionales (Shale) en el área Piedras Negras Cuenca de Sabinas, donde se tienen cuatro pozos productores en lutitas gasíferas (Shale), Emergente-1, Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1. En consecuencia, el estudio Perla 2D en la Cuenca de Burgos registró un avance de 1 mil 749 kilómetros de 710 programados, lo que significó un incremento de 1 mil 39 kilómetros.

1.2.4.1 Sísmica Galaxia 3D.

Con el objeto de mejorar el conocimiento de estos recursos se adquirirá sísmica 3D. Para diseñar, adquirir, procesar e interpretar 1,500 km² de información Sísmica 3D de alta resolución enfocada a la evaluación del Play Cretácico Eagle Ford en la zona de gas húmedo. Para la realización de esta actividad se aplicarán recursos financieros del Fondo Sectorial CONACYT-SENER.

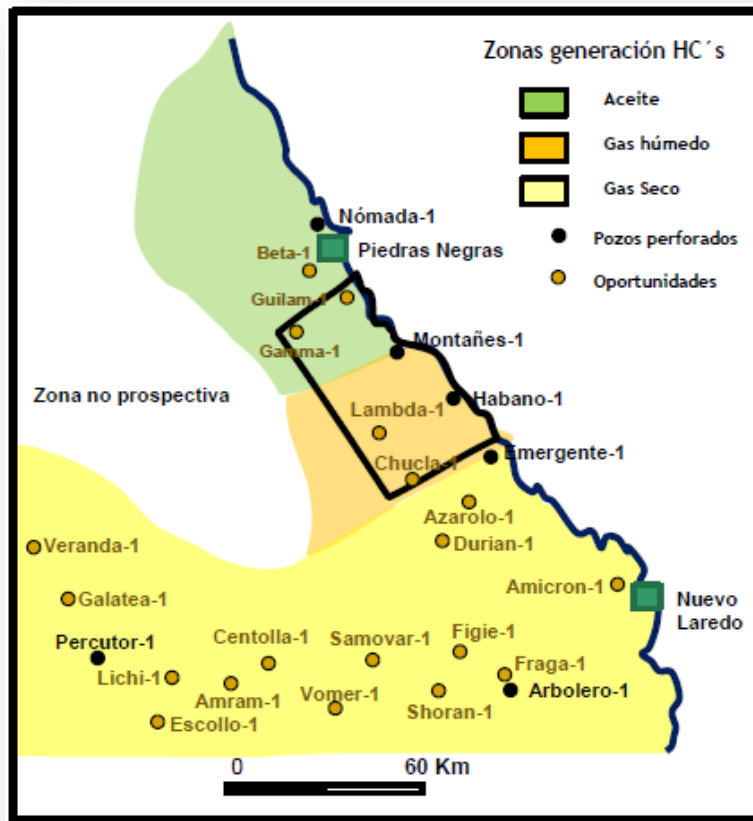


Figura 1.7. Delimitación del área de estudio sísmica Galaxia.

El IMP es responsable de la administración de este proyecto. Con el apoyo de técnicos de PEP se está realizando el diseño y se evalúan propuestas de diversas compañías para adjudicar los trabajos de asimilación y desarrollo de tecnologías de adquisición, procesado e interpretación.

Capítulo 1 Contexto Histórico

| Loc/Opt | Play | Prof. (md) | Hcs. |
|-------------|--------------|------------|--------------------|
| Navajo-1 | K. E. Ford | 2,230 | Aceite |
| Ligero -1 | K.E. Ford | 2,230 | Condensado |
| Nereites -1 | K. E. Ford | 4,300 | Condensado |
| Anhérido-1 | J. Pimienta | 4,500 | Gas húmedo /aceite |
| Cazoleta-1 | J. Pimienta | 3,200 | Gas húmedo /aceite |
| Burbuja-1 | J. La Casita | 4,100 | Gas Seco |

Tabla 1.1. Registro de pozos en explotación en el área Sabinas-Burro-Picachos.

Con el objetivo de acelerar el entendimiento de los yacimientos y la implementación de mejores prácticas en las áreas Burro-Picachos y Burgos se implantarán laboratorios integrales de campo.

| Cuenca | Pozo | Localización | Formación Productora | Profundidad en metros | | Producción Inicial | | |
|---------|--------------------|---|----------------------|-----------------------|---------------------|--------------------|----------------|-----------|
| | | | | Perforación | Intervalo productor | Gas <u>mmpcd</u> | Condensado bpd | Crudo Bpd |
| Sabinas | Habano-1 | Municipio de Hidalgo, Coahuila | Cretácico | 3,770 | de 2,256 a 3,703 | 2.77 | 27 | |
| Sabinas | Percursor-1 | Municipio de Progreso, Coahuila | Cretácico Superior | 3,436 | de 1,945 a 3,390 | 2.2 | | |
| Sabinas | Arbolero-1 | Municipio de Anáhuac, Nuevo León | J. Superior Pimienta | 4,007 | de 2,948 a 3,878 | 3.18 | | |
| Sabinas | Montañas-1 | Municipio de Guerrero, Coahuila de Zaragoza | Cretácico | 3,200 | de 1,905 a 3,155 | 0.1 | | 19 |
| Sabinas | Nómada-1 | Municipio de Nava, Coahuila | Cretácico | 2,850 | de 1,522 a 2,806 | | | |

Tabla 1.2. Pozos productores no convencionales de la Cuenca de Sabinas.

Los Laboratorios de Campo, permitirán cuantificar el potencial de hidrocarburos que existe en los yacimientos no convencionales y determinar el mejor esquema de explotación, mediante un desarrollo inicial con la incorporación de las mejores prácticas y tecnologías para maximizar la producción de los pozos y optimizar los costos de éstos y de las instalaciones de producción para garantizar la rentabilidad del negocio. Este modelo de negocio permitirá a corto plazo determinar la

Capítulo 1 Contexto Histórico

productividad y el comportamiento de yacimientos para dar paso al desarrollo masivo. Los laboratorios están orientados a caracterizar áreas prospectivas de gas húmedo y aceite.

Derivado de los estudios se definieron 5 áreas para implementar Laboratorios Integrales de Campo:

- Nómada
- Montañés
- Biósfera
- Anélido
- Imperio

Se programó iniciar la ejecución de los laboratorios de campo Shale en julio de 2012, con un plazo de 3 años. Se evaluaron 90 compañías considerando sus competencias y su experiencia en el negocio de aceite y gas en lutitas. Actualmente continúa el proceso para elegir a las 5 compañías cuyo perfil sea compatible con el modelo propuesto por PEMEX.

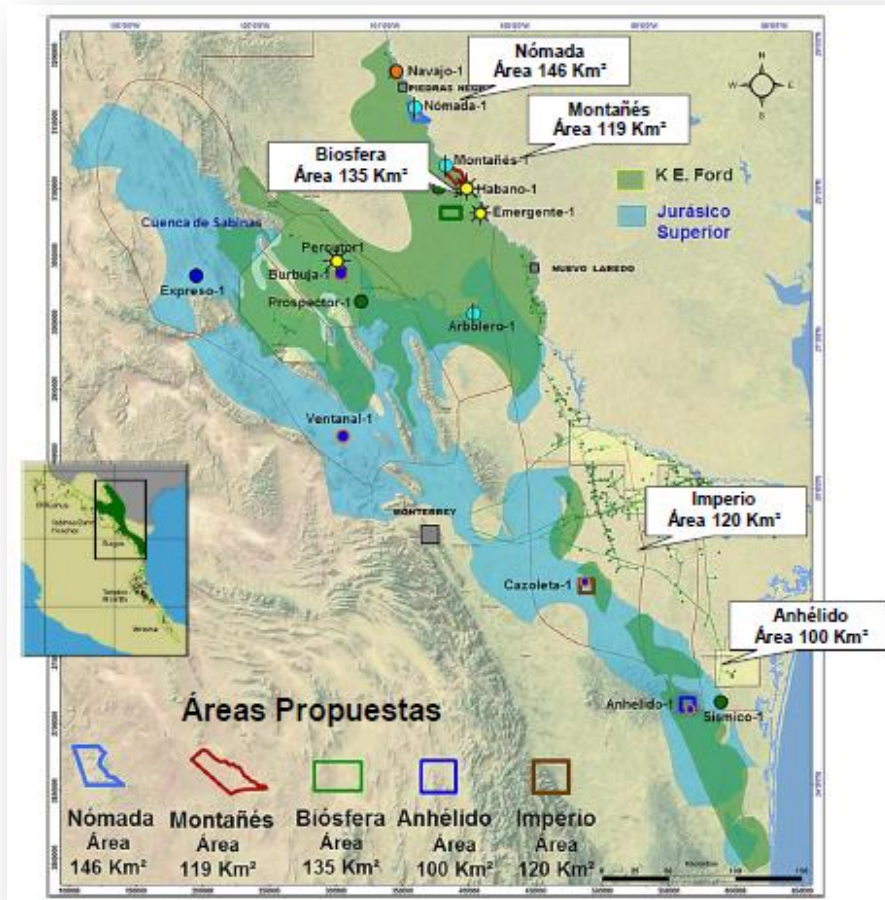


Figura 1.8. Laboratorios Integrales de Campo.

Capítulo 1 Contexto Histórico

1.2.4 Cuenca de Burgos

En la Cuenca de Burgos, el estudio Regional Sabinas II realizó 765 kilómetros de 1 mil 434 programados, con una variación de 669 kilómetros, mientras que en el estudio Espiga 2D se dirigió la adquisición de 356 kilómetros programados.

Con el fin de evaluar el Jurásico Superior en el área sur de Burgos, se perforaron los pozos Anélido-1, Cazoleta-1 y 5 pozos adicionales en los plays Jurásico Pimienta, buscando la presencia de gas húmedo y/o aceite ligero. Y posteriormente se perforará la localización Nuncio-1. Anélido-1 destaca debido a que fue el primer yacimiento de aceite descubierto que resultó productor de aceite y gas en la formación Jurásico Superior Pimienta, con una reserva en proceso de certificación.

El pozo Anhelido-1 concluyó el 27 de diciembre de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Camargo en Municipio de Cruillas, Tamaulipas, resultando productor de aceite y gas, en el play Jurásico Superior Pimienta, con una profundidad de perforación de 3,945 metros, encontrando su intervalo productor de 2,497 a 3,857 metros. Se obtuvo una producción inicial de 1.9 MMPCD de gas y 432 BPD.

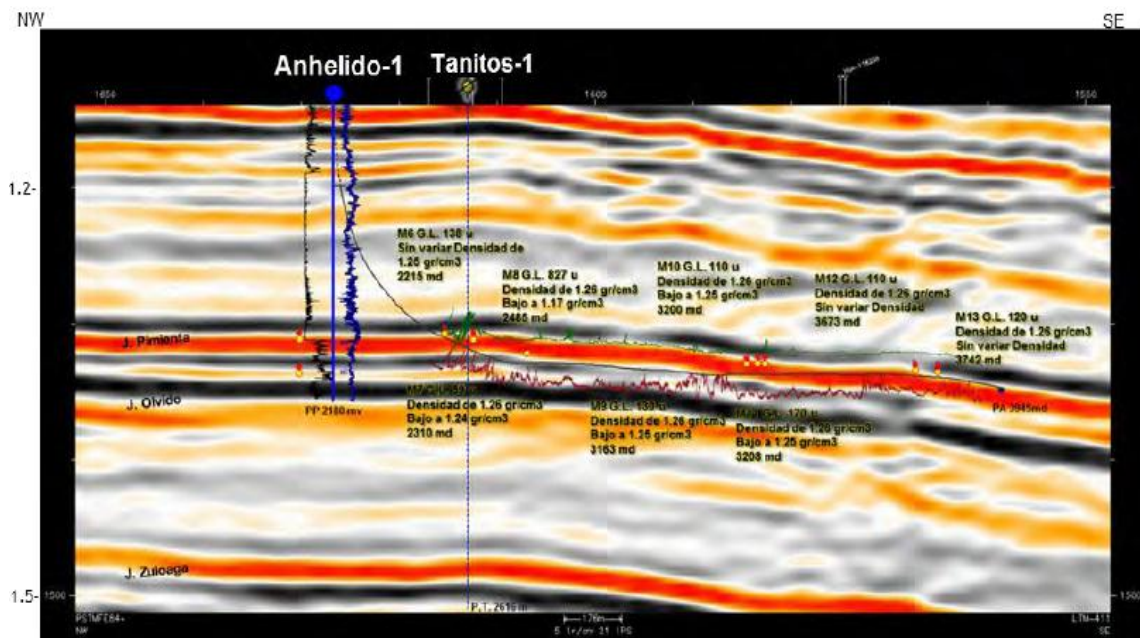


Figura 1.9. Estudio geofísico del pozo Anélido.

El pozo Anélido-1 es un pozo horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 18 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado. Actualmente Anélido-1 está produciendo 400 bpd.

Capítulo 1 Contexto Histórico

Pemex está invirtiendo este año 2014, cerca de 3,000 millones de pesos en la explotación y producción de hidrocarburos en formaciones de lutitas, en las regiones de Burgos, Sabinas y Tampico-Misantla. Así también, se llevan a cabo las perforaciones en lutitas de los pozos Anélido-2, al sur de la Cuenca de Burgos y otro pozo en Poza Rica, en la Cuenca Tampico-Misantla. Ambas perforaciones van destinadas a las formaciones Jurásico Pimienta. El costo de perforación de estos pozos se ha reducido notablemente, ya que en un inicio, los costos eran de 20 millones de dólares por pozo, hoy en día la perforación se lleva a cabo con 7 millones.

1.2.5 Cuenca Tampico-Misantla

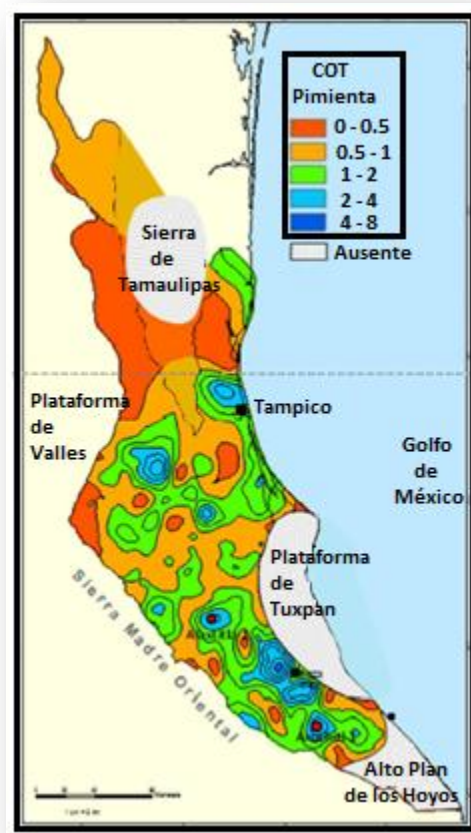


Figura 1.10. Riqueza Orgánica de la Cuenca Tampico-Misantla del Jurásico Superior Tithoniano, Formación Pimienta.

Capítulo 1 Contexto Histórico

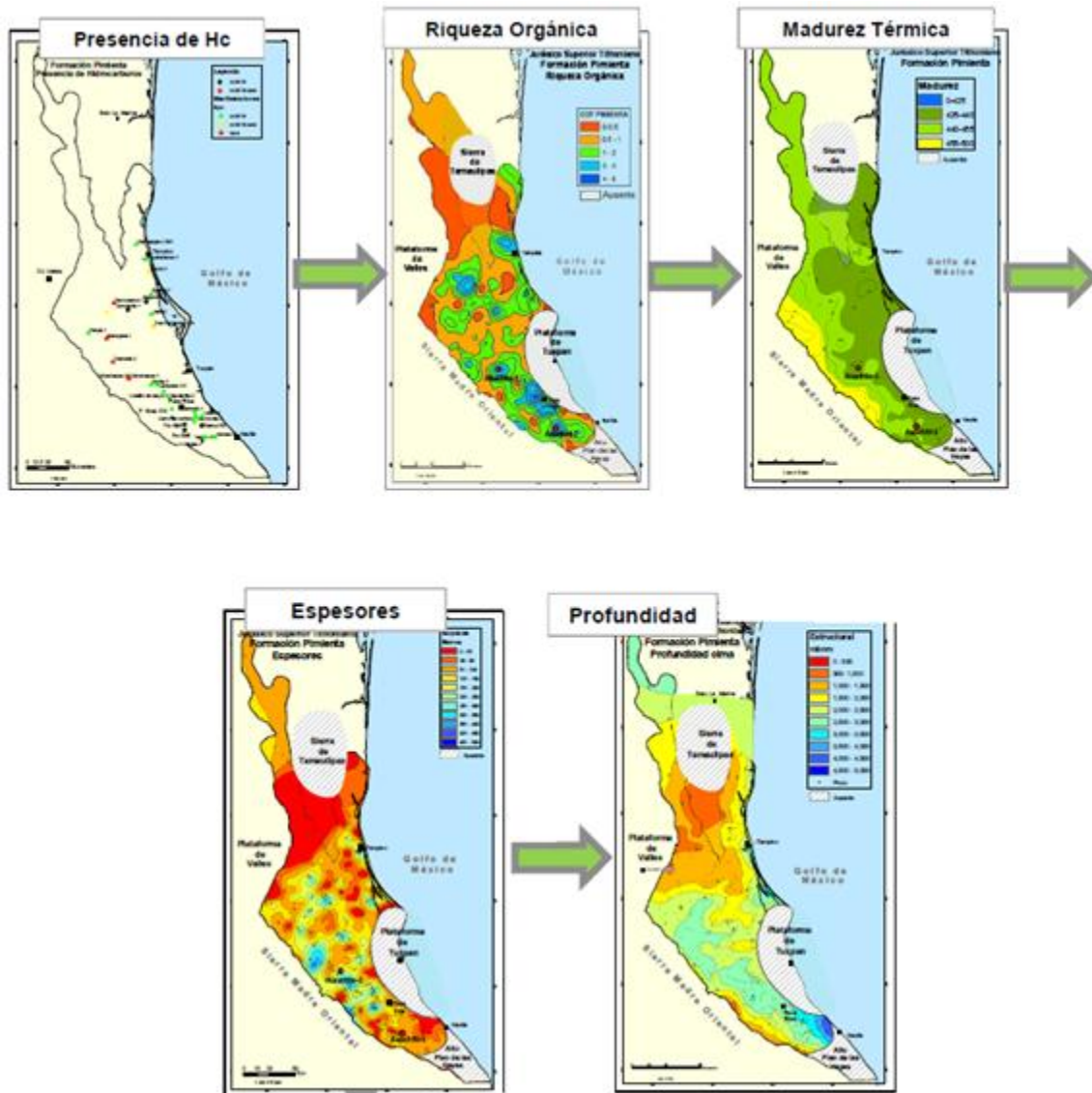


Figura 1.11. Modelos para caracterizar los plays de aceite en lutitas.

En la cuenca Tampico-Misantla para desarrollo de campos se programó la obtención de 400 kilómetros con el estudio Altamira 2D y se realizaron 797 kilómetros, la desviación positiva está asociada a la necesidad de cobertura sísmica adicional con la finalidad de definir y mapear el sistema de fracturamiento de las rocas productoras de las formaciones San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior.

Durante el 2011 y 2012 se han estado realizando trabajos geológicos regionales para mejorar el conocimiento de las cuencas, estableciéndose una metodología de evaluación de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas.

Capítulo 1 Contexto Histórico

Con el propósito de tener un mejor entendimiento de la presencia y tipo de hidrocarburos se han construido modelos regionales con base en la evolución geológica de la cuenca, determinándose las áreas más favorables para la acumulación y tipo de hidrocarburos esperado. Estos modelos deben ser calibrados con datos de pozos conforme avance la exploración. Este tipo de estudios apoya la actualización de los modelos geológico-geoquímicos.

Se han realizado trabajos de modelado para caracterizar los *plays* de aceite y gas en lutitas. Las sobre posición de mapas de los elementos geológicos, geoquímicos y de antecedentes de manifestaciones y producción de hidrocarburos son la base para dar certidumbre a la cuantificación de los recursos prospectivos en *plays* no convencionales y la delimitación del Play no convencional y sus áreas prospectivas de la Formación.

1.2.6.1 Antecedentes de producción en los *Plays* Pimienta y Agua Nueva

En los *Plays* Pimienta (Jurásico Superior) y Agua Nueva (Cretácico Superior) ya se ha establecido producción de aceite y gas húmedo en pozos verticales, como por ejemplo; en la porción norte, el pozo Limonaria-1 resultó productor de aceite obteniéndose una producción de 420bpd y de gas asociado en el Play Pimienta. En el sur, ocho pozos han sido productores de aceite y gas en la Formación Pimienta: Palma Sola-103, Vegas-1, Presidente Alemán-69, 1658, 1674, 1676,1696; Furbero-1865 y Remolino-4155.

En el *play* Agua Nueva en el campo Santiago resultaron productores de aceite seis pozos, mientras que en el margen occidental, el pozo Maguey-2A fue productor de gas húmedo. El aceite descubierto en ambas formaciones es ligero (40°API) y de bajo contenido de azufre.

En base a lo anterior se actualizaron los recursos no convencionales de la cuenca Tampico-Misantla. Los trabajos de modelado indican que los hidrocarburos esperados son principalmente aceite y gas húmedo hacia el frente de la Sierra Madre Oriental. Del total de los recursos se considera que el 90% corresponde a hidrocarburos líquidos.

Con el fin de acelerar la evaluación de este potencial se jerarquizaron las áreas. Los criterios de jerarquización fueron: riqueza orgánica, madurez térmica, espesor, profundidad, fragilidad de la roca, riqueza volumétrica y tipo de hidrocarburos. Para probar el potencial y la productividad del play Pimienta se iniciaran los estudios este año, en las áreas A1 y A2, con la perforación de pozos exploratorios horizontales, que incluyen fracturamiento hidráulico masivo. Además en el área de Limonaria se planea adquirir sísmica 3D.

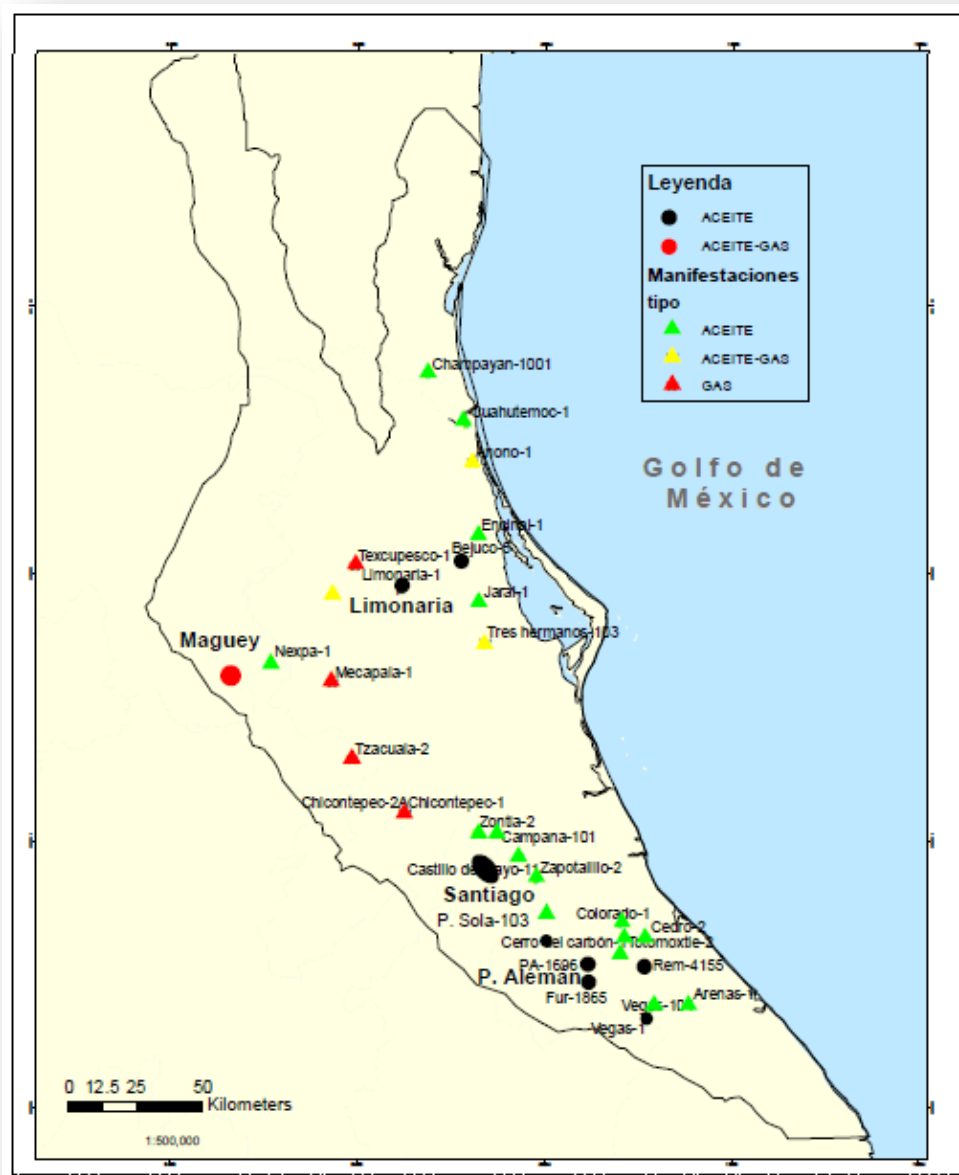


Figura 1.12. Play Pimienta y Agua Nueva.

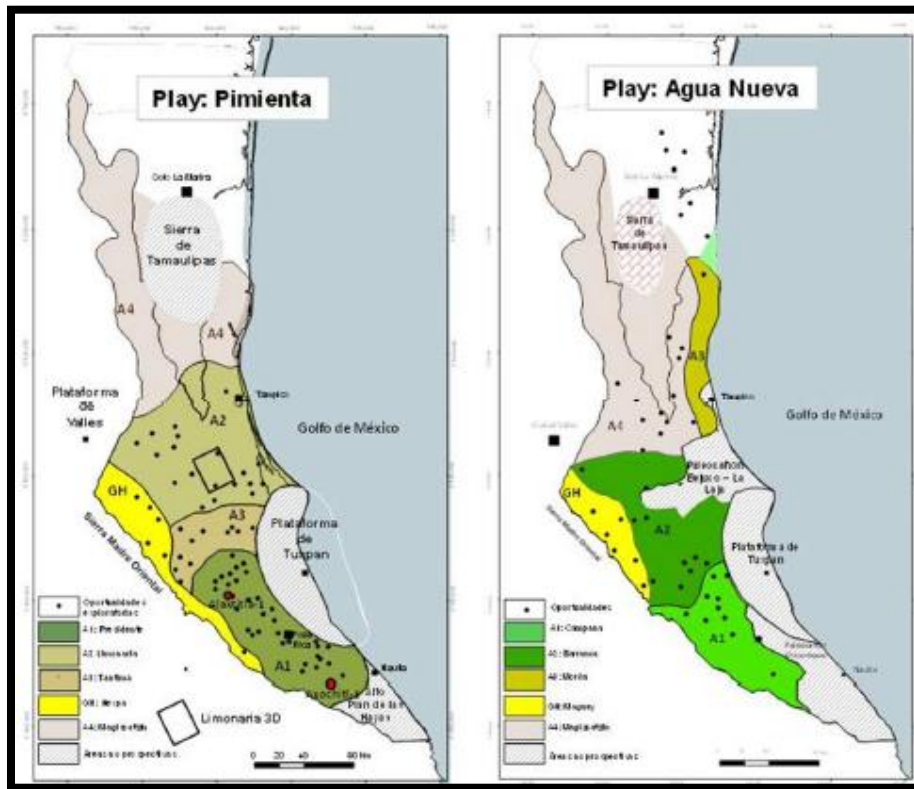


Figura 1.13. Esquematación del *play* Pimienta y del *play* Agua Nueva.

1.2.6.2 Sísmica Limonaria 3D

Se tiene como objetivo principalmente la adquisición de diseños, procesos e interpretación de la información 3D de alta resolución en un área de 1,200 Km², enfocada a la evaluación de los *plays* Cretácico Superior Agua Nueva y Jurásico Superior Pimienta en la zona de aceite y gas húmedo. Para realizar esta actividad también se plantea aplicar recursos financieros del Fondo Sectorial CONACyT-SENER. El IMP funge como el responsable de la administración de este proyecto. PEP ya realizó el diseño de la adquisición. Actualmente este proyecto está en proceso de dictamen técnico. De comprobarse el potencial de la cuenca Tampico-Misantla se abriría una gran área de oportunidad.

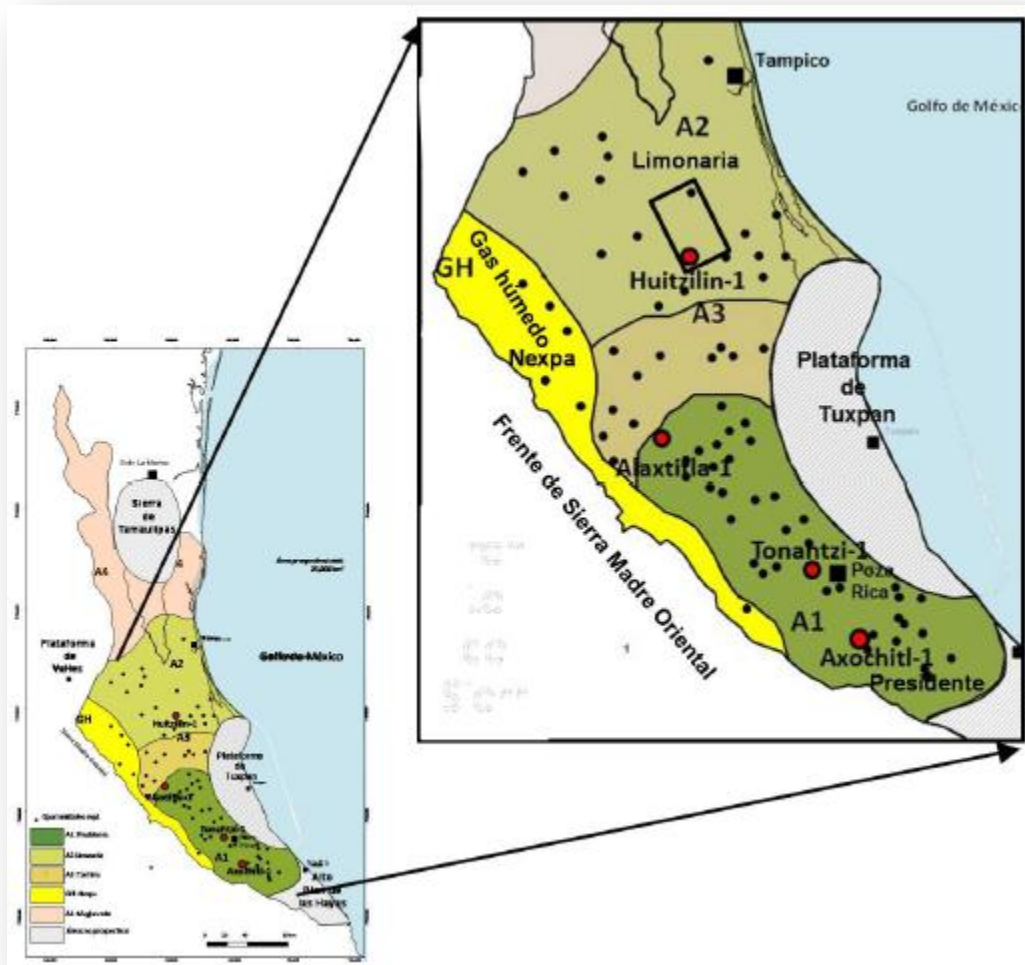


Figura 1.14. Área de Limonaria, en donde se adquirirá la sísmica.

Si se considera como análogo la evolución y resultados del play Bakken, productor de aceite en lutitas en la cuenca de Williston del norte de EUA. Este *play* se distribuye en un área de 17 mil km², con recursos técnicamente recuperables del orden de 3.6 MMMbpce; el cual inició su producción en el año 2000. Con la perforación del orden de 4000 pozos este play alcanzó una producción de 520 Mb/d, en el 2011. Mientras que el *play* Jurásico Pimienta, se estima se distribuye en un área prospectiva de más de 25 000 km² y con recursos estimados por 20.8 MMMbpce. Por lo que de comprobarse el potencial y la productividad de este *play*, se estaría ante un importante polo de desarrollo económico petrolero.

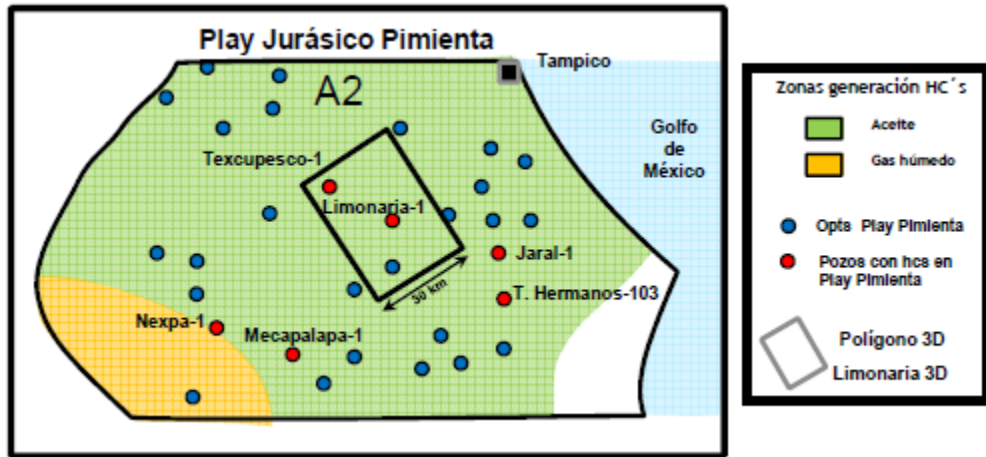


Figura 1.15. Esquema del área limonaria.

Los trabajos realizados han permitido actualizar la estimación del potencial de aceite y gas en lutitas. En la primera estimación se evaluaron recursos por 297 MMMMpc, considerándose primordialmente gas. En base a los estudios geológicos - geoquímicos efectuados en Tampico Misantla, se considera el aceite como el hidrocarburo predominante, en los Plays Pimenta y Agua Nueva.

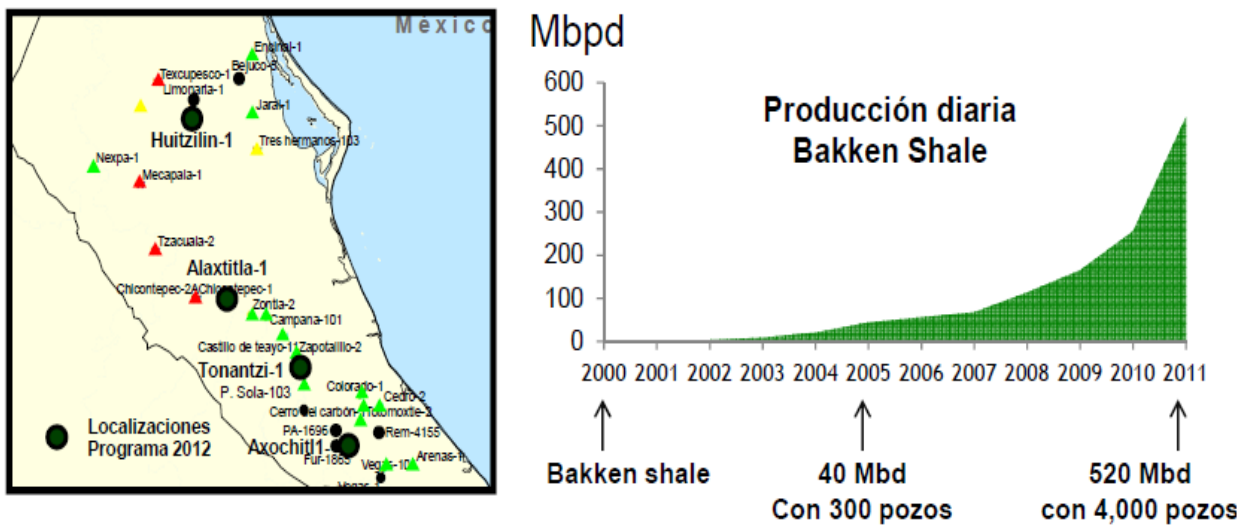


Figura 1.16. Proyección de producción en el Play Bakken con la perforación masiva de pozos productores.

1.2.7 Cuenca de Veracruz

En la cuenca de Veracruz el estudio Perdiz 2D3C multicomponente, cumplió al 100% con su programa de adquisición de 25 kilómetros.

El área prospectiva para el Play Turoniano Maltrata tiene como antecedente una importante cantidad de pozos con manifestaciones de aceite y de gas, sin embargo, estudios geológicos y geoquímicos recientes indican una riqueza orgánica regular con una madurez térmica del kerógeno baja y una complejidad tectónica alta del área debido a que está relacionada con el frente tectónico sepultado de la Sierra Madre Oriental.

Consecuentemente esta área será evaluada en el mediano y largo plazo considerando que su potencial está asociado al concepto de aceite en lutitas (oil shale).

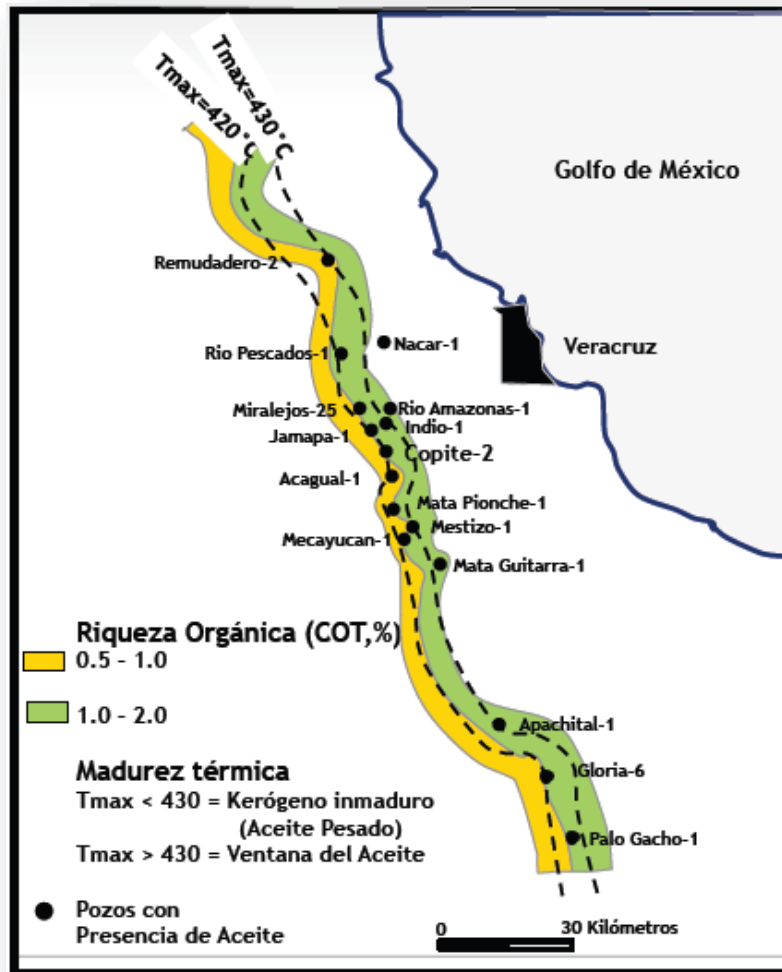


Figura 1.17. Pozos perforados en la Cuenca de Veracruz.

Bibliografía Capítulo 1

ⁱ Dyni JR: "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits". 2005.

ⁱⁱ Knaus E, Killen J, Biglarbigi K y Crawford P: "An Overview of Oil Shale Resources," en Ogunsola OI, Hartstein AM y Ogunsola O (eds): Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma. Washington, DC: American Chemical Society, ACS Symposium Series 1032.

ⁱⁱⁱ Carruthers, R. G., "The geology of the oil-shale fields: Mem. Geol. Survey Scotland", The oil-shale fields of the Lothians, 2d ed. 1912. Parte I.

^{iv} Crisp, P.T., Ellis, John, Hutton, A.C., Korth, Jurgen, Martin, F.A., and Saxby, J.D. "Australian oil shales—A compendium of geological and chemical data: North Ryde", NSW, Australia, CSIRO Inst. Energy and Earth Sciences, Div. of Fossil Fuels. 1987. Pp 109.

^v Winchester, D. E. "The Green River Formation". 1922.

Capítulo 1 Contexto Histórico

Capítulo 2 Conceptos Básicos

Con la finalidad de analizar y comprender el objetivo del análisis de los yacimientos no convencionales y su importancia económica, se deben entender claramente los conceptos básicos que permitan comprender las características físicas y químicas a nivel ingenieril, ya que es de vital importancia contar con esta información para hacer la mejor toma de decisiones aplicando la tecnología en forma adecuada para la explotación de los campos petroleros, obteniendo así una máxima producción de hidrocarburos para el país.

2.1 Geología Del Petróleo

2.1.1 Clasificación De Los Hidrocarburos

Los hidrocarburos se encuentran en tres estados físicos de la materia:



Figura 2.1. Esquema de la clasificación de los hidrocarburos.

2.1.1.1 Estado Gaseoso; Gas Natural

El elemento fundamental que compone a un yacimiento de gas es el metano, éste puede constituir al 100% del yacimiento, como es el caso de los yacimientos de gas seco. En algunos casos el gas puede incluir otros hidrocarburos en estado gaseoso como lo es el etano, el propano, el butano, etc. La característica más importante de este tipo de hidrocarburo es su poder calorífico, ya que en base a esta característica se determina su interés económico y ésta característica es variable según la composición específica del gas.

2.1.1.2 Estado Líquido; Petróleo Crudo

Fundamentalmente se constituye de hidrocarburos líquidos, aunque en la mayoría se encuentran hidrocarburos gaseosos en solución.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API, el cual es un parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, y éste diferencia las calidades del crudo.

| Aceite Crudo | Densidad (g/cm ³) | Densidad °API |
|--------------|-------------------------------|---------------|
| Superligero | < 0.83 | > 39 |
| Ligero | 0.87 – 0.83 | 31.1 – 39 |
| Mediano | 0.92 – 0.87 | 22.3 – 31.1 |
| Pesado | 1.0 – 0.92 | 10.0 – 22.3 |
| Extrapesado | > 1.0 | 10.0 |

Tabla 2.1. Clasificación de los hidrocarburos líquidos.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Olmeca:** Es un crudo superligero, con densidad de 39.3°API y 0.8% de azufre en peso.
- Istmo:** Es un crudo ligero, con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya:** Es un crudo pesado, con densidad de 22°API y 3.3% de azufre en peso.

Su principal característica, desde el punto de vista económico es su poder calorífico, lo cual hace que sean utilizables como fuentes de energía, éste es mayor para los crudo ligeros que para los pesados. El poder calorífico varía en función de la densidad.

2.1.2 Composición Del Petróleo

El petróleo está compuesto por hidrocarburos y otros compuestos que contienen cantidades importantes de N, S, O y compuestos orgánicos de metales pesados biomarcadores en menor

proporción. La mayoría de los crudos se componen de naftenos y parafinas. Los hidrocarburos que componen el petróleo, son:

- **Hidrocarburos alifáticos**

- **De cadena abierta:**

- **Hidrocarburos saturados (alcanos):** Constituyen la serie de las parafinas o serie del metano. Su fórmula general es C_nH_{2n+2} . Las condiciones estándar de temperatura y presión para los gases, son 60 F y 14.7 psia. El primer alcano líquido es el pentano (C_5H_{12}), y el primer alcano sólido es el hexadecano ($C_{16}H_{34}$).
- **Hidrocarburos no saturados (alquenos):** Corresponden a las olefinas. Su fórmula general es C_nH_{2n} . Son isómeros de las cicloparafinas, es decir, tienen composición similar a los naftenos, que son grupos de hidrocarburos de anillo saturado, presentes en forma de anillos cerrados (cíclicos), que se encuentran en todas las fracciones del crudo excepto en las más ligeras. Los naftenos que predominan son los de un solo anillo (parafinas monocíclicas) con 5 o 6 átomos de carbono, encontrándose los naftenos de dos anillos (parafinas dicíclicas) en los componentes más pesados de la nafta; los naftenos son relativamente insolubles en ácido sulfúrico, el ciclo propano es un gas y los siguientes se encuentran en estado líquido.
- **Hidrocarburos no saturados (alquinos):** Su fórmula general es C_nH_{2n-2} . Los dos primeros son gaseosos, del tercero al decimocuarto son líquidos y son sólidos desde el 15 en adelante.

- **De cadena cerrada (carbociclos):**

- **Hidrocarburos alicíclicos:** Corresponden a la serie de los naftenos, que son compuestos con un anillo de carbono. Estos compuestos con anillos, poseen al menos, 3 átomos de carbono.

- **Hidrocarburos aromáticos**

Se basan en el anillo del benceno, y poseen la fórmula general: C_nH_{2n-6} . La aromaticidad, se define como la relación existente entre el carbono aromático y el carbono total; esta aromaticidad está relacionada con la densidad del crudo (entre menos hidrocarburos aromáticos existan, más ligero será el crudo).

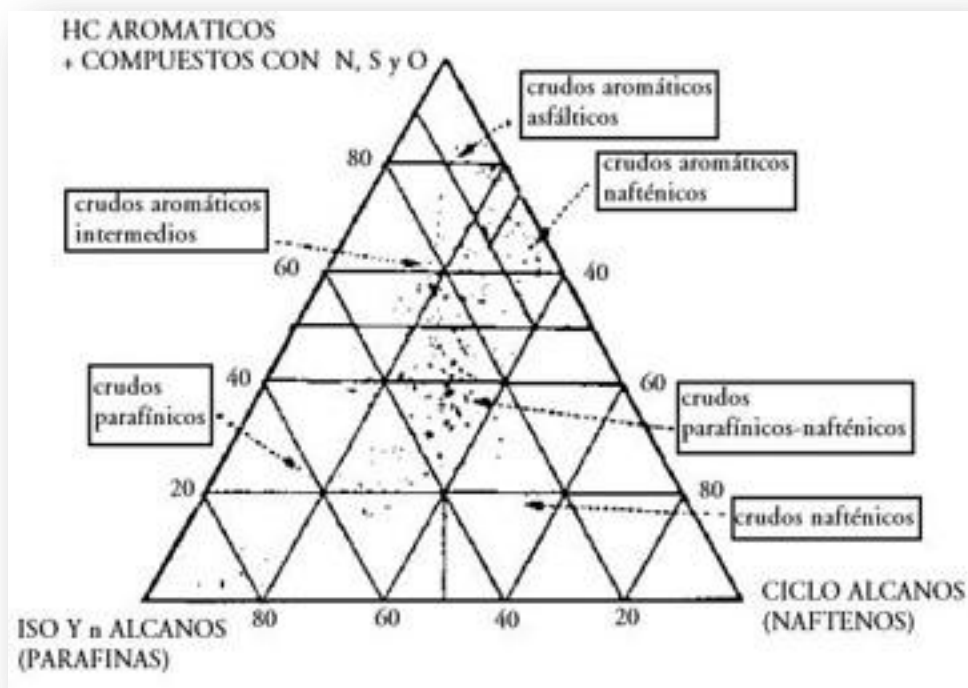


Figura 2.2. Diagrama triangular de Tissot y Welte.

Como mencione anteriormente, el petróleo también tiene otros constituyentes moleculares, como el azufre, el nitrógeno y el oxígeno; también hay que destacar los compuestos orgánicos de algunos metales pesados, como el vanadio y níquel. La mayoría de los crudos contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos que no pertenecen ni a la serie de las parafinas ni de los naftenos; éstos, son los fósiles geoquímicos, los cuales son ciertas sustancias químicas que sirven para demostrar la presencia de organismos del pasado donde la fosilización no fue posible. Por ejemplo el carbón mineral, que fue formado por la conservación de la madera parcialmente descompuesta; en segundo lugar el petróleo y el gas natural, formados principalmente por la descomposición del plancton marino.

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Por lo tanto, los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono se encuentran en estado gaseoso, los que contienen de 5 a 20 se encuentran en estado líquido, y los que contienen más de 20 átomos de carbono están en estado sólido, a temperatura ambiente. Entre mayor sea el contenido de carbono en relación al del hidrógeno, mayor será la cantidad de productos pesados que tiene el crudo.

| Componente | Petróleo Crudo |
|---|----------------|
| Carbono | 83 – 86% |
| Hidrógeno | 11 – 13% |
| Nitrógeno | 0.1 – 2% |
| Oxígeno | 0.1 – 1.5 % |
| Sulfuro | 0.3 – 6% |
| Metales (VO ²⁺ , Ni ²⁺) | < 0.1% |

Tabla 2.2. Composición del petróleo crudo.

2.1.3 Composición Del Gas Natural

Se denomina gas natural a una mezcla de gases, cuyos componentes principales son hidrocarburos gaseosos, (en particular el metano que aparece en una proporción superior al 70%). El gas natural está compuesto de hidrocarburos no condensables a 20°C de temperatura y a presión atmosférica. Si está compuesto casi en su totalidad por metano, se le llama gas seco (*dry gas*). Si la proporción de etano y otras moléculas pesadas excede un valor arbitrario (normalmente el 4-5%), el gas se llama gas húmedo (*wet gas*). El gas natural puede tener tres orígenes:

1. Gas del petróleo: Formado como bioproducto de la generación de petróleo, es el gas que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas; es denominado gas asociado. El gas que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo, se llama gas no asociado.
2. Gas carbonoso: Formado por modificación termocatalítica o por otro tipo de modificación a partir del carbón.
3. Gas bacteriano: Formado por alteración de la materia orgánica a baja temperatura, en o cerca de la superficie terrestre, sin conexión directa con el crudo. Entendemos por gas mineral, aquél desligado del petróleo (He, N, etc.).

| Componente | Fórmula | Gas No Asociado | Gas Asociado |
|--------------------|--------------------------------|-----------------|--------------|
| Metano | CH ₄ | 95-98 % | 60-80 % |
| Etano | C ₂ H ₆ | 1-3 % | 10-20 % |
| Propano | C ₃ H ₈ | 0.5-1 % | 5-12 % |
| Butano | C ₄ H ₁₀ | 0.2-0.5 % | 2-5 % |
| Pentano | C ₅ H ₁₂ | 0.2-0.5 % | 1-3 % |
| Dióxido de carbono | CO ₂ | 0-8 % | 0-8 % |
| Nitrógeno | N ₂ | 0-5 % | 0-5 % |
| Ácido sulfhídrico | H ₂ S | 0-5 % | 0-5 % |
| Otros | A, He, Ne, Xe | trazas | trazas |

Figura 2.3. Composición del gas natural.

2.1.4 Transformación De La Materia Orgánica a Petróleo

Partimos de la existencia de un sedimento orgánico llamado kerógeno, que se acumula en una roca madre con materia orgánica por procesos geológicos que sufre las consecuencias de la presión, la temperatura y el tiempo, dando lugar según el cuadro de la **Figura 2.4** a las siguientes transformaciones.

2.1.5 Roca Generadora

Es una roca sedimentaria que ha generado y expulsado suficiente petróleo o gas como para que sea acumulable y explotable de forma económicamente rentable. Las localizaciones donde se produce el petróleo son aquellas donde tengamos una abundante masa de agua y abundantes aportes orgánicos a un subambiente reductor. Estas zonas pueden ser:

- Lagos: normalmente en un contexto tectónico activo y en zonas ecuatoriales, donde la estratificación de las aguas (por salinidad o densidad) impida la mezcla de las aguas superficiales y profundas.
- Deltas: la roca madre son las lutitas del prodelta, con materia orgánica procedente de vegetales transportados por los ríos y materia orgánica de fito- y zooplancton.

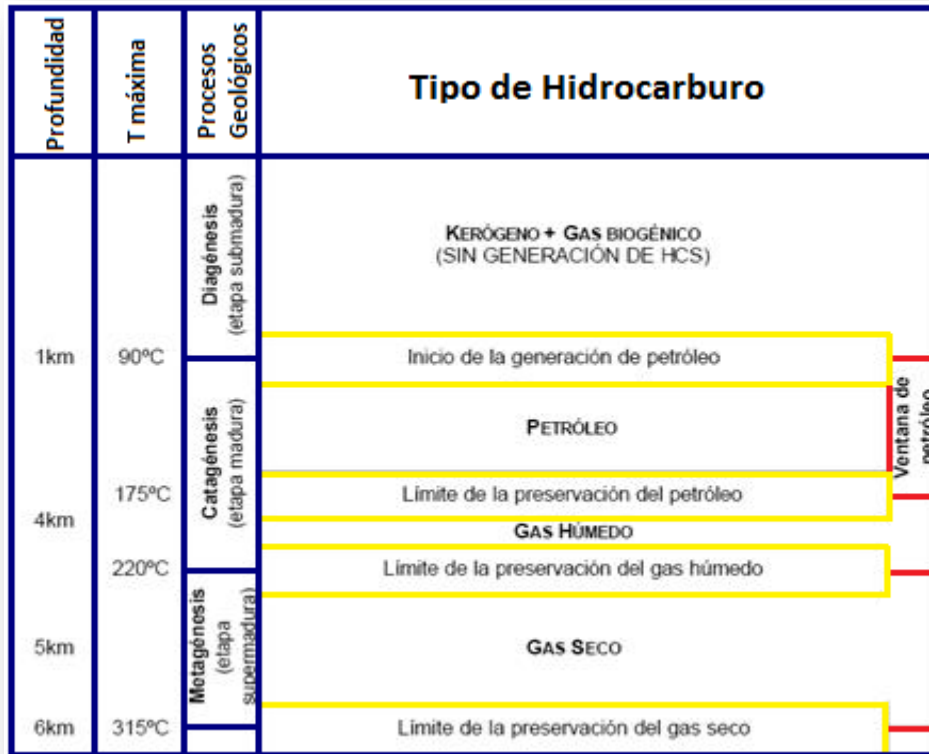


Figura 2.4. Transformación de la materia orgánica a petróleo.

- Cuencas marinas semicerradas con un balance positivo (mayor entrada de agua dulce que de agua salada), y con un modelo de circulación estuarino.
- Cuencas marinas abiertas, en zonas donde se presenta el fenómeno de circulación ascendente, el cual consiste en el movimiento vertical de las masas de agua de niveles profundos hacia la superficie (upwelling), con la producción de una zona de mínimo oxígeno.
- En plataformas y cuencas profundas en periodos de máxima trasgresión.

2.1.6 Roca Almacén

Por roca almacén entendemos una roca lo suficientemente porosa y permeable como para que pueda almacenar petróleo en cantidad explotable de forma económicamente rentable. Esta roca además ha de ser cerrada y tener alguna relación física con la roca madre, ya sea por una fractura que permita el paso de los hidrocarburos o bien por contacto directo.

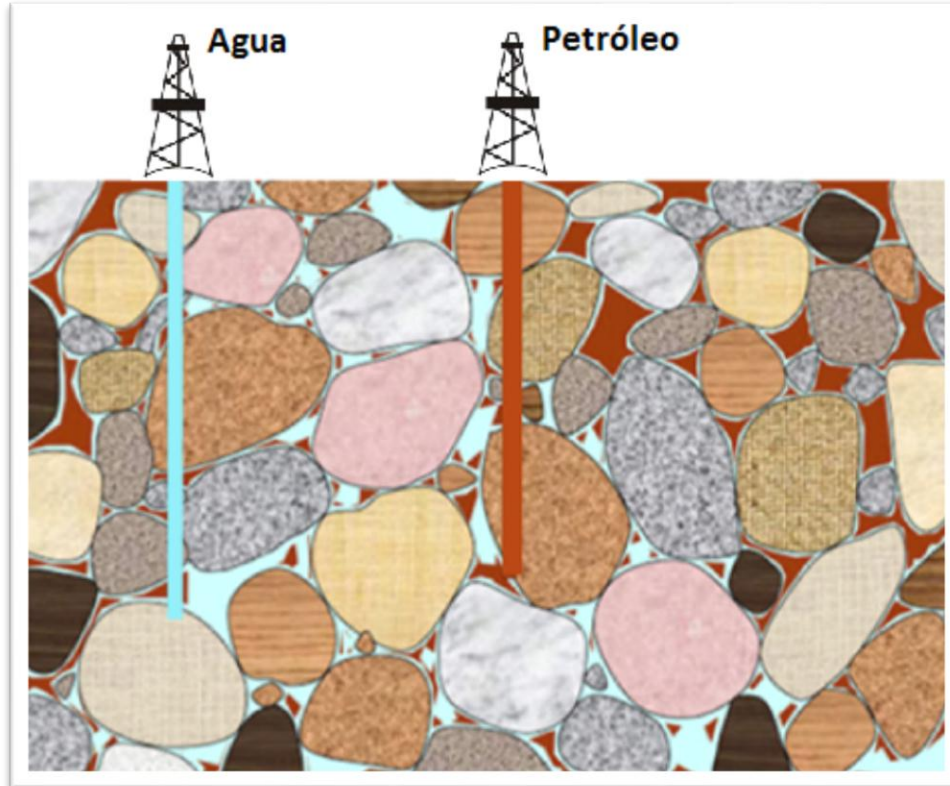


Figura 2.5. Esquema de una roca almacén de petróleo, éste se acumula en los poros de la roca.

2.1.7 Roca Sello

Es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del yacimiento. En ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica, como lo son las fallas o las discordancias.

Las lutitas representan las rocas sellos más importantes en cuencas dominadas por yacimientos clásticos y las evaporitas en yacimientos carbonatados.

Los mecanismos físicos que rigen la efectividad del sello, son los mismos que controlan la migración secundaria. Una roca puede servir de sello si la presión capilar en los poros mayores, es igual o superior a la presión de flotabilidad de la columna de petróleo, es decir a la fuerza que ejerce el petróleo sobre la superficie de las rocas, las fuerzas de flotabilidad se encuentran en función de la densidad del petróleo y el espesor de la columna de este, debido a esto las lutitas pueden ser capaces de sostener un grosor limitado de una columna de gas o de aceite en el depósito. La capacidad de sello, se puede expresar como el peso máximo de la columna de petróleo que puede soportar sin que se produzcan filtraciones.

El gas puede difundirse a través de las rocas saturadas de agua, a escala de tiempo geológico. Los campos de gas sellados por lutitas saturadas de agua como roca sello, tienen una vida corta.

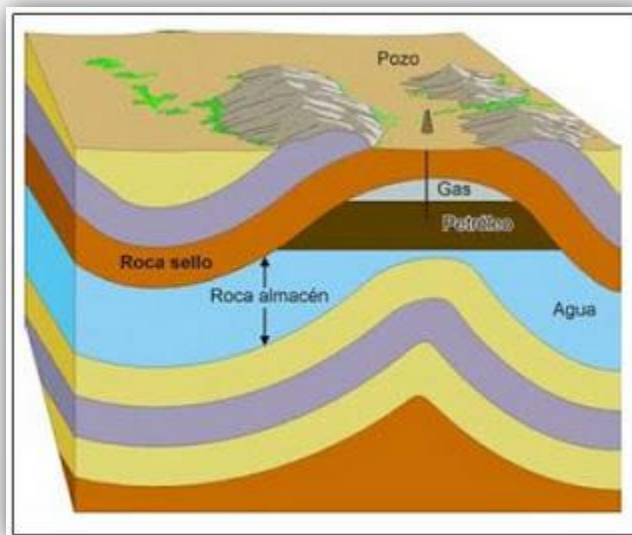


Figura 2.6. Anticlinal con roca almacén y roca sello.

2.1.8 Migración Del Petróleo

1) Migración primaria.

El paso del petróleo desde la roca madre hasta la roca almacén se conoce como migración primaria, lo cual sucede por los siguientes procesos:

Compactación: se pierde porosidad por disminución del volumen de sedimento y por las cementaciones asociadas, así como las recristalizaciones. Todo ello consigue que aumente la presión de fluidos y por tanto se produce un gradiente de presión y de temperatura, generando el desplazamiento de los fluidos hacia zonas más “confortables” (de menor presión).

Deshidratación de arcillas hinchables: esto consigue liberar agua a los poros, con lo que aumenta de nuevo la presión intersticial.

Cambios químicos de la materia orgánica: pasamos de kerógeno a petróleo y a gas, aumentando la entropía del sistema, además disminuye el peso molecular de los hidrocarburos (y por lo tanto el tamaño de la cadena) con lo que la movilidad es mayor y puede incluso aumentar tanto la presión intersticial que cause abundante microfracturación para liberar la presión de los poros.

Los mecanismos por los que migran los hidrocarburos son los siguientes:

- **Movimiento en disolución:** parte del petróleo es soluble en agua y por lo tanto podría viajar en disolución con ésta. El problema es que en zonas someras la solubilidad es muy baja y en zonas profundas el tamaño del poro se reduce tanto que dificultaría los procesos de solubilidad.
- **Formación de burbujas de hidrocarburos:** estas burbujas viajarían en inmiscibilidad líquida con el agua.

- Formación de coloides y micelas de hidrocarburos: se produce una orientación de las moléculas de los hidrocarburos de tal modo que la parte hidrofóbica quede protegida por la parte hidrofílica en contacto con el agua.
- Difusión como una fase continua: el hidrocarburo se mueve aprovechando fracturas, contactos entre formaciones rocosas, etc.

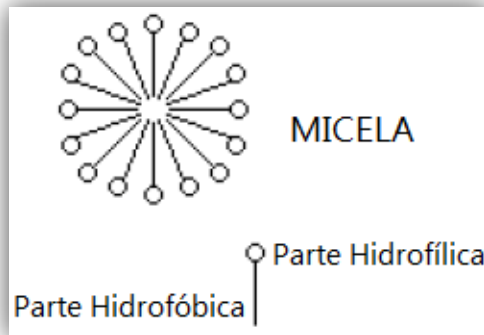


Figura 2.7. Esquema de una micela.

2) Migración secundaria.

Son las migraciones que sufren los hidrocarburos dentro de la propia roca almacén, donde los procesos que se dan son los siguientes:

- Flotabilidad: el petróleo menos denso que el agua, tiende a ponerse sobre ésta y dentro del petróleo, la parte gaseosa sobre la líquida, ascendiendo debido al gradiente de presión que cuando alcanza una zona de baja permeabilidad inclinada se desplaza en forma inclinada con una fuerza de flotación proporcional al ángulo de ascenso.
- Cambio de fase por variación de temperatura: al aumentar la temperatura aumenta la fuerza de flotación del hidrocarburo porque su densidad decrece más rápidamente que la del agua. Si la temperatura es suficientemente alta el hidrocarburo puede pasar a fase gaseosa.
- Presión capilar: en ocasiones impide el movimiento, pero por ósmosis (difusión que tiene lugar entre dos líquidos o gases capaces de mezclarse a través de una membrana semipermeable), se puede producir la migración.
- Gradientes hidrodinámicos: se combina con la flotación de hidrocarburos, según el gradiente vaya en un sentido o en otro, se puede favorecer la migración o dificultarla. Entre mayor sea la densidad del aceite (más pesado) y mayor el flujo de agua, el cuerpo de aceite se desplazará más fácilmente. Como se puede observar en la **Figura 2.8**, en el primer esquema, se encuentra el flujo de agua echado arriba y esto provoca que disminuya notablemente el volumen de hidrocarburos atrapados y en el segundo caso, el gradiente

hidráulico echado abajo tiende a favorecer el incremento del volumen de los hidrocarburos atrapados.

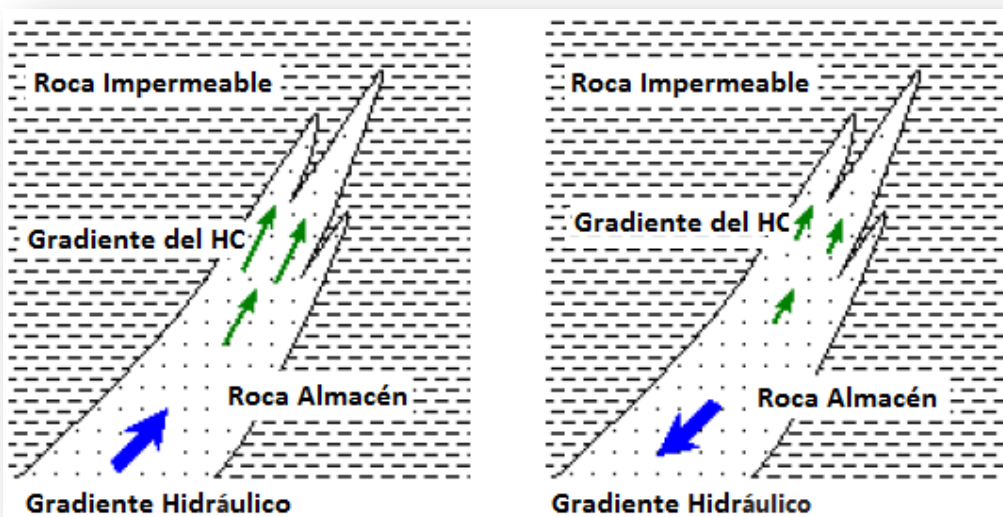


Figura 2.8. Gradientes hidrodinámicos.

2.1.9 Trampas Del Petróleo

Los mismos mecanismos físicos que controlan la migración secundaria y el sello, se aplican al entrapamiento. Una trampa se forma cuando la presión capilar de desplazamiento sobrepasa la presión de flotabilidad del petróleo. Una trampa de petróleo es una estructura geológica o un rasgo estratigráfico que favorece la acumulación del petróleo y puede ser de tres tipos principalmente:

- I. **TRAMPAS ESTRUCTURALES:** son trampas originadas en las estructuras geológicas por procesos tectónicos, gravitacionales y de compactación, como lo son pliegues o fallas, anticlinales y sinclinales (simétricos y asimétricos). La trampa se forma después de la sedimentación y antes de la migración del petróleo.

- a. **Anticlinales**

Tienen una forma de arco y fueron los primeros tipos de trampas reconocidos. Se forman en áreas de compresión, pueden tener múltiples zonas de producción y formar campos gigantes.

- b. **Fallas Normales**

Éstas son producidas por fuerzas de tensión, la trampa es ubicada en el bloque levantado.

c. Fallas Inversas

Se producen este tipo de fallas debido a las fuerzas de compresión, la trampa se encuentra en el bloque levantado.

d. Trampas Estructurales en Diapiros

Un diapiro es una estructura cuyas capas más internas han horadado o penetrado la cubierta. En su formación interviene la plasticidad de las masas de sal y su baja densidad. A alta presión, la sal se deforma plásticamente y se comporta como un magma intrusivo, que deforma los sedimentos suprayacentes. A veces, los diapiros salinos llegan a la superficie.

Los diapiros salinos tienen considerable importancia económica, ya que pueden dar lugar a trampas petrolíferas a los lados y en la parte superior y a la formación en minicuevas, como pasa en Texas, Louisiana y México, donde el azufre aparece asociado a ellos.

II. **TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:** son las trampas de hidrocarburos resultantes de cambios en el tipo de roca o de acuñamientos, discordancias u otros rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes o las acumulaciones.

- a) **Primarias:** relacionadas con la morfología del depósito y con procesos llevados a cabo durante la sedimentación (interdigitaciones, acuñamientos, arrecifes, cambios laterales de facies).
- b) **Secundarias:** relacionadas con procesos postsedimentarios (cambios diagenéticos, -caliza, dolomía-, porosidades por disolución, discordancias).

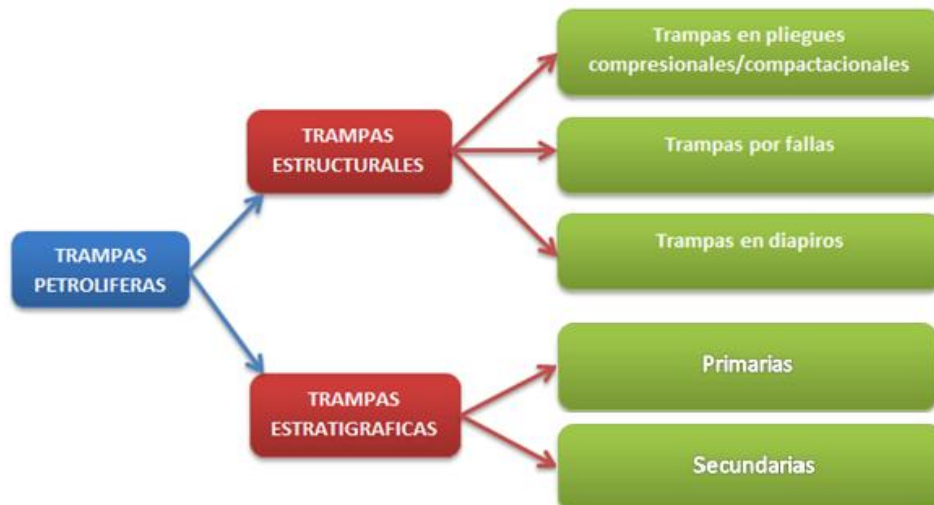


Figura 2.9. Clasificación de las trampas petrolíferas.

Más del 60% de los yacimientos de petróleo que se están explotando en la actualidad corresponden a trampas estructurales de tipo antiformal, y otra estructura importante son los yacimientos asociados a procesos de diapirismo, ya que al hacer estudios de exploración, las masas diapíricas poco densas, son fácilmente localizables por métodos geofísicos.

Un conjunto de trampas de petróleo localizadas en un área concreta, recibe el nombre de campo de petróleo y varios campos de petróleo asociados constituyen provincias petrolíferas.

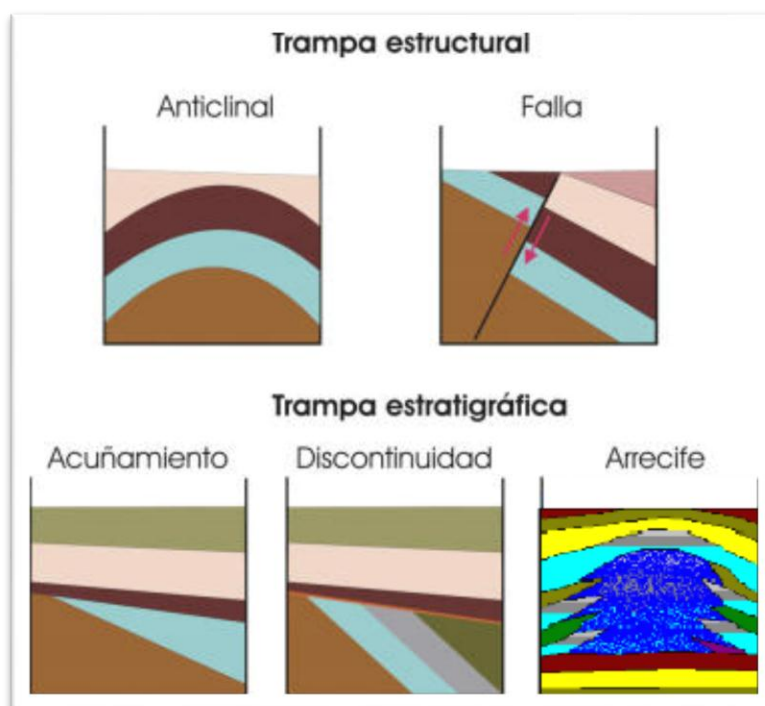


Figura 2.10. Tipos de estructuras geológicas consideradas idóneas como confinamiento estructural. Fuente: B. Llamas 2009

- III. **TRAMPAS MIXTAS:** es la combinación de trampas estratigráficas y trampas estructurales (como las intrusiones diapíricas). En general, la permeabilidad de dichas formaciones es mucho más alta en la dirección paralela que en la dirección perpendicular a las capas, y a las permeabilidades de las diferentes capas también pueden variar en alto grado.

2.1.10 Diagénesis

Son todos aquellos cambios: físicos, químicos y bioquímicos, que ocurren en los sedimentos o en las rocas sedimentarias después del depósito ocasionado por la circulación de fluidos, procesos fisicoquímicos y fuentes de energía requeridas, hasta antes del metamorfismo.

Efectos en la sedimentación:

El grado de alteración diagenética de los componentes minerales y la asociación de la materia orgánica en depósitos sedimentarios, está en función directa con el rango de sedimentación.

Los controles en la sedimentación y el grado de alteración de la materia orgánica durante la diagénesis estarán en función directa con la intensidad de generación de hidrocarburos. Por ejemplo, si existe un bajo rango de sedimentación no pueden esperarse grandes acumulaciones de aceite o de gas.

Existen tres categorías propuestas para generar fuentes potenciales de petróleo en paleocuevas, con respecto a los rangos de sedimentación:

- a) **Altos potenciales de generación de petróleo:** rango de sedimentación de 300 a 900 ton/km² año.
- b) **Medianos potenciales de generación de petróleo:** rango de sedimentación de 160 a 300 ton/km² año.
- c) **Bajos potenciales de generación de petróleo:** rango de sedimentación de 60 a 160 ton/km² año.

El rango de sedimentación crítica para la generación suficiente de hidrocarburos es de 60 a 100 ton/km² año, por lo que la sedimentación determinará muchos procesos diagenéticos.

Los factores que influyen en la diagénesis son los ambientes sedimentarios, la temperatura, la presión, el tipo de organismos, el clima, y el tipo de roca.

Los cambios diagenéticos son importantes porque pueden modificar considerablemente las propiedades originales de los sedimentos, es decir que afectan la composición, la textura y en ciertos casos las estructuras primarias de los sedimentos. Del mismo modo la porosidad y permeabilidad pueden verse afectadas.

2.1.11 Procesos de la Diagénesis

2.1.11.1 Compactación

Es la reducción de volumen del sedimento, con lo cual decrece la porosidad y hace referencia a los procesos químicos o mecánicos que son provocados por la sobrecarga de los sedimentos durante el sepultamiento y el incremento de la presión y la temperatura. Durante la compactación se inicia la reorientación de las partículas planas (arcillas, fragmentos de conchas).

Los tipos de compactación son:

a) Compactación mecánica

Al aumentar la presión de sobrecarga los granos se empiezan a disolver aún más en los puntos de contacto produciendo suturas.

b) Compactación química

La compactación química en carbonatos comienza alrededor de los 300 metros de profundidad ya que se produce en un enterramiento profundo como consecuencia de la concentración de esfuerzos en los puntos de contacto entre granos o superficies mayores. Teniendo como resultado la generación de contactos intergranulares cóncavo-convexos y suturados.

2.1.11.2 Cementación

Es uno de los cambios diagenéticos más comunes y produce la rigidez de un sedimento, uniendo las partículas unas con otras debido a las sales disueltas en el agua de formación que precipitan en los huecos.

La cementación puede ocurrir simultáneamente con la sedimentación o puede ocurrir en un tiempo posterior. Los materiales cementantes más comunes son:

- ✓ Dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)
- ✓ Calcita (CaCO_3)
- ✓ Argonita (CaCO_3)
- ✓ Sílice (SiO_2)
- ✓ Óxidos de hierro (Fe_2O_3)
- ✓ Siderita (FeCO_3)

2.1.11.3 Recristalización

Es el cambio en el tamaño de los granos, sin que cambie la composición química, esto significa que se desarrolla un cambio de morfología de más inestable a otra más estable. Hay un aumento de cristalinidad de las arcillas, como las transformaciones calcita-dolomita o calcita aragonito y existe pérdida de agua composicional.

2.1.11.4 Reemplazamiento

La cristalización de un nuevo mineral en el cuerpo de un antiguo mineral o agregado mineral de distinta composición y por la solución capilar simultánea y depósitos; las texturas originales y las estructuras comúnmente se mantienen bien conservadas.

2.1.11.5 Disolución

La disolución es un proceso diagenético frecuente y benéfico para los yacimientos, ya que crea porosidad secundaria. Son procesos de disolución selectiva dentro del sedimento, como elementos constitutivos particulares o a lo largo de los planos de estratificación. Éste proceso depende del pH, la temperatura y la presión. Los minerales que más comúnmente se disuelven en las rocas carbonatadas son la halita, anhidrita y los feldespatos.

| Procesos | Factores actuantes | Efectos diagenéticos asociados |
|-----------------|-------------------------------|--|
| Físicos | Presión litoestática | Compactación |
| Químicos | Temperatura, presión, pH, Eh | Cementación Disolución Reemplazo Alteración Recristalización |
| Físico-químicos | Combinación de los anteriores | Presión-solución Aumento de empaquetamiento |
| Biológicos | Actividades de los organismos | Pérdida de textura o creación de porosidad |

Tabla 2.3. Características de los procesos de la diagénesis.

2.1.12 Play

Según White y Gehman, 1979, definen un *play* como un grupo de yacimientos genéticamente relacionados en su origen depositacional, estilo estructural o tipo de trampa y la naturaleza de las rocas generadoras o sellos. Años más tarde Baker, en 1986, definió un *play* como un conjunto de nuevos prospectos de campos (y quizá se pueden incluir campos productores) en donde condiciones similares de roca generadora, roca almacén y trampa controlan la distribución del aceite y del gas¹.

Los objetivos fundamentales de los Estudios de Análisis y Evaluación de *Plays* son:

1. Determinar el potencial petrolero con base en *plays* (incluyendo volumen y riesgo asociado).
2. Dar certidumbre a la cartera de oportunidades y localizaciones exploratorias.
3. Identificar la presencia de nuevas oportunidades exploratorias que fortalezcan la cartera actual.

El análisis de *Plays*, es una herramienta muy importante para estimar volúmenes de hidrocarburos de una serie de prospectos, el riesgo asociado, la evaluación de la cuenca y de una región

El área geográfica donde se aplica el modelo, se llama *play fairway*. Un *play* se considera probado (*proven play*), si se conocen acumulaciones de petróleo en el área, como resultado de la

combinación de los factores que define el *play*; se habla de *play working* para referirse a áreas sujetas a investigación. En los *plays* no probados (*unproven play*) existe la duda de que la combinación de esos factores dé como resultado la acumulación de petróleo.

La metodología del análisis de los *Play Fairways*, implica el diseño de una serie de mapas que, al final, resulten en un mapa que muestre el riesgo total asociado al *play* en estudio y que al integrársele el mapa de volúmenes esperados en el área del *play* en cuestión, permita efectuar una matriz de posicionamiento estratégico. La principal característica de estos mapas es que con ellos se definen gráficamente con base en los mapas de riesgo: la máxima extensión que cubre la roca almacén; la carga efectiva de petróleo que involucra la existencia de roca generadora, la expulsión del petróleo y la presencia de patrones de migración de hidrocarburos de la roca generadora hacia el *play*; y el sello regional efectivo de una roca con propiedades de baja permeabilidad que impide la migración de los hidrocarburos.

El análisis “Play Fairway”, representa el enlace entre el análisis geológico y el plan de negocios exploratorio, y su estudio se puede trabajar desde una escala regional hasta un nivel de prospecto. El “Play Fairway” está definido como la máxima extensión actual de una roca almacén potencial. El análisis de “Play Fairway”, incluye además los sellos y la carga de hidrocarburos, como parte integral de un sistema efectivo. La aplicación de la metodología Play Fairway, se basa en trabajo multidisciplinario, lo que evita que se consideren zonas demasiado optimistas en áreas que por sus características geológicas no lo son; al mismo tiempo que aumenta las posibilidades de definir los mejores prospectos en áreas con mejores probabilidades, la cual en forma metódica y ordenada, analiza los elementos geológicos del sistema petrolero en forma conjunta.

2.1.12.1 Mapeo del Play Fairway

El mapeo del *Play Fairway*, como se aprecia en la **Figura 2.11**, se basa en una metodología consistente que requiere de la construcción de mapas geológicos estándar para la Roca Almacén, la Roca Sello, la Roca Generadora y la Carga de Hidrocarburos, conjuntamente con sus Mapas de Riesgo asociados, mismos que pasan por tres fases de análisis:

1. Análisis histórico de la exploración del área.
2. La percepción geológica actual
3. El potencial futuro

Las fases descritas aseguran que los estudios multidisciplinarios y las decisiones de negocios se tomen en cuenta y de ese modo se obtenga una mayor certidumbre en el proceso exploratorio.

Para estandarizar la generación de mapas de *Play Fairway* que permitan facilitar la “Toma de Decisiones”, se ha implementado la metodología en cinco etapas:

- i. Como parte inicial, se analiza detalladamente la información disponible en las bases de datos, a fin de determinar, la cantidad y la calidad de la información aprovechable, que está asociada a los elementos y los procesos del Sistema Petrolero (roca generadora, roca almacén, geometría de la trampa-sello, sincronía y migración). La evaluación de la información, es altamente recomendable e importante al comienzo de un proyecto, pues

Capítulo 2 Conceptos Básicos

dependiendo de la información con que se cuente, se puede estimar la fortaleza y/o debilidad de los datos que soportan el desarrollo del estudio.

- ii. Una vez identificadas las fortalezas y debilidades de la información, el Análisis *Play Fairway* se enfoca en dos aspectos críticos para cada elemento del *play*:
 - a) La Presencia: Es la identificación del componente.
 - b) La Efectividad: define la viabilidad del componente versus el conjunto de criterios evaluados y definidos por el explorador.

Los productos de esta etapa son los Mapas de Riesgo de presencia efectividad por elemento del *Play*. En su análisis se identifica la probabilidad relativa de la Presencia y Efectividad de los elementos y procesos del sistema petrolero asociado a un *play*. Este proceso debe actualizarse permanentemente y es clave para estimar el potencial no descubierto de los *plays* a nivel regional.

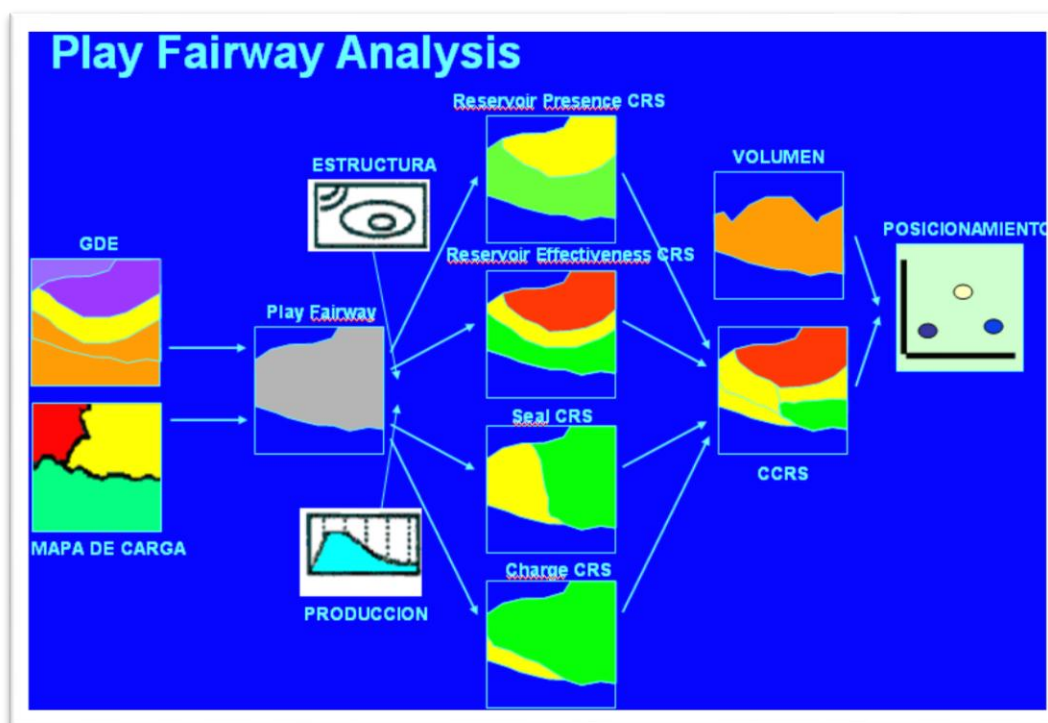


Figura 2.11. Metodología de Análisis de Play Fairways.

- iii. En la tercera etapa, la combinación de la presencia y la efectividad forman el Segmento "común" del riesgo (CRS por sus siglas en inglés), para la roca almacén, carga y sello.
 - El análisis de los mapas de CRS, debe definir claramente Play fairways favorables.
 - Los mapas de Riesgo Compuesto para cada elemento del play, son el producto final de los estudios de exploración y son de mucha utilidad en el apoyo para tomar decisiones técnicas y económicas.

- iv. En esta etapa se combinan los mapas de riesgo compuestos de cada elemento, dando como resultado el mapa de Segmento Común del Riesgo Compuesto (CCRS por sus siglas en inglés).

El aprovechamiento de los CCRS, es una técnica simple y de gran alcance, para hacer problemas complejos fáciles de entender. Permite que los intérpretes demuestren muy claramente, el trabajo más importante que se necesita hacer para reducir el riesgo y para tener un alto rango de éxito en la evaluación del *play* y al perforar.

Cuando se mezclan los mapas del Segmento “común” del riesgo (CRS) de la roca almacén, carga y sello el resultado es el mapa final “compuesto” o “CCRS”, el cual define el *fairway* para esta combinación de roca almacén y generadora.

- v. En la etapa final se agrega el componente estructural, que permite determinar las áreas prospectivas, obteniéndose así el mapa de *Play Fairway*.

2.1.13 ACUÍFERO

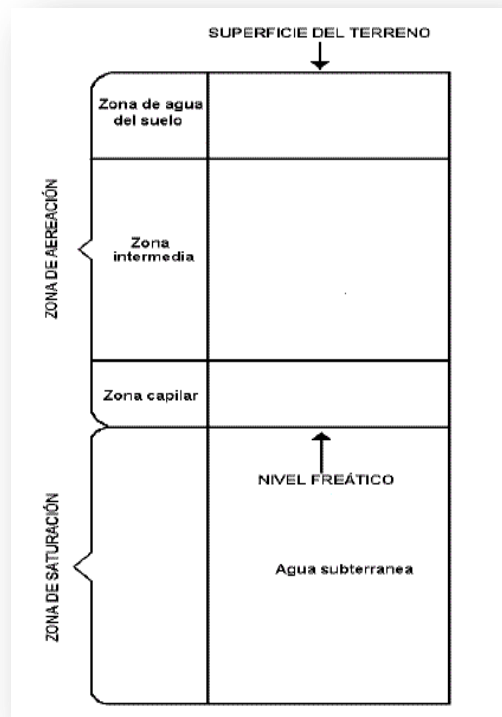


Figura 2.12. Distribución de agua en el subsuelo.

En el subsuelo el agua se encuentra distribuida en dos grandes zonas: la de aeración y la de saturación como se muestra en la **Figura 2.12**.

La zona de saturación tiene como límite superior al nivel freático o superficie freática, la cual es definida por el agua que se encuentra a la presión atmosférica. Todos los estratos situados abajo del nivel freático se encuentran totalmente saturados. Se llaman acuíferos a aquellos estratos, dentro de esta zona, que pueden proporcionar agua en una cantidad aprovechable. Desde luego, el término acuífero es muy relativo, pues depende de las condiciones existentes en cada zona: en una zona árida donde sea difícil la obtención de agua subterránea, una formación que proporcione unos cuantos litros por segundo puede considerarse un acuífero.

Quizá los acuíferos más efectivos sean las arenas y la grava sin consolidar, la arenisca y algunas calizas, mientras que las arcillas, las lutitas y la mayoría de las rocas metamórficas y las rocas ígneas cristalinas son generalmente acuíferos pobres.

2.2 Clasificación de Yacimientos de Hidrocarburos

2.2.1 Yacimiento

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene aceite, gas o ambos con la presencia de agua, como se muestra en la **Figura 2.13**, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a que se encuentra localizado el yacimiento. Los fluidos del yacimiento se mueven hacia los pozos, por expansión del sistema (roca-fluidos) al declinar la presión, por desplazamiento natural o artificial (inyección de gas o agua) de fluidos, por drene gravitacional y/o capilaridad.

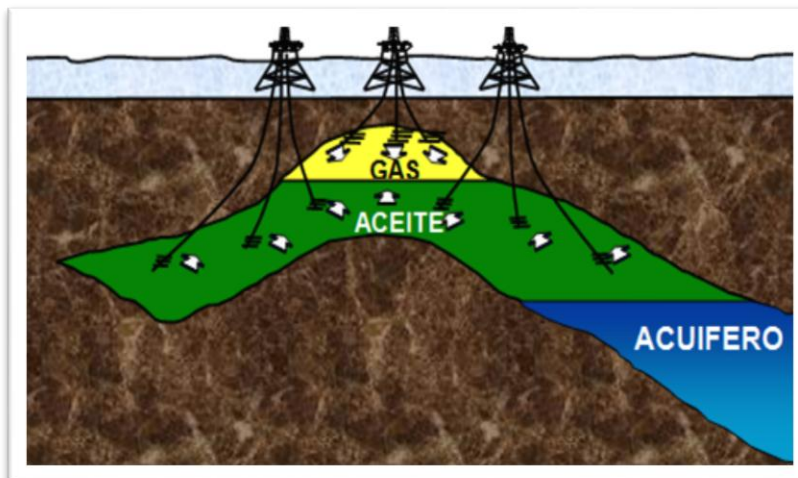


Figura 2.13. Esquema de un yacimiento en un anticlinal.

❖ CLASIFICACIONES DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando diversos factores, como los siguientes:

- Tipo de roca almacenadora.
- Tipo de trampa.
- Tipo de fluidos almacenados.
- Presión original.
- Tipo de empuje predominante.
- Diagrama de fases.

2.2.2 Tipos de Yacimientos de acuerdo con el tipo de Roca Almacenadora

- **Arenas;** cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos; pueden ser arenas limpias o sucias, éstas con cieno, limo, lignita, bentonita, etc.
- **Areniscas;** son arenas con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc.
- **Calizas detríticas;** formadas por la acumulación de fragmentos de calizas o dolomitas.
- **Calizas porosas cristalinas;** su porosidad se debe principalmente al fenómeno de disolución.
- **Calizas fracturadas;** su porosidad se debe principalmente a la presencia de fracturas.
- **Calizas oolíticas;** cuya porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

2.2.3 Tipos de Yacimientos de acuerdo con el tipo de Fluidos Almacenados

❖ YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO.

Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto; cuando P_i (presión inicial), es mayor que P_b (presión de burbuja), todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.

❖ YACIMIENTOS DE ACEITE, GAS DISUELTO Y GAS LIBRE.

Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación de la mezcla total de hidrocarburos.

❖ YACIMIENTOS DE GAS SECO.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

❖ YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, pero en la superficie se recupera en dos fases.

❖ YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada, donde el gas al disminuir la presión se condensa y los líquidos se adhieren a los poros siendo este un líquido inmóvil, esto ocasiona una disminución de la producción de líquidos.

2.2.4 Tipos de Yacimientos de acuerdo con la Presión Original

• YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS.

Su presión original es mayor que la presión de saturación. Arriba de esta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite, (yacimientos de aceite y gas disuelto).

• YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO.

Su presión original es igual o menor que la presión de saturación. El gas presente está libre (en forma dispersa o se encuentra acumulado en el casquete) y disuelto.

2.2.5 Tipos de Yacimientos de acuerdo con el tipo de Empuje Predominante

Para entender el comportamiento de yacimientos y predecir su futuro, es necesario tener el conocimiento de los mecanismos de desplazamiento de los fluidos del yacimiento. Los yacimientos producen o recuperan los fluidos que contienen por la energía propia del yacimiento, a este proceso de recuperación se le nombra recuperación primaria. Básicamente existen seis mecanismos de empuje que proveen de energía natural necesaria para la recuperación de los hidrocarburos.

- **2.2.5.1 Empuje por expansión del sistema roca-fluido**

Una de las recuperaciones que puede ocurrir en el yacimiento es por expansión del sistema roca-fluido. Los fluidos son movidos hacia los pozos productores, debido a la expansión de la roca y los fluidos, esta expansión es causada por la caída de presión en el yacimiento que permite una baja compresibilidad en el sistema.

La expansión de la roca y los líquidos ocurre en los yacimientos de aceite bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación

- **2.2.5.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado**

Este tipo de empuje ocurre por la presión que hay en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite, es liberado al ir declinando la presión en el yacimiento, por lo que el mecanismo de desplazamiento se debe, principalmente, al empuje de gas disuelto liberado; si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

- **2.2.5.3 Empuje por expansión del casquete de gas**

Nuevamente la caída de presión es factor importante para la producción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, debido a la expansión del gas que se encuentra en el casquete originalmente o el casquete puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión.

- **2.2.5.4 Empuje hidráulico**

En este tipo de yacimientos no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja y los hidrocarburos son desplazados por la invasión de agua, este tipo de empuje es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. En

este proceso el agua invade y desplaza el aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

- **2.2.5.5 Empuje por segregación gravitacional**

La segregación gravitacional o drene por gravedad puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción; mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución.

- **2.2.5.6 Empuje combinado**

Cuando el yacimiento tienen algunas características de los empujes mencionados anteriormente, si existe algún empuje predominante se le pondrá al empuje el nombre del empuje que predomina, pero si existen dos empujes que predominan en la producción del hidrocarburo, entonces se le llamará empuje combinado. La mayoría de los yacimientos están sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de empuje.

- **2.2.5.7 Empujes artificiales**

Otros tipos de mecanismos de desplazamiento dentro de un yacimiento, son resultado de la aportación de algún tipo de energía externa, esto se denomina Recuperación Secundaria; esta energía se suministra cuando se inyectan fluidos que desplazan el aceite remanente, los métodos de recuperación secundaria más utilizados son:

- ✓ Inyección de agua
- ✓ Inyección de gases (CO₂).

Los métodos que actualmente nos permiten extraer el aceite que no pudo ser expulsado por medio de la energía propia del yacimiento aún después de la recuperación secundaria se denomina

Recuperación Mejorada o Recuperación Terciaria, la cual consiste en aplicar métodos químicos para facilitar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

2.2.6 Tipos de Yacimientos de acuerdo con el Diagrama de Fases

Considerando que en una adecuada clasificación de yacimientos se debe tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura y la presión, se han utilizado diagramas de fases.

En la siguiente **Figura 2.14** se presenta un diagrama, para una determinada mezcla de hidrocarburos de un yacimiento. El área encerrada por las curvas de los puntos de burbujeo 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 les conoce como curvas de calidad.

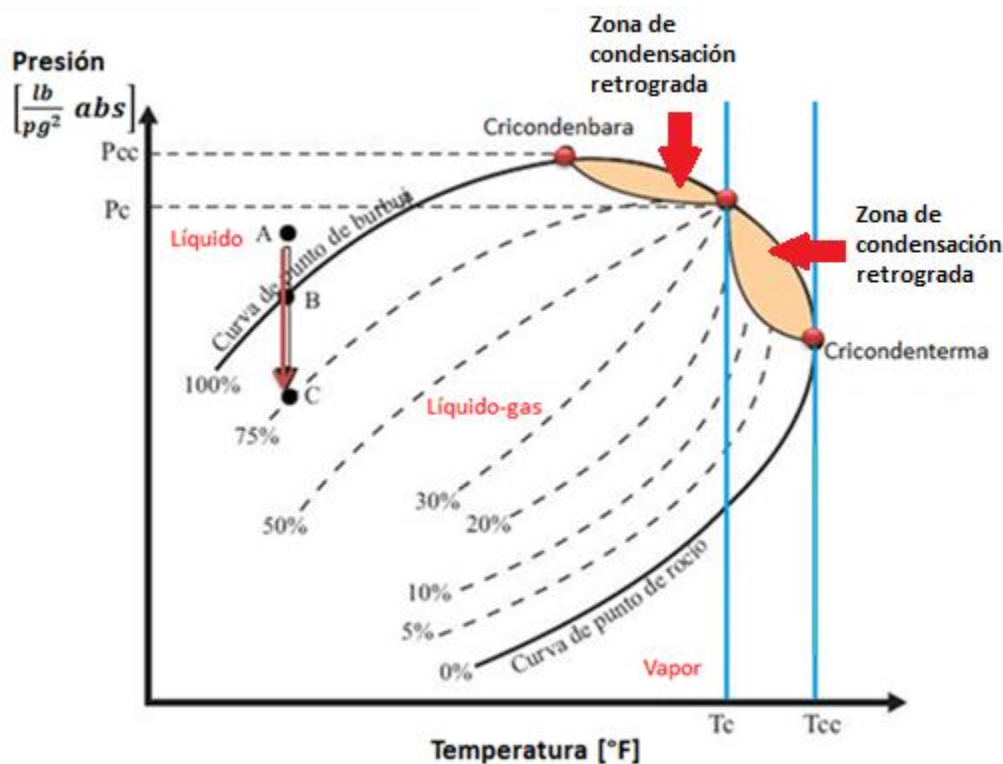


Figura 2.14. Diagrama típico de Presión-Temperatura para una mezcla multicomponente.

Inicialmente toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, que depende solo de la composición de la mezcla. Los fluidos se encuentran inicialmente en estado monofásico

Capítulo 2 Conceptos Básicos

ó en estado bifásico, esto dependerá de la posición de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases.

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

- De gas**, si su temperatura es mayor que la cricondenterma (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).
- De gas y condensado**, que presenta condensación retrógrada (yacimientos de punto de rocío), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
- De aceite bajo-saturado**, (de punto de burbujeo), si 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 comportarse como un yacimiento:

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

En las **Figuras 2.15 a 2.19** se muestran las condiciones de Presión y Temperatura en el yacimiento y en el separador, así como una reducción isotérmica de Presión en el yacimiento, para diferentes tipos de yacimientos.

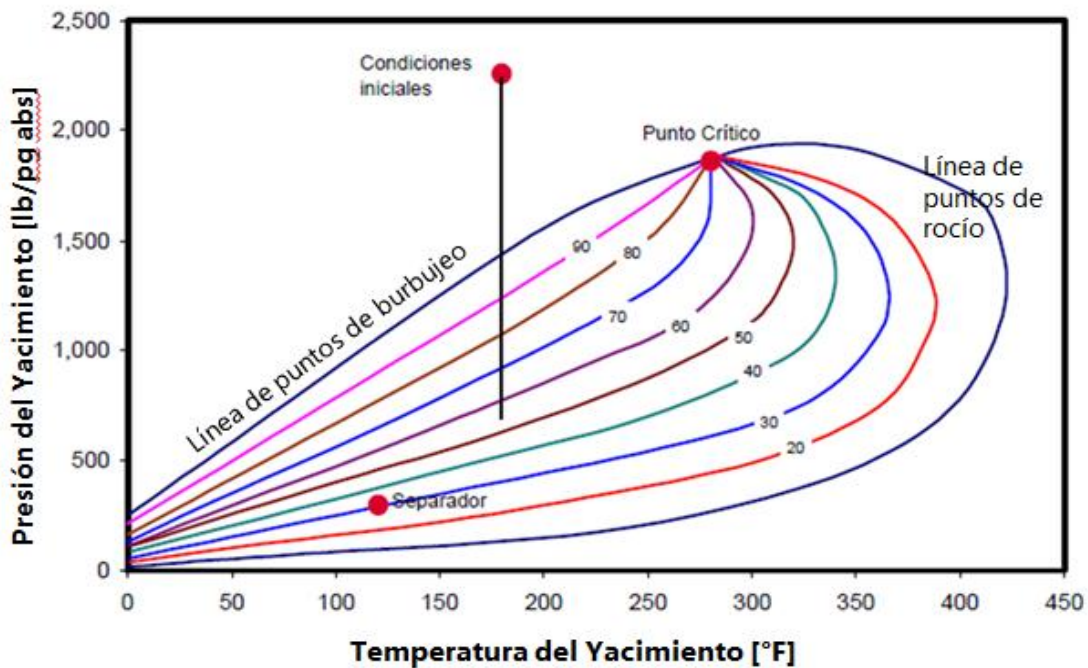


Figura 2.15. Diagrama de fases de un Aceite Negro bajosaturado.

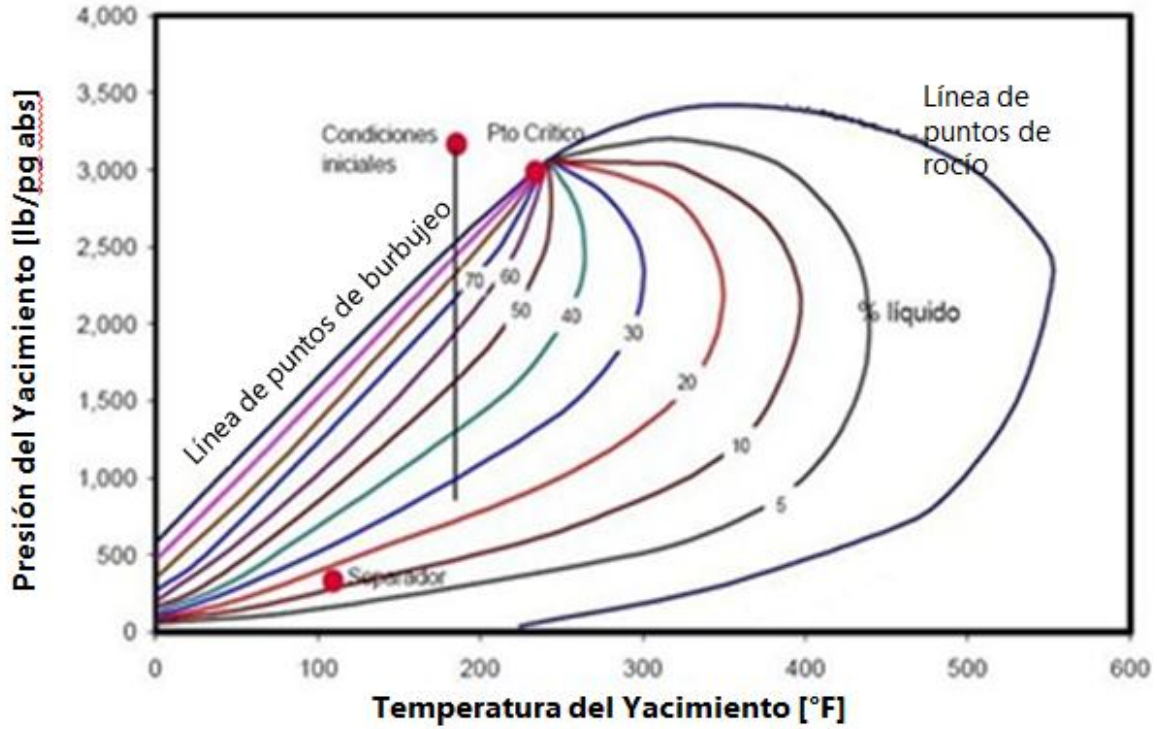


Figura 2.16. Diagrama de fases de un Yacimiento de Aceite Volátil bajosaturado (de alto encogimiento).

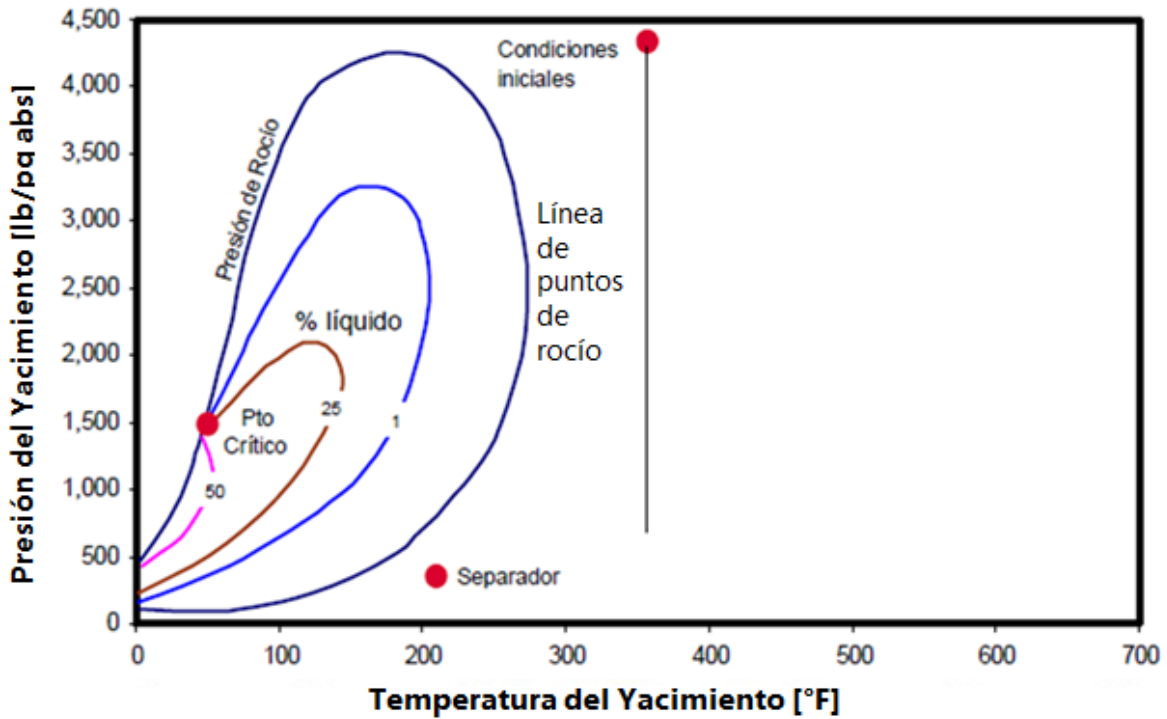


Figura 2.17. Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Seco.

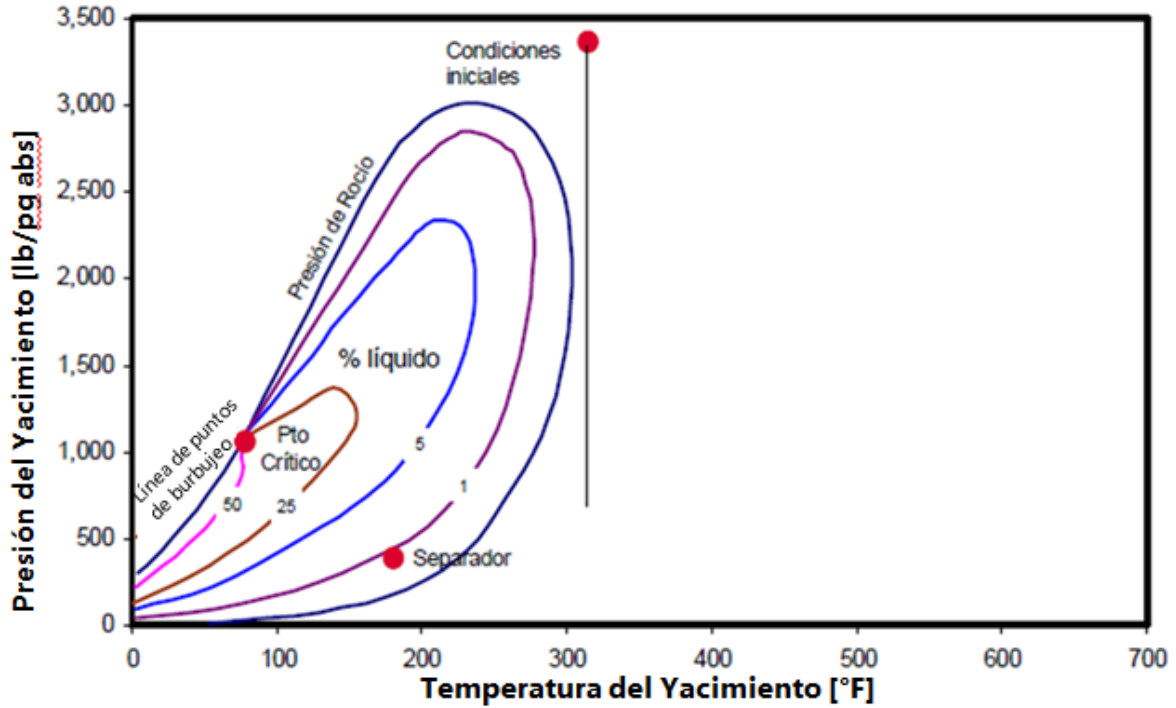


Figura 2.18. Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Húmedo.

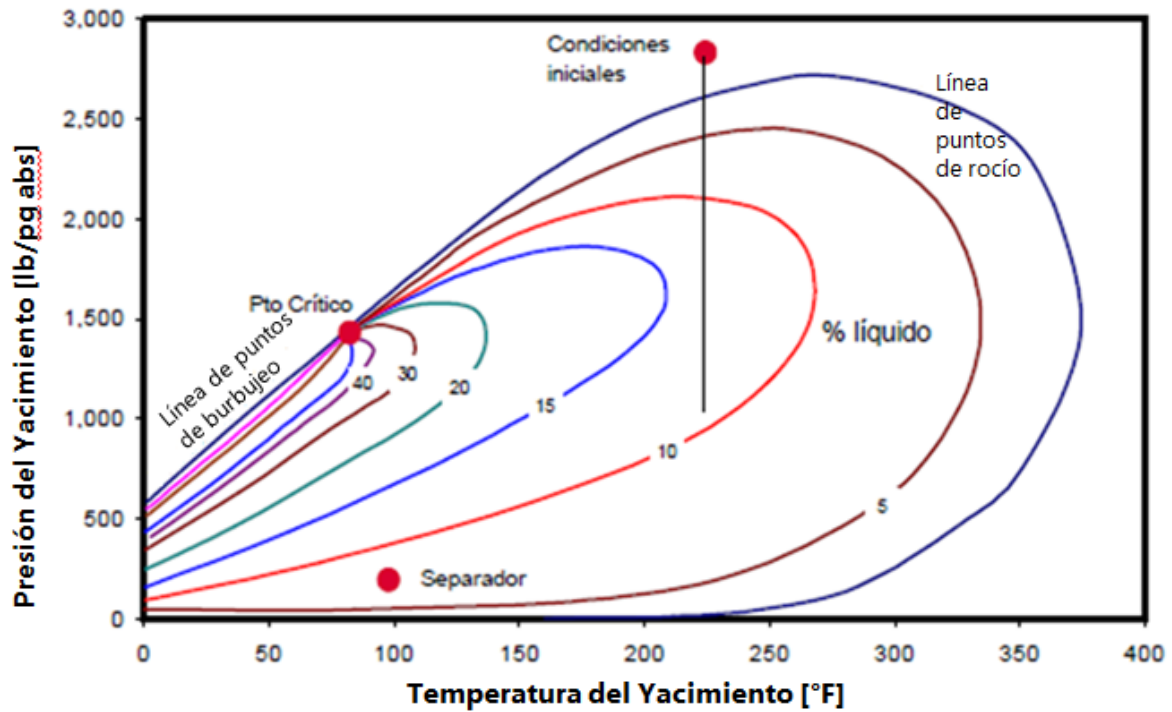


Figura 2.19. Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas y Condensado (retrogrado).

2.3 Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos

Una roca sedimentaria constituye un yacimiento de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad, y la segunda propiedad es la capacidad para permitir que se muevan los fluidos a través de ella y que se define como permeabilidad.

Una vez definido el término de porosidad, es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones, algunos poros están aislados.

A continuación se proporcionará una explicación más detallada de estos conceptos.

2.3.1 POROSIDAD (ϕ)

Es uno de los parámetros de la roca más importantes. Esto es debido a que da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

La porosidad es un espacio disponible en la roca como se observa en la **Figura 2.20**, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad (2.1)$$

En donde:

V_r = Volumen de roca.

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o por ciento:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (2.2)$$

o bien:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_s} \quad (2.3)$$

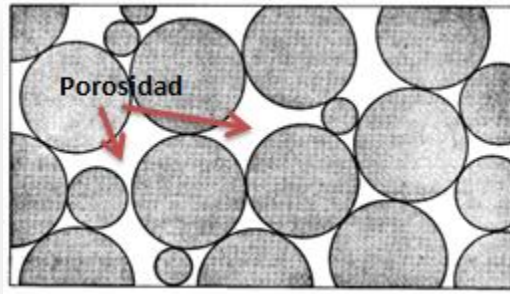


Figura 2.20. Porosidad de una roca esquematizada.

2.3.1.1 Porosidad Primaria

Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

2.3.1.2 Porosidad Secundaria

Es la porosidad generada a través de la alteración de la roca, normalmente a través de procesos tales como la dolomitización, la disolución y el fracturamiento. Éstos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

2.3.1.3 Porosidad Absoluta o Total (ϕ_a)

Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (2.4)$$

de tal manera que:

ϕ_a = Porosidad absoluta.

V_r = Volumen de roca.

V_{pc} = Volumen de poros comunicados.

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados o aislados.

2.3.1.4 Porosidad Efectiva (ϕ_e)

Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pe}}{V_r} \quad (2.5)$$

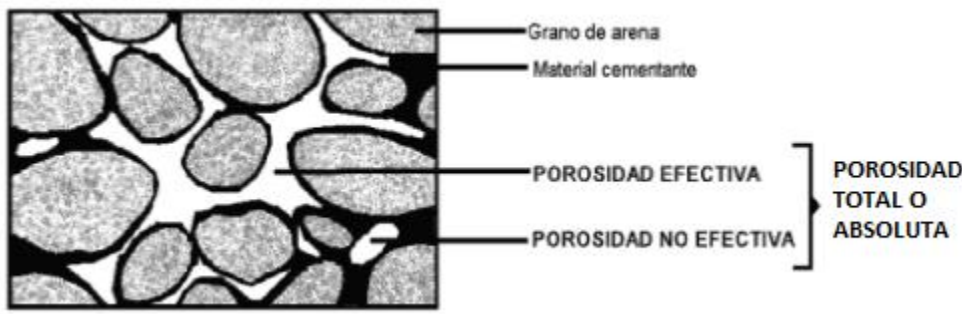


Figura 2.21. Esquema de porosidad total, efectiva y no efectiva.

2.3.2 Permeabilidad (K):

Se define como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, como se puede observar en la **Figura 2.2**, se traza un camino a los lados de las rocas por el cual los fluidos pueden pasar fácilmente. El grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

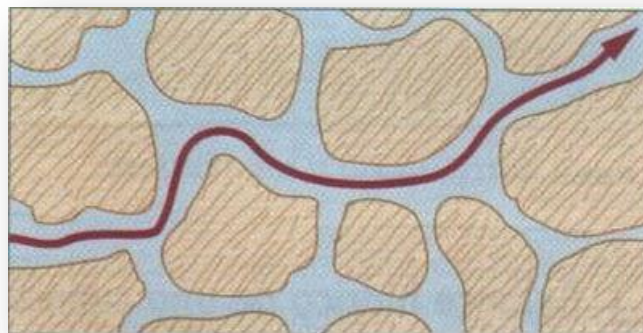


Figura 2.22. Permeabilidad de una roca esquematizada.

Capítulo 2 Conceptos Básicos

El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación del agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ , g , h), más una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud (L) dada, mediante una sección transversal de área (A) perpendicular a la dirección de flujo, donde ésta es un área aparente ya que considera todo y solo hay flujo a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad (K) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -A \frac{K \Delta (P + \rho gh)}{L} \quad (2.6)$$

Donde h es la altura medida sobre un nivel constante de referencia, ρ es la densidad del fluido y g es la aceleración de la gravedad. Darcy solo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados con el flujo de fluidos. Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad (μ). Al introducir este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma más general:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\Delta (P + \rho gh)}{L} \quad (2.7)$$

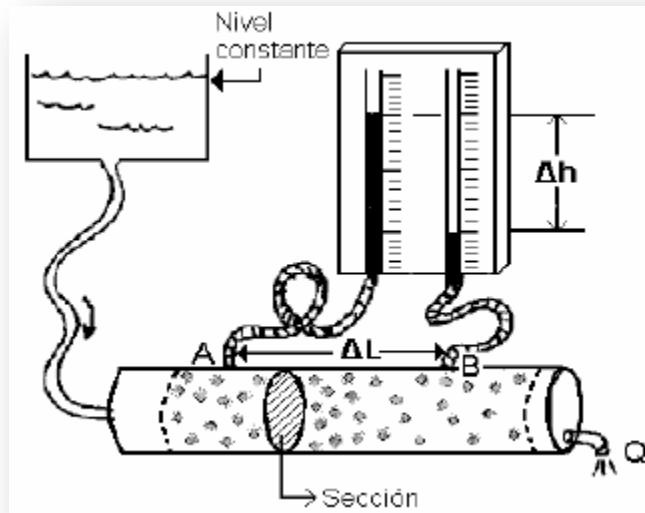


Figura 2.23. Esquema del experimento de Darcy.

La permeabilidad (K), como los otros parámetros vistos, puede ser clasificada de acuerdo con el contenido de fluidos en la roca y también por la forma de flujo que se tiene.

2.3.2.1 Permeabilidad Absoluta (K_a)

Es aquella en la cual sólo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio, esta propiedad es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

2.3.2.2 Permeabilidad Efectiva (K_f)

Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. También la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella.

Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que: $0 \leq K_f \leq K$.

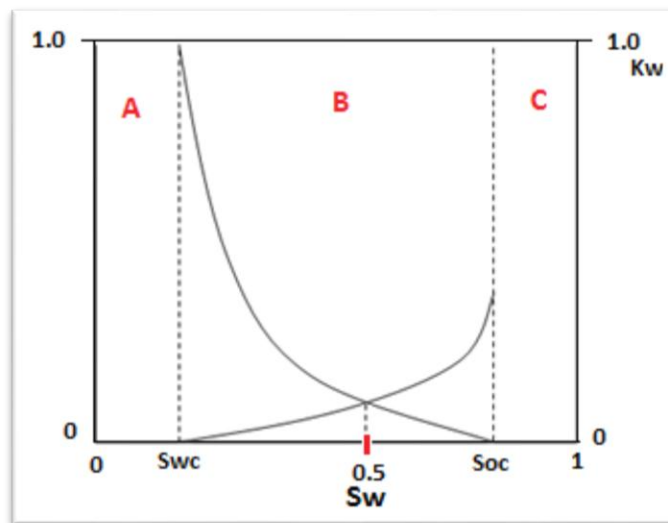


Figura 2.24. Permeabilidades efectivas en un medio poroso para un sistema aceite-agua.

En la **Figura 2.24** se muestra una gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso. En la región A solo fluye aceite, en la región B fluyen simultáneamente aceite y agua y en la región C solo fluye agua. Se hace notar que para una saturación de agua de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

2.3.2.3 Permeabilidad Relativa (Krf)

Es la relación de la permeabilidad efectiva a cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ($K_{rf} = K_f/K_a$). Se expresa en fracción ya que generalmente nunca es mayor a uno ($0 \leq K_{rf} \leq 1$). Esta permeabilidad, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (2.8)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (2.9)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (2.10)$$

En donde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite.

K_o = Permeabilidad efectiva del aceite para una saturación de aceite dada.

K_{rg} = Permeabilidad relativa del gas.

K_g = Permeabilidad efectiva del gas para una saturación de gas dada.

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua.

K_w = Permeabilidad efectiva del agua para una saturación de agua dada.

K = Permeabilidad absoluta.

La permeabilidad relativa es un término adimensional implementado para la adaptación de la ecuación de Darcy a las condiciones de flujo multifásico. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1,0. El cálculo de la permeabilidad relativa

permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo.

❖ Permeabilidad Relativa de dos fases

Numerosos estudios de laboratorio, concluyen que la permeabilidad efectiva del yacimiento es una función de la saturación y de las características de mojabilidad de los fluidos. De la distribución de dos fluidos en el yacimiento, uno con fase de mojabilidad y el otro con la fase de no mojabilidad, da como resultado las permeabilidades relativas.

Cuando la fase mojante ocupa o satura los poros más pequeños de la roca, es una saturación tan mínima que está saturación no contribuye al desplazamiento, en una roca la distribución de los fluidos se tienen con la fase no mojante que ocupa la parte central del poro que materialmente contribuye al flujo de fluidos a través del yacimiento.

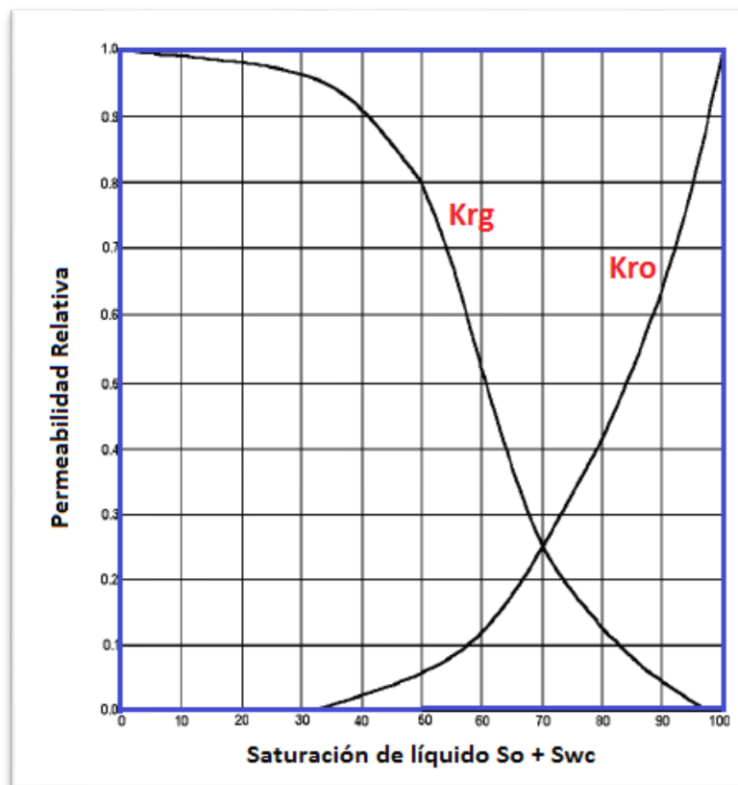


Figura 2.25. Curvas de Permeabilidad relativa para el sistema gas-aceite.

La **Figura 2.25** muestra la gráfica con curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite. Durante el desplazamiento se observa que el gas no fluye hasta que alcanza una saturación

denominada saturación crítica del gas (S_{gc}). Esta saturación es necesaria para que el gas forme una fase continua y comience así a fluir. Pero esta permeabilidad relativa al aceite disminuye en el tramo $0 \leq S_g \leq S_{gc}$.

Los datos de permeabilidades que se obtienen del estudio de un campo son útiles para la producción futura, sin embargo, en algunos casos se debe recurrir a algunos métodos que han sido desarrollados para calcular las relaciones de permeabilidad.

2.3.2.4 Permeabilidad al Líquido (K_L)

Es la permeabilidad de un medio poroso que fue obtenida por el método de extrapolación de Klinkenberg.

$$K_L = K_g - m \frac{1}{p} \quad (2.11)$$

A una muestra de roca limpia y seca se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas para distintos rangos de presiones medias de flujo. Las permeabilidades y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes se grafican en papel normal. Se extrapola la recta definida por los puntos hasta la ordenada al origen, que es la K_L . Se considera que la $K_L = K_a$.

2.3.3 Relación Porosidad – Permeabilidad

Las dos características principales que debe poseer todo yacimiento son la porosidad y la permeabilidad. La permeabilidad no puede existir si no existe la porosidad, por lo tanto existe una relación entre ambas propiedades, la cual no siempre es universal. En general, una roca muy porosa suele ser permeable, pero esto no ocurre siempre. Cuando la rentabilidad del yacimiento lo justifica, se incrementa la permeabilidad artificialmente por procedimientos de fracturación y acidificación, que abren fisuras o aumentan el tamaño de las preexistentes, facilitando la circulación de los fluidos.

2.3.4 Saturación de Fluidos

La saturación de fluidos es una de las propiedades más importantes dentro de la Ingeniería de Yacimientos, dado que es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. Por ello es necesario conocer los tipos y las cantidades de los fluidos que contiene el yacimiento, sean estos: aceite, gas y agua.

Capítulo 2 Conceptos Básicos

La saturación es el volumen de un fluido que se encuentra adentro de los huecos de una roca, en relación con el volumen total de huecos o en ocasiones, con el volumen de la roca almacenadora y se expresa en porcentaje o fracción, matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.12)$$

donde:

S_f = Saturación del fluido.

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen de poros.

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua congénita (nacido al mismo tiempo), son las aguas que quedaron atrapadas en los depósitos sedimentarios al tiempo de su formación y han permanecido en ellos desde entonces. Posteriormente, cuando se presentó la migración de los hidrocarburos, esta agua fue desplazada por dichos hidrocarburos (aceite y gas), al quedar éstos entrapados en la roca almacenadora. Realmente, el agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos, ya que siempre queda algo de ella en la roca. Así, se tiene más de un fluido en el yacimiento. Refiriéndose a dos fluidos, por ejemplo agua y aceite, la saturación en conjunto siempre debe dar 1 o 100% ($S_w + S_o = 1$) y lo mismo para tres fluidos, la sumatoria de las tres saturaciones debe dar la unidad o el 100% ($\Sigma S = 1$). Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces el volumen poroso será igual al volumen de fluido, esto es: $V_f = V_p$, por lo tanto $S_f = 1$.

$$S_f = \frac{V_f @ c.y.}{V_p @ c.y.} \quad (2.13)$$

para lo cual:

$V_f @ c.y.$ = Volumen del fluido a condiciones de yacimiento.

$V_p @ c.y.$ = Volumen de poros a condiciones de yacimiento.

Entonces, en una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, es decir que $S_w < 1$, y suponiendo que se tienen dos fluidos en el sistema (agua y aceite), implicaría una saturación de

hidrocarburos igual a un 100% menos la saturación del agua contenida en el sistema ($S_o = 1 - S_w$).

Para un sistema de tres fluidos contenidos en el yacimiento, se expresaría de igual manera, añadiendo solamente el otro término, es decir la saturación del gas.

En la **Figura 2.26** se aprecia el acomodo de los fluidos en el espacio poroso que existe en una formación, cuando ésta se encuentra saturada respecto a un fluido (agua), dos fluidos (agua y aceite) y respecto a tres fluidos (agua, aceite y gas).

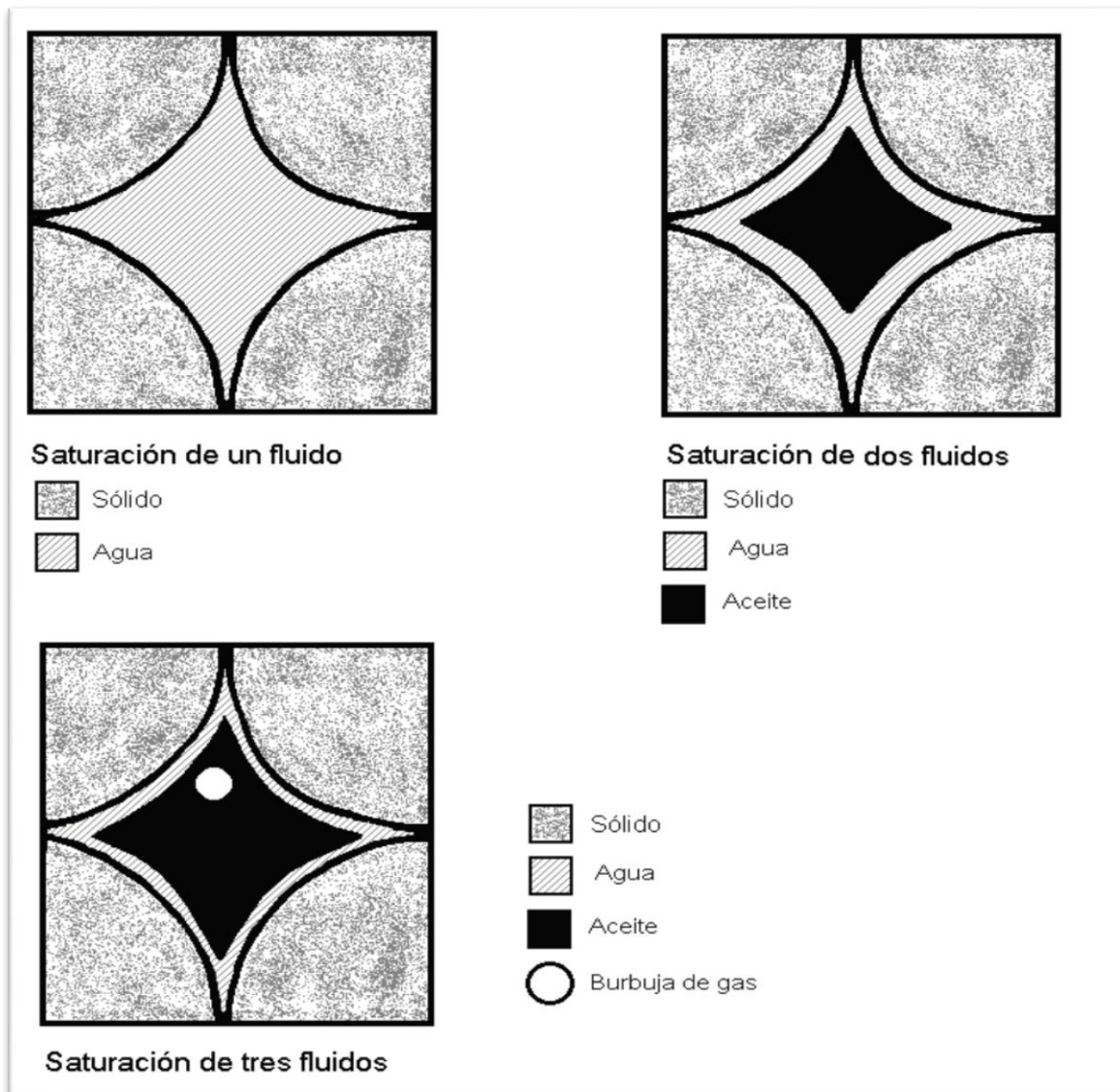


Figura 2.26. Representación de la saturación de los fluidos en el poro.

Se tiene entonces, que para los diferentes fluidos en el yacimiento, la saturación será:

$$S_o = \frac{V_o @ c.y.}{V_p @ c.y.}; \text{ para el aceite.} \quad (2.14)$$

$$S_g = \frac{V_g @ c.y.}{V_p @ c.y.}; \text{ para el gas.} \quad (2.15)$$

$$S_w = \frac{V_w @ c.y.}{V_p @ c.y.}; \text{ para el agua.} \quad (2.16)$$

tal que:

$$1 = S_o + S_g + S_w \quad (2.17)$$

donde:

S_o = Saturación de aceite.

$V_o @ c. y.$ = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

S_g = Saturación de gas.

$V_g @ c. y.$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento.

S_w = Saturación de agua.

$V_w @ c. y.$ = Volumen de agua a condiciones de yacimiento.

$V_p @ c. y.$ = Volumen de poros a condiciones de yacimiento.

2.3.5 Compresibilidad de la Formación (C_f)

La presión geostática tiende a comprimir a la roca del yacimiento. Está balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y gas, la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros del yacimiento disminuye levemente. Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, a una temperatura constante, matemáticamente se representa como:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (2.18)$$

donde:

C_f = Compresibilidad de la formación.

V_p = Volumen de poros.

2.4 Propiedades del Sistema Roca-Fluidos

2.4.1 Mojabilidad

Debido a que en el yacimiento fluyen múltiples fases es de suma importancia comprender la mojabilidad, además de que incluso durante la recuperación primaria, la mojabilidad incide en la productividad y en la recuperación del petróleoⁱⁱ. La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica (oleofila) y si lo es por agua será hidrófila

Según Craig y colaboradoresⁱⁱⁱ, existen algunas reglas empíricas por medio de las cuales es posible inferir si una formación es mojada por agua o por aceite y se encuentran en una serie de 6 artículos de la SPE "Wettability, Literatura Survey" escritos por William G. Anderson la cual está resumida en la **Tabla 2.4**.

| Características | Sistema mojado por: | |
|---|----------------------------------|---------------------------------|
| | Agua | Aceite |
| 1. SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE EN EL VOLUMEN POROSO. | Usualmente mayor del 20% poroso. | Generalmente menor del 15%. |
| 2. SATURACIÓN EN LA CUAL $K_{rw} = K_{ro}$. | Mayor del 50% de S_w . | Menor del 50% de S_w . |
| 3. PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA, AL MÁXIMO PUNTO DE SATURACIÓN DE AGUA. | Generalmente menor del 30%. | Mayor del 50% y tiende al 100%. |

Tabla 2.4. Resumen de las características para inferir si una formación es mojada por agua o por aceite. Craig y colaboradores.

De acuerdo a lo expresado por Craig, la forma en que se desplazan los fluidos en el medio poroso puede ser visualizada en la **Figura 2.27**. En el caso de una roca mojada por agua, el petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa existe cuando toda la superficie de la roca es mojada por aceite.

Dado que el impacto de la mojabilidad se extiende de la escala de los poros a la escala de yacimientos, la mojabilidad puede afectar la rentabilidad de los proyectos. Además de que las permeabilidades relativas al petróleo y al agua varían con la mojabilidad de la formación. La

mojabilidad también afecta el desempeño de los proyectos de inyección de agua, lo cual puede implicar una significativa inversión inicial.

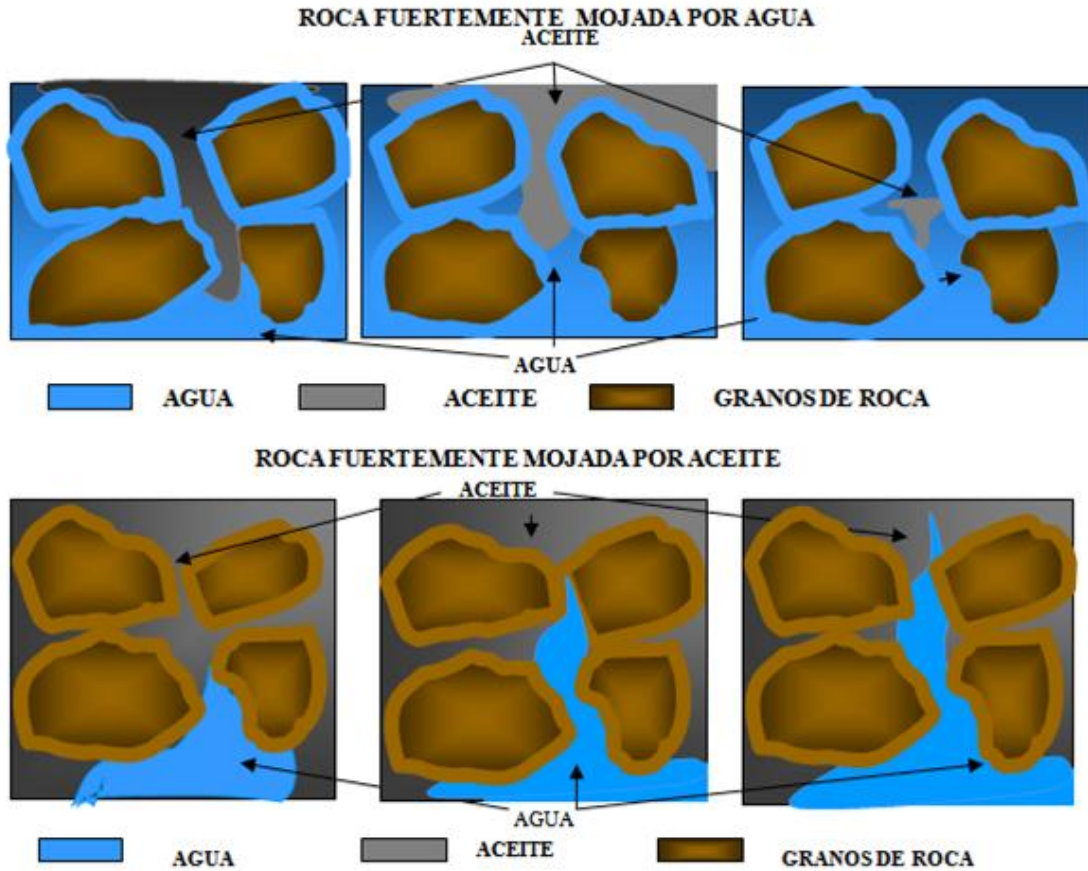


Figura 2.27. Esquemización del desplazamiento de los fluidos en el medio poroso. (Craig *et al.*^{IV})

2.4.2 Fuerzas Capilares

Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, dependen del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

De la **Figura 2.28**, para que el sistema esté en equilibrio se tiene:

$$(\uparrow) \text{ Fuerzas Capilares} = \text{peso del líquido } (\downarrow)$$

Por lo que esta fuerza impide la recuperación de los hidrocarburos, es por ésto que es necesario disminuir ésta presión.

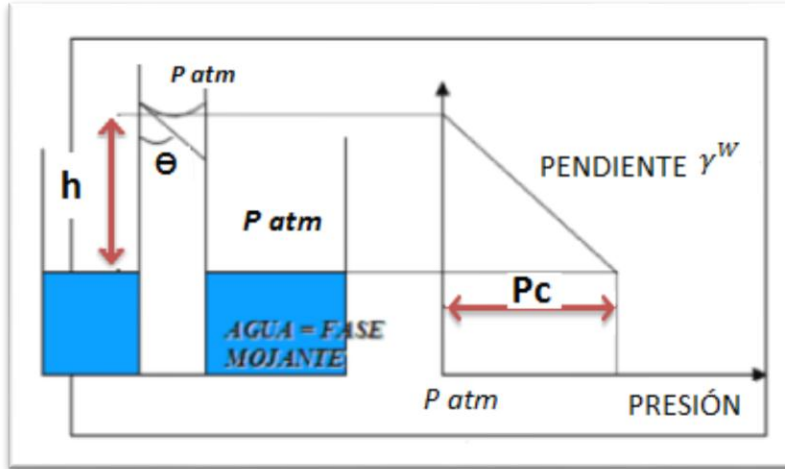


Figura 2.28. Esquematización de las fuerzas capilares presentes en los yacimientos, en donde interviene fuertemente la Presión atmosférica.

2.4.3 Presión Capilar

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles en un capilar, uno de los cuales moja preferentemente a la roca. También se define a la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojanter.

En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojanter por agua hacen que el agua se eleve, desplazando el petróleo; sin embargo, si la superficie interna del tubo es mojanter por petróleo, el petróleo empujará el agua hacia abajo.

Como se puede observar en la **Figura 2.29** un tubo con un diámetro pequeño se coloca dentro del líquido, el líquido, en el primer caso, que es agua, “moja” las paredes del tubo incrementándose su superficie específica. Debido a la tensión superficial, el líquido disminuye su área específica mediante su ascenso por el tubo. Como resultado se tiene una fuerza que actúa sobre la superficie circular del líquido. Éste continuará subiendo por el capilar hasta que el peso del líquido que se encuentra por encima del nivel “normal” en el contenedor ejerza una presión igual y opuesta a la ocasionada por la tensión superficial, es decir, cuando las fuerzas involucradas se igualen. En el segundo caso, en donde el líquido no moja, el nivel de líquido en el capilar será menor que el del recipiente.

Ambos fenómenos dependen de las magnitudes relativas de las fuerzas de cohesión entre las partículas del fluido y las fuerzas de adhesión de las partículas del fluido a las paredes del recipiente. En el primero las fuerzas de adhesión son mayores que las de cohesión y en el

segundo las fuerzas de cohesión son mayores que las de adhesión. Para poder cuantificar la capilaridad se mide la diferencia de altura h entre la superficie libre del líquido en el recipiente y el nivel alcanzado por el líquido dentro del tubo. Ésta diferencia de alturas se debe a un balance entre la fuerza debida a la tensión superficial y el peso de la columna de fluido dentro del tubo.

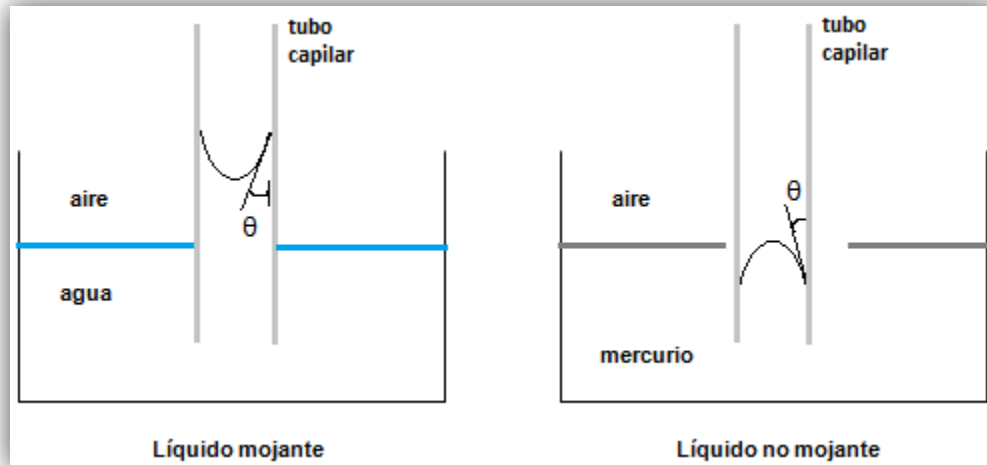


Figura 2.29. Esquema del fenómeno de mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos.

2.5 Propiedades de los Fluidos

2.5.1 Densidad

La densidad de los fluidos producidos por el yacimiento, depende fundamentalmente de su composición. La densidad se define como la masa por unidad de volumen de la sustancia a una temperatura específica, como se muestra a continuación:

$$\rho = \left(\frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} \right)_T \quad (2.19)$$

2.5.2 Viscosidad (μ)

Es una magnitud física que mide la resistencia interna de un fluido que cambia su estado de movimiento, debido a la fricción de sus moléculas al deslizarse con respecto a otras.

2.5.3 Factor de Expansión

El petróleo pierde volumen y “se encoge” en su camino hacia la superficie, debido a la liberación de gases disueltos. El factor de pérdida de volumen (shrinkage) varía entre 1 para los petróleos próximos a la superficie y que casi no contienen gases disueltos, y 2 para petróleos con mucho gas en solución en almacenes profundos.

2.5.4 Factor de Volumen del Aceite (B_o)

El factor de volumen de aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @C.Y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (2.20)$$

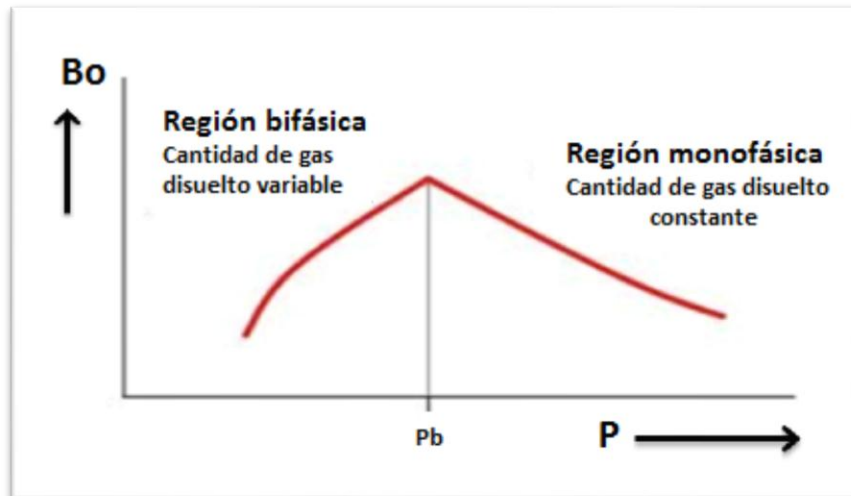


Figura 2.30. Gráfica del comportamiento del Factor de volumen del aceite (B_o) respecto a la presión.

2.5.5 Factor de Volumen del Gas (B_g)

El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @C.Y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de gas @C.S.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (2.21)$$

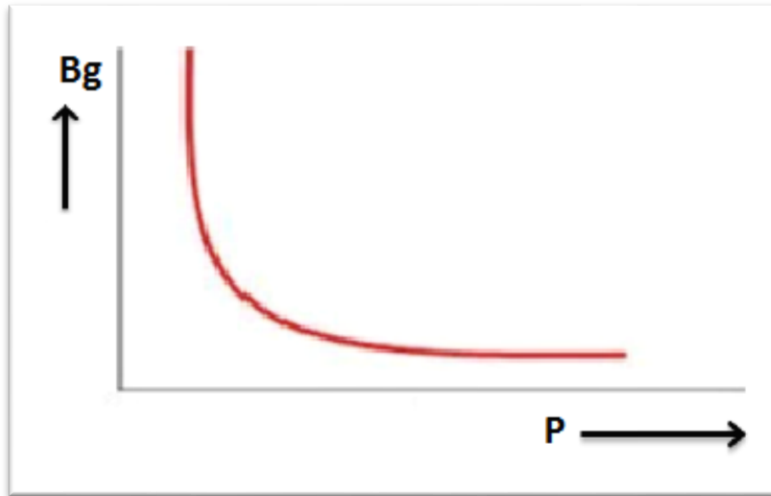


Figura 2.31. Gráfica del comportamiento del Factor de volumen del gas (B_g) respecto a la presión, entre mayor sea la presión existirá un menor Factor de volumen del gas.

2.5 Clasificación de Reservas

Se llama reserva de hidrocarburos al volumen de los mismos, medidos a condiciones estándar y que se pueden producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables comercialmente al yacimiento (recuperaciones primaria y secundaria, sistemas artificiales, etc.).

Se tiene evidencia física de las reservas de hidrocarburos, conocidas como acumulaciones, a través de pruebas de producción. Cuando no se tiene evidencia física, tales acumulaciones se conocen como recursos no descubiertos.

La porción recuperable de un recurso no descubierto es clasificada, de acuerdo al conocimiento geológico, como probable, posible y potencial. El riesgo económico generado por la incertidumbre de información y la interpretación geológica, geofísica, petrofísica y datos de ingeniería, determina la clasificación de las reservas como probadas y no probadas. Las reservas probadas pueden ser clasificadas como desarrolladas o no desarrolladas, mientras las reservas no probadas se clasifican como probables o posibles.

| RECURSOS | | | | | |
|---------------|------------------|-------------|----------|------------------------------|-----------------------------|
| Descubiertos | | | | No descubiertos | |
| Probadas | | No probadas | | Recurso recuperable probable | Recurso recuperable posible |
| Desarrolladas | No desarrolladas | Probables | Posibles | | |

Figura 2.32. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Es importante saber que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida de que se cuenta con mayor y mejor información. Ya que la aproximación de las reservas depende de la calidad y cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

Calcular las reservas no significa aplicar mecánicamente distintos métodos para obtener un valor promedio de los resultados, sino obtener el valor más cercano al real.

Los métodos de estimación de reservas (bajo condiciones de incertidumbre) son el determinístico y el probabilístico. El primero se utiliza si se tiene un solo valor basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y de datos económicos. En el segundo, el conocimiento geológico, de ingeniería y de datos económicos es usado para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas.

2.5.1 Reservas Probadas

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos, los cuales por análisis geológico y datos de ingeniería, pueden ser estimados con razonable certeza, para ser comercialmente recuperables en un futuro, de yacimientos conocidos, bajo ciertas condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

Las reservas probadas son aquellas que corresponden a yacimientos donde existe la evidencia de producción de hidrocarburos, con 90% de certeza de obtenerlos, mediante información confiable, tal como la proveniente de:

- Pozos productores.
- Pruebas de formación.
- Pruebas de producción.
- Registros geofísicos.
- Balance de materia.

Las reservas probadas a su vez se clasifican en desarrolladas y no desarrolladas, las reservas desarrolladas se subclasifican, ya sean en producción o en no-producción, como lo muestra la **Figura 2.33**.



Figura 2.33. Clasificación de Reservas Probadas.

2.5.2 Reservas No Probadas

Están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a las reservas probadas; pero con incertidumbres técnicas, contractuales o de reglamentación.

Las reservas no probadas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las vigentes a la fecha de su estimación.

2.5.3 Reservas Probables

Son aquellas cuya existencia se supone en áreas vecinas a las probadas, de acuerdo con la interpretación geológica o la aplicación de métodos de balance de materia.

Además, se considerarán como reservas probables, los incrementos que puedan provenir de los proyectos de inyección de fluidos o el empleo de mejores técnicas para complementar el mecanismo de recuperación. Podrán incluirse como reservas probadas cuando el incremento en la recuperación ha sido confirmado por una prueba piloto representativa o programa en operación.

Debe existir al menos una probabilidad del 50% al 90% de que la reserva a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas y probables.

2.5.4 Reservas Posibles

Son las reservas no probadas, que el análisis de datos geológicos e ingenieriles sugiere que tienen menos certidumbre a ser recuperadas que las reservas probables. Debe existir al menos una probabilidad del 10 al 50% de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían a la suma de las reservas probadas, las probables y las posibles.

Bibliografía Capítulo 2

- Adams, A.E. Mackenzie, W.S. y Guilford, C. "Atlas of sedimentary rocks under the microscope". Logman Scientific and Technical- John Wiley & Sons. USA.1984. Pp.104.
- Barriet, P.J. "The Shape of rocks particle, a critical review: Sedimentology". 1989.
- Cameron, K.L., Blatt, H. "Durability of sand size schist and volcanic rocks fragments during fluvial transport". Elk Creek Black Hill, Dakota del Sur, Jour Sed. Petrol, v. 41. 1971.
- Craft, B.C. Hawkins, M.F. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". U.S.A. 1991.
- Dott, R.H., Dr. "Wacke, graywacke and matrix- What approach to immature sandstone classification", Sed. Petrol. v 34. 1964. Pp. 625-632.
- Drs. Spalletti Luis A. y Poiré Daniel G. "Diagénesis de las rocas clásticas". Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. 2007.
- Facultad de ingeniería UNAM. "Apuntes de comportamiento primario de yacimientos". México. Facultad de ingeniería UNAM, 1994.
- Friedman, G. M. y Sanders, J. E. "Principles of sedimentology". New York. 1978.
- Gil Cid Dolores y Mora N. Margarito. "Procesos y métodos para la obtención de información en excavaciones de carácter paleontológico" Centro de Zoología. Departamento de Botánica y Zoología CUBCA. Universidad de Guadalajara. México. 2004.
- Ing. Galicia Muñoz Guadalupe. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM. 2011.
- Ing. Galicia Muñoz Guadalupe. "Apuntes de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados". Facultad de Ingeniería. UNAM. 2011.
- Islas Castelán María. "Conceptos básicos del Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM.2006.
- José Antonio Novais. Departamento de Paleontología Facultad de Ciencias Geológicas. 2 U.C.M. 28040. MADRID. 2002.
- Kidnay. "Fundamentals of Natural Gas Processing". 2011.
- Kumar, Sanjay. "Gas Production Engineering". 2002
- Llorente, Miguel. "Geología del carbón y del petróleo". Apuntes de petróleo 4º Semestre Geología. Universidad Complutense de Madrid.1999.
- Monreal, R., Montijo G.A. y Grijalva N. F.J. "Guía para El Estudio Petrográfica de Rocas Detríticas". Área de Publicaciones De Extensión Universitaria de la Universidad de Sonora. 2000. Pp 86-92.
- Montijo G. A., Minjarez S. I, Grijalva N. F. J., Espinoza M. I. y Cuen R. J. "Manual Laboratorio de rocas detríticas". Departamento de Geología. Universidad de Sonora. 2008.
- Mousalli, Victoria. "Rocas sello y Trampas petrolíferas". España. 2009.
- Okada, H. "Classification of sandstone: Análisis and proposal", Jour. Geology v.79. 1971. Pp. 509-525
- Pemex Exploración y Producción. "Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México". Expo Foro Pemex 2012.
- Pintos Rodríguez, Oscar. "Geología del petróleo". Argentina. 2004.
- Ramírez S. Jetzabeth, Lozano V. Gerardo y Pérez T. Rodolfo. "Productividad de Pozos Petroleros". Facultad de Ingeniería. UNAM.2007.

Capítulo 2 Conceptos Básicos

- Salgado M. Blas, González V. Libardo. “Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario”. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2005.
- Sholle, P.A. “A color guide to constituents, textures, cements and porosities of sandstone and associated rocks, USA”, American Association of Petroleum Geologists memoir 28. Tulsa Oklahoma, USA. 1981.
- Solís Berenice. “Porosidad y Permeabilidad, ejercicios”. Facultad de Ingeniería. UNAM 2012.
- Vázquez Gerardo. “Composición y Origen del Petróleo”. Instituto de Geofísica, UNAM. 2006.
- Vázquez, Elia. “Clase de explotación Geofísica”. UNAM. 2007.

-
- ⁱ Fuentes Pacheco Luis F. PEMEX Exploración y Producción. SCTER. México.
 - ⁱⁱ Morrow N. R. “Wettability and its effect on Oil Recovery”. Journal of Petroleum Technology 42, no. 12. Diciembre, 1990.
 - ⁱⁱⁱ Craig, F.F. “The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding”. Monograph Series, SPE, Richardson. Texas, 1971. Vol. 3.
 - ^{iv} Fuentes Pacheco Luis F. PEMEX Exploración y Producción. SCTER. México.

Capítulo 3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. ACEITE EN LUTITAS (SHALE OIL).

3.1. Geología de las lutitas

Las lutitas son rocas clásticas, es decir son rocas que se forman después de un proceso de meteorización e intemperismo, estos procesos hacen referencia a la descomposición, desgaste y destrucción de las rocas, como respuesta a su exposición a los agentes de la intemperie, como el agua, el aire, las variaciones de temperatura y la acción de organismos. Las lutitas, como se aprecia en la **Figura 3.1**, están compuestas por partículas del tamaño de las arcillas y limos, es decir <0.0625 mm. Estas rocas constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.



| Rocas Sedimentarias Detríticas | | | |
|--|---|---|-------------------|
| Textura Clástica Tamaño del Clasto | | Nombre del sedimento | Nombre de la roca |
| Grueso más de 2mm |  | Grava (clastos redondeados) | Conglomerado |
| |  | Grava (clastos angulosos) | Brecha |
| Medio de 1/16 a 2 mm (0.0625 a 2 mm) |  | Arena (si el feldespato es abundante la roca se denomina arcosa) | Arenisca |
| Fino de 1/16 a 1/256 mm (0.0625 a 0.003906 mm) |  | Limo | Limolita |
| Muy fino menos de 1/256 mm (0.003906 mm) |  | Arcilla | Lutita |

Figura 3.1. Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

Las lutitas a su vez son rocas sedimentarias. El tamaño de grano y la clasificación de los sedimentos y rocas sedimentarias son muy variables. Datos de Picard (1971)ⁱ sugieren que los lodos modernos en promedio contienen alrededor de 45% de limo, 40% de arcilla y 15% de arena. El tamaño de grano es uno de los principales parámetros utilizados en la clasificación de estas rocas.

Las lutitas difieren de las areniscas y los conglomerados en particular en su granulometría que es más fina. Debido a su tamaño de partículas más finas, el tamaño de grano de lutitas no se puede determinar por los métodos de cribado. Existen también algunas lutitas que están firmemente estructuradas y que no pueden ser separadas en partículas individuales, lo que hace imposible determinar su tamaño exacto.

Las lutitas son sedimentos fisibles, es decir que, tienden a romperse o separarse en láminas en sentido de su propia estructura laminar (Bates y Jackson, 1980). Como se puede observar en la **Figura 3.2** se distinguen capas de color oscuro de lutita de aceite rica interestratificadas con capas de color claro de lutita pobre, se pone como referencia de escala la barra blanca que tiene una longitud de 7.2 cm para tener una visión del espesor de las capas.



Figura 3.2. Muestra de una formación de lutitas obtenida de la formación Green River, en la cuenca Piceance Creek de Colorado.ⁱⁱ

Las lutitas pueden estar fracturadas, pero esto depende de su madurez y mineralogía. Las lutitas ricas en contenido orgánico se caracterizan por contener mayores niveles de carbono orgánico total en comparación con las otras lutitas, debido a que se depositan en un ambiente reductor, variando desde el 2% al 10%. El principal objetivo de la exploración es encontrar lutitas ricas en contenido orgánico y térmicamente maduras. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad y es por esta razón que resulta más difícil estudiar y llevar a cabo su análisis, a diferencia de la mayoría de las otras rocas sedimentarias. Las lutitas que contienen alrededor del 50% de carbonato de calcio (del 35% al 65%) se denominan margas y éstas suelen ser de color azuladas.

3.1.1. Origen de las lutitas

Las diminutas partículas de una lutita indican que se produjo un depósito como consecuencia de la sedimentación gradual de corrientes no turbulentas relativamente tranquilas. Entre estos ambientes se encuentran los lagos, las llanuras de inundación de ríos, lagunas y zonas de las cuencas oceánicas profundas. Incluso en esos tipos de ambientes tranquilos suele haber suficiente turbulencia como para mantener suspendidas las partículas de tamaño arcilloso casi indefinidamente, como se muestra en la **Figura 3.3**, el mar Negro está estratificado con una capa superior oxidada y una zona inferior anóxica (ambiente que carece de oxígeno). El agua dulce que se representa por las flechas verdes llega desde los ríos, y el agua marina más densa, la flecha azul de la parte izquierda llega desde el mar Mediterráneo por el estrecho del Bósforo. Debido a las diferentes salinidades y densidades, la mezcla está limitada a 100 o 150 m (330 a 490 pies) superiores. La mezcla entre las aguas de superficie y las aguas de fondo está estrictamente limitada; el agua de fondo se cambia sólo una vez en miles de años. Los sedimentos negros y ricos en materia orgánica se acumulan en el fondo. Las bacterias anaeróbicas extraen oxígeno de los sulfatos y emiten sulfuro de hidrógeno (H_2S) como producto residual. El sulfuro de hidrógeno puede reaccionar con el hierro en los sedimentos para formar pirita (FeS_2), la cual se observa con frecuencia en los depósitos de lutitas ricas en contenido orgánico. Adaptado de Lueschen.ⁱⁱⁱ

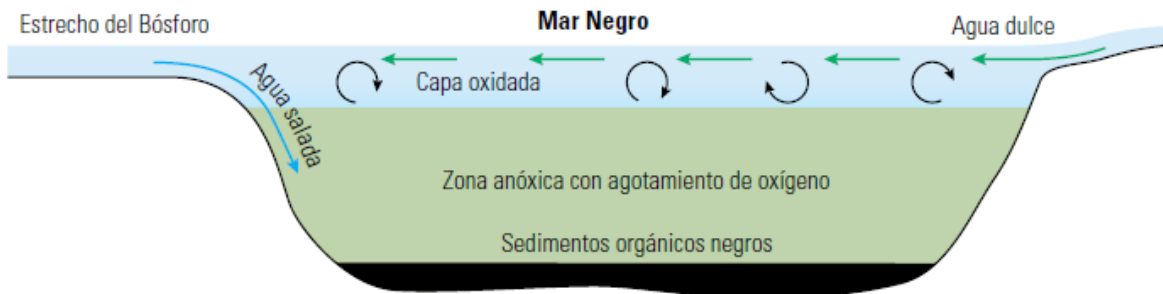


Figura 3.3. Analogía moderna de las lutitas ricas en contenido orgánico.

Conforme se acumulan el limo y la arcilla, tienden a formar capas delgadas, a las que se suele hacer referencia como láminas, inicialmente las partículas de las láminas se orientan al azar. Esta disposición desordenada deja un elevado porcentaje de espacio vacío, denominado espacio de poros, que se llena con agua. Sin embargo, esta situación cambia normalmente con el tiempo conforme nuevas capas de sedimento se apilan y compactan el sedimento situado debajo.

Durante esta fase las partículas de arcilla y limo adoptan una alineación más paralela y se amontonan. Esta reordenación de los granos reduce el tamaño de los espacios de poros, expulsando gran parte del agua. Una vez que los granos han sido compactados mediante presión, los diminutos espacios que quedan entre las partículas no permiten la circulación fácil de las soluciones que contienen el material cementante. Por consiguiente, las lutitas suelen describirse como débiles, porque están poco cementadas y, por consiguiente, no litificadas.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

3.1.2. Características de las lutitas.

Las lutitas pueden contener un alto contenido de materia orgánica, que bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, liberan y atrapan hidrocarburos. Cuando una cantidad significativa de materia orgánica ha sido depositada con los sedimentos, las lutitas pueden contener materia orgánica sólida, es decir kerógeno. Las lutitas se dividen en dos variedades, basándose en su contenido orgánico:

- a) Lutitas de color claro, son formaciones de magras orgánicas.
- b) Lutitas de color oscuro o negro, las cuales son ricas orgánicamente, que fueron depositadas bajo condiciones de poco o nula existencia de oxígeno en el agua, preservando su material orgánico. La materia orgánica proviene de restos de plantas que han sido acumulados con el sedimento. Las lutitas de este tipo son la fuente de rocas para muchos depósitos de aceite y gas natural alrededor de todo el mundo. Estas lutitas de color negro obtienen su color de pequeñas partículas de materia orgánica que fueron depositadas con el lodo en las formaciones de lutitas, por lo cual su color es un indicativo de que poseen materia orgánica. Cuando el lodo fue enterrado y calentado dentro de la tierra, algunos materiales orgánicos se transformaron en aceite y gas natural.

Las propiedades hidráulicas son características de la roca como la porosidad y la permeabilidad, las cuales reflejan su habilidad para retener y dejar mover a los fluidos como el agua, el aceite o el gas natural. Debido a que las lutitas tienen un tamaño de partículas muy pequeño como se puede apreciar en la **Figura 3.4**, los espacios intersticiales (espacios vacíos) son demasiado pequeños, debido a esto los fluidos tienen una gran dificultad para moverse a través de la formación.



Figura 3.4. Muestra de lutita bajo el microscopio 10X.

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar al caracterizar un yacimiento de lutitas con aceite es la permeabilidad, ya que ésta puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburos y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de mili darcies, en contradicción

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

con el rango en nano darcies que tienen las lutitas, el cual imposibilita la implementación de mediciones convencionales, es decir haciendo pasar un fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra, para cuantificar la permeabilidad.

Terra Tek desarrolló los análisis de rocas compactas TRA^{IV} con la técnica de pirolisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. La técnica TRA también proporciona densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

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.

El color de la lutita puede variar dependiendo del tamaño del grano. Pueden ser café oscuro o gris, conocidas como lutitas negras, como se muestra en la **Figura 3.5**, (a); en otras ocasiones, las lutitas de granos finos están intercaladas con granos más grandes de limolita, como en el inciso (b); y también las lutitas pueden fracturarse, creando caminos naturales para que fluyan los hidrocarburos, la imagen se muestra en el inciso (c).

Aunque las lutitas son más comunes que las otras rocas sedimentarias, normalmente no atraen tanto la atención ya que las lutitas no forman afloramientos tan espectaculares como es el caso de las areniscas y las calizas. En cambio, las lutitas se disgregan con facilidad y suelen formar una cubierta de suelo que oculta debajo la roca no meteorizada. Un ejemplo de este tipo de formaciones es “El Gran Cañón”, en Colorado, donde las suaves pendientes de lutitas meteorizadas, pasan casi desapercibidas y están cubiertas por vegetación, en claro contraste con los empinados acantilados producidos por las rocas más duraderas.

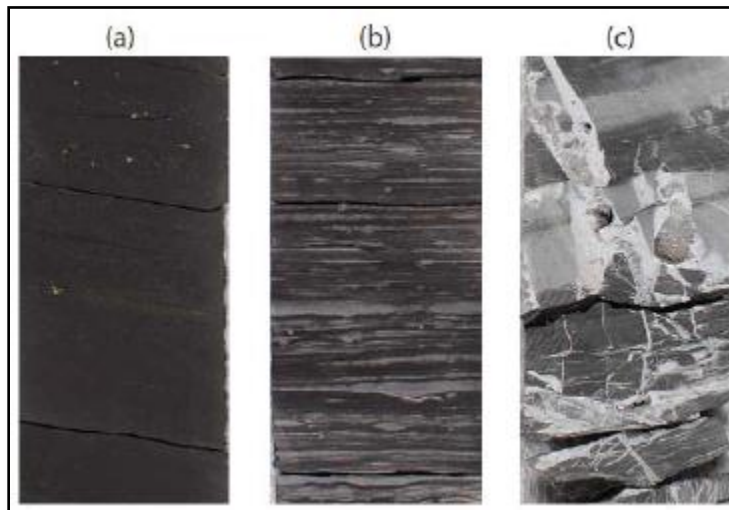


Figura 3.5. Diferentes tipos de lutita.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

Aunque las capas de lutitas no pueden formar acantilados ni afloramientos destacables, algunos depósitos poseen gran valor económico. Algunas lutitas se extraen para obtener materia prima para la cerámica, la fabricación de ladrillos, azulejos y porcelana china. Además, mezcladas con las calizas, se utilizan para fabricar el cemento portland. Y como es de interés en este trabajo, por supuesto, el aceite en lutitas, el cual es un recurso energético valioso. El petróleo obtenido de estas rocas impregnadas de betún se denomina aceite de lutitas o petróleo de esquistos o petróleo de pizarras, siendo el primer término el más correcto.

Las lutitas petrolíferas son abundantes, pero la producción del petróleo que alojan puede ser complicada. Estas rocas fueron explotadas y cargadas en instalaciones de superficie, donde se extraían los hidrocarburos líquidos, desde la década de 1800. Ahora, los operadores están desarrollando métodos in situ para llevar el petróleo liberado a la superficie. Además, están adaptando la tecnología de campos petroleros para evaluar estos depósitos y estimar sus rendimientos en términos de fluidos.

En las lutitas que contienen material orgánico predominan los silicatos y los carbonatos, con cantidades variables de la arcilla. La composición mineral posee poco efecto sobre el rendimiento petrolífero, pero puede incidir en el proceso de calentamiento. Los minerales de la arcilla contienen agua, lo cual puede afectar la cantidad de calor requerido para que el material orgánico se convierta en petróleo. Con la aplicación de calor, las lutitas carbonatadas generan CO₂ adicional que debe ser considerado en cualquier programa de desarrollo. Muchos yacimientos contienen también minerales y metales valiosos como el aluminio, azufre, vanadio, zinc, cobre y uranio, lo cual hace que sean objetivos de operaciones mineras.

3.2. ¿Qué es un hidrocarburo no convencional?

En primer lugar se tiene que definir al hidrocarburo convencional, el cual es aquel que se puede extraer de depósitos naturales en el subsuelo, reuniendo factores de suma importancia: rocas que dieron origen al petróleo (roca generadora), rocas que pueden almacenar el petróleo (roca almacenadora), una secuencia que puede entrapar el petróleo (trampa), rutas de migración efectiva, una secuencia sello que impida su movilidad (roca sello), además de la sincronía. Estos factores conforman el llamado sistema petrolero.

Definido lo anterior, el hidrocarburo no convencional es aquel que se puede extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos de los factores que componen el sistema petrolero. Se caracterizan además por tener un elevado costo de extracción con la tecnología y los recursos actuales, sin embargo, en los últimos años, dado el aumento en el precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales, con buenos resultados técnicos y económicos.

La geología del petróleo no convencional se enfoca en el potencial de las fuentes, su formación, distribución, métodos de evaluación y estrategias de desarrollo. El estado de migración del aceite o del gas decide el tipo de yacimiento del que se trata. La diferencia entre yacimientos convencionales de aceite y gas, con los yacimiento no convencionales es que estos, no cuentan

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

con un límite de tipo trampa definida ni forma, y no pueden ser clasificados en base a los tipos de trampas.

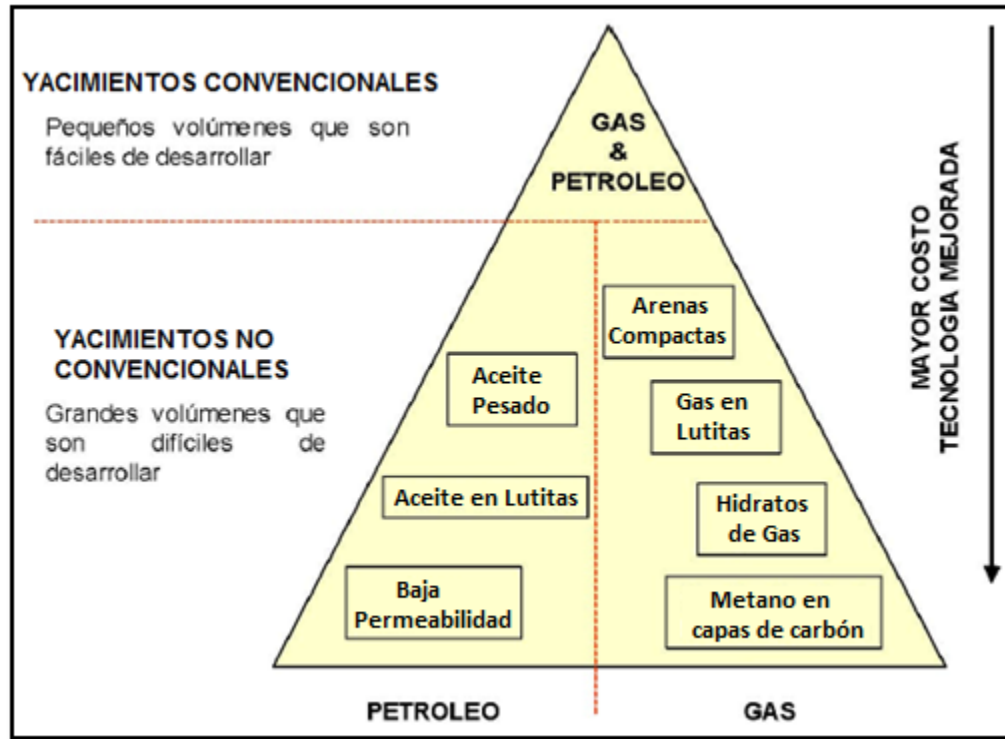


Figura 3.6. Triángulo de los recursos, adaptado por Master & Grey, 1970.

La geología del petróleo no convencional se enfoca en el potencial de las fuentes, su formación, distribución, métodos de evaluación y estrategias de desarrollo. El estado de migración del aceite o del gas decide el tipo de yacimiento del que se trata. La diferencia entre yacimientos convencionales de aceite y gas, con los yacimientos no convencionales es que estos, no cuentan con un límite de tipo trampa definida ni forma, y no pueden ser clasificados en base a los tipos de trampas.

La **Figura 3.6** muestra el Triángulo de los Recursos, publicado en 1970 por Masters & Grey en 1970. El concepto de este triángulo sugiere que todos los recursos naturales se encuentran depositados en la naturaleza. Para el caso del petróleo y el gas, los yacimientos de alta permeabilidad son de pequeño tamaño y una vez descubiertos son fáciles de desarrollar. Para el caso de los yacimientos de baja permeabilidad o alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburos in-situ son enormes; siendo difícil el desarrollo de la tecnología para explotar económicamente estos yacimientos.

El crudo pesado (Heavy Oil), se define como petróleo con densidad de 22.3°API o menor. Para el cálculo de la densidad °API se utiliza la medición superficial de la gravedad específica del petróleo desgasificado. La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G.) a 60°F con la densidad °API es^v:

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

$$\text{Densidad } ^\circ\text{API} = \left(\frac{141.5}{S.G.} \right) - 131.5 \quad (3.1)$$

El petróleo de 10°API o menor densidad se conoce como extrapesado, ultrapesado o superpesado, ya que son más densos que el agua, debido a que la densidad del agua es de 10°API^{vi}. Los rangos de densidad del crudo convencional oscilan entre 38° y 40°API.

Si bien la densidad del petróleo es un factor muy importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la productividad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Entre más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. Aunque no existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, el petróleo pesado tiende a ser más viscoso que el petróleo convencional.

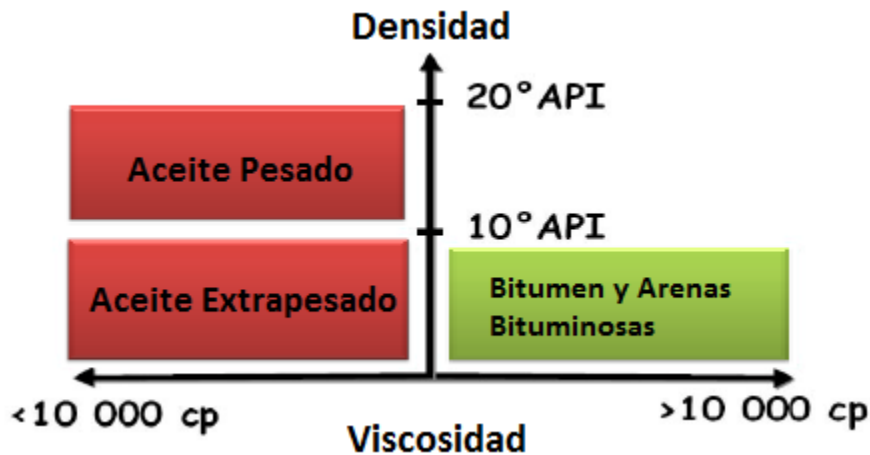


Figura 3.7. Esquema comparativo de los valores de viscosidad entre el aceite pesado y extrapesado y el bitumen.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s], pero aun así éste puede fluir a condiciones de yacimiento. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta, pero éste no puede fluir bajo condiciones de yacimiento. Etherington (2005) indica que “un yacimiento no convencional es aquel que no puede ser producido económicamente sin ayuda de tratamientos de estimulación masiva o de procesos especiales de recuperación”. Stabell (2005) y Schmoker (1999) usaron una definición basada sobre dos aspectos comunes: Primero, que están compuestos de grandes volúmenes de roca saturada con hidrocarburo, y segundo que los tipos de acumulación no son dependientes de flotabilidad, es decir de separación por gravedad, dentro del medio poroso.

Según los mecanismos de formación de los yacimientos, éstos se clasifican en “continuos” y “no continuos”, como se puede apreciar en la **Figura 3.8**. Los yacimientos “continuos” de aceite y/o de gas (campos) hacen referencia a yacimientos no convencionales sin ningún límite de trampa claro,

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

con un cambio continuo o gradual de la distribución de aceite o gas. Estos son principalmente controlados por el diámetro de garganta de poro, porosidad, permeabilidad y contenido residual de materia orgánica, grado de evolución térmica y la diferencia de presión entre la roca recurso y el yacimiento. Estos yacimientos “continuos” forman yacimientos con abundantes reservas diferentes y la falta de una trampa de roca sello límite, diferenciación de fluidos. Ellos no tienen un contacto de agua uniforme ni un sistema de presión. La saturación del aceite y del gas varía enormemente y existe una múltiple fase de aceite/gas y agua.

| Tipo de Yacimiento | Mecanismo de formación del yec. | Fuente del yacimiento | Porcentaje de la Fuente 0 60 | Objetivo de la Exploración | Tecnología de Exploración | Fase de Exploración |
|---|---|-----------------------|---------------------------------|---|---|---|
| Trampa convencional yacimiento de aceite/gas | Migración Secundaria de larga distancia | Sello Regional | | Bloque de Falla en un Yacimiento Anticlinal | Sísmica 2D Sísmica 3D Pozo Vertical | Fase Temprana |
| | | Trampa | | Yacimiento Litológico-Estatigráfico Arenas Petrolíferas y Aceite Pesado | | |
| Trampa no convencional yacimiento de aceite/gas (campo) | Migración Secundaria de corta distancia | Yacimiento | | Gas en Arenas Compactas Baja porosidad y permeabilidad del aceite | Sísmica de alta resolución | Fase Media |
| | | Migración Primaria | | Roca Fuente | Hidratos de Gas Aceite y Gas en Lutitas Metano en capas de Carbón Biogas | Pozo Horizontal Fracturamiento a gran escala |

Figura 3.8. Mecanismos de formación de los yacimientos y la clasificación de los tipos de yacimientos “continuos” y “no continuos”. Fuente Caine Zou, 2010^{vii}.

En los yacimientos “no continuos”, el sistema tampoco tiene límites de trampa claros y el aceite, el gas y el agua están formados en unidades relativamente separadas. El aceite fue generado en diferentes períodos y fue acumulado en la fase tardía. Los yacimientos fueron ajustados en muchas ocasiones y la distribución del aceite y del gas es complicada. No tienen un sistema de presión uniforme, no tienen un límite de agua de fondo o de la profundidad.

Aunque no existe una definición universal, también se le denomina hidrocarburo no convencional a los recursos que están contenidos en yacimientos de baja permeabilidad o que poseen petróleo pesado o de alta viscosidad, y que requieren tecnologías avanzadas de perforación (aunque no necesariamente novedosas, ya que muchas técnicas son antiguas, pero más costosas), o de estimulación, debido a que no puede obtenerse por métodos usuales de extracción, tales como, la energía propia del yacimiento o la implementación de algún Sistema Artificial de Producción; con el fin de lograr una producción a tasas de flujo comercial, es por esta razón que su uso ha comenzado a generalizarse.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

Estas reservas han tenido un duro desarrollo, ya que los bajos costos de producción de petróleo convencional, han rebasado el desarrollo de nuevas tecnologías para su extracción. En los últimos años ha habido un incremento en los costos de producción de los yacimientos convencionales, lo cual da apertura para el desarrollo de métodos de producción de reservas no convencionales.

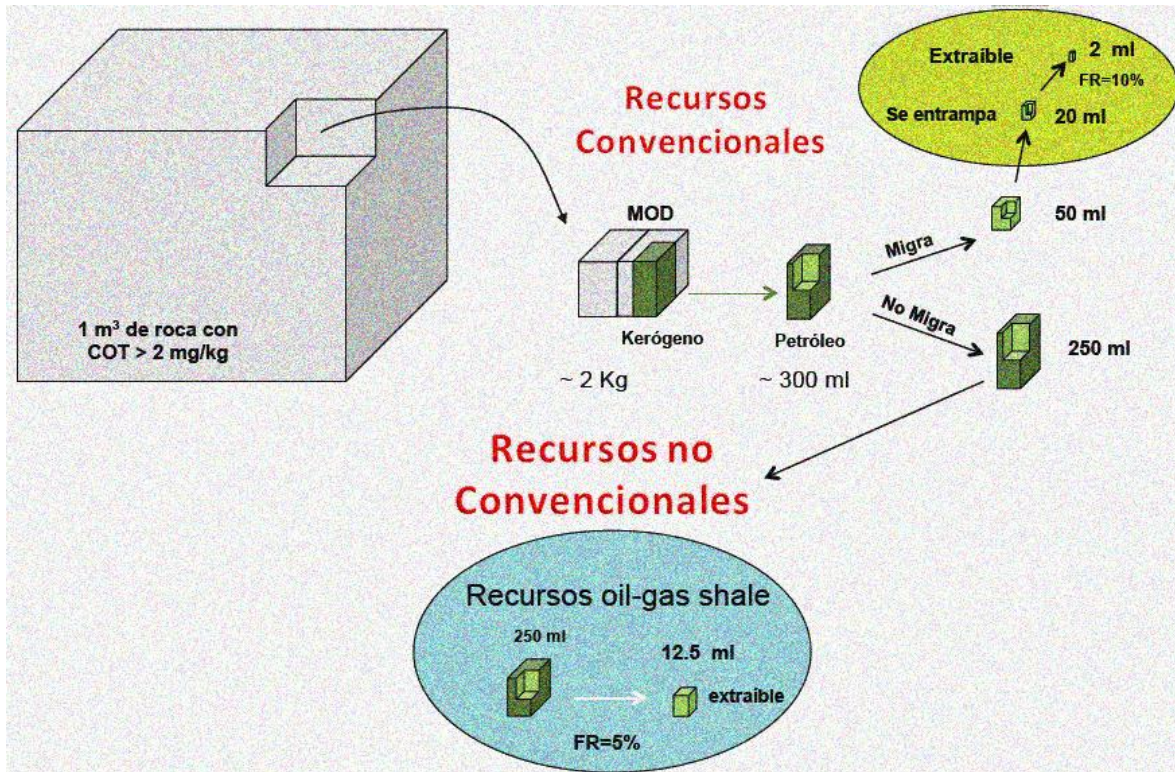


Figura 3.9. Proceso de transformación de la materia orgánica.

La dificultad de explotar este tipo de recursos no convencionales radica en que el factor de recuperación es muy pequeño, éste se encuentra en el orden del 5%, lo cual indica que la cantidad de aceite extraíble es muy pequeña, esto no representa una opción económicamente viable, como se muestra en la **Figura 3.9**. En 1 m^3 de roca con contenido orgánico, se extraen 2 kg de muestra de kerógeno, aproximadamente 300 ml son petróleo del cual 50 ml es la cantidad que migra, se atrapa y se puede extraer, que es a lo que le llamamos recursos convencionales. Pero más del 50% de la muestra, aproximadamente 250 ml no migran, llamándole recurso no convencional, ya que del total de la muestra sólo el 5% es extraíble. Es aquí donde radica la complejidad para la extracción de estos recursos, además de que hoy en día para muchos países no representa una opción económicamente rentable, ya que se ha recurrido al uso de técnicas de las que no se tienen experiencia previa y resultan costosas.

La geología del petróleo no convencional estudia principalmente dos tipos de fuentes de hidrocarburos, el primer tipo son las fuentes de aceite o gas con distribución "continua", como tight sandstone oil/gas, aceite o gas en lutitas (shale oil/gas), metano en yacimientos de carbón (coalbed gas) y los hidratos de carbono (hydrate). El segundo tipo son las fuentes de aceite o gas

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

“no continuas”, como arenas bituminosas (tarsands), aceite pesado (heavy oil) y los yacimientos naturalmente fracturados. Una gran cantidad de energía se encuentra atrapada en lo estos yacimientos no convencionales.

En la **Figura 3.10** se ejemplifica la diferencia entre yacimientos convencionales; yacimientos de gas no asociado, aceite y gas asociados y los yacimientos no convencionales; yacimientos de lutitas con aceite y gas y los yacimientos de gas de arenas compactas, destacando la primera de sus diferencias que es la profundidad a la que se encuentran los hidrocarburos no convencionales, la cual es mayor que para los yacimientos convencionales.

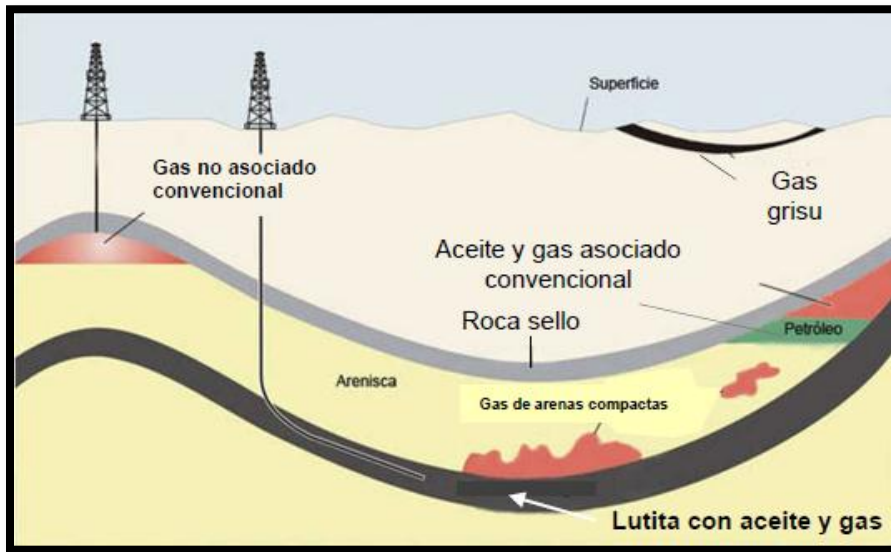


Figura 3.10. Comparación entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración.^{viii}

3.2.1. Arenas bituminosas (tarsands)

Las arenas bituminosas o también nombradas arenas petrolíferas son una mezcla de arcilla, arena, agua y alquitrán, que es un petróleo extrapesado, muy denso que no es móvil, como se puede observar en la **Figura 3.11** de una muestra de arenas bituminosas de Canadá.

Se desarrollan principalmente en Canadá, con el proyecto “Athabasca Oil Sands”, el cual suministra más del 10% de las necesidades de petróleo de Canadá, planeándose aumentar la producción a más de 500.000 barriles por día^{ix}. Según el “Oil & gas journal” en 2007 declaró que Arabia Saudita se encuentra en el primer puesto de reservas en estos recursos con 250 billones de barriles, Canadá ocupa el segundo puesto con 175 billones de barriles e Irán se sitúa en el tercer puesto con 125 billones de barriles.



Figura 3.11. Arenas bituminosas.

A diferencia de las técnicas de recuperación convencionales que requieren la perforación del subsuelo, en la minería para arenas bituminosas es necesario que el mineral sea extraído usando palas, excavadoras y camiones. Las arenas bituminosas se extraen y procesan básicamente mediante dos métodos:

- **Minería**

Grandes áreas de tierras deben de estar libres de árboles y arbustos para que la capa superior del suelo y la arcilla se quiten para exponer la capa de arena petrolífera. Este método de minería a cielo abierto utiliza grandes camiones y palas para remover la arena. Después de la transformación y mejora, el resultado final es enviado a las refinerías, donde es convertido en combustible para aviones, gasolina y otros productos derivados del petróleo.

- ***In Situ***

Este método relativamente nuevo, se utiliza principalmente para obtener el aceite de alquitrán que está en la arena enterrada muy profunda bajo la superficie de la Tierra, para ser luego recuperada con un camión y una pala. En la tecnología *in situ* se inyecta vapor en las profundidades de la tierra para separar el alquitrán o betún viscoso de la arena para que se pueda bombear hacia la superficie. El betún pasa por el mismo proceso de mejora y de refinación que en el método anterior.

3.2.2. Gas en lutitas (shale gas)

Los yacimientos de gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple para inducir el flujo del gas hacia el pozo.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito experimentado en la lutita Barnett en Texas, Estados Unidos creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos.

En el caso de las lutitas gasíferas, el principal desafío con que se enfrenta la industria es el cómo extraer este gas de yacimientos conformados por roca con tan poca permeabilidad. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos y fracturamiento hidráulico, como se aprecia en la **Figura 3.12**, y pozos multilaterales, están ayudando a las compañías petroleras a lograr la explotación de este recurso. Si estas tecnologías se combinan con precios de gas elevados, la perspectiva económica de las operaciones de perforación y producción de recursos no convencionales mejora considerablemente.

En lo relativo a las estimaciones internacionales del potencial de gas de lutitas, publicadas por EIA, en el mundo hay alrededor de 6,622 trillones de pies³ de recursos técnicamente recuperables ligeramente superiores a las reservas 1P de gas natural que ascienden a 7,360 trillones de pies³. De acuerdo a estos estudios, México ocupa el cuarto lugar a nivel internacional con el 10% de los recursos técnicamente recuperables. China es el país líder en reservas de este tipo de hidrocarburo con aproximadamente 1,275 trillones de pie^{3x}.

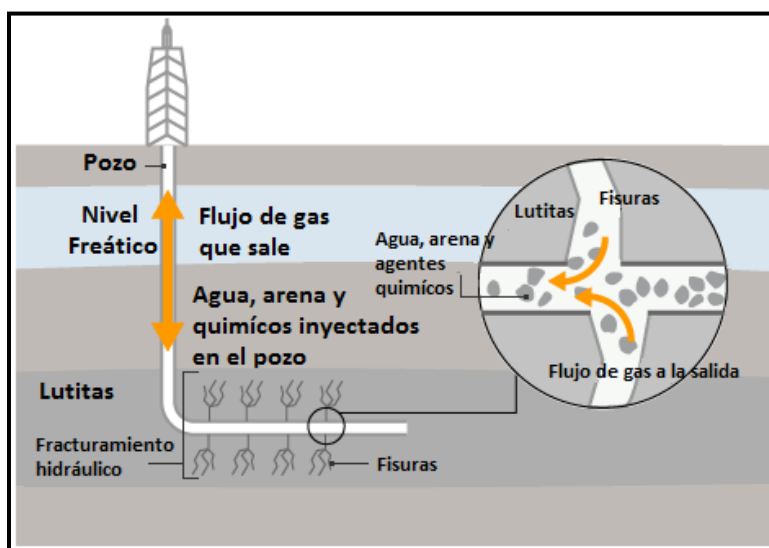


Figura 3.12. Extracción del gas en una formación de lutitas.

En 2011, PEMEX estimó un potencial, considerando principalmente recursos de gas natural, en un rango de 150 a 459 trillones de pie³, con un recurso medio de 297 trillones de pie³, equivalente a alrededor de 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMbpe). En 2012, la paraestatal actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite de lutitas es más de la mitad de los recursos totales.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

3.2.3. Gas en Arenas Compactas (Tight sands).

Se conoce como gas en arenas compactas al gas natural encontrado en formaciones de areniscas (o calizas) de baja porosidad y baja permeabilidad. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con^{xi}:

- Porosidad < 10%.
- Permeabilidad < 0,1 mD.

Las areniscas compactas son arenas litificadas que tienen muy pocos poros de tamaño súper capilar, por lo que no pueden almacenar y producir gas en forma convencional, como se observa en la **Figura 3.13**, aunque en la mayoría de las veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales y no hay una distinción clara entre ambos.

Para la exploración de yacimientos no convencionales de gas en arenas compactas, es importante buscar una cuenca con yacimientos de gas convencional, lo cual es lo más deseable para lograr un mayor nivel de éxito. Cuando las condiciones a las que se genera el gas en las profundidades del subsuelo de la cuenca exceden las condiciones necesarias para que el gas migre a la superficie o a una trampa en la profundidad de la cuenca, la acumulación de gas en arenas compactas puede llegar a formar grandes volúmenes.

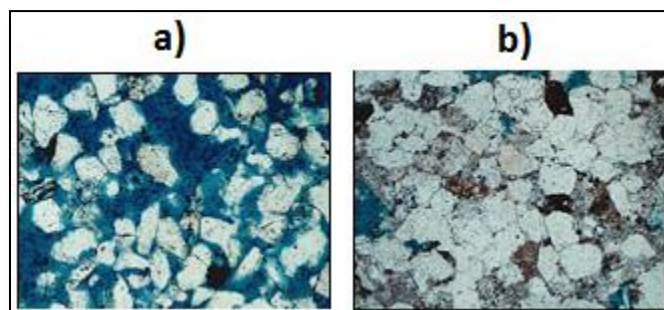


Figura 3.13. Secciones microscópicas de areniscas. En a) se observan areniscas convencionales, con poros bien conectados de color azul. Los poros de areniscas de tight gas en b) se distribuyen de forma irregular y mal conectados.

Las extensas regiones con yacimientos de gas no asociado en general se encuentran libres de agua; donde las arenas están represionadas con gas en secuencias de baja permeabilidad. Estos sistemas experimentan variaciones relativamente altas de declinación durante su producción inicial, pero se estabilizan a tasas de declinación muy bajas, dando por resultado una larga vida a las reservas.

Una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales, conocidos como “sweet spots”, excepto en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

En Estados Unidos, se han desarrollado tecnologías para inducir fracturas en areniscas compactas de grueso espesor. Por ejemplo el desarrollo del campo Pinedale, en la Cuenca Green River, Wyoming, se ha aplicado esta tecnología, en donde se estima que las reservas recuperables son de 20 a 25 billones de pies cúbicos de gas. Actualmente diversas compañías se encuentran produciendo gas de arenas compactas, obteniendo buenos resultados. En México se tienen arenas compactas que pudieran contener importantes volúmenes de gas en varias cuencas, incluyendo las de Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), Sabinas, Comalcalco, Veracruz, Burgos y Macuspana.

3.2.4. Metano en capas de carbón (coal-bedmethane o yacimientos CBM)

Se conoce al metano en capas de carbón al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. El gas queda absorbido en la superficie granulada del carbón por la presión del agua que lo rodea.

Para producir metano en capas de carbón primero se debe extraer el agua, reduciendo la presión para que el metano del carbón se libere y fluya hacia el núcleo del pozo. A medida de que la cantidad de agua en el carbón disminuye, la producción de gas aumenta. En la **Figura 3.14** se observan los requerimientos necesarios para llevar a cabo la producción de metano.

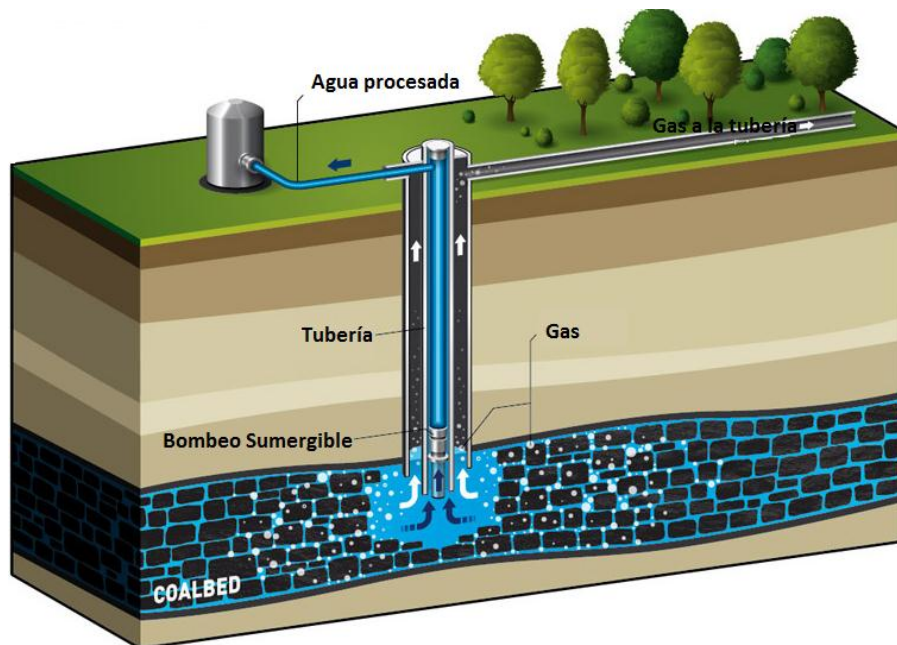


Figura 3.14. Procesamiento de la obtención de gas metano en yacimientos de carbón.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

El gas metano se libera en pozos perforados que atraviesan los depósitos de carbón en el subsuelo, pero de una manera más controlable. El gas metano de 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 en mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable; es generado y almacenado en vetas de carbón; su producción se realiza mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie. Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a través de estas, a menos de que el yacimiento sea estimulado, como por ejemplo por fracturamiento hidráulico.

Este tipo de gas asociado se ha producido en capas de carbón desde 1926 en Oklahoma y desde 1951 en la Cuenca de San Juan, Nuevo México; sin embargo el gran desarrollo comenzó en 1988. Esto se debió a incentivos tributarios implementados por el Congreso de USA para impulsar la exploración de recursos energéticos alternativos. En los últimos 20 años, se han desarrollado tecnologías en Canadá y Estados Unidos para aislar el agua subterránea y fracturar los depósitos de carbón para liberar su contenido de gas metano. El gas metano del carbón (CH₄) es generado en forma natural, junto a pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y otros gases distintos a los hidrocarburos, contenidos en los mantos de carbón, como resultado de un proceso físico y químico en materia orgánica derivada de plantas continentales; este proceso comienza con material orgánico de plantas vasculares con lignina y material herbáceo que se convirtió en carbón y gas natural al mismo tiempo durante la catagénesis. A medida que las plantas se fueron cubriendo de sedimentos e incrementando su profundidad, el calor y la presión aumentaron, causando cambios físicos y químicos en la materia orgánica. El incremento térmico y la presión, son las causas que transforman el material orgánico en carbón, expulsando el agua y otros constituyentes volátiles fuera de la masa orgánica y concentrando el carbón y gas metano.

Los recursos potenciales de gas en carbón en EUA y Canadá se estiman en 770 billones de pies cúbicos, la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá es la más grande, contiene más de 500 millones de millones de ft³. También existen enormes volúmenes de reservas en la región de la Costa del Golfo de México^{xii}. Las mayores posibilidades para producir gas metano en México se encuentran en la Cuenca de Sabinas, Rio Escondido, Sonora, Colima, Guerrero y Oaxaca.

3.2.5. Hidratos de gas (gas hydrate)

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, conformadas de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura de jaula y que incluyen moléculas de gas metano.

La molécula huésped en la estructura clathrática es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

Existen dos formas cristalográficas de hidratos de gas que se distinguen según el tamaño de los huecos en la estructura clathrática^{xiii}. Una de estas estructuras de hidratos, designada I, contiene 46 moléculas de agua y un máximo de 8 moléculas de metano. La segunda, designada II, contiene 136 moléculas de agua por celda y hasta 8 moléculas de metano. Se pueden formar hasta temperaturas sobre 0° C en determinadas condiciones de presión del gas.

Con la estructura I, en teoría, si se considera un factor de expansión apropiado de los hidratos, 1 m³ de hidratos de metano, en condiciones del depósito, puede contener hasta 164 m³ de gas metano en condiciones estándar de presión y temperatura a nivel del mar. Es debido a esto que los hidratos de gas en un yacimiento situado a más de 0.5 Km. bajo la superficie marina, contienen más metano por unidad de volumen que el contenido como gas libre en el mismo espacio. Este hecho explica el enorme interés en los hidratos de gas como potencial de futura fuente de recursos energéticos, cuya desestabilización se asocia a riesgos geológicos submarinos en el margen continental y puede constituir un factor importante en los cambios climáticos globales^{xiv}.



Figura 3.15. Hidrato de metano obtenido bajo el río Perla en China.

Los hidratos comenzaron a ser un problema en la industria del petróleo en la década de 1930 cuando fueron observados que se formaban en los gasoductos y líneas de gas natural bloqueando el flujo libre del gas.

Los hidratos de gas existen alrededor del mundo en numerosos ambientes, desde el Ártico hasta la Antártica. En tierra, en las regiones con "permafrost" (regiones en donde la temperatura bajo el punto de congelación permanentemente) de Alaska, el Norte de Canadá y Siberia, se encuentran ampliamente distribuidos en el margen continental externo, en sedimentos del fondo y subsuelo marino del talud y elevación continental, estabilizados in situ. Los hidratos de metano son los más comunes, pero pueden incluir etano y otros gases.

Es posible que el volumen de gas en los yacimientos mundiales de hidratos de gas exceda el volumen de las reservas convencionales conocidas de gas. Sin embargo, aún existen dudas en los estudios del potencial de producción o de factibilidad económica de la extracción de metano de los hidratos de gas.

3.3 Aceite en Lutitas (OilShale)

3.3.1 Estado Sólido de los hidrocarburos; Aceite en Lutitas (Oil Shale) y Arenas Bituminosas (Tar Sands).

De acuerdo con la USGS^{xv}, el petróleo sólido hace referencia a las acumulaciones de bitumen natural. Éste se describe como un petróleo sin gas libre, con una viscosidad mayor a 10,000 cp a temperatura del yacimiento y con una gravedad °API de menos de 10.

Aunque la USGS^{xvi} también define al aceite en lutitas como una lutita rica en materia orgánica que produce cantidades sustanciales de petróleo utilizando métodos convencionales como la destilación. En este reporte también se obtuvo el dato de que por cada tonelada de lutita procesada, se obtendrán 10 galones de petróleo.

Como se puede observar según la **Figura 3.16**, los crudos pesados se dividen en “bitumen”, es decir, la materia orgánica inflamable natural formada a partir del kerógeno en el proceso de generación del petróleo^{xvii}; el kerógeno es la materia orgánica en partículas diseminada en las rocas sedimentarias, que es insoluble en los solventes orgánicos comunes. El bitumen es un derivado térmicamente degradado del kerógeno, pero es soluble en solventes orgánicos^{xviii}. La relación exacta entre el kerógeno, el bitumen y los hidrocarburos que son liberados durante el proceso de calentamiento de la materia orgánica continúa siendo un tema de investigación.

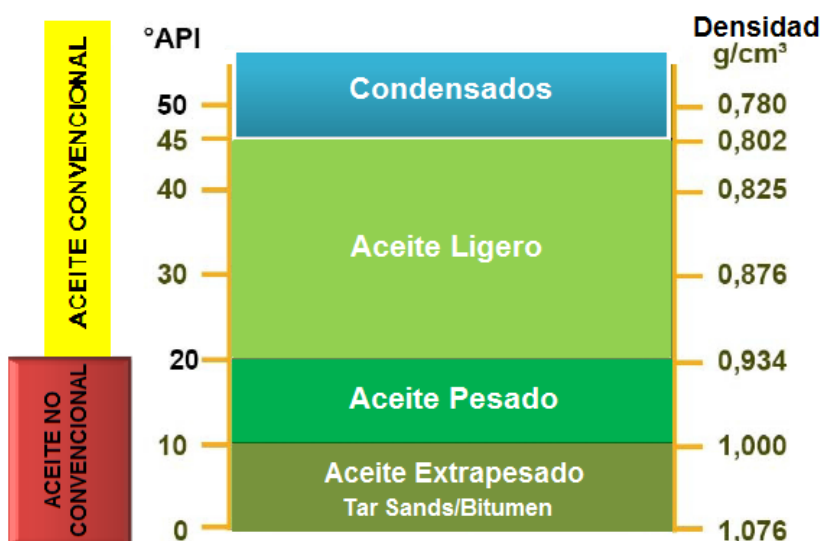


Figura 3.16. Clasificación del tipo de crudo según su densidad y su gravedad °API.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

El bitumen incluye hidrocarburos como el asfalto y la cera mineral y que habitualmente se encuentra sólido o casi sólido, de color pardo o negro, y en aceite pesado, basándose en la viscosidad del petróleo en el yacimiento (in situ). Si el petróleo fluye hacia los pozos sobre una base de métodos de producción primaria o mejorada, se le podrá llamar aceite pesado; pero si el petróleo no fluye, entonces se le llamará bitumen.

Se considera que el petróleo extra pesado y el bitumen son recursos petrolíferos no convencionales, los cuales se caracterizan por sus altas viscosidades (resistencia al flujo) y altas densidades comparadas con el petróleo convencional. La mayoría de estos yacimientos son muy someros y se generaron como petróleo convencional en formaciones profundas, pero posteriormente emigraron a partes superficiales donde fueron degradados por bacterias e interperismo y los hidrocarburos más ligeros se escaparon. Éstos hidrocarburos también son deficientes en hidrógeno y tienen alto contenido de carbón, azufre y metales pesados, por lo que requieren de un proceso adicional (Upgrading) para convertirse en materia prima en una refinería normal.

3.3.2 Origen del aceite en lutitas.

El aceite en lutitas son formaciones de rocas sedimentarias que contienen Kerógeno (80%) acompañado de bitumen (20%), es decir, materia fósil orgánica (hasta un 25%) y cuando esta roca es calentada produce petróleo, como se observa en la **Figura 3.17**.

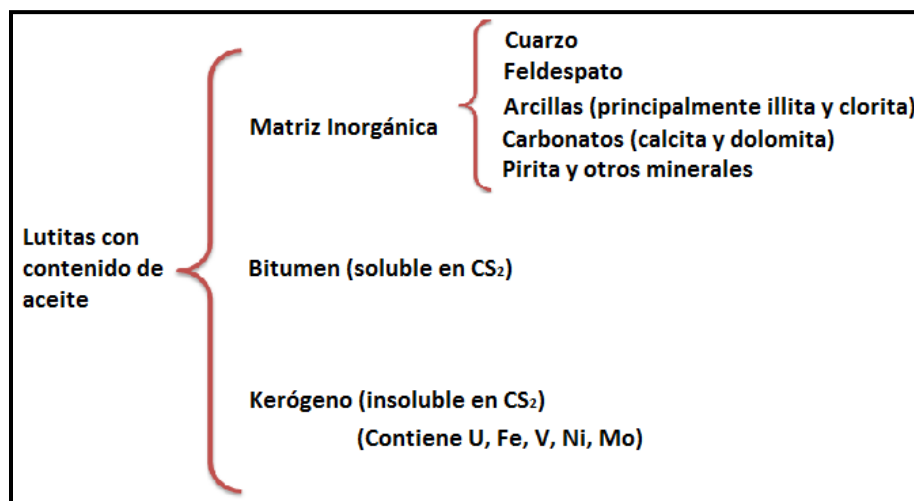


Figura 3.17. Esquema general de los componentes de las lutitas con aceite. Fuente T. F. Yen y G. V. Chilingarian. "Oil Shale". Amsterdam. 1976.

Aproximadamente de los 6 a 9 trillones de barriles (0.9 a 1.4 trillón de m³) de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas de antepaís (foreland). Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos que migran echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo se biodegrada.

La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado^{xix}. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado por medios físicos más que biológicos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176°F); el proceso se limita por lo tanto a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 km (2.5 millas).

Durante los episodios de orogénesis se forman las cuencas de antepaís frente a la cadena de montañas por hundimiento de la corteza terrestre. En la **Figura 3.18** se observa que los sedimentos marinos de la cuenca (color púrpura) se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos (color marrón oscuro) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (color naranja) erosionados desde las montañas recién formadas. Los microbios presentes en estos sedimentos relativamente fríos biodegradan el petróleo, formando petróleo pesado y bitumen. Donde la sobrecubierta tiene menos de 50 m (164 pies), el bitumen puede ser explotado a cielo abierto.

En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. Las acumulaciones de breas existen en muchos yacimientos, cerca del contacto agua-petróleo, donde las condiciones conducen a la actividad microbiana. El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

El depósito de materia orgánica en los lagos, lagunas y áreas estuarinas restringidas es lo que forma el aceite en lutitas, adicionalmente se le atribuye su formación a la acumulación de desechos de algas. Cuando las plantas mueren en estos ambientes pantanosos, sus biomásas son depositadas en ambientes acuáticos anaeróbicos donde los bajos niveles de oxígeno evitan su completo deterioro por bacterias. Para estas masas de materia orgánica no descompuesta y que será preservada en forma de lutitas de aceite, el ambiente debe mantenerse sin alteraciones o quieto por largos períodos de tiempo, para lograr secuencias de materia de algas lo suficientemente gruesas.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

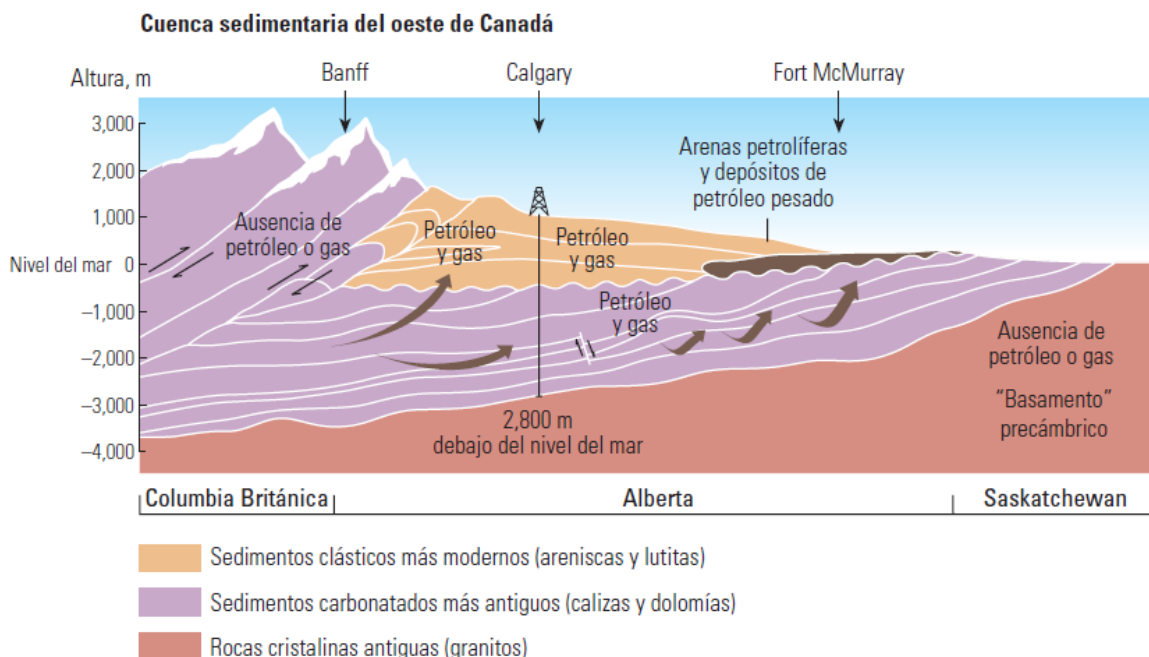


Figura 3.18. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo en Canadá.

Para situaciones donde ocurre el inicio de orogenia o eventos tectónicos, el ambiente de algas pantanoso se interrumpe y cesa la acumulación de aceite en las lutitas. La primera fase en transformación de materia orgánica a petróleo es la conversión a kerógeno. Durante esta transformación a baja temperatura (denominada diagénesis) el oxígeno, nitrógeno y azufre son eliminados.

Entre los granos de las lutitas se encuentra el kerógeno; material orgánico insoluble, parcialmente degradado, que aún no ha madurado lo suficiente para generar hidrocarburos. El kerógeno contenido en las lutitas se origina fundamentalmente en los restos de algas lacustres y marinas, contiene cantidades secundarias de esporas, polen, fragmentos de plantas herbáceas y leñosas, y restos de otras clases de flora y fauna marina, terrestre y lacustre. El tipo de kerógeno incide en la clase de hidrocarburo que producirá cuando haya madurado térmicamente.^{xx}

Los tipos de kerógeno contenidos en el aceite de lutitas son el Tipo I y el Tipo II^{xxi}, como se aprecia en la **Figura 3.19**, la mayoría de las lutitas con contenido de aceite, aún no exhiben una maduración suficiente como para generar hidrocarburos. A medida que estos kerógenos maduran, normalmente a través del proceso de sepultamiento geológico y del incremento del calor asociado con éste, se transforman en petróleo, y luego con más calor, se convierten en gas. Los métodos que aceleran el proceso de maduración están diseñados para controlar la entrada de calor, y, en consecuencia, solamente producen el tipo de hidrocarburo deseado.

Los kerógenos térmicamente inmaduros contenidos en las lutitas con aceite, experimentaron procesos de diagénesis en condiciones de baja temperatura, pero no sufrieron ninguna modificación posterior. Algunas otras lutitas ricas en materia orgánica pudieron alcanzar la madurez térmica pero aún no han expulsado todos sus productos de petróleo líquidos. Cuando las

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

lutitas maduras ricas en materia orgánica no han expulsado todo su petróleo se denominan lutitas con aceite. Algunos ejemplos de estas lutitas son las lutitas Bakken, Monterey y Eagle Ford, que actualmente producen petróleo en EUA.

Otras lutitas ricas en materia orgánica son térmicamente más maduras o de diferente tipo de kerógeno y contienen gas en vez de petróleo, tal es el caso de las lutitas Barnett, Fayetteville y Marcellus, también ubicadas en EUA.^{xxii} Muchas lutitas adquieren la categoría de rocas generadoras, alcanzan plena maduración y expulsan su petróleo y su gas natural, luego migran, y que, bajo condiciones adecuadas, se acumulan y quedan atrapados hasta su descubrimiento y explotación. Algunas de esas lutitas se manifiestan de diversas maneras. Por ejemplo, la formación Kimmeridge Clay es la roca generadora principal para los campos petroleros del Mar del Norte, pero en su afloramiento en Inglaterra corresponde a una lutita con aceite. De un modo similar, la lutita Green River, que se considera la roca generadora del petróleo producido en el campo Red Wash de Utah, EUA, aflora en la misma región. Además, contiene el volumen de reservas de petróleo de lutita más grande del mundo.

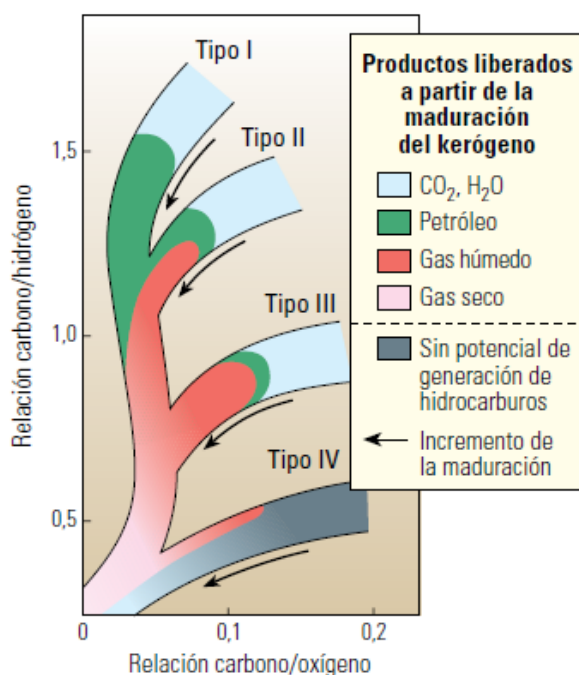


Figura 3.19. Diagrama de Van Krevelen modificado^{xxiii} que muestra la maduración de kerógeno. En el aceite de lutitas se encuentran presente el Tipo I y el Tipo II.

El aceite contenido en las lutitas no ha madurado térmicamente más allá de la diagénesis debido a su relativa profundidad somera. Ha tomado algún grado de maduración, pero no suficiente para convertir el kerógeno a petróleo. El aceite en lutitas de Green River, Colorado, han madurado hasta la etapa en que se han formado hidrocarburos heterocíclicos, es decir que son hidrocarburos con estructuras cíclicas que contienen átomos distintos del carbono como el oxígeno, azufre y nitrógeno, los cuales se denominan heteroátomos; y predominan las parafinas hasta en un 10% (el rango de hidrocarburos que incluye gasolina natural). A modo de comparación, el petróleo

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

convencional puede contener hasta un 40% de gasolina natural. Un contenido de nitrógeno entre 1% a 3%, puede ser un problema en términos de producir combustibles estables (el petróleo típicamente contiene menos del 0.5% de nitrógeno).

La transformación completa a petróleo ocurre durante la catagénesis, con una exposición prolongada a temperaturas en el rango de 122°F a 392°F (50°C a 200°C), y profundidades entre 4,000 a 9,800 pies. Las propiedades catalíticas de la lutita que contiene al kerógeno contribuyen a la transformación. La ventana para una intensa generación de petróleo comienza a 149°F (65°C), equivalente a una profundidad de 4,500 pies o más. Las temperaturas mayores a 392°F marcan el final del estado metamórfico de la transformación

3.3.3 Petrofísica de las lutitas con aceite.

Para identificar las lutitas que tienen potencial de producción, los geólogos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de datos de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de fondo de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos. Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

Una lutita orgánica, por definición, debe tener carbono orgánico, y el TOC determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del TOC son más ricas en materia orgánica, como se puede observar en la **Tabla 3.1**. Los objetivos de exploración tienen valores del TOC en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del TOC superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo.

| Carbono orgánico total, % en peso | Potencial de los recursos |
|-----------------------------------|---------------------------|
| < 0,5 | Muy pobre |
| 0,5 a 1 | Pobre |
| 1 a 2 | Medio |
| 2 a 4 | Bueno |
| 4 a 10 | Muy bueno |
| > 10 | Desconocido |

Tabla 3.1. Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos.

El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico, se utiliza una técnica de combustión, en donde primero se trata una pequeña parte de la muestra de roca con ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico. Aunque los

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

valores del TOC pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Pero como no es posible adquirir y luego analizar núcleos en intervalos de gran longitud, los petrofísicos generalmente utilizan los datos de fondo de pozo de los registros convencionales y geoquímicos para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y luego calcular los valores del TOC a partir de estos datos. Para validar los modelos utilizados para la medición del TOC, los científicos calibran los datos petrofísicos con los valores obtenidos de los núcleos.

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

Los principales datos que se utilizan 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, más la ayuda de datos de espectroscopía de captura de neutrones. De la misma forma que los pozos convencionales de petróleo 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 las lutitas comienzan con el registro de rayos gamma, el cual es una de las mediciones más básicas y más importantes, ya que éste 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, como lo son el potasio, el torio y el uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales. Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo arrojan datos de rayos gamma de más de 150 API. Los petrofísicos utilizan los datos elevados de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico, debido a que el potasio es un componente común como parte de su contenido de arcilla y tienden a absorber uranio y torio, aunque algunas formaciones como las del cretácico, mesozoico y era terciaria no muestran esta particularidad, estas características permiten a la herramienta distinguir entre lutitas y otro tipo de rocas.

Las sargas de herramientas conocidas como triple combo, es decir la corrida de tres tipos de registros petrofísicos al mismo tiempo, proporcionan las mediciones de resistividad y porosidad; además, proveen características petrofísicas que ayudan a los analistas de registros a identificar las lutitas potenciales de aceite. En la **Figura 3.20** se pueden observar los datos de un registro triple combo, es decir un registro de rayos gamma, un registro de resistividad y un registro de efecto fotoeléctrico tomado simultáneamente para identificar los posibles depósitos de lutita orgánica. Se puede observar en el registro, que en los últimos 50 pies se abarca una lutita convencional (sombreado de color azul). La resistividad observada en el Carril 2 es baja y tiene un valor estable. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón en el Carril 3 están separadas y muestran poca variabilidad. Realizando una comparación con las lutitas convencionales, la sección de lutita orgánica (sombreado color rojo) tiene mayores lecturas de rayos gamma, valores de resistividad más elevados y variables, y valores de porosidad mayores del registro de densidad; la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

Las mediciones de porosidad también tienen características diferentes en las lutitas aceiteras. Generalmente las lutitas convencionales muestran una separación uniforme entre las mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón. Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos, en cambio, muestran mayor variabilidad, mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad neutrón. Aunque también puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en las lutitas orgánicas en comparación con las lutitas típicas.

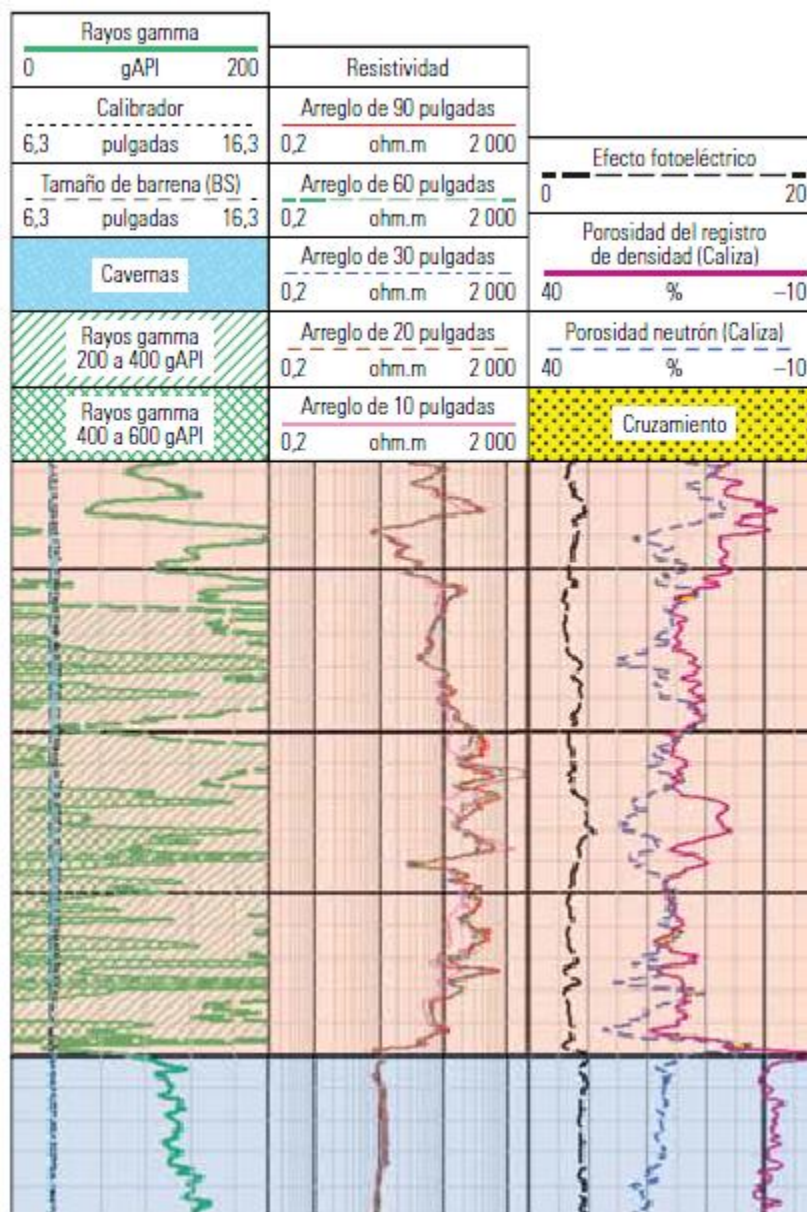


Figura 3.20. Prospección de aceite en una formación de lutitas con datos de registros existentes.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

El material constituyente de las lutitas generalmente tiene mayores densidades aparentes que las rocas de yacimientos convencionales, como areniscas y calizas. Por otro lado, el kerógeno tiene una densidad aparente mucho menor, es decir $1,2 \text{ g/cm}^3$, que el de las areniscas o calizas, y su presencia puede llevar al cálculo de una mayor porosidad. Para calcular correctamente la porosidad a partir del registro de densidad en una lutita, los ingenieros deben conocer la densidad de grano de la roca en cuestión. La densidad de grano se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopía de captura elemental (ECS). Ésta herramienta también proporciona una estimación del kerógeno para la corrección de la densidad de grano.

La evaluación de la formación para caracterizar yacimientos no convencionales depende enormemente de la comprensión de la mineralogía de la roca. Se puede llevar a cabo la caracterización mediante el análisis de núcleos, pero este método no es eficiente ni rentable en intervalos extensos. Algunas mediciones continuas como la sonda ECS proporcionan rendimientos elementales que conducen a la estimación del porcentaje en peso para diversos minerales que son comunes en las lutitas orgánicas. Las principales respuestas de la herramienta de espectroscopía incluyen silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), titanio (Ti) y potasio (K).

3.3.4 Geoquímica de las lutitas con aceite.

Teniendo presente el hecho que la riqueza orgánica (%COT), calidad (tipo de kerógeno) y madurez térmica de la roca madre son algunos de los parámetros fundamentales para definir la existencia de un Play de aceite en lutitas, la evaluación de un yacimiento potencial de este tipo precisa de una caracterización geoquímica detallada.

Las áreas con mayores posibilidades para que la unidad de interés pueda ser considerada como yacimiento potencial no convencional son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

- ❖ Madurez térmica igual o superior al comienzo de la ventana de aceite ($R_o \geq 0,5\%$, preferentemente por encima de $0,7\%$). Usualmente entre $0,7$ a $1,2\%$ se considera como un play de aceite en lutitas, y por encima de $1,2$ a $3,2\%$ como gas en lutitas.
- ❖ Riqueza orgánica superior al umbral mínimo establecido de $2,0\%$ de COT para gas en lutitas y siendo inferior para los plays de aceite.

Por lo general, la caracterización geoquímica de este tipo de yacimientos consiste en una evaluación de las propiedades como roca generadora de la secuencia, incluyendo los análisis tradicionales de un screening geoquímico (%COT, Pirólisis y Microscopía Orgánica), como se aprecia en la **Figura 3.21**.

Con respecto a la madurez térmica, debemos tener en cuenta que los valores de reflectancia indican la máxima temperatura a la que fue sometida la roca madre y permiten definir el tipo de hidrocarburo que la roca madre habría generado. Se observa que en la formación Vaca Muerta existe una gran variación de los valores de R_o , teniendo valores que están por debajo del $0,5\%$ R_o (inmaduro) y llegando hasta valores mayores a 3% R_o (ventana de generación de gas)^{xxiv}.

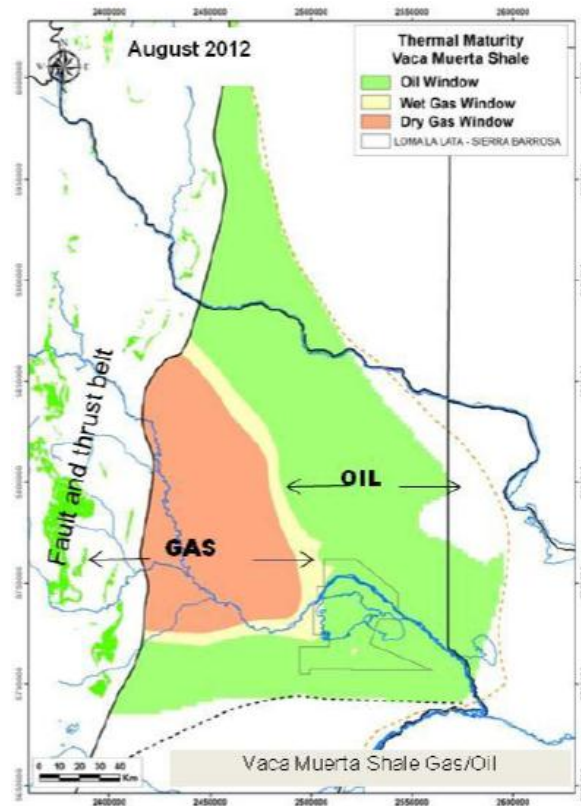


Figura 3.21. Mapa de la madurez térmica de la Formación Vaca Muerta, Argentina de la cuenca Neuquina.

Existen otros métodos para determinar la madurez térmica de la roca como el Tmax de pirólisis, índice de alteración termal y fluorescencia. A partir de los pozos perforados y de los fluidos producidos se han ido corroborando los valores de madurez, estableciéndose el límite entre la ventana de generación de petróleo y gas húmedo en 1,35%, valor que se encuentra levemente desfasado con respecto al teórico (1,2%). De esta manera, la unidad queda delimitada en una zona de aceite en lutitas (0,7 a 1,0% Ro), una zona de gas húmedo (1,2 a 1,35%) y en una de gas seco (1,35 a 3,2% Ro). Esta división no solo es importante para determinar el tipo de fluido que se producirá sino también para definir las estrategias de terminación, ya que no es lo mismo diseñar una fractura para producir petróleo que para producir gas.

En EEUU, en la mayoría de las formaciones de lutitas sucede lo mismo; existe una variación en la madurez térmica de las rocas que permite delimitar las ventanas de generación de petróleo y de gas, como se muestra en la **Figura 3.22**. Lo que ha sucedido en los EEUU es que se ha comenzado, en primera medida, con el avance de los plays gasíferos y es por esto que se cuenta con una mayor bibliografía y desarrollo de este tipo de plays con respecto a los de petróleo.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

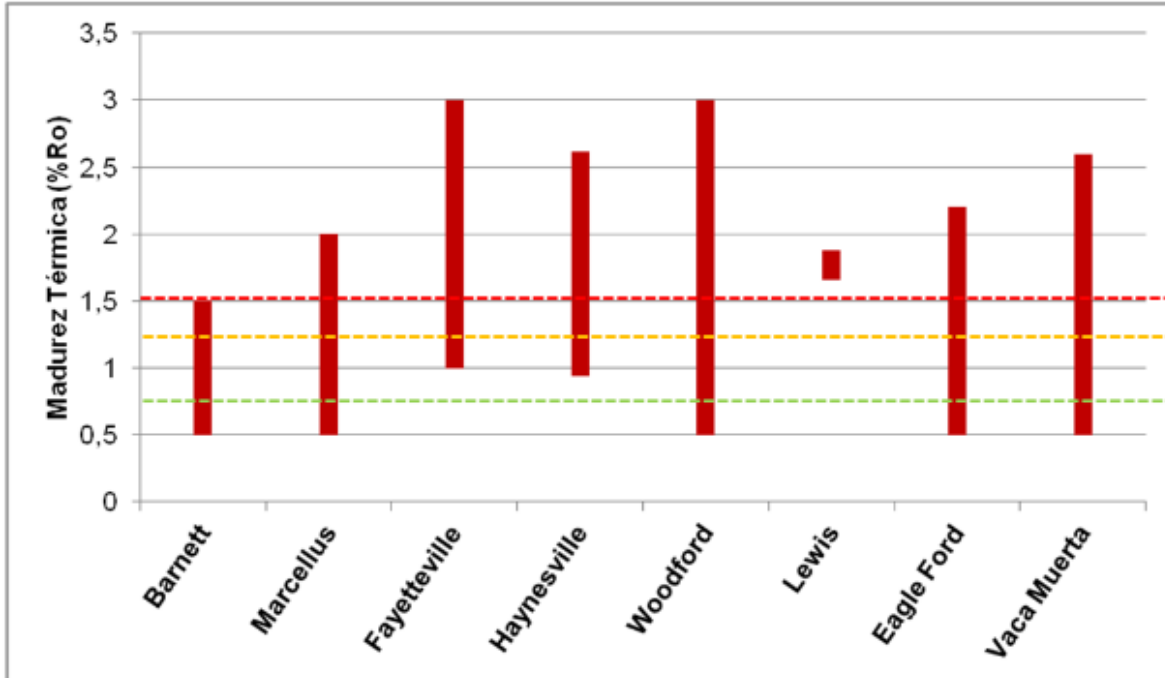


Figura 3.22. Comparación de los rangos de madurez térmica (% Ro) entre las formaciones de lutitas de EEUU y Vaca Muerta. La línea punteada verde representa el valor teórico de 0,7% Ro, indicando el comienzo de la ventana de generación de petróleo. La línea punteada amarilla representa el valor teórico de 1,2% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas húmedo. La línea punteada roja representa el valor teórico de 1,5% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas seco.

3.3.5. Tipos de aceite en lutitas.

Las turbiditas constituyen el tipo más rico de aceite en lutitas, caracterizado por la baja proporción de minerales al contenido de material orgánico. La gran mayoría de este tipo de depósitos se encuentran en Australia, Pensilvania en Estados Unidos e Illinois también en Estados Unidos. En apariencia todos ellos son formados primordialmente como el resultado de la acumulación de restos de una sola especie de alga. Las turbiditas generalmente existen como cuerpos lenticulares, con frecuencia asociados a depósitos de carbón. Esto sugiere que ocurrió un depósito superficial, parcialmente emergente y en un ambiente de agua fresca.

La mayoría de los depósitos de turbiditas ocurren cerca de zonas delimitadas de carbón. Aunque la facie lateral cambia de turbidita a carbón, esto no es extraño, ya que no pueden existir como una mezcla de ambas. Lo cual sugiere que el ambiente general de formación de ambos depósitos fue similar, pero quizás los químicos, los cuales inhibieron el crecimiento del alga, fueron producidos durante la formación de depósitos de carbón.

Otro tipo son las Tasmanitas, las cuales son depósitos marinos, son lutitas con contenido de aceite anormales. Este tipo fue formado en mares pocos profundos contiguos a la línea costera y

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

frecuentemente conectado lateralmente al carbón terrestre que contiene esporas. Su materia orgánica se compone de semillas esféricas que se cree que son esporas de algas. Estos depósitos no son generalmente distribuidos, existiendo una mayor concentración de estos en Tasmania y Alaska.

Los afloramientos de Tasmanita en Alaska a lo largo del norte terminan en la Cordillera de Brooks. Aunque son ricas en materia orgánica, estas formaciones han recibido muy poca atención debido a su lejana ubicación.

El tercer tipo de lutitas con contenido de aceite son las lutitas de la formación Green River, pudiendo ser este el depósito más importante del mundo. Estas lutitas de origen lacustre son mezcladas con una cantidad variable de toba, limolita, halita, trona y nacholita. Los sedimentos de la Formación Green River fueron depositados principalmente de los grandes lagos del Eoceno, el Lago Uinta en Colorado y Utah y el Lago Gosiute en Wyoming. Las lutitas con aceite se encuentran presentes en las cuencas de Uinita, Piance Creek, Sandwash, Green River, Great Divide, Washakie y Fossil.

Bibliografía Capítulo 3

- ⁱ Picard M. D. "Classification of fine-grained sedimentary rocks". *Journal of Sedimentary Petrology*. 1971.
- ⁱⁱ Boyer C., Kieschnick J., Suárez R., Lewis R. y Waters G. "Producción de gas desde su origen". *Oil field Review* 18, no. 3. 2006/2007.
- ⁱⁱⁱ Lueschen H. "Black Sea Sediments". Septiembre, 2011.
- ^{iv} Dyni J. "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits". Reston, Virginia, EUA: Investigaciones Científicas del Servicio Geológico de EUA. 2005.
- ^v Conaway C. "The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide". Tulsa, Pennwell Publishing Co. Estados Unidos. 1999.
- ^{vi} Petroleos de Venezuela. <http://www.pdvs.com/>. Caracas, Venezuela. 2010.
- ^{vii} Caine Zou. "Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration". *Petroleum Exploration Development*. Beijing, China. 2010.
- ^{viii} Escalera A. Antonio J. "Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. Agosto, 2012.
- ^{ix} Shell México. "Arenas Petrolíferas".
- ^x Boyer C., Clark B. y Lewis R. "Gas de lutitas: Un recurso Global". Artículo publicado en *Oilfield Review*, volumen 23, no.3. Schlumberger. 2011.
- ^{xi} Alonso Suárez Alejandro. "La expansión de la producción de gas natural en yacimientos no convencionales". Comisión Nacional de Energía. Expansión – Encuentro del sector gas. Octubre, 2010.
- ^{xii} Anderson J., Simpson M y Basinski P. "Producción de gas natural a partir del carbón". Artículo publicado en *Oilfield Review*. Schlumberger. 2003-2004.
- ^{xiii} Collett T.S. y Kuuskraa V.A. "Hydrates contain vast store of world gas resources". *Oil and Gas Journal*, Ivlay. 1998.
- ^{xiv} Henriot J.P. y Mienert J. "Relevance to world margin stability and climatic change". *Geological Society*, Publicación N° 137. 1998.
- ^{xv} U. S. Geological Survey, USGS. "Natural Bitumen of the United States", Estados Unidos. Noviembre 2006.

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

^{xvi} Youngquist Walter. "Shale Oil: The Elusive Energy". Hubbert Center Newsletter, Estados Unidos. 2008.

^{xvii} <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bitumen.aspx>.

^{xviii} Peters K., Walters C. y Moldowan J. "The Biomarker Guide". Segunda Edición. Cambridge University Press Cambridge, Inglaterra. 2005.

^{xix} Head I., Jones D. y Larter S. "Biological Activity in the Deep Subsurface and the Origin of Heavy Oil," Nature 426, no. 6964. Noviembre, 2003.

^{xx} Tissot B. "Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration" AAPG Boletín 68, no. 5. Mayo, 1984.

^{xxi} Ali S., Clark W., Moore R. y Dribus JR. "La diagénesis y la calidad de los yacimientos". Oilfield Review 22, no. 2. Diciembre, 2010.

^{xxii} Moody R. "Oil & Gas Shales, Definitions and Distributions in Time & Space," presentado en la Reunión del Grupo de Historia de la Geología de la Sociedad Geológica. Weymouth, Inglaterra. Abril, 2007.

^{xxiii} Nieman M., Palmowski D. y Peters K. "La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras". Artículo publicado en Oilfield Review. Schlumberger. 2011.

^{xxiv} Villar T. 1994; Villar et. al., 1998; Ulianaet. al., 1999; Veigaet. al., 2001

Capítulo 3 Aceite en lutitas (Shale Oil)

4. Explotación del Aceite en Lutitas.

El desarrollo del aceite proveniente de formaciones de lutitas representa un cambio fundamental en la manera en que las compañías de exploración consideran los recursos. Las dos principales tecnologías que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. Sin embargo, los operadores han descubierto que para producir el aceite de las rocas madres se necesita mucho más que perforar pozos horizontales y luego fracturarlos hidráulicamente.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo, aproximadamente el 70%, corresponde hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar: Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, esto presenta desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para su recuperación, pero debido a que se trata de un gran volumen la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo no convencional, como lo es el aceite en lutitas.

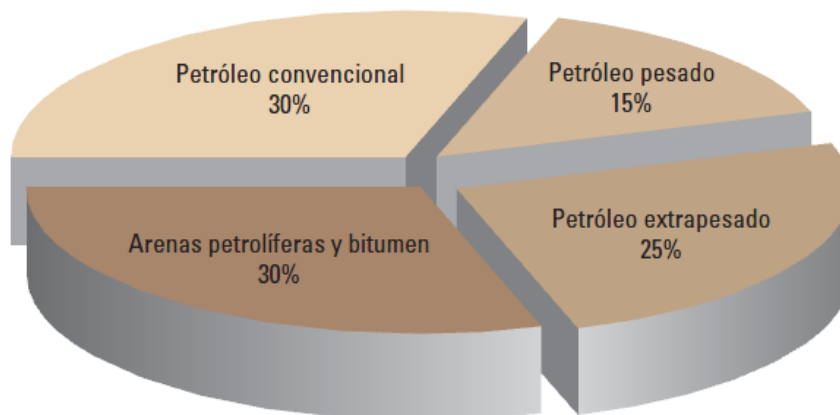


Figura 4.1. Total de reservas de petróleo del mundo. Fuente “La importancia del petróleo pesado”ⁱ.

Ya que el bitumen que se obtiene de las formaciones de lutitas, así como el petróleo pesado son más complejos debido a que es más difícil su producción y refinación que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. Es de amplio conocimiento que muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. Y que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12}

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

(trillones) de barriles (1.4 a 2.1 trillones de m³)ⁱⁱ. El petróleo convencional representa sólo un 30%, esta es la razón por la cual día a día cada vez más compañías petroleras en el mundo realizan inversiones millonarias en éste tipo de recursos.

Los grandes retos que representa el desarrollo de los yacimientos no convencionales están siendo superados gracias a la incorporación de tecnología extranjera, la cual es de gran ayuda, debido a que otros países ya cuentan experiencia previa, desarrollada desde años atrás. Por ejemplo, en Australia durante la década de 1970 y principios de 1980, realizaron un programa de exploración moderna por dos compañías australianas, “Southern Pacific Petroleum NL” y “Central Pacific Minerales N.L. (SPP/CPM)”. El programa tuvo éxito en la búsqueda de yacimientos de petróleo en lutitas a base de sílice con importancia comercial a lo largo de la costa de Queensland. Más tarde el proyecto Stuart (desarrollado para tener un total de recursos in-situ de aceite en lutitas de 2,6 millones de barriles y una capacidad de producción de más de 200,000 bpd) y la incorporación de la tecnología de procesador retorting Alberta-Taciuk (ATP) tuvo como resultado la construcción de una planta de demostración, la cual produjo un crudo relativamente ligero de 42°API con 0,4% en peso de azufre y 1,0% en peso de nitrógeno. Entre 1997 y 1999 produjo más de 500 000 barriles, ésta planta fue diseñada para procesar 6 000 toneladas por día de lutitas. El aceite de lutitas de Australia ha sido certificado como materia prima para la producción de combustible de aviones por las agencias de acreditación más importantes del mundo y se lleva a cabo un contrato a largo plazo para la venta de nafta a Mobil Oil Australia. El aceite combustible ligero es enviado a Singapur y se vende en el mercado de aceite de mezcla de combustible



Figura 4.2. Instalaciones de Petrobras para llevar a cabo el procedimiento Petrosix.

América cuenta con Brasil como uno de los países más importantes en el mundo en el desarrollo de aceite en lutitas, ya que después de la formación de PETROBRAS en 1953, se desarrolló el

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

proceso de retort (Petrosix) donde las lutitas experimentan rendimientos de pirolisis, obteniéndose en sus inicios, una producción diaria nominal de 3 870 barriles de petróleo de lutitas, 120 toneladas de gas combustible, 45 toneladas de gas licuado de lutitas y 75 toneladas de azufre. La producción diaria real en 2005 fue de 3 040 barriles de petróleo de lutitas, 80 toneladas de gas combustible, 31 toneladas de gas licuado de lutitas y 49 toneladas de azufre.

El aumento del precio del petróleo juega un papel muy importante en despertar el interés para impulsar a los Gobiernos de todo el mundo a iniciar los pasos hacia el desarrollo comercial de los yacimientos de aceite en lutitas, tal es el caso de Estados Unidos con la formación de lutitas de Green River a través de la emisión de contratos de arrendamiento de aceite en lutitas. Estos contratos se expiden por un plazo de 10 años con una posible prórroga de 5 años, siempre que se muestre evidencias de la búsqueda de la producción en cantidades comerciales.

Estados Unidos cuenta con el desarrollo de diferentes tecnologías para la explotación de aceite en lutitas. Desde 1996 Shell Frontier Oil & Gas ha estado desarrollando una nueva técnica para extraer el aceite por calentamiento in-situ de las lutitas de la Cuenca Piceance Creek. El proceso In-situ Conversión (ICP), es el método más favorable al medio ambiente y utiliza menos agua que los métodos convencionales, éste consiste en calentar la roca que contiene el kerógeno hasta que se obtiene un hidrocarburo líquido; con el fin de atrapar el aceite antes de la extracción y refinación, se coloca una barrera de hielo entre la roca caliente y sus alrededores es creado por la circulación de un líquido enfriado y comprimidoⁱⁱⁱ.

Los ingenieros y geólogos que estudian las reservas de aceite de lutitas consideran que una mejor comprensión del yacimiento puede dar lugar a la adaptación de los procesos y al refinamiento de las técnicas. Es importante integrar los datos de diversas fuentes y a muchas escalas diferentes para optimizar la perforación, terminación y estimulación de pozos para la producción de hidrocarburos de sus rocas madres.

Algunas compañías de servicios petroleros utilizan el proceso de litología SpectroLith para procesar los datos de las herramientas de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones para calcular los datos geoquímicos y de mineralogía. Luego calibran los resultados del procesamiento SpectroLith con las relaciones empíricas que se derivan de una extensa base de datos químicos y de mineralogía de los núcleos. La densidad de grano de la matriz puede determinarse a partir de estos datos y utilizarse para el cálculo de la porosidad. Ciertas cantidades de tipos de minerales pueden indicar rocas que se quiebran y se fracturan más fácilmente. Los analistas de registros utilizan esta información para identificar los intervalos en los cuales ubicar los pozos verticales y horizontales e iniciar el fracturamiento hidráulico.

4.1 Geomecánica

La geomecánica, según Zoback (2007)^{iv}, es una rama de la ingeniería que aplica la mecánica de los sólidos, las matemáticas y la física para predecir la manera en que las rocas responden a los esfuerzos externos. Siguiendo el ejemplo de la minería y la ingeniería civil que han utilizado muchísimo la geomecánica para predecir y evitar consecuencias catastróficas, los ingenieros de perforación y producción cada vez aplican con mayor frecuencia estos conceptos para el desarrollo

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

de los yacimientos. Estas prácticas requieren la medición y estimación de los esfuerzos y el estudio de la manera en que los materiales responden a los mismos.

La mecánica de rocas se define como la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de la roca. El conocimiento de las tensiones y deformaciones que puede llegar a soportar el material rocoso, es decir la formación, ante condiciones determinadas permite evaluar su comportamiento mecánico y elaborar el diseño de obras de ingeniería. La relación entre estos dos parámetros describe el comportamiento de los diferentes tipos de rocas que dependen de las propiedades físicas y mecánicas de los materiales y de las condiciones a las que están sometidos en la naturaleza.

Los factores geológicos que dominan el comportamiento y las propiedades mecánicas de las rocas son:

1. La litología y propiedades de la matriz de la formación rocosa.
2. La estructura geológica y las discontinuidades.
3. El estado de esfuerzo al que está sometido el material.
4. El grado de alteración o meteorización.
5. Las condiciones Hidrogeológicas.

Para la solución de problemas de ingeniería, relativos a la mecánica de rocas, es necesaria la aplicación de modelos matemáticos por lo que para facilitar su solución es conveniente hacer ciertas suposiciones, entre las más importantes se encuentran:

- A. Considerar que el material es isótropo, es decir, que sus propiedades elásticas no cambian con relación a la dirección del cuerpo.
- B. Que es homogéneo, entonces el más pequeño elemento de material posee las mismas propiedades físicas del cuerpo mismo.
- C. Que tiene comportamiento elástico

Al hacer estas consideraciones, las ecuaciones de mecánica de rocas solo tienen dos constantes: el módulo de Young y la relación de Poisson, pero en caso contrario se hacen necesarias más de veinte constantes independientes para poder identificar el material mecánicamente.

En fracturamiento hidráulico, la mecánica de rocas es importante para determinar ciertas propiedades mecánicas así como las condiciones de los esfuerzos in-situ de la formación, el cálculo de la deformación que sufre la roca, y el comportamiento de la roca causado por el fracturamiento así como finalmente determinar la geometría de la fractura.

Las propiedades mecánicas de la roca que generalmente están involucradas en el diseño y análisis de un tratamiento de fracturamiento hidráulico son:

- I. Propiedades elásticas, como el módulo de Young y la relación de Poisson.
- II. Propiedades de las Fuerzas aplicadas, tales como resistencia, esfuerzos compresivos y tensionales.
- III. Ductibilidad.
- IV. Fricción.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

El parámetro más importante para el diseño de un fracturamiento hidráulico son los esfuerzos in-situ. Los esfuerzos no solo controlan o influyen en la mayoría de los aspectos del desarrollo del fracturamiento, sino que también influyen directamente en las propiedades del yacimiento como en las propiedades mecánicas de la roca. Por ejemplo, si se incrementa la aplicación de esfuerzo confinante, que es una presión igual en todas las direcciones y su efecto sobre las rocas es disminuir su volumen, tendrá como resultado una disminución en la permeabilidad, porosidad de la roca y por consecuencia los resultados para el módulo de Young y la relación de Poisson se verán afectados.

4.1.1 Módulo de Young

Es la medida de rigidez de la roca o un parámetro que expresa la resistencia de la roca a la deformación bajo condiciones de carga. Se representa con la letra E , la cual es la constante de proporcionalidad. Entre mayor sea el valor de E , mayor será la rigidez de la roca; una roca más rígida mostrará una menor presión de fractura y un espesor menor de fractura, por lo cual será más fácil de romper la roca.

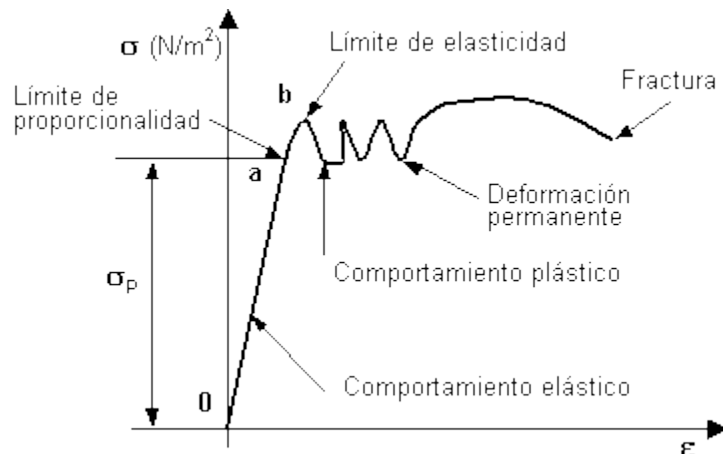


Figura 4.3. Efecto de Módulo de Young en formación.

$$\text{Módulo de Young} = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación}} \quad (4.1)$$

El módulo de Young afecta directamente a la propagación de la fractura; a valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada, a valores grandes resulta una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

4.1.2 Radio de Poisson

Si la roca se comprime en una dirección, la misma roca se deforma en dos direcciones distintas, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo (deformación longitudinal) y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo (deformación lateral). El radio de Poisson se define como una relación entre ambas deformaciones.

| Tipo de Roca | Módulo de Young (10^6 psi) | Radio de Poisson |
|-------------------------|-------------------------------|------------------|
| Caliza | 5 – 13 | 0.30 – 0.35 |
| Arenisca no consolidada | 0.2 – 1.3 | 0.25 – 0.35 |
| Arenisca consolidada | 1 - 8 | 0.15 – 0.30 |
| Limolita | 4 – 8 | 0.20 – 0.30 |
| Lutita | 1 – 5 | 0.25 – 0.45 |
| Carbón | 0.10 – 1.0 | 0.35 – 0.45 |

Tabla 4.1. Módulo de Young y Radio de Poisson para diferentes tipos de roca.

4.1.3 Compresibilidad de la roca

Al extraerse un fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca, dando como resultado diferentes cambios, el cambio principal es el sufrido por los poros.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al iniciar la explotación de un yacimiento y caer la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos sobresaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación.

En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

Compresibilidad de los Poros (C_p)

- Cambio fraccional en volumen poroso de la roca con respecto al cambio unitario de presión

Compresibilidad de la matriz (C_r)

- Cambio fraccional en volumen de la roca sólida con respecto al cambio unitario de presión.

Compresibilidad total de la roca (C_b)

- Cambio fraccional en volumen bruto de la roca con respecto al cambio unitario de presión.

4.2 Geomecánica de las lutitas con aceite

La geomecánica juega un papel muy importante como elemento fundamental para ayudar a anticipar y prevenir inestabilidad en el agujero, sobre todo en perforaciones horizontales; ayudar a determinar la opción óptima de terminación del pozo, en la selección de la trayectoria del pozo; en la distribución de esfuerzos, grado de anisotropía y estabilidad geomecánica de la formación alrededor del pozo y al nivel de campo, permitiendo definir la mejor alternativa de trayectoria y la estrategia de terminación del pozo. Uno de los factores éxito de la trayectoria depende de la geonavegación a través de la formación de interés, plenamente identificada. Una adecuada caracterización geomecánica de la formación y la selección correcta de la técnica operativa y su ejecución se consideran importantes elementos de éxito para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico multietapa.

Gracias al conocimiento adquirido durante los 30 años de desarrollo de la lutita Barnett, se ha aprendido a considerar varios aspectos al desarrollar estos recursos. Esto incluye conocer la dirección del esfuerzo horizontal máximo actual para determinar la dirección óptima del pozo; cuantificar la densidad, naturaleza y orientación relativa de las fracturas naturales respecto de la dirección del esfuerzo horizontal máximo; contar con el conocimiento suficiente de geomecánica para diseñar terminaciones que favorezcan la máxima superficie y complejidad de fracturas hidráulicas; y comprender la interferencia entre fractura y fractura tanto de múltiples etapas como de múltiples pozos. Los ingenieros de terminación de pozos deben equilibrar los costos de la estimulación y la perforación con respecto al aumento de la cantidad de pozos o etapas de estimulación por fracturamiento hidráulico. Estas decisiones se facilitan mucho con los modelos 3D y 4D.

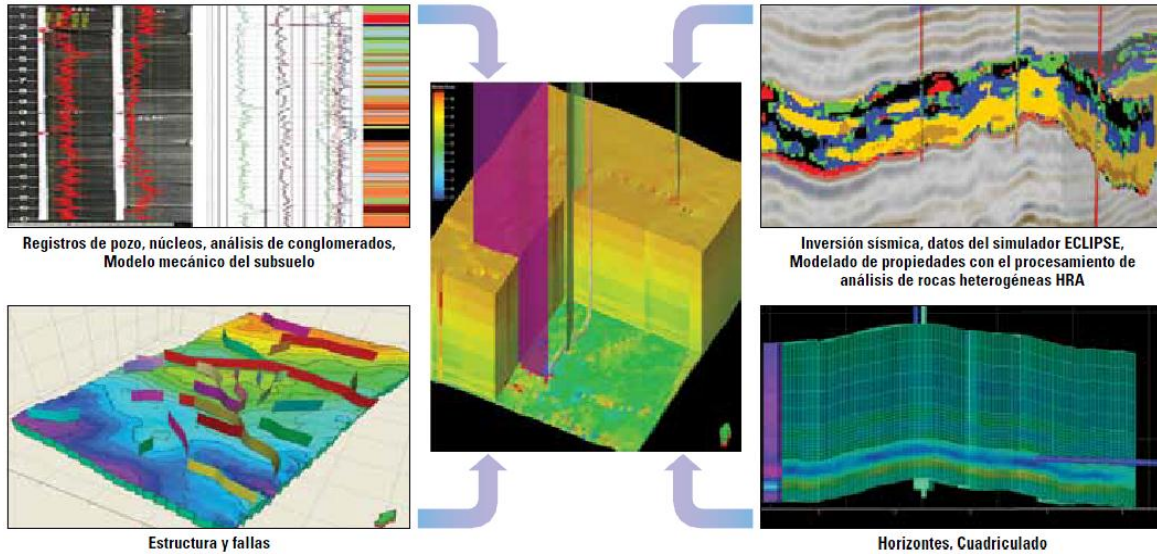


Figura 4.4. Modelador VISAGE. Geomecánica en el diseño de pozos. Fuente Schlumberger.

El estado inicial de los esfuerzos de una región es el resultado de su historia tectónica y sedimentaria. Los esfuerzos están también inducidos por una variedad de procesos comunes a las operaciones de la industria petrolera, que incluyen los efectos de la perforación y los cambios en la presión de los fluidos por la inyección y la producción. Todos estos efectos pueden simularse utilizando modelos del subsuelo en 3D y 4D, los cuales permiten que los ingenieros pronostiquen el comportamiento del yacimiento como respuesta a la perforación, estimulación y futura producción.

Una compañía de servicios construyó un modelo mecánico del subsuelo con el software Petrel, el cual abarca desde la sísmica hasta la simulación dinámica de yacimientos e integra los datos del software de simulación de yacimientos ECLIPSE. Los ingenieros utilizan estos modelos para la planificación de pozos y para determinar el estado inicial de los esfuerzos.

Combinando la simulación en 3D del programa ECLIPSE con el simulador VISAGE, los geofísicos pueden crear un modelo 4D, el cual puede simular los cambios en la magnitud y orientación de los esfuerzos de fondo de pozo que se producen con el transcurso del tiempo, como se puede observar en la **Figura 4.4**. El modelador VISAGE utiliza los datos sísmicos, modelos 3D generados con el programa Petrel y datos de registros de pozo y muestras de núcleos para construir un modelo geomecánico que incluye esfuerzos actuales y propiedades mecánicas. Una vez que el modelo 3D ha sido creado, se le puede agregar el elemento temporal, creando un modelo 4D. Los cambios en los esfuerzos afectan la perforación e inciden en la efectividad de las estimulaciones, las cuales determinan en gran medida la productividad.

Toda la historia de producción de un único pozo, múltiples pozos o de un campo completo pueden simularse y visualizarse utilizando la combinación de los programas ECLIPSE y VISAGE. La identificación de los posibles peligros de la perforación, estimulación y producción, es otra pieza de información crucial obtenida de los datos sísmicos. La existencia de fallas puede ser un gran problema cuando un operador está fracturando hidráulicamente un intervalo de lutita.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

Una falla puede dominar efectivamente el crecimiento de la fractura y reorientar toda la energía del tratamiento dentro del sistema de fallas y fuera de la zona de destino. Las subsecuentes etapas de fracturación pueden crecer a través de las fallas estimuladas previamente, lo cual agrega muy poco al volumen total estimulado. Las fallas también funcionan como conductos que dirigen los tratamientos de fracturamiento hidráulico hacia zonas productoras de agua.

Del total de pozos exploratorios terminados en el periodo enero-diciembre de 2012, 26 pozos tienen clave de resultado como productores, por lo que el éxito exploratorio geológico es de 70 por ciento. El éxito exploratorio geológico se define como el cociente que resulta de dividir el número de pozos exploratorios terminados productores entre el total de número de pozos exploratorios terminados.

En el mapa estratigráfico de la **Figura 4.5** se muestra la ubicación de las cuencas petroleras según su columna estratigráfica y la calidad y cantidad en porcentaje de carbono total que cada Cuenca posee, así como al play que corresponde la formación y el tipo de kerógeno que es.

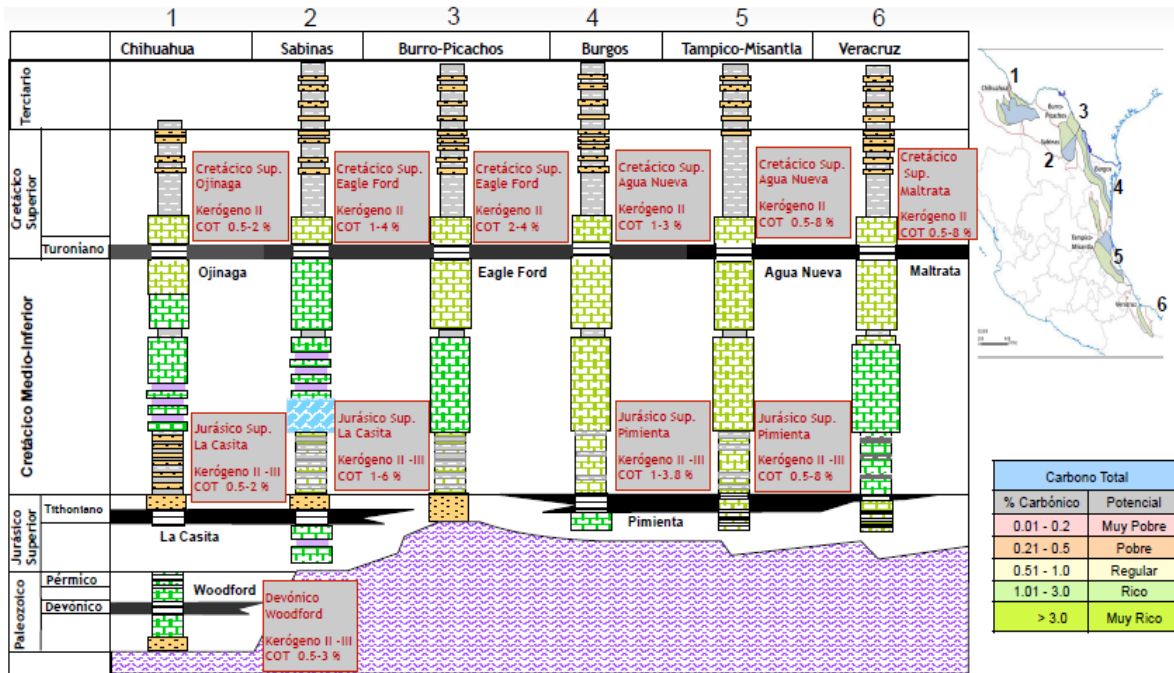


Figura 4.5. Posición estratigráfica de las Cuencas de México de aceite y gas en lutitas.

Como sabemos la caracterización del yacimiento es esencial en el desarrollo del aceite en lutitas, pero la perforación del tramo lateral requiere más que petrofísica y geomecánica. Los parámetros clave que controlan la calidad de terminación (CQ) deben ser tomados en cuenta. El módulo de compresibilidad es un indicador de la calidad CQ. Como se mencionó anteriormente, la roca con mayor módulo tiene más probabilidades de tener menor contenido de arcilla y por lo tanto un menor esfuerzo de cierre y además una menor tendencia a la incorporación del apuntalante durante la producción. En la **Figura 4.6** se muestra un perfil de pozo con respecto a una proyección de la estructura geológica y el módulo de compresibilidad. Los primeros dos tercios del

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

tramo lateral se mantuvieron en el intervalo de interés. La sección del extremo final se encuentra en rocas de menor módulo de compresibilidad, las cuales son productoras más pobres. No sólo fue más difícil la estimulación de la sección final que la del resto del tramo lateral, sino que además la producción de los intervalos con bajo módulo de compresibilidad fue menor en comparación con la producción de las rocas de mejor calidad.

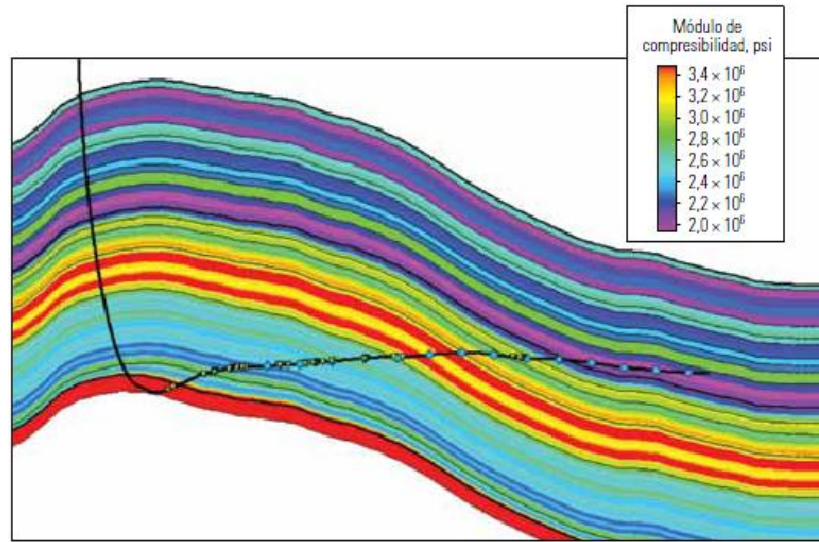


Figura 4.6. Posicionamiento de tramos laterales.

Otra medición acústica que facilita el análisis de las lutitas es la porosidad sónica. Para las lutitas, la porosidad sónica es generalmente mucho menor que la porosidad neutrón. Es una función de los grandes volúmenes de agua ligada a las arcillas que se encuentran comúnmente en las lutitas. Cuando los valores de la porosidad sónica y neutrón son similares, la lutita puede ser propensa a la acumulación de petróleo, pero cuando la porosidad sónica es mucho mayor que la porosidad neutrón, esto puede indicar la presencia de gas, en lugar de agua, en el espacio poroso.

Los analistas de registros también utilizan los registros de imágenes de fondo de pozo adquiridos con herramientas operadas con cable, tales como los del generador de imágenes microeléctricas de cobertura total FMI, para identificar la presencia de fracturas naturales e inducidas por la perforación, y para definir su orientación y concentración. A partir de estos datos, los intérpretes pueden determinar si las fracturas naturales están cerradas (mineralizadas) o abiertas. Los ingenieros utilizan esta información para optimizar el posicionamiento lateral y seleccionar los intervalos de disparos a lo largo del pozo horizontal. Mediante el análisis de fracturas inducidas por la perforación, también pueden inferir el estado de los esfuerzos en la zona vecina a la pared del pozo.

Aunque hay métodos para adquirir datos petrofísicos en tramos laterales, la mayoría de los pozos se perforan verticalmente y se registran con un conjunto completo de herramientas antes de perforar la sección lateral. Los datos pueden adquirirse utilizando herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD), que proveen la ventaja adicional de permitir a los perforadores direccionales orientar de forma óptima la barrena en los posibles sectores ideales,

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

conocidos en inglés como “sweet spots”. El servicio de generación de imágenes durante la perforación geoVISION puede proporcionar resistividad junto con imágenes para la identificación de estratificaciones y fracturas; la herramienta de adquisición de registros sínicos multi polares durante la perforación Sonic Scope puede proporcionar las mediciones acústicas.

Las mediciones de las diferentes herramientas pueden combinarse en una vista integrada tal como el despliegue de registros combinados para lutitas. Las propiedades de la formación se presentan utilizando una plataforma común, y los geólogos pueden comparar directamente la calidad de las rocas. Con la ayuda de los registros integrados, además de caracterizar las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento, los ingenieros pueden determinar la profundidad para comenzar a perforar el tramo lateral. La estrategia preferida es perforar en la dirección de menor esfuerzo horizontal, el cual es perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

En la **Figura 4.7** se muestra una corrida de registros combinados en donde la saturación de agua y la porosidad se calculan a partir de la resistividad del Carril 2 y la porosidad del Carril 3 de las herramientas de adquisición de registros convencionales. La herramienta ECS proporciona la mineralogía en el Carril 5 y la densidad de la matriz en el Carril 4 para el cálculo de la porosidad mejorada y distingue el TOC de la porosidad (sombreado color rosa). La densidad de grano de las rocas también se puede calcular y utilizar para corregir la porosidad derivada del registro de densidad en el Carril 4.

Las saturaciones de los fluidos, corregidas por litología, están presentes en el Carril 6. Otras características adicionales del despliegue de registros combinados para lutitas son las salidas numéricas en los Carriles 4, 6, 7 y 8, las cuales permiten a los geólogos leer valores directamente desde el registro. Por ejemplo, a XX 350 pies, la permeabilidad efectiva (números rojos, Carril 7 es de 313 mD. En este intervalo, a diferencia de la mayoría de las lutitas orgánicas, los rayos gamma en el Carril 1 no sobrepasan los 150 API.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

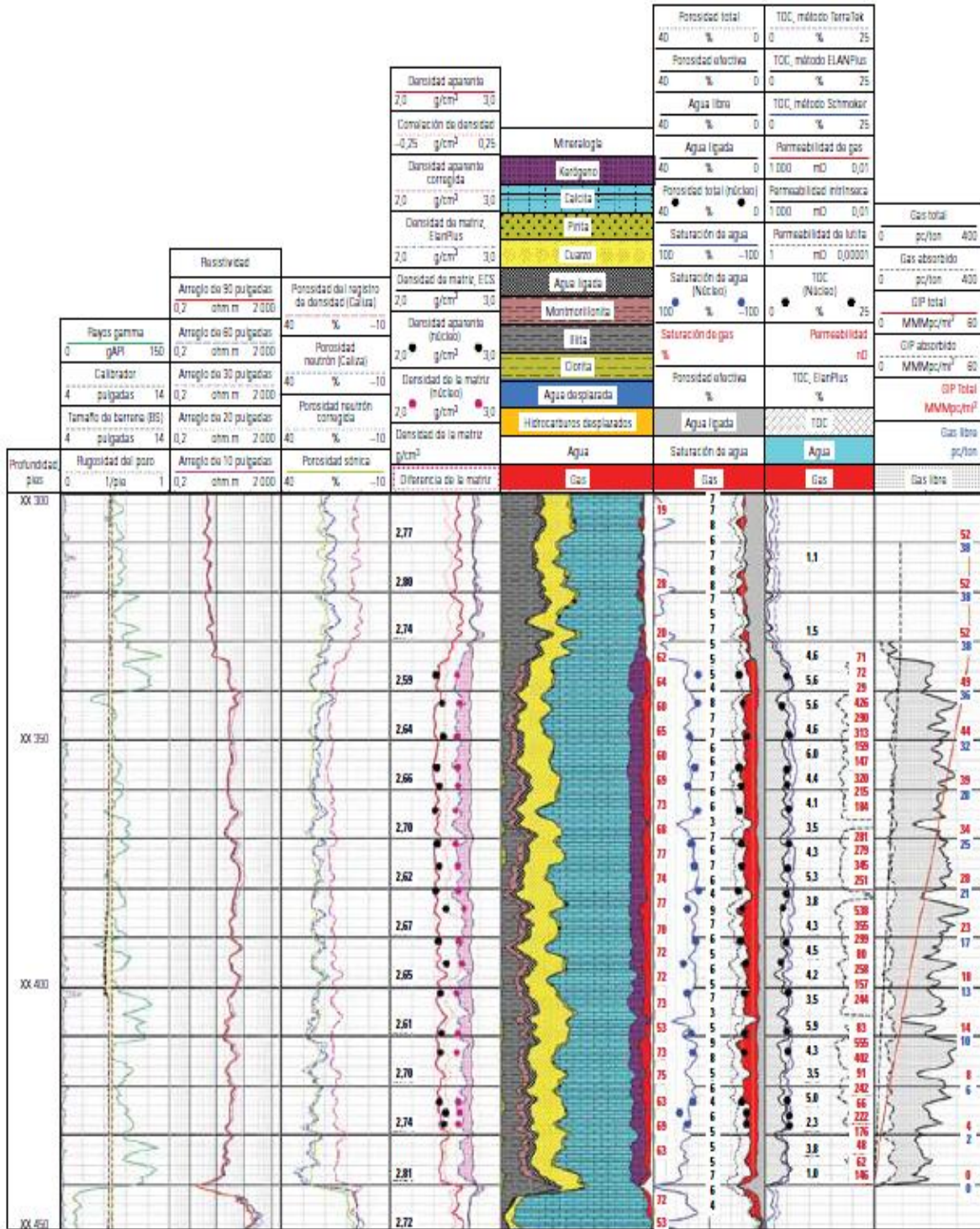


Figura 4.7. Corrida de registros combinados para lutitas.

4.3 Perforación Horizontal como base de la explotación de aceite en lutitas

La perforación horizontal es una técnica clave en la explotación de yacimientos no convencionales en formaciones de lutitas. Es un esfuerzo de ingeniería para desviar un agujero a lo largo de una trayectoria planeada hacia un objetivo a cierta profundidad en el subsuelo, la ubicación de este tipo de pozo está a una distancia lateral dada y en una dirección definida, a partir de la posición superficial, como se observa en la **Figura 4.8**.

Los pozos horizontales usan drenes múltiples a lo largo de su trayectoria y se desarrollan a partir de un pozo primario o piloto, el cual ayuda al fracturamiento hidráulico. El costo de un pozo horizontal puede ser hasta tres veces mayor que un pozo vertical, sin embargo su producción puede verse incrementada hasta 14 veces^v.



Figura 4.8. Esquemización de la perforación horizontal en una formación de lutitas del Play Eagle Ford.

La estrategia de explotación de los yacimientos no convencionales, como lo es el aceite en formaciones de lutitas implica la perforación y terminación masiva de pozos horizontales, como se ejemplifica en la **Figura 4.9**. El diseño adecuado de la perforación permitirá una buena explotación de recursos y la protección al medio ambiente.

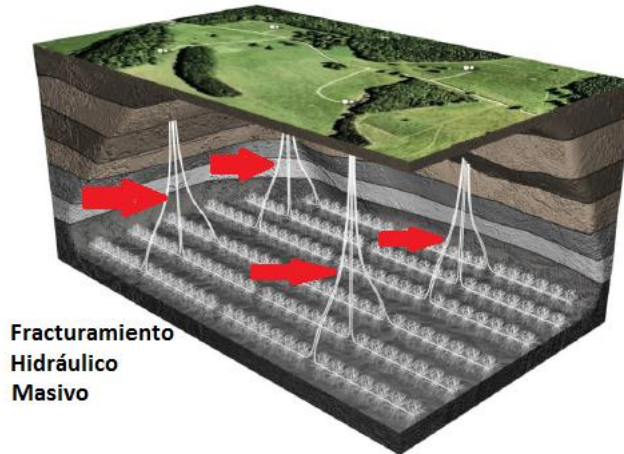


Figura 4.9. Estrategia de desarrollo de fracturamiento hidráulico para formaciones de lutitas con aceite.

4.4 Evaluación de las Lutitas con contenido de aceite

El proceso industrial del aceite en lutitas comenzó hace un siglo. Durante los años 20 fue una fuente de energía económicamente importante. Con mayor disponibilidad de petróleo barato, la explotación comercial de aceite de lutitas cesó. Durante la crisis de energía de los años 70 varias compañías petroleras hicieron importantes inversiones en la investigación y desarrollo y posible uso comercial del aceite de lutitas. La Corporación Exxon incluso comenzó la construcción de nuevas ciudades enteras en la región de Green River, pero cuando los precios del petróleo comenzaron a bajar a principios de los años 80, estos esfuerzos fueron abandonados.

Las compañías están considerando diversas formas de evaluar la riqueza de las lutitas con contenido de aceite y otras propiedades de las formaciones sin tener que extraer muestras de núcleos y efectuar el análisis del ensayo de Fischer. Entre los métodos promisorios se encuentran la integración de diversas mediciones derivadas de los registros geofísicos convencionales, tales como la densidad de la formación, la resonancia magnética, la resistividad eléctrica y la espectroscopía nuclear.

Una forma de cuantificar el contenido de kerógeno es a través de la combinación de las respuestas de los registros de porosidad de densidad y de resonancia magnética. En una formación con porosidad rellena con kerógeno y con agua, la medición de la porosidad a partir del registro de densidad no diferencia los poros rellenos de kerógeno de los poros rellenos de agua. No obstante, la medición de resonancia magnética ve al kerógeno como a un sólido, similar a los granos de la roca, por consiguiente, detecta una porosidad más baja. La diferencia entre las lecturas de resonancia magnética y de densidad da el volumen de kerógeno^{vi}. El volumen de kerógeno puede relacionarse empíricamente con los valores del ensayo de Fischer para las lutitas con aceite de la región.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

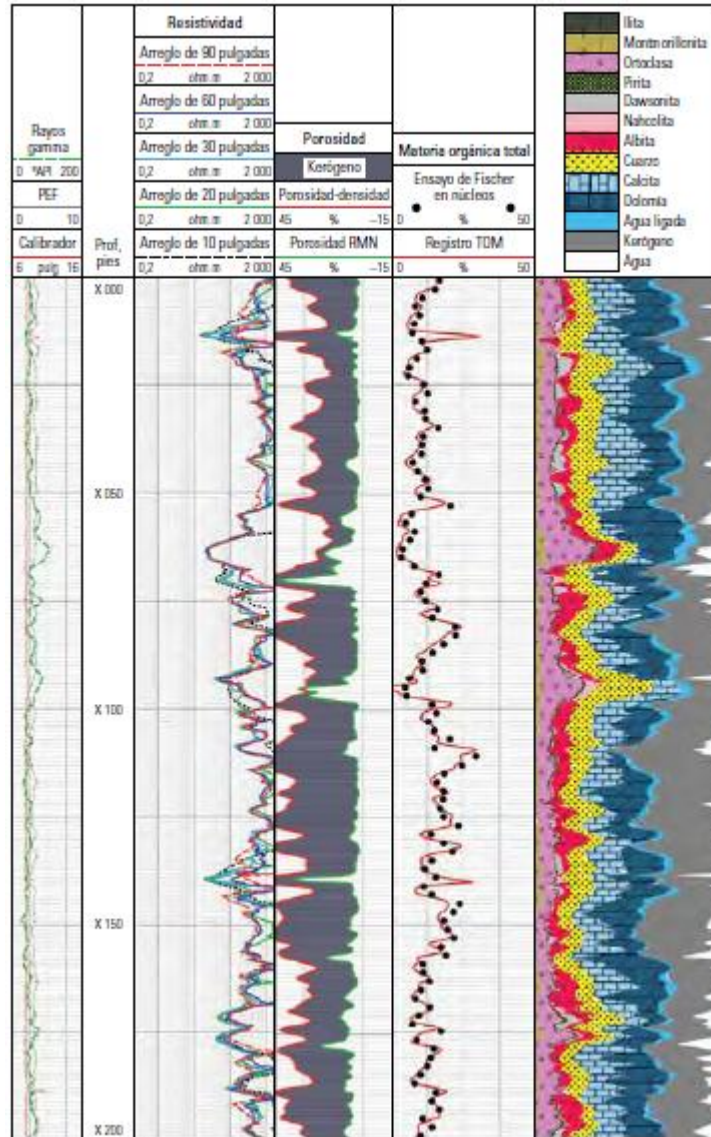


Figura 4.10. Contenido de kerógeno derivado de las mediciones del registro de porosidad en las lutitas con contenido de aceite en la cuenca Green River.

El método fue probado en un pozo de aceite en lutitas de la compañía AMSO (American Shale Oil LLC), ubicado en la cuenca Green River. El contenido de kerógeno se calculó a partir de los registros de porosidad de densidad y de resonancia magnética que se pueden observar en la **Figura 4.10**, en donde las mediciones de rayos gamma (Carril 1, representado con guiones verdes) las mediciones de resistividad (Carril 2), no muestran demasiada correlación con el contenido de kerógeno, pero las mediciones de porosidad son más útiles. La diferencia entre las mediciones de porosidad del registro de densidad (Carril 3, color rojo) y las mediciones de porosidad por resonancia magnética nuclear (RMN) (color verde) representa la porosidad rellena con kerógeno (color gris). Los valores del kerógeno también pueden exhibirse como un registro (Carril 4) de la materia orgánica total (TOM, color rojo), que no es inferior a los resultados del ensayo de Fischer de laboratorio efectuado en muestras de núcleos (puntos negros). El análisis mineralógico que

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

incorpora las mediciones obtenidas con la herramienta de espectroscopía de captura elemental ECS (Carril 5) indica los altos niveles de calcita y dolomía presentes en estas lutitas, además de la presencia de minerales raros, tales como la dawsonita (color gris claro) y la nahcolita (color rosa sólido), en algunos intervalos.

Mediante la utilización de una correlación entre el contenido de kerógeno y los resultados del ensayo de Fischer, realizado en las lutitas de Green River, los investigadores computarizaron un registro estimado del ensayo de Fischer, **Figura 4.11**, basado en las mediciones derivadas de los registros obtenidos con herramientas operadas con cable. Los valores estimados del ensayo de Fischer muestran una concordancia excelente con los valores derivados de las mediciones de laboratorio obtenidas en núcleos del mismo intervalo.

Otro enfoque diferencia el mineral del contenido orgánico. El mismo utiliza datos de espectroscopía. La sonda de espectroscopía de captura elemental ECS mide las concentraciones de silicio (Si), aluminio (Al), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), potasio (K), sodio (Na), magnesio (Mg), titanio (Ti) y gadolinio (Gd)^{vii}. La mineralogía de los granos se computariza a partir de estas concentraciones de elementos. La concentración de carbono total se obtiene con la herramienta de control de saturación del yacimiento RST. De esta concentración, una parte del carbono es inorgánica y otra parte es orgánica.

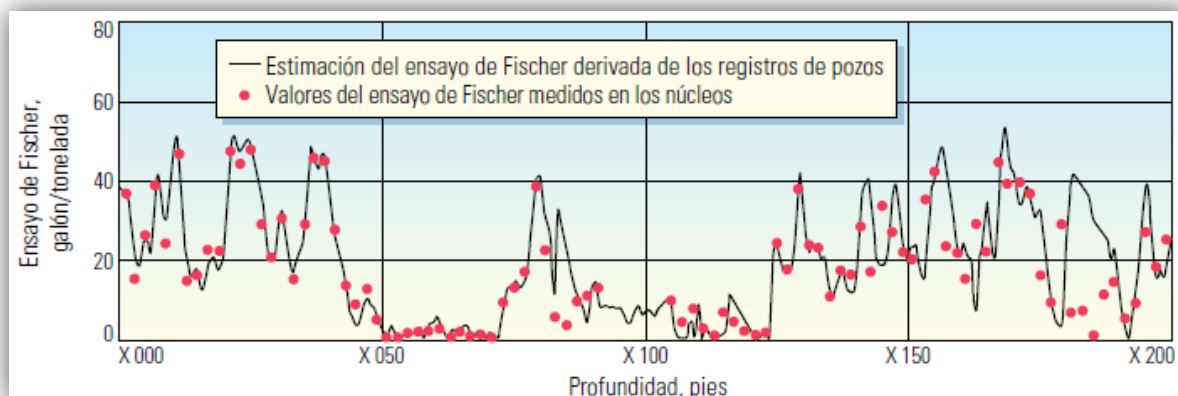


Figura 4.11. Registro computarizado estimado del ensayo de Fischer basado en las mediciones derivadas de los registros obtenidos con herramientas operadas con cable.

El carbono inorgánico se combina con calcio y otros elementos para formar calcita y dolomía junto con otros minerales menos conocidos, tales como la nacolita $\text{NaH}(\text{CO}_3)$ y la dawsonita $[\text{NaAl}(\text{CO}_3)(\text{OH}_2)]$, que son comunes en las lutitas de Green River. Las concentraciones de Ca, Mg y Na derivadas por ECS se utilizan para calcular el carbono inorgánico. El resto, denominado carbono orgánico total (TOC), conforma el kerógeno. Mediante este método espectroscópico, los investigadores computarizaron un registro TOC para un pozo de AMSO, utilizado en la cuenca Green River, que muestra un buen ajuste entre los resultados basados en el registro y las mediciones obtenidas en los núcleos^{viii} como se observa en la **Figura 4.12**. El carbono total (lado izquierdo) se compone de carbono inorgánico y orgánico, el último de los cuales reside en el kerógeno. El carbono inorgánico se presenta en forma de mineral, tal es el caso de los carbonatos

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

y de ciertos minerales exóticos que a veces se encuentran en las lutitas petrolíferas. Las estimaciones del carbono inorgánico (centro a la izquierda) y del carbono orgánico (centro a la derecha) basadas en mediciones nucleares (color negro) se correlacionan extremadamente bien con las mediciones de laboratorio obtenidas en los núcleos (color rojo). Una sección extendida (derecha) muestra la calidad del ajuste en el intervalo inferior de 150 pies.

El registro TOC fue convertido en un registro del producto del ensayo de Fischer, mediante una correlación obtenida en forma independiente por los científicos de AMSO. El registro correspondiente al ensayo de Fischer mostró una concordancia excelente con las pruebas del ensayo de Fischer efectuadas en los núcleos.

Esta técnica que emplea registros geoquímicos, junto con el método complementario que utiliza registros de resonancia magnética nuclear, constituye una forma eficiente y confiable de caracterizar el rendimiento petrolífero de la lutita sin tener que recurrir a las mediciones obtenidas en los núcleos.

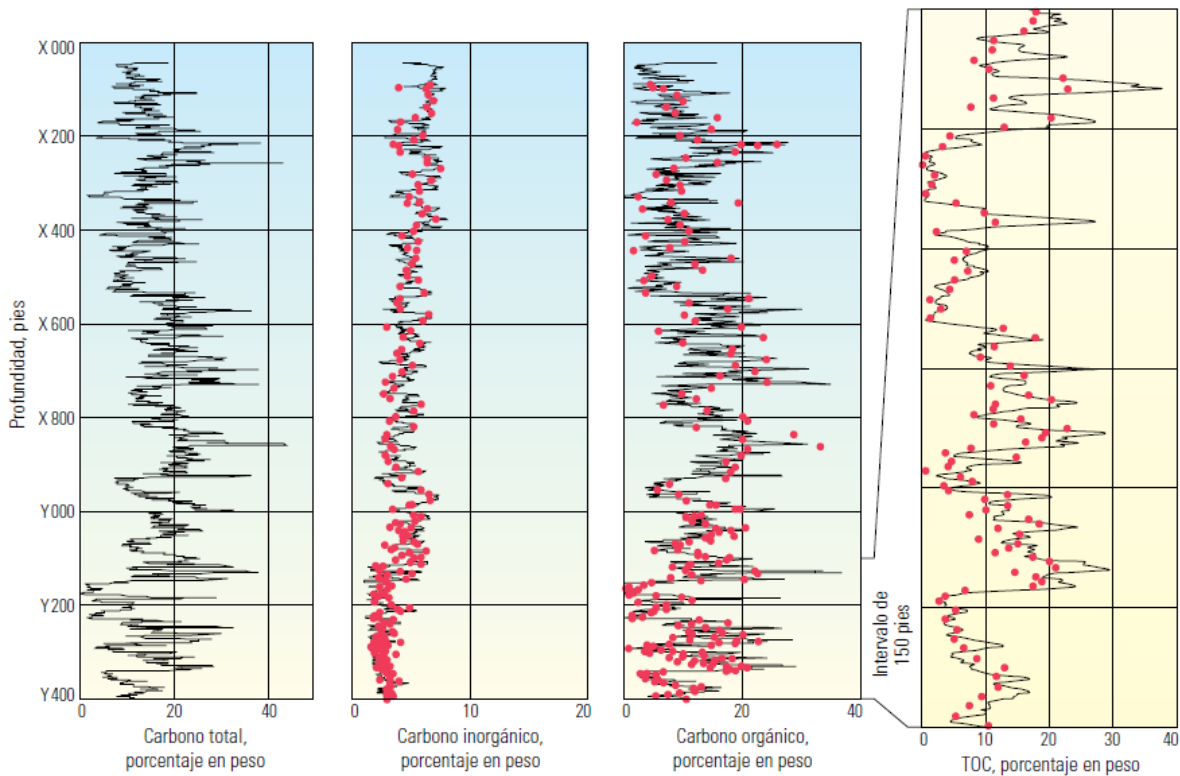


Figura 4.12. Carbono orgánico e inorgánico derivado de los registros y de los núcleos.

4.4.1 Método de ensayo de Fischer modificado

Tradicionalmente, el contenido de aceite de la lutita es determinado mediante el método de ensayo de Fischer modificado, el cual mide el rendimiento de aceite de una muestra de lutita en un retorting de laboratorio^{ix}. Una muestra de 100 g (0,22 lbm) es triturada y tamizada a través de una

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

mallita de cedazo de 2,38 mm, calentada en un retorting de aluminio hasta una temperatura de 500°C (930°F). Los vapores destilados resultantes de petróleo, gas y agua se condensan y luego se separan por centrifugado. Las cantidades obtenidas son los porcentajes en peso de petróleo, agua y residuo de lutita, y el peso específico del petróleo.

El rendimiento petrolífero se indica en litros por tonelada métrica (L/Mg) o galones por tonelada de lutita cruda. Los yacimientos de aceite en lutitas de interés comercial producen al menos 100 L/Mg (24 galones/tonelada), y algunos alcanzan 300 L/Mg (72 galones/tonelada).

El método de ensayo de Fischer no mide el contenido total de energía de aceite en una lutita por que los gases, que comprende el metano, el etano, el propano, el butano, el hidrógeno, el H₂S y el CO₂, pueden tener un contenido significativo de energía, pero no se especifican individualmente. Además, algunos métodos de retorting, especialmente los que proveen calor con diferentes regímenes o para diferentes tiempos, o los que trituran la roca en forma más fina, pueden producir más petróleo que el producido con el método de ensayo de Fischer. Por lo tanto, el método sólo provee una aproximación del potencial energético de un depósito de lutitas petrolíferas.

4.4.2 Prueba de Pirólisis

Otro método de caracterización de la riqueza orgánica de la lutita petrolífera es una prueba de pirólisis desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo, en Reuil-Malmaison, Francia, para el análisis de la roca generadora. En la prueba Rock-Eval se calienta una muestra de 50 a 100 mg (0,00011 a 0,00022lbm) a través de varias etapas de temperatura, como se puede observar en la **Figura 4.13**, para determinar los volúmenes de hidrocarburos y CO₂ que han sido generados. Los resultados pueden ser interpretados con el fin de determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas. Ese método es más rápido que el ensayo de Fischer y requiere menos material de muestra.

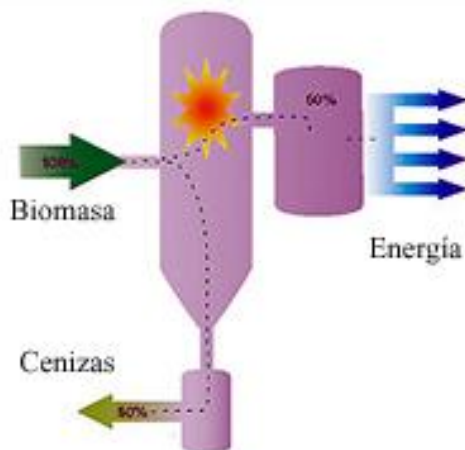


Figura 4.13. Esquema de desarrollo de la pirólisis, es decir, el calentamiento controlado de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, lo que produce compuestos orgánicos tales como los hidrocarburos.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

El volumen y la composición de los hidrocarburos generados dependen de las condiciones de calentamiento, como lo son la velocidad de incremento de la temperatura, la duración de la exposición al calor, y la composición de los gases presentes a medida que el kerógeno se descompone.

En general, los análisis con retorting de superficie calientan rápidamente a la lutita. La escala de tiempo para el proceso de pirogenación está directamente relacionada con el tamaño de las partículas de la lutita, es por ésta razón que la roca es triturada antes de ser calentada en los retortings de superficie. La pirolisis de las partículas en la escala milimétrica puede llevarse a cabo en una cuestión de minutos, a una temperatura de 500°C; la pirólisis de las partículas de decenas de centímetros de tamaño demanda varias horas. Los procesos in situ calientan a la lutita más lentamente. El calentamiento de un bloque de varias decenas de metros de ancho requiere algunos años.

4.4.3 Calentamiento *In situ*

Una alternativa a la minería para la obtención de crudo a partir de las lutitas con contenido de aceite es el calentamiento in situ. En este proceso, se generan huecos a la formación de lutitas y se inyectan gases y aire caliente dentro de la formación, ésta puede calentarse hasta hacer que el kerógeno fluya en el subsuelo. El calentamiento in situ elimina el costo de la explotación minera, algunos costos de equipos en superficie y el problema de disposición de la formación de lutitas después que se han extraído los líquidos.

Durante la conversión in situ, el subsuelo actúa como un aparato reactor grande en el que la presión y la velocidad de calentamiento pueden diseñarse para maximizar la calidad y la cantidad del producto a la vez que se minimiza el costo de producción. Además de generar un producto superior respecto del procesamiento en superficie, los métodos in situ producen un impacto ambiental reducido en términos de perturbación de la superficie, requerimientos de agua y manejo de residuos. Diversas compañías han desarrollado métodos para calentar las lutitas petrolíferas en sitio con el fin de generar petróleo de lutita y están comprobando estas técnicas en los ricos depósitos subterráneos del oeste de EUA.

La producción de petróleo en Estados Unidos se ha incrementado sustancialmente en los últimos años. La producción del campo Bakken promedió 2,500 b/d en el 2001, pero incremento a más de 40,000 b/d a fines del 2005. La clave ha sido la aplicación de estimulación a través de fracturamiento horizontal. Se estima que el recurso in situ de este campo se encuentre entre 30 y 32 billones de barriles, y la USGS ha estimado que el recurso técnicamente recuperable es del orden de 3.65 billones de barriles.

4.5 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento es una técnica de estimulación usada desde 1947; es una intervención para incrementar el flujo de hidrocarburos de la formación hacia el pozo, se utiliza cuando la formación tiene una permeabilidad baja y el hidrocarburo no puede fluir por sí solo, tal es el caso de los yacimientos no convencionales, o cuando la formación cerca del pozo ha sido dañada, limitando su producción.

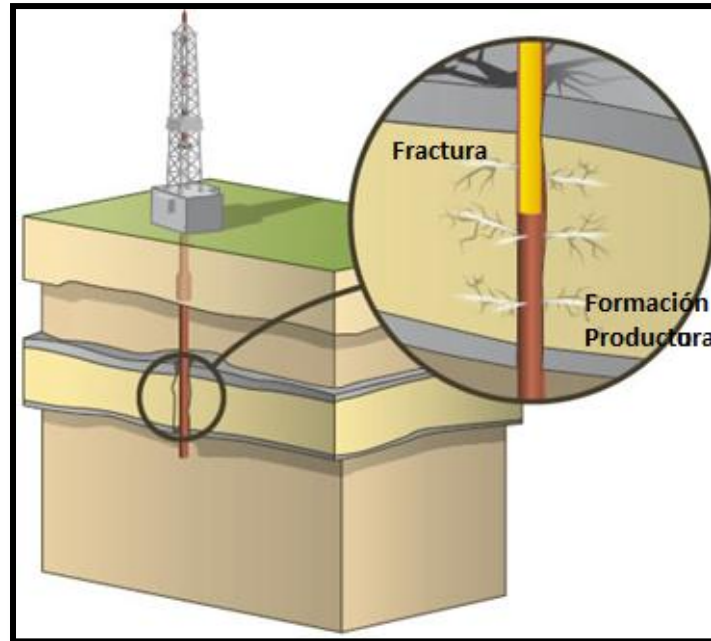


Figura 4.14. Fracturamiento de una formación.

Durante la operación, el fluido se bombea hacia el fondo del pozo y dentro de la formación, a una presión por arriba de la presión de fractura hasta que la formación ceda o se rompa, creando caminos para que el hidrocarburo fluya a superficie por sí solo.

El objetivo de un fracturamiento, es el de crear nuevas capacidades de flujo o canales altamente conductivos que se extienden desde el pozo a través de la formación, por los cuales el hidrocarburo pueda fluir a través de la fractura hasta el pozo, incrementando su producción.

El beneficio que se busca al realizar los fracturamientos es diseñar el trabajo al menor costo posible para que sea redituable la operación, así como cumplir con el potencial de producción total.

En el caso específico de las formaciones de lutitas que contienen hidrocarburos líquidos para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo. Es por esto que la explotación demanda un desarrollo masivo continuo.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

Durante el fracturamiento hidráulico se bombea fluido a través de los disparos de la tubería de revestimiento, dependiendo de la técnica utilizada, utilizando altas presiones para fracturar la formación. A medida de que la inyección de fluido a alta presión continúa, la fractura sigue creciendo o propagándose. En tanto la fractura continúa propagándose, se adiciona un apuntalante al fluido bombeado (arena), cuya función es mantener abierta la fractura y permitir a los fluidos trasladarse al pozo.

❖ Características que se deben conocer para realizar un fracturamiento

Características de la formación:

- Tipo: analizar el tipo de yacimiento que se va a tratar.
- Rigidez: analizar la rigidez que tiene la formación (Modulo de Young).
- Permeabilidad: si es un yacimiento de permeabilidad alta, media o baja.

4.5.1 Tipos de fracturamiento hidráulico

➤ Fracturamiento ácido

Se refiere a la intervención en la cual se bombea ácido a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación, el ácido graba o disuelve la formación creando canales por los cuales fluye el hidrocarburo hacia el pozo.

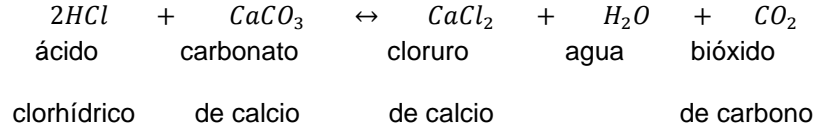


Figura 4.15. Muestra de calcita, antes y después del tratamiento de fracturamiento ácido.

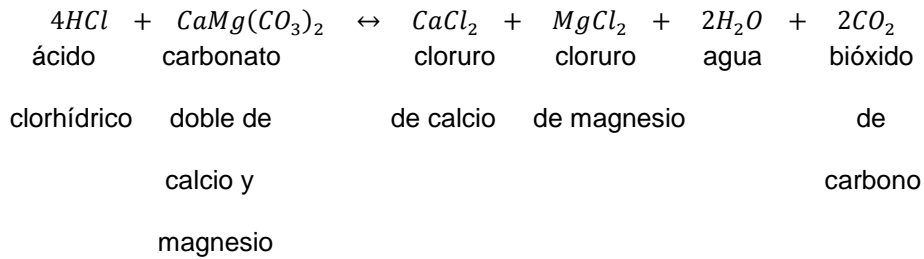
Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

El ácido clorhídrico reacciona con rocas calcáreas, con minerales como calcita y dolomita:

- **Calcita**



- **Dolomita**



Cuando se introduce “ácido vivo” el carbonato de calcio se disuelve más, creando pequeños canales conductores denominados agujeros de gusanos, que con el tiempo forman una compleja red de alta permeabilidad. La creación de agujeros de gusanos puede describirse a través de la relación entre la velocidad de disolución neta del ácido y el transporte conectivo del ácido vivo hacia la superficie del agujero de gusano, expresada por el número adimensional de Damkohler^x. El número de Damkohler depende de una variedad de factores, incluyendo las características específicas de las rocas, las propiedades del sistema ácido, la velocidad de inyección y la temperatura.

Algunos tratamientos requieren bajas velocidades de inyección, por lo cual no puede utilizarse ácido clorhídrico puro porque existirá una rápida neutralización o el consumo del ácido limita severamente la penetración en la formación. Esto produce la disolución del frente e impide que se forme una red de agujeros de gusanos lo suficientemente larga para atravesar efectivamente la zona dañada alrededor del pozo. Es por este motivo, los sistemas ácidos incluyen aditivos que demoran, o retardan, la reacción del ácido con el CaCO₃, prolongando así el tiempo de reacción.

Las técnicas de retardo químico consisten normalmente en la emulsificación y formación de geles. Dependiendo de la concentración del ácido y el entorno de bombeo, esto se puede obtener con una mezcla de ácido y diesel, la emulsión SXE SuperX, por ejemplo, puede resultar muy efectiva porque retarda los tiempos de reacción, en comparación con los sistemas ácidos convencionales que utilizan HCl^{xi}. El retardo de la reacción y la minimización de la corrosión también pueden lograrse utilizando ácidos orgánicos; sin embargo, debido a su costo y a su menor capacidad de disolución, su empleo es limitado.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

➤ **Fracturamiento espumado.**

Las espumas son excelentes fluidos para utilizar en yacimientos de presión baja, con la finalidad de obtener una limpieza rápida. También se desempeñan muy bien en formaciones sensibles al agua, ya que la fase de espuma minimiza la cantidad de agua que entra a la formación. Un control bueno de la pérdida de fluidos proporciona una longitud mayor de fractura lo cual es muy importante en yacimientos de permeabilidad baja.

Ventajas del fluido espumado:

- Mejora la conductividad.
- Controla la pérdida de fluido.
- Minimiza el daño de la formación.
- Buenas propiedades de suspensión de sólidos 60 a 80% de N_2 o CO_2 .
- Buena eficiencia de flujo (bajo contenido de líquido).
- Proporciona energía para mejorar la limpieza del pozo.
- Fracturas más largas y efectivas.
- Mejora la productividad.
- Buenas características reológicas a carga baja polimérica.
- Filtración baja.

Desventajas

- Concentración limitada del apuntalante.
- La espuma de nitrógeno requiere una mayor presión de bombeo (presión hidrostática reducida).

➤ **Fracturamiento con apuntalante.**

Se refiere a la intervención en el cual se genera el rompimiento de la formación hidráulicamente al inyectar a una alta presión y alto gasto, un fluido viscoso, ya que está fracturada la formación, el fluido se mezcla con el agente apuntalante que permite mantener abierta la fractura inducida como se observa en la **Figura 4.16**, para mejorar de esta manera, la conductividad de la formación y permitir al hidrocarburo fluir.

Hoy en día un fracturamiento típico utiliza un fluido viscoso bombeado en etapas, la primera etapa es un “colchón” o pad, de agua con aditivos y polímero, después viene el “gel fracturante” o slurry, que es el colchón más el apuntalante en suspensión. Se bombean durante la operación concentraciones diferentes de apuntalante y volúmenes de gel.

Generalmente el colchón es la etapa más larga, conteniendo del 30 al 50% del gel fracturador para optimizar la longitud de la fractura, el colchón está filtrándose en el momento que la fractura

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

alcanza su longitud planeada, si el colchón se filtra muy pronto la fractura es muy corta, o viceversa.



Figura 4.16. Fractura hidráulica abierta, al liberar la presión tiende a cerrarse la fractura.

El esfuerzo de presión inicial al momento de la inyección del colchón propaga la fractura, el gel fracturador ayuda a extender la fractura y a transportar el apuntalante. La fractura gradualmente se llena de apuntalante, como se aprecia en la **Figura 4.17**, en este punto el fracturamiento se termina y se desplaza el gel fracturador con el apuntalante que están en la tubería para que dentro del pozo solo quede el fluido desplazante y se paran las bombas. En esta etapa de desplazamiento no se utiliza la espuma debido al incremento de temperatura y de volumen que desplaza el apuntalante.

Se le llama “etapa” a cada unidad de fluido que representa un cambio de concentración de apuntalante o de velocidad de flujo o ambas.

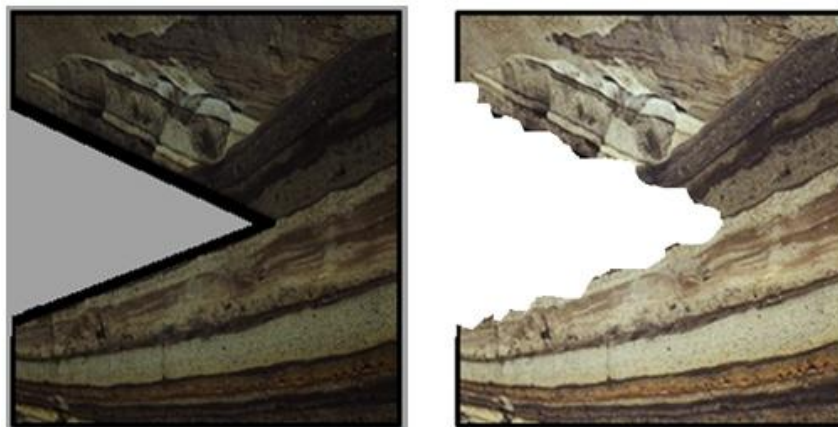


Figura 4.17. Fractura hidráulica con apuntalante y paredes marcadas irregularmente debido a un Fracturamiento ácido.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

La última etapa de gel fracturador contiene la concentración más grande de apuntalante debido a que el gel se va filtrando mientras va viajando a lo largo de la fractura, de este modo la concentración del gel se va filtrando mientras va viajando a lo largo de la fractura, de este modo la concentración del gel que empieza en el pozo; por ejemplo a 2 lb de apuntalante por galón de fluido, terminaría a 8 lb/gal al final del bombeo y 44 lb/gal cuando la fractura cierra.

Se utiliza algunas veces un apuntalante más grande cerca del pozo para minimizar el flujo turbulento, que podría disminuir la velocidad de flujo del hidrocarburo.

Al mismo tiempo que la presión en la fractura va decayendo, la fractura va cerrando en el paquete de apuntalante manteniéndolo en su lugar provocando conductos por los cuales el hidrocarburo pueda fluir.

Cuando el gel fracturador termina su función, la temperatura alta de la formación activa el "rompedor" o breaker, que va dentro del gel para bajar su viscosidad permitiendo que sea devuelto a superficie.

A lo largo del tiempo después de 45 años que se realizó el primer fracturamiento y que las intervenciones van mejorando, el tratamiento de los fluidos ha sido mejorado para poder soportar temperaturas altas, condiciones de permeabilidad o de químicos; el control de aditivos controla cierto rango de propiedades como la viscosidad, pH, estabilidad y pérdida de fluidos a la formación.

Ahora más que nunca, el gasto en fracturamientos hidráulicos requiere que los ingenieros operadores conozcan cómo va a reaccionar la formación con la intervención y el diseño del fracturamiento, la selección de la velocidad de las bombas, las propiedades del gel, las etapas, el modelo del simulador de fractura, etc.

Todas las operaciones que se realizan van enfocadas a mejorar la producción del pozo para que económicamente sea redituable, para longitud mayor de fractura y productividad mayor.

➤ **Fracturamiento Híbrido**

Las fracturas con la tecnología híbrida fueron diseñadas para alcanzar una mayor longitud de fractura sobre las fracturas convencionales, usando por lo regular dos tipos de mallas diferentes de apuntalante inyectadas por lo general en seno de gelatinas lineal y activada. La tecnología de fracturamiento híbrido combina individualmente las ventajas de las fracturas ejecutadas con gelatina activada y lineal.

Las características de la fractura híbrida enfocan más la propagación del tratamiento a la longitud, que finalmente, junto con la conductividad de fractura ($K_f.Wx$), dictaminan el comportamiento y la longevidad productiva del yacimiento fracturado.

Cuando las arenas y las lutitas super y sub-adyacentes en contacto no presentan contraste de esfuerzos es cuando existe una alta probabilidad de propagarse en exceso en altura de fractura (Hx). En este caso conviene asegurar en el diseño de la fractura un gasto de inyección adecuado, una viscosidad óptima de las gelatinas lineal y activada y calibrar con la mayor precisión las

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

magnitudes de los parámetros geomecánicos como el módulo de Young (E) y el coeficiente de Poisson (μ).

La tecnología de fracturamiento hidráulico híbrido está enfocada a optimizar el crecimiento de Lx (longitud apuntalada), rebasando inclusive radios de drene diseñados y en consecuencia presentando altas probabilidades de un comportamiento productivo longevo.

Los principales objetivos de la tecnología de fracturamiento híbrida es mejorar la producción acumulada del yacimiento tratado mediante el incremento de su longevidad productiva, reducir o espaciar las intervenciones o reparaciones a pozos posteriores a la fractura y evitar la necesidad de implementación temprana de sistemas de levantamiento artificial.

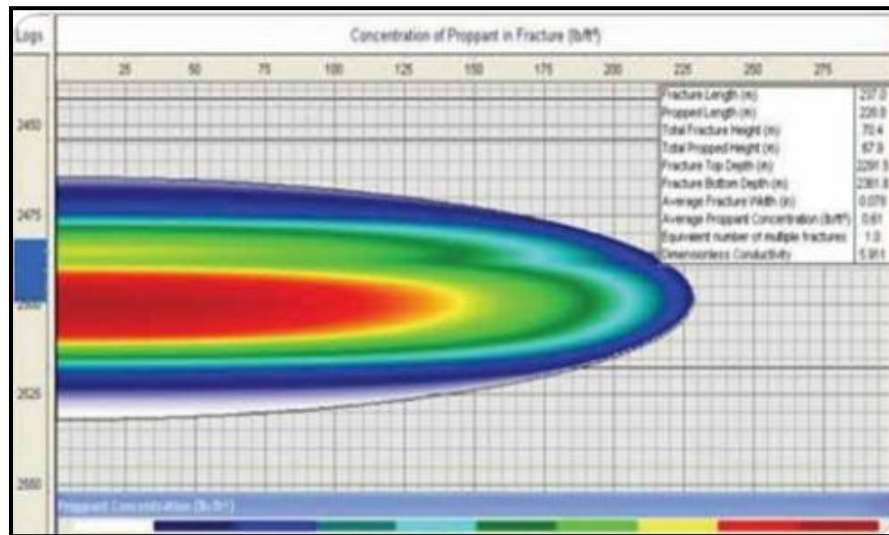


Figura 4.18. Perfil geométrico de fractura híbrida con control de Hx para generar una mayor longitud apuntalada.

Esta tecnología de carácter híbrida es aplicable en formaciones de areniscas contenidas entre capas sello lutíticas y preferentemente con contraste de magnitud de esfuerzos entre ellas. Se recomienda totalmente para yacimientos lenticulares con estratigrafía secuencial bien definida arena-lutita, con la condición necesaria de presentar diferencias claras en sus esfuerzos^{xii}.

Esta diferencia de esfuerzos (normalmente mayores en lutitas) propicia entonces, una propagación geométrica preferencial en longitud y discreta en altura, situación que es aprovechada por las consideraciones teóricas de las fracturas híbridas para impactar más al crecimiento de Lx.

La técnica es aún más efectiva controlando la velocidad de asentamiento del apuntalante y la pérdida de fluido. La **Figura 4.18** ilustra un crecimiento geométrico tipo inducido por un fracturamiento híbrido, donde $Lx > Re$ (radio de drene).

➤ **Fracturamiento Asistido por Gas**

Esta avanzada tecnología está basada en el uso de propelente científico, es decir un tipo de gas utilizado para impulsar sustancias contenidas en una formación, éste es fabricado por la industria aeroespacial. La combustión del propelente en una herramienta hueca (RadialFrac), **Figura 4.19**, la cual se produce en un rango de 2500 a 25000 psi, originando expansión del gas (CO_2), el cual se encuentra confinado en la zona de interés y hace que la energía se disipe lateralmente hacia la formación.

La velocidad de propagación del gas está controlada, de esta manera alcanza penetraciones efectivas de 5 a 53 pies en todas las direcciones. La expansión de energía produce múltiples fisuras en las periferias del pozo, dando un marcado aumento de permeabilidad en esta zona.

La velocidad de propagación de energía brinda la característica al tipo de fractura originada, existen tres tipos:

- Fractura estática: causada por fracturamiento hidráulico, la longitud de fractura no puede ser controlada.
- Fractura explosiva: causada cuando la formación no absorbe toda la energía y produce que se pulverice ocasionando compactación, reduciendo la permeabilidad casi en totalidad.
- Fractura dinámica: en este caso es controlada por el RadialFrac y la fractura es controlada.

RadialFrac consta de un cilindro hueco (resina endurecida), relleno de un propelente sólido, una barra de ignición (se activa eléctricamente desde la superficie). La combustión del propelente se hace de forma progresiva dando así, mayor área de contacto, mayor volumen consumido por unidad de tiempo. El propelente es más seguro que cargas explosivas, ya que solo se combustiónará cuando la barra de ignición es activada.

Para el buen funcionamiento de la herramienta, el pozo debe tener como mínimo 13 perforaciones por metro y una columna de fluido que origine una presión hidrostática de 500 psi. El éxito de la operación está en el pozo escogido, que exista daño y tenga el suficiente potencial productivo^{xiii}.

Ventajas:

- a) Bajo costo
- b) Remoción de múltiples tipos de daños.
- c) Tratamiento a zonas específicas.
- d) No contaminante
- e) Crea fracturas multidireccionales
- f) No daña la tubería ni la cementación
- g) Opera a través del aparejo de producción.



Figura 4.19. Herramienta RadialFrac para realizar un fracturamiento asistido por gas.

4.6 Desarrollo del Fracturamiento Hidráulico para aceite en lutitas

Las mediciones de espectroscopia proporcionan información acerca de los tipos de arcilla, los ingenieros utilizan este dato para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturación y para comprender las características de fracturación de la formación. El contacto con el agua producirá que algunas arcillas aumenten su volumen, lo cual inhibe la producción de gas. La sensibilidad de los fluidos puede ser inferida a partir del tipo de arcilla, pero las pruebas en los núcleos extraídos del yacimiento proporcionan la información más precisa.

Otro indicador de suma importancia que proporciona el saber el tipo de arcilla es que existen rocas dúctiles, por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar apuntalante. Otros tipos de lutitas son más quebradizas y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico, ya que quiere decir que las rocas son quebradizas y no reaccionan con el agua. Sin embargo, la presencia de esmectita generalmente indica la existencia de arcillas dúctiles.

Las mediciones acústicas, especialmente las que proporcionan las propiedades mecánicas para los medios anisotrópicos de lutitas, también son de suma importancia para comprender la productividad de los pozos de aceite en lutitas.

La plataforma de barrido acústico Sonic Scanner proporciona datos que se utilizan para mejorar los modelos mecánicos del subsuelo y optimizar la perforación y la estimulación. Las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de las herramientas acústicas incluyen el módulo de compresibilidad, el coeficiente de Poisson, el módulo de Young, el límite elástico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

En las lutitas arcillosas, altamente laminadas, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son funciones de la orientación de la medición con respecto a los planos de estratificación de la formación. Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica. Los datos de la plataforma Sonic Scanner se utilizan para estimar las propiedades mecánicas anisotrópicas y así proporcionar una definición realista de los esfuerzos locales de la roca.

Al presentarse una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, quiere decir que el esfuerzo de cierre será mayor que en las rocas isotrópicas. Estos intervalos anisotrópicos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla así como también con arcillas hinchables. Estas rocas ricas en arcilla son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la estimulación por fracturamiento hidráulico. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse en la formación dúctil.

En la actualidad Estados Unidos cuenta con un amplio desarrollo en el área de aceite y gas en formaciones de lutitas, es por esto que es importante considerar en que radica su éxito, como en el desarrollo de la lutita Barnett en Texas, se ha atribuido en parte al uso de los tratamientos de fracturamiento rentables con agua oleosa conocida en inglés como “slickwater”, estos fluidos están compuestos por agua y un polímero que es generalmente poliacrilamida, utilizado para disminuir la fricción cuando se bombea el fluido a través de las tuberías. Sin embargo éste no es el único tipo de tratamiento que se utilizó durante el desarrollo y puede no ser la mejor elección de fluido para algunos tipos de lutitas^{xiv}.

Las estimulaciones por fracturamientos gelificados, asistidos por gas e híbridos, han sido probados en la lutita Barnett así como también en otras extensiones productivas de lutitas. La estimulación por fracturamientos híbridos generalmente comienza con fluidos de baja viscosidad para crear una red compleja. Al final de la estimulación, se utilizan fluidos capaces de transportar altas concentraciones de apuntalante para abrir la región cercana al pozo.

No hay una única solución para todos los yacimientos de lutita. Aunque el agua oleosa ha sido una técnica efectiva en la lutita Barnett, la menor capacidad de transporte de arena de estos sistemas, en comparación con la de los sistemas gelificados, y la tendencia a la decantación del apuntalante pueden limitar la capacidad de flujo de las fracturas inducidas. El contacto limitado o la pérdida de la conductividad en el área estimulada también pueden hacer que se desplome el régimen de producción.

Otro motivo de preocupación con los fracturamientos con agua oleosa es la sensibilidad de la lutita al fluido debido a que algunos tipos de arcillas tienen tendencia a hincharse cuando entran en contacto con el agua. El gas y los fluidos a base de espuma parecen ofrecer una alternativa ideal a los sistemas gelificados o con agua oleosa; sin embargo, no son muy utilizados debido a su alto costo, disponibilidad limitada y por el hecho de que tradicionalmente se aplican en trabajos pequeños. El enigma ante el cual se enfrentan los operadores consiste en encontrar el mejor sistema para cada lutita en particular y al mismo tiempo minimizar los costos de prueba y error.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

Recientemente, los científicos en Rusia desarrollaron un innovador enfoque para el diseño de los fracturamientos hidráulicos. La técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HiWAY desarrollada después de años de modelado y pruebas, ha sido aplicada con éxito en una serie de entornos. Los resultados iniciales en los pozos de prueba de la lutita Eagle Ford han mostrado aumentos en los regímenes de producción de 32% a 37% en comparación con los de los pozos cercanos similares. Las rentabilidades a menudo marginales de estos recursos pueden mejorar significativamente por estos aumentos en la producción.

Otra práctica común en los programas de fracturamiento de lutitas es dividir la sección lateral del pozo en segmentos espaciados uniformemente, como se observa en la **Figura 4.20**. Este proceso pasa por alto la heterogeneidad vertical y lateral de la formación y ha dado lugar a casos de grandes pérdidas de capital invertido en el fracturamiento. Sin embargo, los ingenieros de terminación pueden diseñar programas utilizando los datos adquiridos durante la perforación para mejorar el programa de estimulación.

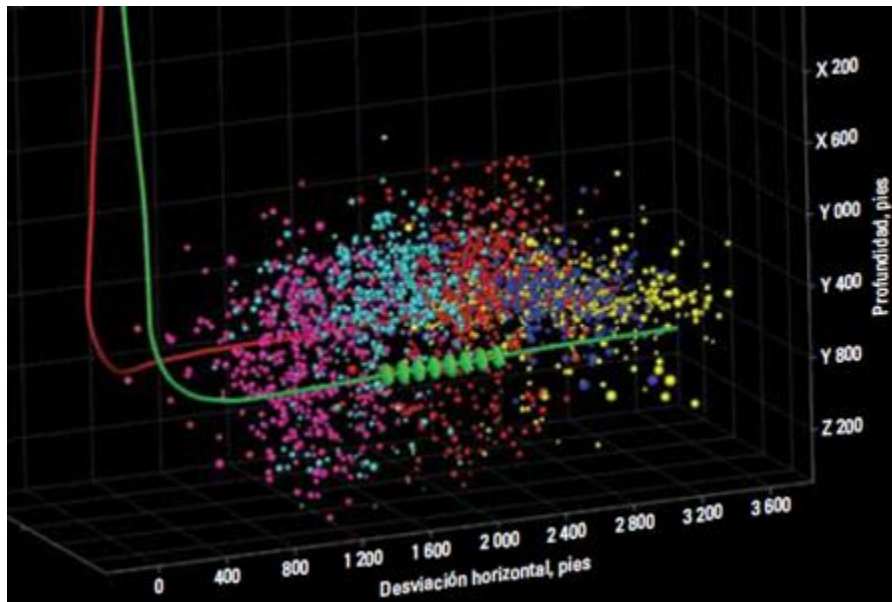


Figura 4.20. Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral.

El análisis de datos microsísmicos, como se aprecia en la presentación de diagnóstico de la **Figura 4.20** de la estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP, 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 (representada con la línea roja) mientras se monitoreaba desde un segundo pozo (representada con la 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 grises) tiene una dirección preferencial por lo que se deja parte de la formación sin cubrir.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

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 espaciado 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.

4.6.1 Fracturamiento Hidráulico Multietapa

Se ha creado como una tecnología reciente el Fracturamiento Hidráulico Multietapas, que se desarrolló con la finalidad de realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo, teniendo como principal ventaja una disminución en el tiempo de operación y también una disminución en los costos.

En los yacimientos heterogéneos, comúnmente se tienen fracturas naturales o planos de debilidad, los cuales podrían o no ser conductivos a condiciones originales. Cuando se hace una fractura hidráulica, las fracturas naturales pueden dilatarse. Como resultado, cuando se fracturan este tipo de yacimientos, las fracturas creadas representan una red o cadena de fracturas. En los yacimientos de baja permeabilidad, esta red o entramado se conecta mejor con la formación, teniendo como resultado una mejor conductividad, ya que se generan nuevas vías o caminos, que mejorará la producción de hidrocarburos, esto se puede apreciar en la **Figura 4.21**.

La variedad de métodos de fracturamiento utilizados para mejorar la producción, se enfocan en la complejidad de la creación de fracturas en una zona lejana para generar una fractura con varias ramas. Las fracturas con ramas, son particularmente utilizadas en formaciones con permeabilidad en el orden de nano darcys (<0.001 md), ya que estas redes abarcan una gran porción de la matriz de la roca, en lugar de crear fracturas en un solo plano en la formación.

Ya que se manejan grandes gastos, en muchos de los tratamientos este gasto se bombea por debajo del casing. El bombear altos gastos reduce el tiempo necesario para lograr el fracturamiento eficientemente. La desventaja del proceso es que las decisiones del diseño se toman en superficie, como los cambios en la concentración de ácido o apuntalante, ya que no se verán los resultados, hasta que se ha terminado de bombear todo el fluido que se tiene en el casing. Una vez que se ha inyectado toda la concentración, se llena con apuntalante el volumen total del casing, esto cuando el extremo principal de la etapa comienza a entrar al sistema de fracturas.

Cuando se tiene un fracturamiento complejo en el sistema, incluso un pequeño cambio en la concentración de apuntalante puede traer problemas de arenamiento prematuro. El plan de contingencia para tal evento es costoso y consume tiempo de operación. Entonces, el alto gasto de fluidos de fracturamiento esta comúnmente diseñado tomando como base la conductividad de la fractura y para evitar arenamientos prematuros u otros problemas.

Para poder hacer estimulaciones o fracturamientos en pozos horizontales, se utilizaba una tubería flexible (TF) con puentes conectores. Estos últimos proveían una desviación mecánica a través del liner para fracturar correctamente cada una de las zonas seleccionadas. Este proceso se repetía el

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

número de veces que se deseara fracturar a lo largo del pozo. A pesar de que este método era efectivo, el costo era extremadamente alto, sin mencionar el largo tiempo de operación que se llevaba.

Al realizarse tratamientos de fracturamiento hidráulico convencional en yacimientos de baja permeabilidad, se llegaron a obtener resultados no tan buenos, por lo que se hicieron nuevos estudios y desarrollos que dieron como resultado una técnica menos costosa. Con esa técnica, se pueden fracturar dos o más intervalos en un mismo pozo. Se tenían dos ideas principales: 1) utilizar el esfuerzo creciente alrededor de la primera fractura creada con la primera inyección para desviar al siguiente intervalo; y 2) utilizar los agentes apuntalantes utilizados en el primer intervalo para minimizar la cantidad de apuntalante en el fondo para la porción de la fractura creada en el segundo intervalo; esto cuando se trata de un fracturamiento apuntalado.

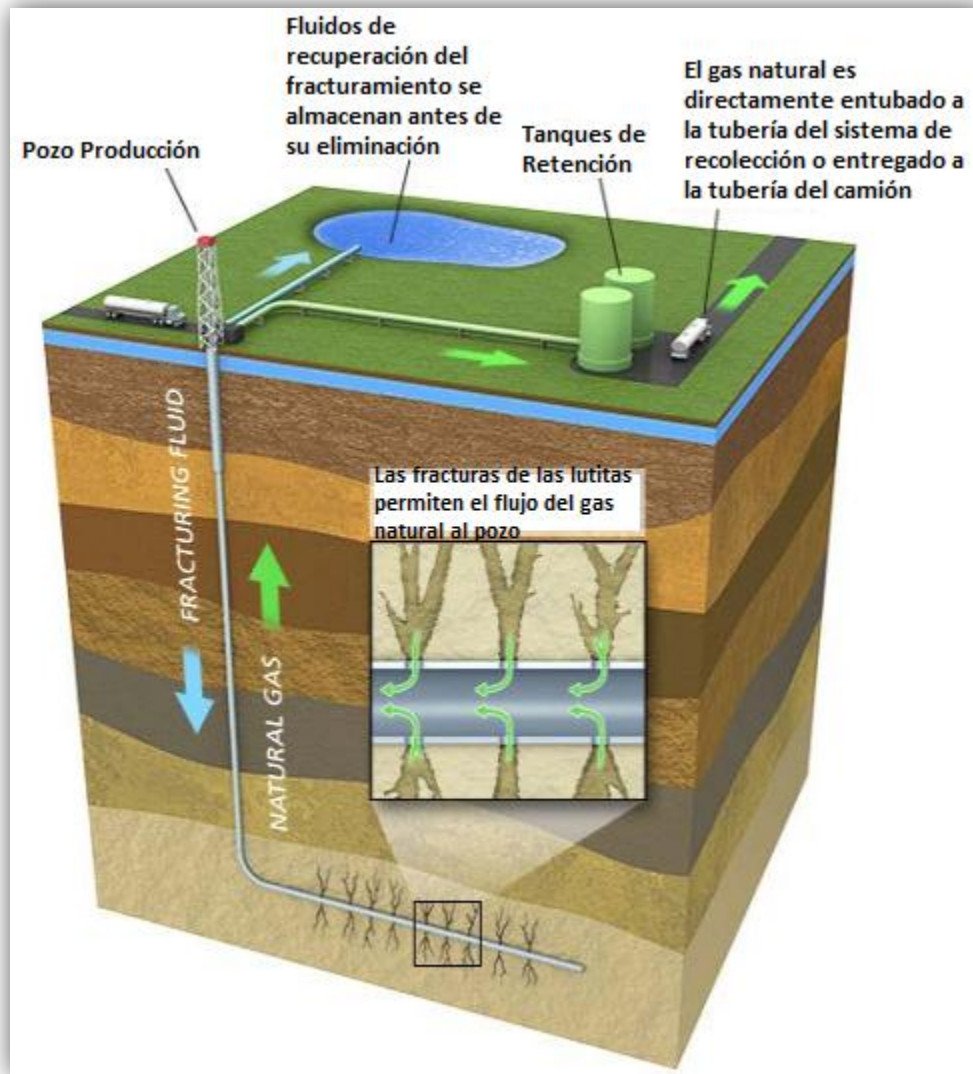


Figura 4.21. Esquematización del fracturamiento multietapa.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

Otros factores que hacen que el fracturamiento multietapas sea considerado una tecnología viable, son la disminución en los costos y tiempo de operación y sobre todo el deseo de aumentar la producción. Cabe destacar que la disminución de los costos radica en que se realiza un solo viaje hacia el fondo del pozo, mientras que al hacer un fracturamiento convencional en cada intervalo se tenían que realizar varios viajes hacia el fondo del pozo, de uno a dos viajes por etapa, aumentando así, el tiempo de operación y de esta forma aumentando los costos. En la última década se han probado numerosas técnicas y métodos, para lograr minimizar costos y tiempo sin que sea afectado el gasto de producción. Una de esas técnicas fue el fracturamiento multietapas, la cual ha tenido gran aceptación entre operadores y compañías de servicio alrededor del mundo.

La estimulación o fracturamiento multietapas, ofrece varias opciones de tratamiento para los diferentes tipos de terminaciones, condiciones y tipos de pozo, estos métodos constan de diferentes herramientas o técnicas. Ésta tecnología se utiliza en pozos nuevos o en campos maduros, con la finalidad de mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento. El fracturamiento hidráulico se puede realizar de diferentes maneras, dependiendo del diseño y terminación del pozo.

El fracturamiento multietapas ha sido implementado en más de 6000 pozos en 18 países. Para muchos de los pozos que necesitaban dicha tecnología, hubo una reducción significativa del tiempo de no-producción (NPT), lo cual ayuda a reducir costos, incluso si se requiere fracturar más etapas.

Actualmente, hay hasta 20 diferentes procesos de estimulación o fracturamiento multietapas, que cubren todos los tipos de terminaciones de pozos; estos procesos se han utilizado para ayudar a optimizar la producción de los pozos con diferentes en terminaciones y en múltiples intervalos.

El procedimiento más común para realizar un fracturamiento hidráulico o estimulación, en pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad, tiene que contar con los siguientes aspectos para obtener el mayor éxito posible^{xv}:

- Pozo con casing cementado
- Realizar las perforaciones con pistolas TCP
- Realizar el fracturamiento bombeando los fluidos a través del espacio anular.
- Dejar fluir el pozo para recuperar los fluidos.
- Limpiar el casing utilizando TF o tubería articulada.
- Aislar la fractura con un Tapón Puente.
- Utilizar pistolas TCP para perforar el siguiente intervalo superior.

Es importante tener en cuenta, que cada una de las etapas puede diseñarse y determinarse el bombeo específico, dependiendo de las condiciones del yacimiento y de la zona en la que se va a efectuar el fracturamiento. La distancia entre cada una de las fracturas puede variar, especialmente cuando el operador tiene información para indicar que parte de toda la formación, y de la sección horizontal, es la indicada para aplicar el tratamiento.

4.6.2 Evaluación de la fractura en formaciones de lutitas con aceite

La aplicación de la micrisísmica permite modelar la arquitectura de la terminación y sus áreas de drene, así como la distribución de esfuerzos, que dan como resultado diferencias significativas en la recuperación de hidrocarburos, a través de diferentes patrones de drene.

Adicionalmente la microsísmica en tiempo real, permite monitorear los procesos de estimulación mientras estos suceden y detectar las trayectorias de flujo a través de las fracturas.

Los modelos de flujo pueden determinarse conociendo la distribución de esfuerzos inducidos y el patrón de distribución volumétrica de las fracturas.

4.6.3 Agua requerida en el fracturamiento

El rango de etapas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales puede oscilar entre 6 y 12, según criterios de diseño para un pozo en particular. Como un fluido típico de fracturamiento para aplicaciones en lutitas, es 99.5% agua y arena y el otro 0.5% son aditivos que varían según el pozo y el operador.

Los volúmenes de agua requeridos pueden oscilar entre 7,570 m³ y 22,710 m³ de acuerdo al número de etapas y diseño de la fractura, un valor aproximado de agua necesaria para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico en formaciones de lutitas es de 11,355 m³.

Después de que se realizó el fracturamiento hidráulico, parte del fluido es retornado a la superficie (flowback) y este volumen oscila entre el 20 y el 80% del volumen inyectado. El agua recuperada puede ser reciclada para su reutilización en nuevas operaciones o ser reintegrada en pozos de inyección. Reutilizar los volúmenes de agua de retorno, es un esfuerzo importante en el proceso de la administración de este recurso, ya que es un elemento clave en el proceso productivo.

Es de suma importancia considerar aspectos de disponibilidad del agua, su manejo y transporte, disposición y regulaciones aplicables.

4.6.4 Desventajas del fracturamiento hidráulico

A. Contaminación de Aguas Superficiales y Subterráneas

Estudios realizados en Estados Unidos abordan algunas de las preocupaciones ambientales sobre la estimulación hidráulica, con especial énfasis en los efectos que esta produce en el agua subterránea.

Científicos de la Universidad de Duke están llevando a cabo investigaciones en las cuales se analizan muestras de agua cerca de sitios de estimulación por fractura en Pennsylvania y Nueva York. El estudio^{xvi}, que ya lleva tres años, se realiza recogiendo muestras de agua de pozos

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

privados y de aguas superficiales, y se analizan las concentraciones de hidrocarburos, isótopos y radio nucleídos. Encontrando que pozos privados a menos de un kilómetro de los sitios de estimulación tenían una mayor probabilidad de tener trazas de gas metano. Sin embargo, no todos los pozos dentro de un kilómetro de sitios de estimulación contenían metano, y algunos de los pozos que están a más de un kilómetro de los sitios contienen trazas de este gas, probablemente de fuentes naturales. La conclusión del estudio es que no se ha podido establecer una relación directa con el contenido de metano en pozos de agua, ni determinar si proviene de fuentes naturales o de las operaciones de estimulación hidráulica.



Figura 4.22. Impacto ambiental a consecuencia de la necesidad de agua en una cuenca de Estados Unidos de aceite en una formación de lutitas.

B. Utilización de Agua

Otra gran preocupación relacionada con la fracturación hidráulica es la demanda de agua utilizada en el proceso. Si bien las operaciones de estimulación requieren de volúmenes de agua mayores que los métodos “convencionales”, en el estado de Texas, en el año 2011 y con un promedio de 450 equipos de perforación en servicio, el uso total de agua para las operaciones de estimulación hidráulica representó el 0,046% del total de agua consumida.

Los datos reales revelan que en el mes de octubre de 2012 en Argentina, había un total de 64 equipos de perforación con sólo 3 equipos trabajando. En el caso hipotético de que en un futuro existieran 10 equipos de perforación trabajando de manera continua, se requerirían 0,17 m³/seg. Este es el equivalente al consumo de agua para la producción de 110 hectáreas de ajo.

C. Sismicidad Inducida

La posibilidad de que la estimulación hidráulica genere mayor sismicidad también ha provocado extensos debates. Expertos estadounidenses han sostenido que la sismicidad inducida, en la mayoría de los casos, fue causada por cambio de presión de poro o un cambio en la tensión en el

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

subsuelo alrededor de fallas con propiedades específicas. Se demostró que el uso de tecnologías diseñadas para equilibrar la cantidad de líquido inyectado en la roca, con la cantidad extraída era menos propensa a causar sismicidad inducida. En general, el estudio concluyó que la estimulación por fracturación hidráulica no representa un alto riesgo de inducir fenómenos sísmicos perceptibles.

Para combatir estas desventajas se adaptarán tecnologías en las actividades de impacto ambiental y social, tales como las siguientes^{xvii}:

i. Manejo adecuado del agua

Incluye métodos para la calidad del agua para fracturamiento hidráulico, métodos para el tratamiento de aguas residuales congénitas y efluentes del fracturamiento hidráulico (“flowback”), procedimientos de evaluación de contaminación de agua subterránea y modelos de dispersión destino y transporte de contaminantes, procedimientos de pruebas de tratabilidad estáticas y dinámicas para selección y control de los procesos de tratamiento de aguas y la adaptación de tecnologías para el transporte, manejo y disposición de lodos generados por los tratamientos.

ii. Monitoreo de la calidad del aire

Teledetección de contaminantes atmosféricos peligrosos y gases de efecto invernadero, así como sistemas autónomos o teledirigidos para el monitoreo atmosférico mediante medición de trayectoria abierta (Open Path Fourier Transform Infrared, OPFTIR).

iii. Manejo inadecuado de materiales y residuos peligrosos

Se creó un cuidadoso manejo integral de materiales y residuos peligrosos generados en el proceso de fracturamiento hidráulico.

4.7. Métodos de Explotación de crudo pesado

Con finalidad de esquematizar la ubicación del tipo de petróleo obtenido de las formaciones de lutitas, para comprender su dificultad de recuperación y los métodos de explotación que deben sufrir para obtener el petróleo deseado, se realizó la **Tabla 4.2**.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

| Grupo | Tipo | Viscosidad | °API | Comentario |
|-------|--------------------------------------|--|-------------------------------------|--|
| I | Petróleo Pesado Mediano | $100\text{cPo} > u > 10\text{cPo}$ | $25^\circ < \text{°API} < 18^\circ$ | Es móvil a condiciones de yacimiento (@c.y.) |
| II | Petróleo Extrapesado | $10,000\text{cPo} > u > 100\text{cPo}$ | $20^\circ < \text{°API} < 7^\circ$ | Es móvil @c.y. |
| III | Arenas Bituminosas (Tar Sands) | $U > 10,000\text{cPo}$ | $12^\circ < \text{°API} < 7^\circ$ | No es móvil @c.y. |
| IV | Aceite en Lutitas (Oil Shale) | --- | --- | Recuperable sólo por Minería |

Tabla 4.2. Clasificación de los petróleos no convencionales. Fuente “Canada’s Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply”^{xviii}.

De los grupos mostrados, en la actualidad se denominan hidrocarburos líquidos no convencionales, a los tres últimos grupos (grupos II, III y IV). En la actualidad existen tres métodos que están siendo utilizados en el mundo, para la producción de crudos pesados.

Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos principales, según la temperatura. Esto debido a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad, depende significativamente de la temperatura; cuando se calientan, los petróleos pesados se vuelven viscosos. Como se muestra en la **Figura 4.23** existe una relación entre la viscosidad y la temperatura, aunque cada petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen poseen su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.

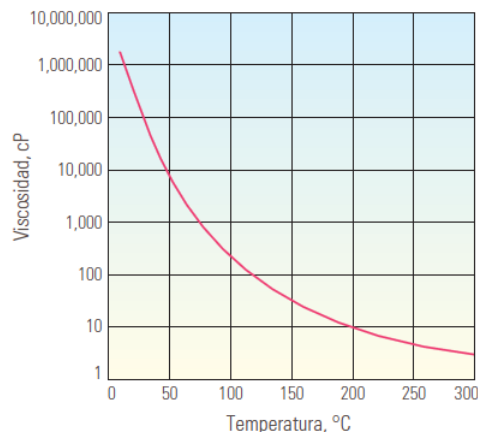


Figura 4.23. Relación entre la viscosidad y la temperatura.

4.7.1. Métodos en frío (Cold Methods)

Los métodos de producción en frío (es decir, aquellos que no requieren de fuentes de calor) pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos verticales convencionales, por producción primaria en frío. Se prefiere los métodos de producción en frío, donde:

- a) La viscosidad en los yacimientos es relativamente baja,
- b) Las condiciones del yacimiento son favorables (alta temperatura, alta permeabilidad, alta porosidad).

4.7.2 Métodos de Inyección de Vapor

Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. Entre las ventajas de los métodos termales se encuentra que el factor de recuperación es mayor que con los métodos en frío (exceptuando el método de minería), aunque los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua son elevados.

I. Inyección de vapor (Steam injection)

La viscosidad del petróleo se puede reducir si se incrementa la temperatura, lo cual puede ser lograda por inyección de vapor. Existen varios métodos específicos que usan inyección de vapor.

I. Inyección continua de vapor (Steam flood)

El vapor se extiende a través del yacimiento hacia los pozos productores. La inyección de vapor incrementa la presión del yacimiento lo cual hace que el petróleo fluya mucho mejor hacia los pozos.

I. Soporte por Inyección Cíclica de vapor (Cyclic steam support -“CSS”)

También conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor. En este caso, como se observa en la **Figura 4.24**, se inyecta vapor en un pozo que se aplica en etapas, primero se inyecta vapor, luego, durante el período de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. También se conoce con el nombre de método “huff and puff”. El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30%, posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados.

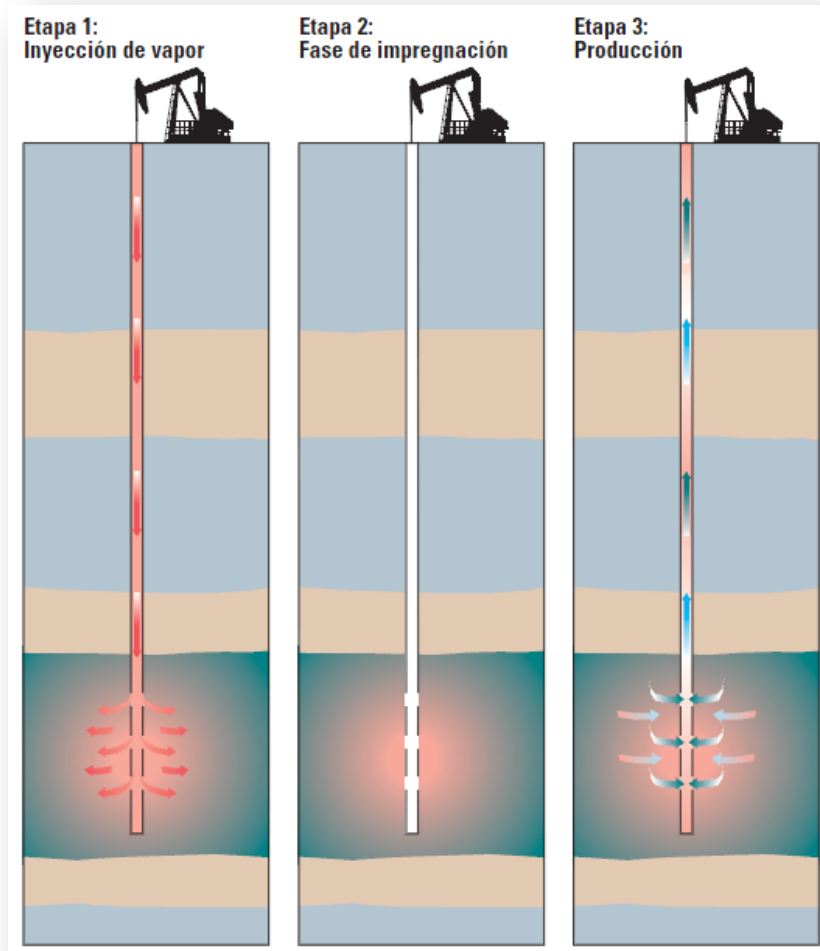


Figura 4.24. Esquematación de la estimulación cíclica por vapor (CSS), un método de un solo pozo que se aplica en etapas. Primero, se inyecta vapor (figura de la izquierda). Luego, el vapor y el agua condensada calientan el petróleo viscoso (figura del centro). Por último, el petróleo y el agua calentados son bombeados a la superficie (figura de la derecha). Luego, el proceso se repite.

4.7.3 Minería (Mining)

El método original de recuperación de petróleo en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería es llevado a cabo en minas a cielo abierto, como por ejemplo Canadá, aunque también se ha recuperado petróleo por minería subterránea como en Rusia. Este método tiene un factor de recuperación mayor al 80%, aunque solo es factible en áreas donde los sedimentos que suprayacen al yacimiento son relativamente delgados.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

Las lutitas que contienen aceite, una vez extraído éste, no tienen valor comercial, pero idealmente las lutitas usadas se regresan a la mina, rellenas y ayudando a preparar el área para la recuperación de tierras.

4.8. Obtención de crudo a partir de las lutitas con aceite

Algunos problemas técnicos deben ser superados para el uso a gran escala del aceite de lutitas en el futuro. La composición del petróleo que se obtiene de las formaciones de lutitas es diferente a la del petróleo convencional y por lo tanto los líquidos provenientes de lutitas no pueden ser utilizados como sustitutos directos del petróleo. El petróleo obtenido de las formaciones de lutitas tiene menos carbón e hidrógeno y más nitrógeno, oxígeno y algunas veces más sulfuro que el petróleo.

Las operaciones de refinación de petróleo tendrían que ser modificadas para utilizar el aceite obtenido de las lutitas. Se debe adicionar hidrógeno al petróleo durante el proceso.

El aceite en las lutitas es producido a partir de las fracturas que contienen las formaciones de lutitas. En este caso, la lutita es la roca generadora, la roca almacén y la roca sello. Las lutitas con aceite contienen más kerógeno que la roca fuente, pero menos que el carbón. El aceite obtenido en las formaciones de lutitas a pesar de tener la ventaja de encender y quemarse con una llama similar a un carbón con un alto contenido de materia volátil, no representa interés como combustible sólido. El interés principal está en la posibilidad de convertirlo a combustible líquido.

En la naturaleza, la mayoría de las rocas generadoras pueden requerir millones de años para la generación de petróleo a temperaturas entre los rangos de 100°C y 150°C. Pero el proceso puede ser acelerado si se calienta la roca, de un modo más rápido y alcanzando temperaturas más altas; generando así hidrocarburos líquidos en un tiempo mucho más corto. El “aceite de lutitas pobre” contiene cerca del 4% de kerógeno. Cuando se calientan a 350°C o 400°C, se obtienen cerca de 6 galones de petróleo por tonelada. El “aceite de lutitas rico” puede contener hasta 40% de kerógeno y rendir cerca de 50 galones de petróleo por tonelada.

En la **Figura 4.25** se enlistan las estimaciones de reservas de aceite en lutitas a nivel mundial, se observa que Estados Unidos está ubicado en el segundo lugar en el mundo al contar con 58 miles de millones de barriles técnicamente recuperables de aceite en lutitas, esto es más que las reservas probadas del petróleo en ese país, ya que en este año 2014 Estados Unidos cuenta con 35 miles de millones de reservas probadas de petróleo convencional. Las mayores reservas conocidas de hidrocarburos de esta clase son los yacimientos de Green River Shale en Wyoming, Colorado y Utah. Lo mismo ocurre en México, ya que según el “Reporte de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012”, publicado en marzo de 2012 por la compañía PEMEX arroja como resultado que México cuenta con 13.81 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas, mientras que la IEA contabiliza que México posee 13 miles de millones de barriles técnicamente recuperables de formaciones de lutitas.

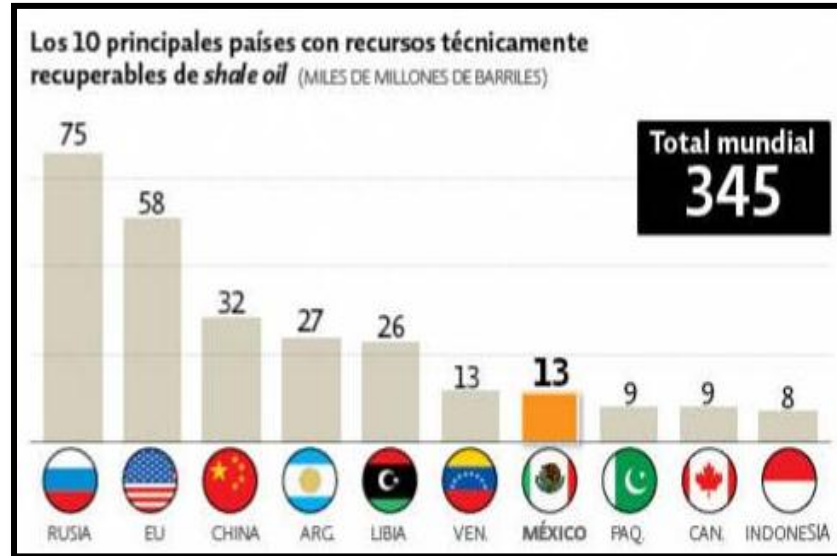


Figura 4.25. Estimación de reservas de aceite en lutitas a nivel mundial según la Energy Information Administration (EIA) publicado el 9 de junio de 2013^{xix}.

La explotación del aceite de lutitas se lleva a cabo utilizando técnicas de minería similares a los métodos usados en la explotación del carbón. El petróleo es recuperado calentando las lutitas en ausencia de aire a la temperatura de 500°C o más. Con este método del 75 al 80% del kerógeno se convierte en petróleo.

La transformación de un volumen de roca en un volumen de petróleo recuperable requiere que se cuente con información sobre las propiedades de las lutitas con contenido de aceite, tales como contenido y concentración de materia orgánica, que pueden variar considerablemente dentro de un yacimiento.

4.8.1 Minería Subterránea

El aceite en lutitas puede ser extraído por minería subterránea, usando el método de “room and pillar”; aunque en general la minería de superficie es lo más eficiente para minería de aceite en lutitas (Oil Shale). La minería “room and pillar” puede recuperar cerca del 60% del aceite en lutitas in-situ para capas de no más de 100 pies de espesor, un ejemplo de este tipo de formaciones son las encontradas en el área sur de la Cuenca Piceance y en parte de la Cuenca Uinta, pertenecientes a Estados Unidos. Sin embargo, muchos de los recursos de aceite en lutitas de alto grado, forman depósitos más o menos continuos desde 500 a más de 2,000 pies de espesor. Si se aplicará el método de minería “room and pillar” en la parte central de la Cuenca Piceance resultarían bajos los niveles de recuperación del recurso, en general, menos del 20%, y en algunos casos menos del 10%.

4.8.2 Extracción de aceite en lutitas en superficie

La extracción del aceite proveniente de las formaciones de lutitas es más compleja que para la extracción de aceite convencional. Los hidrocarburos en las lutitas están presentes en forma de sólidos o materiales bituminosos y no pueden ser bombeados directamente a la superficie desde el yacimiento. La roca debe ser calentada a una alta temperatura y el líquido resultante debe ser separado y recolectado. El proceso de calentamiento se le denomina “retorting”. Los procesos para producir petróleo de lutitas (ShaleOil) generalmente caen en uno de dos grupos: Minería, ya sea de subsuelo o de superficie y de reorting en superficie o in-situ.

En este concepto, como se muestra en la **figura 4.26**, el aceite de lutitas es trabajado con métodos de minería convencional y transportado a una planta de retorting (calentamiento). Después de calentar y remover las partículas sólidas, el producto líquido es “upgraded”, es decir que es llevado a refinación, en este caso específico del aceite que proviene de formaciones de lutitas, para producir un crudo sustituto, que pueda ingresar a los oleoductos e infraestructura de refinerías. Después del retorting, la lutita usada es enfriada y utilizada para otros fines.

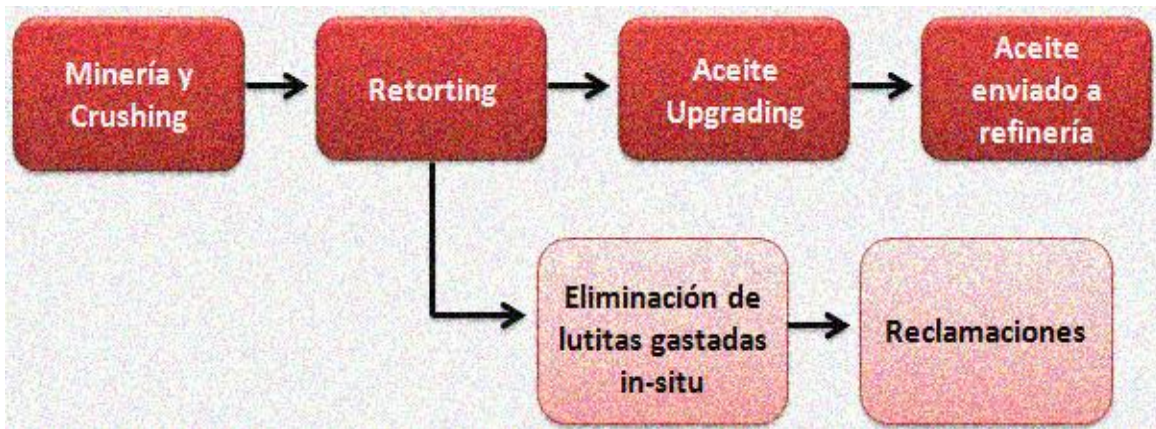


Figura 4.26. Esquema de la extracción del aceite en lutitas.

4.8.3 Minería de Superficie

La minería en superficie puede recuperar porcentajes más altos del recurso in-situ. Pero el espesor de los depósitos de lutitas que contienen aceite, el espesor de formaciones de lutitas que recubren el espesor de interés y la presencia de agua en el subsuelo, pueden dificultar la minería superficial. Por ejemplo, la sección de aceite en lutitas en el centro de la Cuenca Piceance tiene más de 1,000 pies de espesor de lutitas que recubren el espesor de interés y el 2,000 pies de espesor donde se contiene el aceite de lutitas. Más del 80% del recurso dentro de la Cuenca Piceance está cubierto por más de 500 pies de espesor de lutitas sin valor orgánico; la minería de estos depósitos cubierto por este gran espesor de requerirá de grandes minas.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

La relación espesor de lutitas sin contenido orgánico y lutitas con contenido de aceite es 1:2, lo cual presenta un ratio altamente favorable (es decir, ratio de masa de material removido a masa del aceite en lutitas removido). Como punto de comparación, las minas de carbón en superficie, tienen un ratio de 10:1 y son a menudo económicas.

Las plantas comerciales de aceite en lutitas deberían estar diseñadas para producir por lo menos 50,000 bl/d y podrían llegar hasta 100,000 bl/d. Como mínimo, una mina diseñada para servir a tales plantas necesitará una producción anual de más de 25 millones de toneladas. Una mina "room and pillar", fue diseñada y parcialmente desarrollada para una escala comercial (Colony Oil Shale Project) en los 1980s. Como mina de superficie, los ingenieros no encontraron problemas técnicos con la mina. En la mayor mina de carbón superficial que opera en Campbell County, Wyoming, tan solo 25 millones de toneladas representan un tercio de su producción total.

4.8.4 Retorting de Superficie

El retorting de superficie involucra moler las lutitas con aceite y hacer un retorting (calentamiento) aproximadamente de 900 a 1,000 °F. El recipiente en el cual ocurre este calentamiento se le llama "retort", es por esto que al procedimiento se le llama "retorting". El petróleo caliente que sale del "retort" no es estable y debe ser enviado directamente a una planta Upgrading para un proceso catalítico con hidrógeno para remover impurezas y producir un producto estable. Este petróleo estable puede ser usado como un feedstock de refinería y debe competir favorablemente con petróleos crudos livianos y dulces. Una planta de aceite en lutitas operando a una escala comercial, esto es produciendo un mínimo de 50,000 bl/d, requiere incorporar múltiples "retort". Debido a que el tiempo de permanencia del aceite obtenido de lutitas en la zona caliente de la "retort" es cerca de media hora, es de suma importancia diseñar una "retort" correctamente dimensionada para producir 50,000 bl/d de petróleo, para contener más de 1,500 tons de aceite de lutitas.

Varias tecnologías de retorting de superficie fueron desarrolladas. En estados Unidos durante 1970 y 1980 se hicieron pruebas piloto de ésta técnica. Usando una combinación de soporte de precio y crédito tributario, Union Oil Company (hoy llamada Unocal) construyó una planta comercial de "retort" simple con una capacidad de diseño de 9,000 bl/d en un terreno privado en la Cuenca Piceance. Esta planta tuvo varios problemas de funcionamiento, produciendo a una tasa promedio del 50% de su capacidad de diseño. La planta Unocal terminó operaciones en 1991, debido a los altos costos para su modificación.

También en un terreno privado de la Cuenca Piceance, un consorcio liderado por Exxon y TOSCO Corporation inició en 1980 la construcción del proyecto "Colony Oil Shale". Esta planta fue diseñada para producir 47,000 bl/d usando minería "room and pillar" y el "retort" TOSCO II. El éxito de este sistema nunca fue probado debido a que el proyecto Colony fue cancelado durante su construcción en mayo de 1982, en respuesta, según Exxon, de la caída de los precios del crudo.

Por muchos años, el retorting de superficie de aceite en lutitas ha sido usado para producir crudo sustituto en Brasil, China y Estonia. En la actualidad una pequeña planta puede aún estar operando en Rusia. Todas las plantas en actual operación son pequeñas, con una producción mundial entre 10,000 a 15,000 bl/d.

4.8.5 Extracción de aceite en lutitas in-situ.

4.8.5.1 Retorting *In situ*

El Retorting in-situ considera calentar el aceite en formaciones de lutitas en el lugar, extraer el líquido del subsuelo y transportarlo a una facilidad upgrading (refinería). Varios conceptos y metodologías de retorting in-situ fueron investigados durante 1970 y 1980. Los principales métodos involucraron la quema de una porción del aceite en lutitas subterráneo para producir el calor necesario para el retorting del aceite en lutitas remanente. Muchos de estos trabajos no fueron exitosos, encontrando principalmente serios problemas en mantener y controlar el proceso de combustión subterráneo.

❖ Desventajas del uso del método Retorting.

Las limitaciones y desventajas del proceso de retorting utilizado en las formaciones de lutitas con contenido de aceite pueden resumirse en lo siguiente:

- 1) Las lutitas para el retorting de superficie deben de ser minadas y transportadas a la planta de procesamiento, lo cual puede causar un daño al medio ambiente en adición al costo de transporte.
- 2) Cualquier método de retorting requiere grandes gastos de energía térmica, la cual puede ser sustituida por energía eléctrica, combustión de gas, u otra fuente de energía. Incluso el retorting in-situ requiere alguna fracción de energía contenida en los combustibles producidos del aceite de lutitas, lo cual disminuye la producción neta de energía.
- 3) El retorting no es un método eficiente para la liberación de materia orgánica atrapada en las lutitas con aceite. Por ejemplo, las lutitas que producen 25b galones de aceite por cada tonelada de roca por el método de retorting, podrían llegar a producir 40 galones por cada tonelada si todo el kerógeno disponible fuera removido.
- 4) Las técnicas presentes de retorting requieren altas temperaturas (cercas a 550°C), estas temperaturas altas y la presencia de minerales en las rocas causan la formación de químicos orgánicos, los cuales son difíciles de refinar a combustibles. Adicionalmente, estas temperaturas, por otro lado, queman una gran cantidad de materia orgánica útil.
- 5) El retorting produce grandes volúmenes de desechos de roca, los cuales sufren un incremento de volumen (cerca del 10%) durante el proceso.
- 6) Hallazgos preliminares realizados por el Instituto de Investigación de Denver han mostrado que los resultados de retorting en la formación contiene grandes cantidades de componentes cancerígenos en el humo producido por quemar la formación.
- 7) A temperaturas elevadas la deshidrogenación (perdida de átomos de hidrógeno) de los hidrocarburos ocurre antes de la aromatización. Como consecuencia, grandes cantidades de hidrógeno tienen que ser usados durante un proceso subsecuente de refinación.

En conclusión, el proceso de retorting puede no ser un método eficiente de recuperación de aceite en formaciones de lutitas. Consecuentemente, hay una gran necesidad por la búsqueda y

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

desarrollo de alternativas económica y ambientalmente favorables para la recuperación de aceite en lutitas, sin embargo, hoy en día con el uso del retorting se obtiene la mayor recuperación de aceite y hasta que no aparezca otro método, éste seguirá siendo utilizado por mucho tiempo más.

4.8.5.2 Conducción térmica *In-Situ*

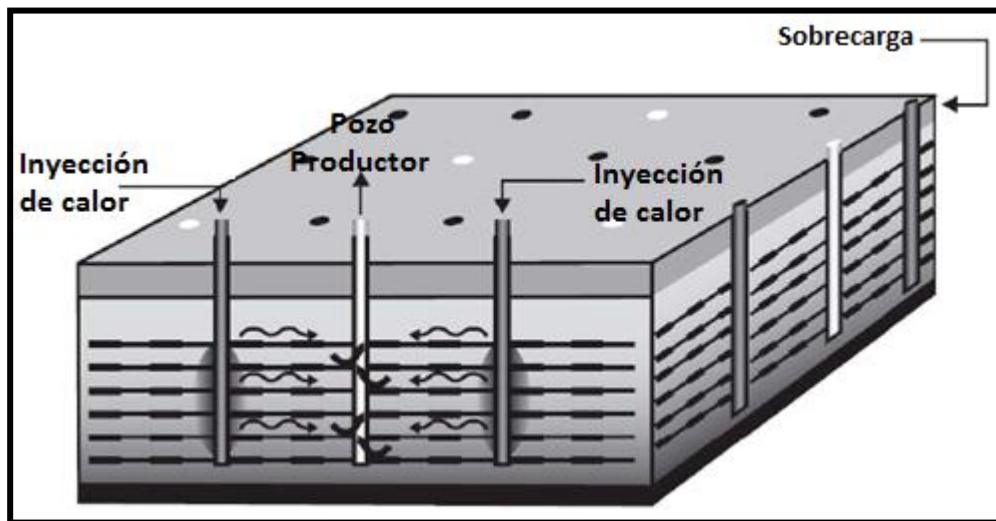


Figura 4.27. Esquema del retorting “In-Situ Conversion Process” desarrollado por la compañía Shell. Fuente Compañía Shell Exploración y Producción, 2005.

En los inicios de 1980, investigadores de Shell investigaron un tipo diferente de retorting in-situ, al que llamaron In-Situ Conversion Process. En el concepto de Shell, un volumen de lutita es calentado por calentadores eléctricos colocados en pozos verticales a través del espesor entero (más de 1,000 pies) de la sección de aceite en formaciones de lutitas. Para obtener calor sobre un marco razonable de tiempo, se deben perforar entre 15 a 25 pozos de calentamiento por acre. Después de calentar por 2 a 3 años, el volumen objetivo del depósito alcanzará una temperatura entre 650 a 700 °F. Este bajo calentamiento a temperatura relativamente baja (comparada con los más de 900 °F en retorting de superficie) es suficiente para causar el cambio físico y químico requerido para sacar al petróleo de la lutita. Sobre una base energética, solo 2/3 del producto obtenido es líquido y 1/3 es un gas similar en composición al gas natural. El producto obtenido es recolectado en pozos perforados dentro de la zona de calentamiento. En la **Figura 4.27** se esquematiza el proceso de conversión del retorting desarrollado por la compañía Shell.

Acorde con Shell, el petróleo producido por la tecnología In-Situ Conversion Process será químicamente estable y consiste sólo de fracciones destilables de petróleo. Por lo tanto, el petróleo será materia prima y puede ser enviado directamente a las refinerías, en contraste con el retorting de superficie, que no requiere upgrading.

4.8.6 Métodos de recuperación bioquímicos

En general, cualquier interacción de agentes biológicos con la matriz de las lutitas que contienen aceite, independientemente de si es bioquímico, químico o físico, se denomina biolixiviación o lixivación bacteriana, que es un proceso natural de disolución, ejecutado por un grupo de bacterias que tienen la habilidad de oxidar minerales sulfurados, permitiendo la liberación de su contenido metálico. La principal preocupación es la biodegradación y la biodesintegración de los componentes inorgánicos en la matriz de las lutitas con aceite. El vínculo entre orgánico e inorgánico puede ser interrumpido por microorganismos que causan que los componentes orgánicos se separen. El principal inconveniente de la biolixiviación es la gran cantidad de agua que es requerida para que se lleve a cabo este proceso.

Se conoce que los componentes inorgánicos de las lutitas con aceite varían considerablemente. Se recomiendan diferentes técnicas de biolixiviación con la variación de la composición mineralógica de las lutitas con aceite. Por ejemplo en la Formación Green River, la concentración de carbonatos es inusualmente alta y esto es accesible fácilmente para la producción de bacterias^{xx}. Por otro lado, las lutitas con aceite de Suiza (llamadas "kolm"), contienen un mayor grado de uranio (contenido de uranio = 0.01% aproximadamente) puede ser desintegrado fácilmente por oxidantes microbianos, como peróxido de hidrógeno^{xxi}.

Actualmente la estabilidad de los sedimentos se rige por el pH (potencial de hidrógeno) y el Eh o ORP (potencial de óxido reducción); la depositación y disolución de muchos minerales son controlados por éstos dos. Por ejemplo las piritas y las calcocitas son inestables a altos valores de Eh. Las calcitas son inestables a valores bajos de pH. Una combinación adecuada de pH y Eh puede hacer que los silicatos o clays sean solubles. Algunas bacterias parecen descomponer a los silicatos. Los combustibles bioquímicos son un excelente ejemplo de los cambios de potencial de reducción causado por métodos microbianos.

Las lutitas con aceite de la Formación Green River, contienen grandes cantidades (aproximadamente del 50%) de carbonatos solubles en ácido, los cuales son susceptibles a la degradación por la producción de ácido por bacterias. La erosión de los minerales de las lutitas con aceite por bacterias puede llevar a la liberación parcial de kerógeno y facilita su producción enormemente de cualquier método de minería o calentamiento.

Investigadores de la Universidad de California han usado especies específicas de bacterias para descomponer los minerales de la matriz de las lutitas de la Formación Green River para la extracción de aceite, este método ha resultado ser satisfactorio con una mayor recuperación de aceite.

Bibliografía Capítulo 4

- ⁱ Felix Joao, Alboudware H. y Taylor Shawn. "La importancia del petróleo pesado". Oilfield Review. Schlumberger. Otoño 2012.
- ⁱⁱ Junta Nacional de Energía de Canadá. "Energy Market Assessment, Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015: An Update". Junio, 2006.
- ⁱⁱⁱ Dyni J. R. "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits".
- ^{iv} Zoback M. "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. Nueva York. 2007.
- ^v Méndez Castro Armando. "Aspectos de Producción". Taller de Hidrocarburos en lutitas. Instituto Mexicano del Petróleo. Octubre, 2013.
- ^{vi} Kleinberg R., Leu G., Seleznev N., Machlus M., Grau J., Herron M., Day R., Burnham A. y Allix P. "Oil Shale Formation Evaluation by Well Log and Core Measurements". Presentado en el Simposio sobre Lutitas Petrolíferas, Escuela de Minas de Colorado, Golden. Colorado, EUA. Octubre, 2010.
- ^{vii} Barson D., Christensen R., Decoster E., Grau J., Herron M., Herron S., Guru U., Jordán M., Maher T., Rylander E. y White J. "Espectroscopía: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables". Oilfield Review 17, no. 2. Octubre, 2005.
- ^{viii} Grau J., Herron M., Herron S., Kleinberg R., Machlus M., Burnham A. y Allix P. "Organic Carbon Content of the Green River Oil Shale from Nuclear Spectroscopy Logs". Presentado en el Simposio sobre Lutitas Petrolíferas, Escuela de Minas de Colorado, Golden. Colorado, EUA. Octubre, 2010.
- ^{ix} Dorronsoro Urrutia C. y González G. "Aplicación de los métodos de pirolisis rock-eval y Fisher al estudio de materia orgánica contenida en rocas sedimentarias". Estudios geológicos. España. 1987.
- ^x Fredd N. y Fogler H. "Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media: Influence of Transport and Reaction". Artículo de la SPE 56995, SPE Journal 4, no. 3. Septiembre, 1999.
- ^{xi} Samuel M y Sengul M. "Stimulate the Flow". Middle East & Asia Reservoir Review no. 3. 2003.
- ^{xii} Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A. y Aguilar A. "Results of a Cyclic Steam Injection Pilot Test in the Samaria Neogene: An Innovative Experience for the Mexican Oil Industry". Artículo SPE-WVS-045. Venezuela. Octubre, 2011.
- ^{xiii} Almanza Carlos, Caicedo Sebastián, Castro Camilo y Sánchez Carlos. "Fracturamiento hidráulico". Universidad de América. 2011.
- ^{xiv} King G. "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?" Artículo SPE 133456, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE. Florencia, Italia. Septiembre, 2010.

Capítulo 4 Explotación del Aceite en Lutitas

^{xv} B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. “CT – Deployed Hydrajet Perforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications”. SPE 100157. Halliburton. 2006.

^{xvi} Según estimaciones de YPF y de Ryder Scott Co. en la Latin Oil & Gas Summit 2012 realizada en Miami. Junio, 2012.

^{xvii} Suro Pérez Vinicio. “Non-conventional oil: A technological approach for exploration, development and exploitation of shale gas-oil”. Instituto Mexicano del Petróleo. Diciembre, 2012.

^{xviii} Söderbergh, Bengt. “Canada’s Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply”. Uppsala University. Uppsala, Suecia. 2008.

^{xix} El Economista. “Reconfigura la IEA mapa global de reservas shale”. Publicado el 10 de junio de 2013. <http://eleconomista.com.mx/industrias/2013/>.

^{xx} J. E. Findley, M. D. Appleman y T. F. Yen. “Degradation of Oil Shale by Sulfur-Oxidizing Bacteria”. Appl. Microbiol. 1974.

^{xxi} J. E. Zajic. “Microbial Biochemistry”. AcademicPress. 1969.

Capítulo 5 Prospectiva Económica del Aceite en Lutitas (Shale Oil).

El negocio de aceite en lutitas es un fenómeno que ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos, especialmente en países con alta población y de economías emergentes, es decir, países que siendo una economía en vías de desarrollo, comienzan a crecer con su propio nivel de producción industrial y sus ventas al exterior; de este modo, aparecen como competidores de otras economías más desarrolladas. Aunque por otro lado, también se puede definir una economía emergente como la situación de un país en la que se pasa de una economía de subsistencia a una de fuerte desarrollo industrial¹.

La contribución de este tipo de yacimientos a la producción mundial de hidrocarburos, especialmente los relacionados con líquidos, comienza a ser notable y es importante establecer estrategias para acceder a este tipo de recursos. En la **Figura 5.1** se observa una proyección realizada para el año 2035, en donde es notable que el desarrollo del aceite proveniente de fuentes de hidrocarburos no convencionales aumentará al doble de lo que se manejaba en el año 2010.

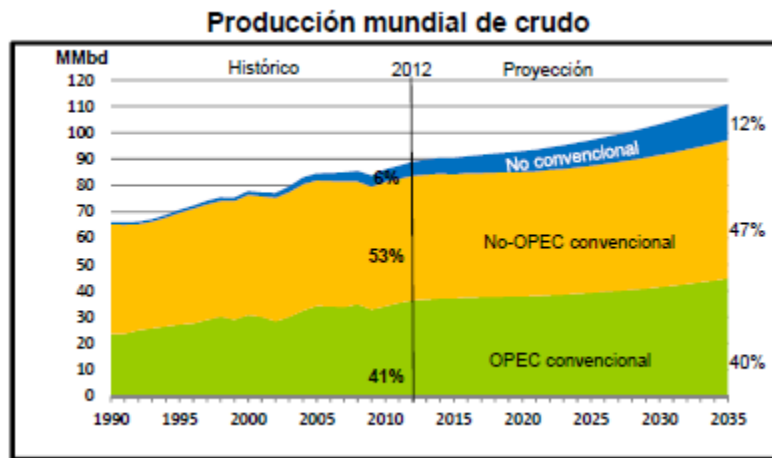


Figura 5.1. Pronostico de producción mundial de crudo para el año 2035. Fuente EIA, Annual Energy early, 2012.

La máxima producción de petróleo en los Estados Unidos alcanzó los 9.6 MMbd en 1970, observándose una declinación hacia el 2008 y una recuperación notable en 2012 con el desarrollo de campos no convencionales de aceite en lutitas. La producción de gas tendrá en el futuro una contribución mayoritaria del gas en lutitas y de gas en areniscas compactas (tight gas). Debido a los bajos precios del gas se está dando un cambio hacia la búsqueda y explotación de yacimientos con mayor contenido de líquidos.

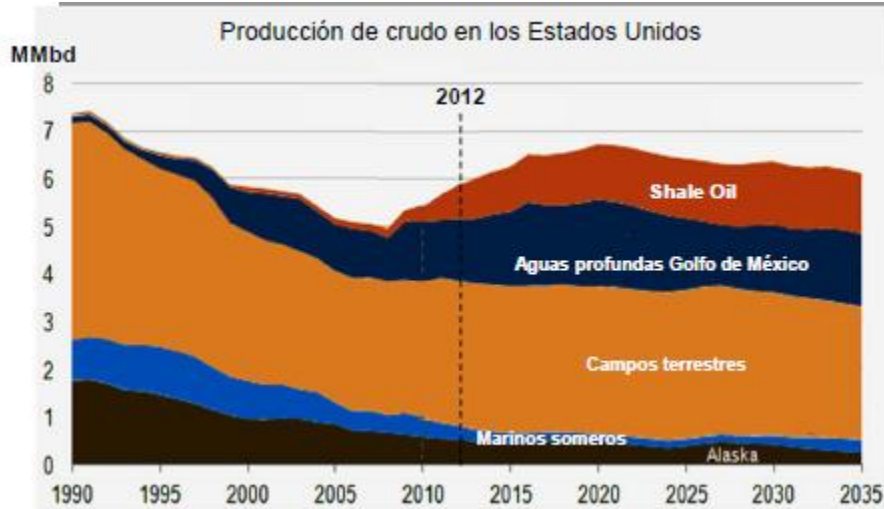


Figura 5.2. Pronostico de producción de crudo en Estados Unidos para los próximos 17 años.
Fuente EIA, Annual Energy early, 2012.

5.1 Costos de extracción.

El costo de la extracción de hidrocarburos ha dependido de cuál es el método que se emplea, ya sea método de superficie o de minería. Una segunda variable es el costo de construir y operar las facilidades de aceite en lutitas que tiene que ser considerado por separado. Lo anterior lo estimó la OTA (Oil Technical Accreditation) en 1979 que una facilidad aceite en lutitas de 50,000 bl/d (basada en tecnología Retorting en superficie) podría requerir una inversión de 1.5 billones americanos de US\$ y los costos de operación estarían entre 8 a 13 US\$/Bl. Usando el índice de costos de Nelson-Farrar, el cual se aplica a la construcción de refinerías de petróleo y se publica en la revista "Oil and Gas Journal" cada trimestre; para ajustar los costos de construcción de las facilidades y costos de operación a dólares en 2004, la inversión sería equivalente a 3.5 billones americanos de US\$, con costos de operación entre 13 a 21 US\$/Bl. Esto excluye el costo de extracción de la lutita. A modo de comparación, el costo de construir una nueva refinería convencional ha sido estimado entre 2 a 4 billones de US\$ (dólares americanos). El costo de operar una refinería (marketing, energía y otros costos) promedia los 6 US\$/Bl.

El "Bureau of Land Management" (BLM) también estimó el porcentaje de regalía que podrían ser para el aceite en lutitas (Shale Oil), basado en comparación de costos de producción para un producto similar. El costo de remover el petróleo de la roca lutita se estima en dos a tres veces mayor que el costo de producir un petróleo convencional de operaciones en tierra. El costo de producción estimada para el aceite en lutitas está en el rango de 37.75 US\$/Bl a 65.21 US\$/Bl. El costo de producción para el crudo convencional es de aproximadamente 19.50 US\$/Bl. La siguiente tabla compara el costo estimado para el crudo convencional con diferentes tecnologías con el costo estimado del petróleo convencional.

| Tecnología | Costo de la producción estimada de aceite en lutitas por barril | Cálculo de regalías basado en la diferencia del costo de un barril de aceite convencional vs aceite en lutitas | Ajuste de regalías del aceite en lutitas (%) |
|--|---|--|--|
| Minería de Superficie | \$44.24 | $\$19.50 / \$44.24 = 44.07\% * 12.5\% = 5.51\% \dots\dots$ | 5.5 |
| Minería Subterránea | \$54.00 | $\$19.50 / \$54 = 36.11\% * 12.5\% = 4.51\% \dots\dots\dots$ | 4.5 |
| Fracturamiento y calentamiento in situ | \$65.21 | $\$19.50 / \$65.21 = 29.90\% * 12.5\% = 3.74\% \dots\dots$ | 3.75 |
| Calentamiento in situ | \$37.75 | $\$19.50 / \$37.75 = 51.65\% * 12.5\% = 6.46\% \dots\dots$ | 6.5 |

Tabla 5.1. Costos de las tecnologías empleadas para la extracción del aceite en lutitas.

5.2 Viabilidad Técnica y factibilidad comercial de Minería y Retorting en Superficie

La investigación y desarrollo que tomó lugar en Estados Unidos entre 1970 y 1980, combinada con operaciones actuales y pruebas recientes, soportan el concepto de que la minería y el retorting de superficie es técnicamente viable para producir significantes cantidades de petróleo, aunque con impactos ambientales potencialmente severos.

5.2.1 Costos de Minería y Retorting de Superficie

Las grandes plantas líderes en la obtención de aceite proveniente de formaciones de lutitas involucran nueva tecnología, lo cual es notorio en un sobre costo, esto se refiere a una situación en la que un proyecto incurre en gastos excesivos de los costos que se esperaban descritos en el presupuesto para el proyecto. El aceite en lutitas tiene una larga historia en el escalamiento de la estimación de costos. Entre los factores que se han identificado que causan estos sobre costos se tiene que:

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

- I. Ninguno de los diseños iniciales estuvo basado en tecnología probada en alguna operación integrada de por lo menos unos pocos miles de toneladas por día.
- II. Muchos de los diseños fueron altamente conceptuales, omitiendo procesos de soporte claves y requerimientos específicos in-situ, tal como una definición detallada de comportamiento ambiental y de infraestructura como caminos, oleoductos, interconexiones eléctricas y campamentos para trabajadores.

La información de costos disponible de los proyectos Colony y Union, así como el diseño de estudios llevados a cabo en 1980, pueden ser escalados para proporcionar un grueso estimado de los costos de capital anticipado para las plantas de retorting en superficie y minería. Considerando el desarrollo de la mina, upgrading y gastos de una modesta infraestructura, y un retorting de superficie para 50,000 bl/d, se incurriría en gastos de capital de entre 5 billones a 7 billones de dólares; en el año 2005, cuando Exxon canceló su proyecto Colony de 47,000 bl/d, reportaron que los costos estimados excedían los 5.5 billones de dólares, hasta cerca de 10 billones de dólares.

En 2005 los costos de operación y mantenimiento para una planta eran entre \$17 y \$23 dólares por barril. La minería de la lutitas con contenido de aceite y los gastos para disponer de la lutita sobrante son los mayores componentes de los costos de operación: los costos de minería son altamente sensibles al lugar, dependiendo de la facilidad de acceso a los depósitos de mayor riqueza. Para operaciones comerciales iniciales, se puede anticipar que la minería de superficie y la minería subterránea, generarán costos de operación similares. Dado estos estimados de costos de capital y de operación, se puede proyectar que el precio del petróleo liviano, con bajo contenido de azufre, tal como el WTI (West Texas Intermediate), necesita estar al menos entre 70 a 95 US\$/bl para que una planta pueda ser rentable.

Existen un número de factores que podrían hacer que la estimación difiera. Los diseños previos para plantas comerciales están basados en cumplimientos con regulaciones ambientales y estándares actuales, especialmente con respecto a las preocupaciones ecológicas. Las plantas futuras de aceite en lutitas probablemente requieran alcanzar mayores niveles de control que aquellas plantas que pudieron haber sido construidas en 1980. Los sistemas de control ambiental han llegado a ser menos costosos y el desempeño ha incrementado significativamente, pero el impacto neto de los costos para implementar tecnologías que reúnan las restricciones actuales, permanece incierto. En adición, las futuras operaciones pueden necesitar cumplir con requerimientos de control ambiental adicional, tal como la implementación de la reducción de dióxido de carbono y emisiones de gas de efecto invernadero.

También, en los últimos 20 años se han efectuado importantes avances técnicos que pueden reducir costos de la minería del aceite en lutitas y retorting de superficie. Lo que ha causado una reducción considerable de los costos ha sido, que se cuenta con equipos mineros de alta capacidad, los avances en la ubicación de explosivos, el incremento de automatización y una mejor gestión de la información.

Los costos deberán reducirse una vez que las primeras plantas comerciales estén operando, además de que lograrán aprendizaje por experiencia. En la industria de procesos químicos, por ejemplo, la expectativa de una rápida reducción de costos a menudo justifica una inversión en plantas marginalmente económicas.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

Después de que se han producido 500 millones de barriles con tecnología nueva, los costos de producción podrían caer a cerca del 50% del costo total para plantas comerciales. Aunque el aprendizaje no está garantizado y dependerá de la atención de la gestión a la investigación y desarrollo, transferencia de información y continuidad organizacional. Para el retorting de superficie, la estimación de reducción de costos después de 500 millones de barriles, está en el rango de 35 a 70%.

Para costos de producción inicial entre 70 a 95 US\$/bl, el aprendizaje basado en la experiencia podría reducir estos costos entre 35 a 48 US\$/bl dentro de los 12 años del inicio de operaciones comerciales del aceite en lutitas. La estimación de los 12 años asume que la capacidad de producción incrementa un promedio de 25,000 bl/d durante cada año después del inicio de la producción comercial. La reducción continuará a medida que la producción acumulada incremente. Por ejemplo, después de un billón de barriles de producción acumulada, los costos disminuirán entre 30 US\$y 40 US\$.

5.3 Viabilidad técnica y factibilidad comercial de la tecnología *In situ*.

Shell ha probado el proceso *in situ* a una escala muy pequeña en la Cuenca Piceance. El rendimiento energético del líquido y gas extraído son iguales a los pronosticados por las pruebas llevadas a cabo. La energía requerida para el calentamiento en éste proceso, es igual a 1/6 de la energía del producto extraído. Estas pruebas han indicado que el proceso puede ser técnicamente y económicamente viable. Este concepto no requiere minería de subsuelo y es capaz de alcanzar altas recuperaciones.

Shell reporta que ha gastado decenas de millones de dólares en desarrollar esta tecnología de conversión in-situ. Shell estima que para llevar a cabo una operación de demostración comercial que produciría cerca de 1,000 bl/d, le costaría entre 150 a 200 MMUS\$.

5.4 Metodología para la estimación de Costos y Suposiciones.

Se define a los costos de capital como todos los desembolsos efectuados después de que se ha tomado la decisión de construir una planta comercial y antes de la producción de productos económicamente vendibles. Los costos de capital no incluyen factores tales como inflación o el valor del dinero en el tiempo debido a que estos efectos se toman en cuenta en los cálculos de flujo de caja descontado. Los costos de capital incluyen tres categorías básicas:

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

- Costos de planta
- Costos de adquisición de terreno
- Costos varios del start-up

Los costos de planta incluyen la preparación del lugar; costos de diseño y construcción para el complejo de producción entero, incluyendo la mina, la sección retort, y las secciones de upgrading del producto; todos los sistemas auxiliares requeridos para control de contaminación y gastos para manipulación y disposición de la lutita residuo; e infraestructura esencial tal como carreteras, campamento para los trabajadores de la construcción, acceso a interconexión eléctrica y agua y oleoductos.

Los costos de operación de la planta son los costos netos asociados a la operación y mantenimiento de la planta (menos cualquier ingreso generado por la venta de productos tales como azufre elemental o amoniaco). Los costos de operación incluyen químicos consumibles, partes de reemplazo, mano de obra, regalías, cuotas y servicios externos, incluyendo mantenimiento periódico a la planta. Para efectos de desarrollar un estimado grueso de los costos de producción, estos son expresados como costos variables (dólares por barril de producto). Los estimados de costos de capital y costos de operación, son expresados en dólares del primer trimestre de 2005, y se han ajustado desde el año original de estimación, usando el índice de precios del Bureau Of Economic Analysis, 2005.

5.4.1 Suposiciones Financieras

La **Tabla 5.2** resume los parámetros claves en la estimación de costos para el petróleo producido de un retorting de superficie. El límite inferior estimado de 70 US\$/bl está basado en el rango inferior del costo de capital y de costos mostrado en la tabla. Por otro lado, el estimado del límite superior de 95 US\$/bl está basado en el rango superior del costo de capital y de operación.

En el análisis de flujo de caja descontado (DCF), el cual es utilizado para valorar un proyecto o a una compañía entera y que determina el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleja el coste de capital aportado; lo cual es de suma importancia, ya que los flujos de fondos en diversos períodos no pueden ser comparados directamente, puesto que no es lo mismo contar con una cantidad de dinero en este momento que en el futuroⁱⁱ. En el análisis se obtuvo que los costos totales de la planta se desembolsan en un periodo de construcción de 5 años y que los costos de adquisición del terreno son incluidos el año inicial de construcción y son estimados en 150 MMUS\$. El catalizador y el inventario químico, partes de reemplazo, costos start-up y capital de trabajo son agrupados y se estiman en 150 MMUS\$. Estos costos se consignan el año final de la construcción.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

| Cálculo del Precio del Producto | |
|---|-----------------|
| Inversiones de Capital (Millones de dólares en 2005) | \$5,000 - 7,000 |
| Costos totales del Plan | \$4,700 - 6,700 |
| Adquisición de terreno | \$150 |
| Comienzo, inventario y Capital de trabajo | \$150 |
| Horario de gastos para el costo total de la planta | |
| Año 1 | 5% |
| Año 2 | 15% |
| Año 3 | 32% |
| Año 4 | 28% |
| Año 5 | 20% |
| Año Inicial de Operación | 6 |
| Vida Operativa Financiera | 30 años |
| Costos de Operación (Dólares por barril en 2005) | \$17 - 23 |
| Tasa Federal | 34% |
| Impuesto de sociedades del Estado | 5% |
| Tasa de retorno (real después de impuestos) | 10% |
| Tasa de utilización del Plan (factor lineal) | |
| Dos años iniciales de Operación | 70% |
| Años 3 al 30 | 85% |

Tabla 5.2. Cálculo del precio del aceite de lutitas obtenido por medio de un retorting de superficie.
Fuente Carrillo Barandiarán Lucio. "Esquistos Bituminosos: Oil Shale". Lima, Perú. 2011.

Para propósitos de desarrollo de un estimado para el costo del producto, la vida de operación de la planta se ha puesto a 30 años. Los estimados del costo del producto son altamente insensibles al tiempo de financiamiento. Los costos totales de la planta se deprecian en un período de 7 años, utilizando el Modified Accelerated Cost Recovery System (MACRS), el cual es un método de depreciación acelerada que se utiliza principalmente para propósitos de impuestos, ya que su uso reduce la factura de impuestosⁱⁱⁱ. Los costos de adquisición del terreno se amortizan en 30 años. En los cálculos del artículo, el inventario, start-up (método para conseguir que el lanzamiento de nuevos productos a los mercados se lleve a cabo de manera más rápida que nunca, mediante una reducción de la duración de los ciclos de experimentación y desarrollo^{iv}) y el capital de trabajo no son depreciados ni amortizados.

Los estimados de los costos de producción son altamente sensibles a la tasa de descuento, es decir, a la tasa utilizada para descontar flujos futuros de efectivo mediante el método de valor presente neto, que es una variable clave de este proceso^v, se ha considerado una tasa de descuento del 10%, que es consistente con el nivel de riesgo asociado con la inversión de una planta comercial "first of a kind".

5.4.2. Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN) de un proyecto es el valor presente de los ingresos actuales y futuros menos el valor presente de los costos actuales y futuros. El valor presente neto (VPN) de una serie temporal de flujos de efectivo, tanto entrantes como salientes, se define como la suma del valor presente (PV) de los flujos de efectivo individuales. En el caso de que todos los flujos futuros de efectivo sean de entrada (tales como cupones y principalmente un bono) y la única salida de dinero en efectivo es el precio de compra, el valor actual neto es simplemente el valor actual de los flujos de caja proyectados menos el precio de compra (que es su propio PV). El VPN es una herramienta central en el descuento de flujos de caja (DCF) empleado en el análisis fundamental para la valoración de empresas cotizadas en bolsa, y es un método estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles para una empresa a largo plazo. Es una técnica de cálculo central, utilizada tanto en la administración de empresas y las finanzas, como en la contabilidad y economía en general para medir variables de distinta índole^{vi}.

El VPN de una secuencia de flujos de efectivo toma como datos los flujos de efectivo y una tasa de descuento o curva de los precios.

- **Fórmula del Valor Presente Neto**

Para calcular el VPN debe restarse el monto de la inversión inicial de la suma de todos los flujos futuros descontados, esto es:

$$\begin{aligned} VPN &= -\text{Inversión inicial} + \sum_{n=1}^T \frac{FN_n}{(1+r)^n} \\ &= -\text{Inversión inicial} + \frac{FN_1}{(1+r)^1} + \frac{FN_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FN_n}{(1+r)^n} \end{aligned} \quad (5.1)$$

En donde:

- **FN** – es el Flujo neto de cada periodo.
- **r** – es la Tasa de descuento.
- **n** – número de periodo.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

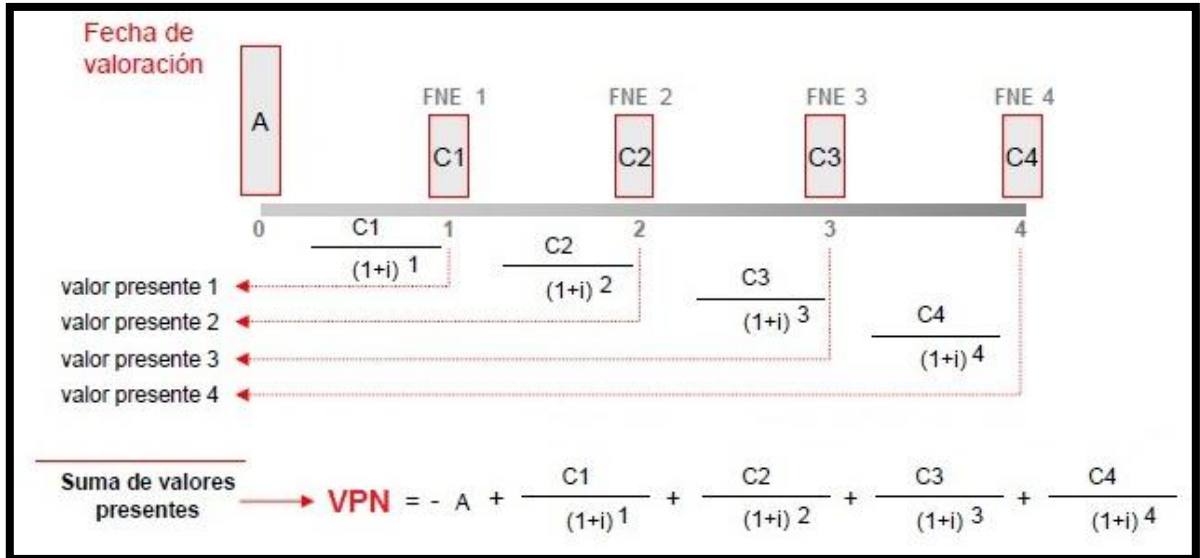


Figura 5.3. Procedimiento para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN). Fuente Krugman, Paul y Wells Robin. "Introducción a la economía: microeconomía". 2006.

En donde:

- **t** – es el momento temporal, normalmente expresado en años, en el que se genera cada flujo de caja.
- **i** - es la tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar).
- **Ct** – es el flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

R_0 es comúnmente colocado a la izquierda de la suma para enfatizar su papel de (menos) la inversión. Con objeto de una sencilla comprensión y estandarización, se toma una cifra de partida para el cálculo del efectivo disponible en EBITDA (ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, Earnings before interests, taxes, depreciations and amortizations), sobre la que deberán descontarse los impuestos.

El resultado de esta fórmula si se multiplica con el efectivo neto anual en los flujos y la reducción de gasto de efectivo inicial será el valor presente, pero en caso de que los flujos de efectivo no sean iguales la fórmula anterior se utiliza para determinar el valor actual de cada flujo de caja por separado. Cualquier flujo de efectivo dentro de los 12 primeros meses no se descontará para el cálculo del VPN.

5.5 Ejemplo de éxito en la extracción de aceite en lutitas.

Para ejemplificar el éxito que se han tenido a nivel mundial en la extracción de aceite en lutitas y tomar en cuenta el tipo de tecnología que se emplea, se dará una descripción de la Formación Green River la cual se encuentra situada en la intersección de los estados de Colorado, Utah y Wyoming, en EUA y contiene las capas de lutitas petrolíferas más abundantes del mundo. Las estimaciones de las lutitas petrolíferas recuperables de esta área oscilan entre 1,2 y 1,8 trillones de bbl (1,9 y 2,9* 10¹¹ m³). Casi un 75% de los recursos yacen por debajo de las tierras que administra Estados Unidos.

Los sedimentos de grano fino de esta formación fueron depositados a lo largo de 10 millones de años durante el Eoceno Temprano y Medio, en numerosos lagos grandes que cubren una superficie de 65 000 km² (25 000 mi²). Las aguas alcalinas calientes proporcionaron las condiciones para el desarrollo abundante de algas verde-azul, consideradas el componente principal de la materia orgánica de la lutita petrolífera^{vii}. Ahora, la formación posee un espesor de unos 500 m (1 600 pies) y en ciertas porciones sus capas de lutita contienen más de 60 galones/tonelada (250 L/Mg) de petróleo, como se puede observar en la **Figura 5.5**. Una capa particularmente rica y extensa, que se conoce como la zona de Mahogany, llega a exhibir un espesor de 15 m (50 pies) y contiene un volumen estimado de 173 000 millones de bbl (2,8*10¹⁰ m³) de lutitas petrolíferas. El área de Green River ha sido bien estudiada, efectuándose más de 750 000 ensayos en muestras de afloramientos, minas, pozos y agujeros en núcleos^{viii}.

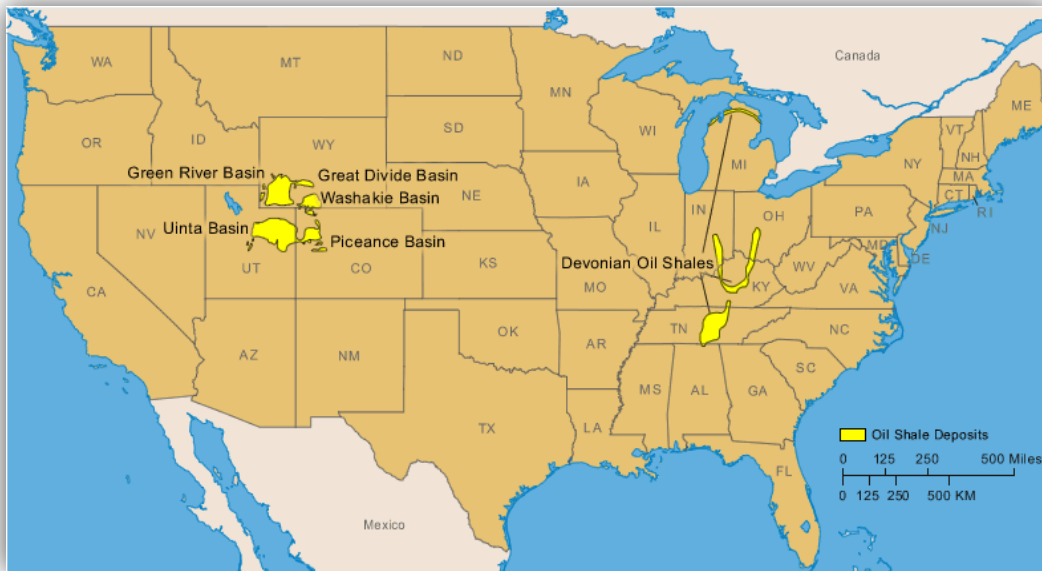
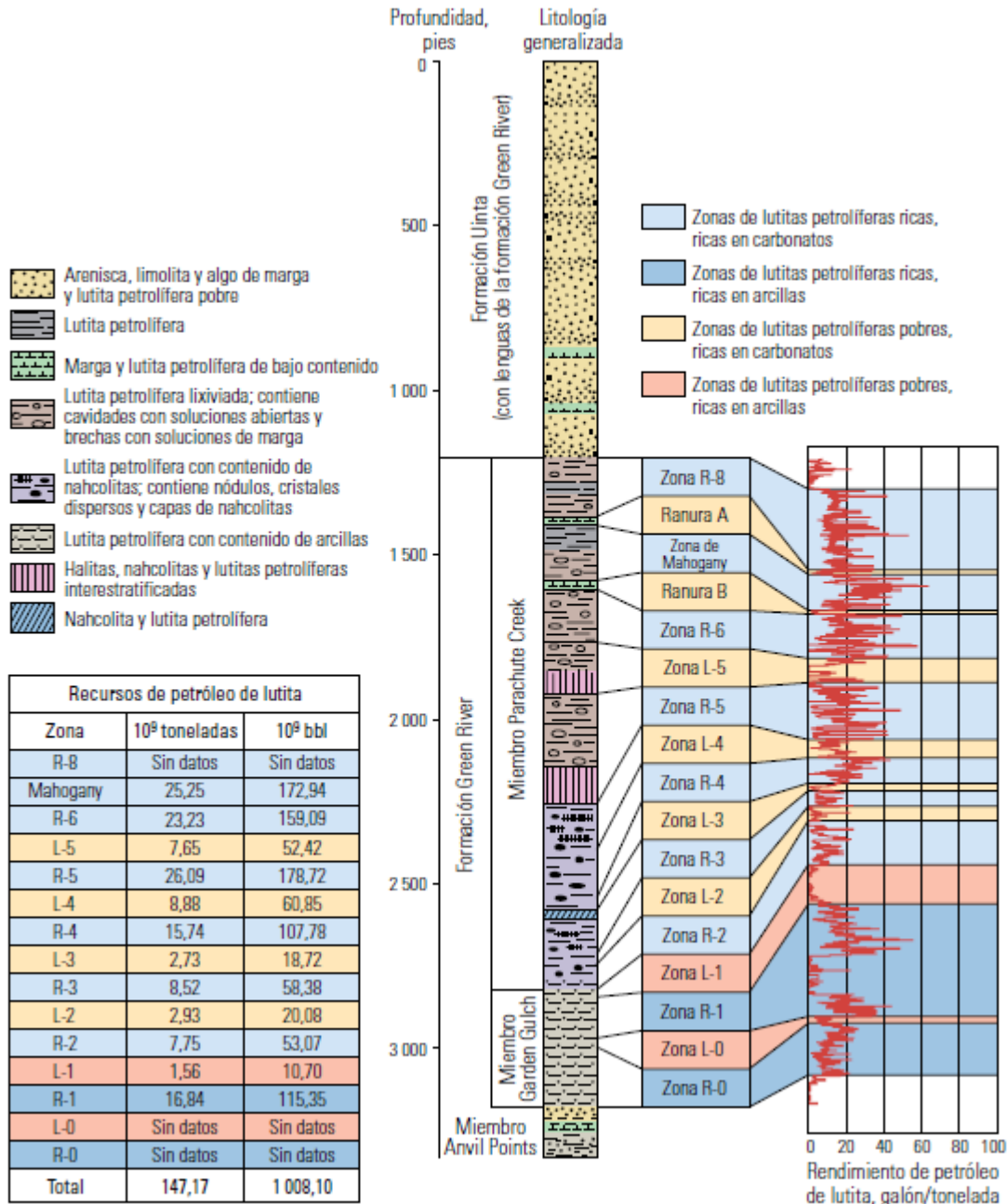


Figura 5.4. Yacimientos de aceite en lutitas en Estados Unidos.

Las lutitas petrolíferas del Miembro Parachute Creek son ricas en contenido de carbonatos, y las lutitas infrayacentes del Miembro Garden Gulch son ricas en contenido de arcilla. Las lutitas petrolíferas de alto contenido (color azul) se intercalan con capas pobres (color rosa). El
Facultad de Ingeniería, UNAM.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

rendimiento petrolífero, derivado de la medición del ensayo de Fischer, se representa gráficamente en rojo. En la carta se muestran los recursos totales de petróleo de lutita contenidos en las diversas capas. (Litología y recursos de petróleo de lutita según Dyni, y contenido de lutita^x.



Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

Los pobladores y los mineros comenzaron a destilar el petróleo proveniente de la lutita en la década de 1800. La región experimentó un período de auge minero y exploratorio entre los años 1915 y 1920, y nuevamente entre 1974 y 1982, que fue seguido en ambos casos por un período de decadencia. 21 En 1980, Unocal construyó una gran planta para la explotación, pirogenación y mejoramiento de las lutitas petrolíferas en la cuenca Piceance Creek de Colorado, que operó hasta 1991. Durante ese tiempo, la compañía produjo 4,4 millones de bbl (700 000 m³) de petróleo de lutita, según Dyni.

Recientemente, la volatilidad del precio del petróleo y las necesidades energéticas en crecimiento se combinaron nuevamente para centrar el interés en la región. En el año 2003, el Departamento de Manejo de Tierras de EUA puso en marcha un programa de desarrollo de lutitas petrolíferas y pidió solicitudes de licencias de investigación, desarrollo y demostración (RD&D).

Diversas compañías presentaron solicitudes y recibieron el otorgamiento de licencias para desarrollar técnicas de aplicación de calor in situ en tierras públicas. Algunas están probando sus métodos en tierras de propiedad privada. Los ejemplos de estas compañías son Shell, ExxonMobil y American Shale Oil LLC (AMSO), éstas muestran la diversidad de conceptos que se están aplicando para abordar los desafíos del proceso de pirogenación in situ en las lutitas de Green River.

Shell ha realizado bastantes trabajos de laboratorio y de campo en sus esfuerzos para demostrar la viabilidad comercial del proceso de pirogenación in situ, el cual utiliza calentadores eléctricos de fondo de pozo^x. El proceso sigue un método desarrollado en Suecia durante la Segunda Guerra Mundial, ésta técnica fue utilizada hasta el año 1960, hasta que comenzó a disponerse de suministros más baratos de petróleo importado.

Shell participó en los primeros intentos de explotación minera y pirogenación en superficie en el área de Green River, pero optó por abandonarlos a mediados de la década de 1990 para concentrarse en un método in situ^{xi}. Tras varios años de pruebas de laboratorio, simulaciones térmicas y proyectos piloto de campo, se contribuyó al desarrollo del proceso de conversión in situ (ICP) de Shell. A través de siete pruebas piloto de campo, Shell investigó una diversidad de métodos de calentamiento, incluidos los métodos de inyección de vapor y los calentadores de fondo de pozo, y configuraciones con distribuciones de pozos de profundidades variadas para los procesos de aplicación de calor, producción y deshidratación.

5.5.1. Papel de Shell.

El método ICP desarrollado por Shell utiliza calentadores eléctricos de fondo de pozo estrechamente espaciados para calentar la formación de manera gradual y uniforme hasta alcanzar la temperatura de conversión de aproximadamente 340°C (650°F). Dependiendo del espaciamiento de los calentadores y de la velocidad de calentamiento, el tiempo previsto para alcanzar la temperatura de conversión en un proyecto comercial oscila entre tres y seis años.

Las pruebas demostraron eficiencias de recuperación de líquidos superiores al 60% del valor del ensayo de Fischer; quedaron en el suelo los componentes del kerógeno de bajo valor. El petróleo resultante es un petróleo con una densidad API que oscila entre 25 y 40 grados. El gas contiene

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

metano (CH_4), H_2S , CO_2 y H_2 . Teniendo en cuenta la equivalencia en petróleo del gas generado, la eficiencia de la recuperación oscila entre un 90% y un 100% del valor del ensayo de Fischer. Sobre la base de los resultados de las pruebas piloto, está previsto que un proyecto de escala comercial tenga una ganancia de energía cercana a 3. Esto significa que el valor energético de los productos es el triple del consumo de energía para obtenerlos.

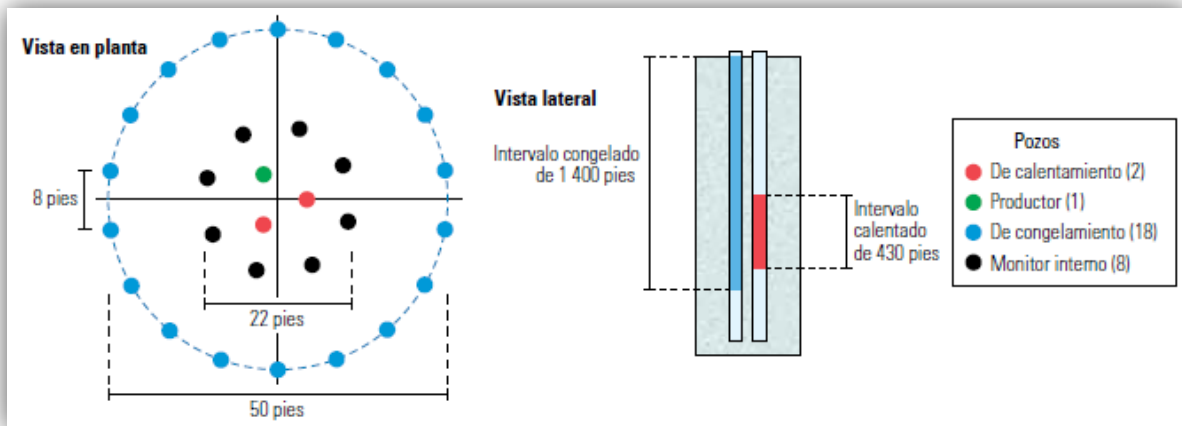


Figura 5.6. Esquematación del Proceso ICP desarrollado por la compañía Shell para la recuperación de líquidos en formaciones de lutitas, obteniendo recuperaciones arriba del 60% de líquidos.

La comercialización del proceso ICP requiere un método que prevenga el influjo de agua en el volumen calentado y contenga los productos fluidos, lo que maximiza la recuperación y protege los acuíferos locales, según Ryan. El proceso ICP de Shell utiliza una pared de hielo, creada mediante la circulación de fluidos refrigerantes, para aislar la formación calentada del agua subterránea. La utilización de una pared de hielo es una práctica relativamente común en ciertas operaciones mineras subterráneas. Dentro de la pared de hielo, se bombea agua desde la formación. La formación se calienta, se produce el petróleo y, mediante un proceso de lavado con agua limpia, se eliminan los contaminantes de la lutita residual. En una prueba, el petróleo recuperado fue petróleo de 40° de densidad API, similar a los resultados del modelado correspondiente al petróleo producido con velocidades de calentamiento de 1°C/h ($0,5^\circ\text{F/h}$) y 27 MPa.

Las pruebas piloto de la pared de hielo comenzaron en el año 2002 con 18 pozos de congelamiento, dispuestos en un círculo de 50 pies de ancho. Dentro del círculo de refrigeración, se emplazaron un pozo productor, dos pozos de calentamiento y ocho pozos de monitoreo, como puede observarse en la **Figura 5.6**. Después de cinco meses de enfriamiento, la pared de hielo estuvo terminada. Este proyecto piloto demostró que era posible establecer una pared de hielo y que ésta podía aislar los fluidos del interior del círculo de los del exterior.

Shell comprobó el concepto de la pared de hielo en una escala más grande, a partir del año 2005, con un proyecto que consistió en 157 pozos de congelamiento en intervalos de 2,4 m (8 pies) para

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

crear un volumen de contención de 68 m (224 pies) de ancho. El operador puso en marcha el proceso de refrigeración en el año 2007, mediante la circulación de una solución de amoníaco y agua; inicialmente a profundidad somera para profundizarse luego en forma gradual. En julio de 2009, la pared de hielo se seguía formando en las zonas más profundas, hasta 520 m (1 700 pies). La prueba está diseñada para evaluar la integridad de la pared de hielo, y no conllevará el calentamiento o la producción de hidrocarburos.

5.5.2 Papel de ExxonMobil.

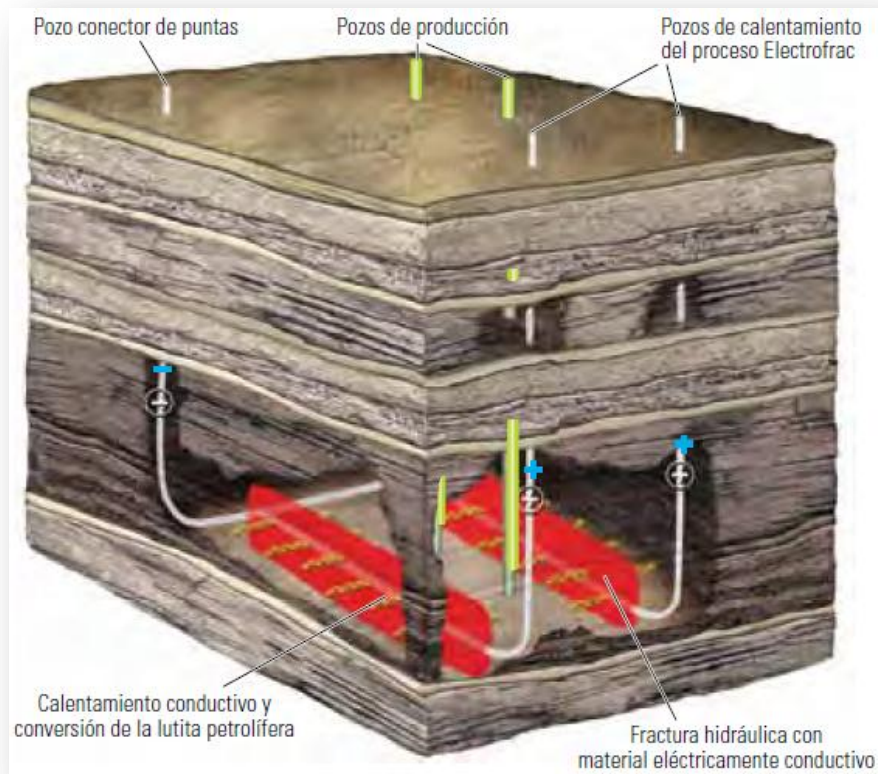


Figura 5.7. Esquematación del proceso Electrofrac desarrollado por ExxonMobil. Fuente ExxonMobil.

El coque de petróleo calcinado, una forma granular de carbono relativamente puro, está siendo probado como elemento conductor del proceso Electrofrac. Mediante el bombeo de este material en las fracturas hidráulicas verticales, ExxonMobil espera crear una serie de calentadores eléctricos planares paralelos.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

Como sucede con el método ICP de Shell, el calor resistivo llega a la lutita mediante un proceso de difusión térmica. Una de las ventajas potenciales del proceso Electrofrac es que, en comparación con las fuentes lineales, la superficie más grande de los calentadores de fracturas planares posibilitará la utilización de menos calentadores para suministrar calor al volumen del subsuelo. Además, en comparación con las fuentes lineales o los calentadores de pozos, el empleo de calentadores planares debería reducir la perturbación de la superficie.

Antes de comenzar la investigación de campo, ExxonMobil llevó a cabo estudios de modelado y laboratorio para abordar diversos temas técnicos importantes para el proceso Electrofrac, que incluyeron el establecimiento de los siguientes puntos:

- Que el conductor en la fractura pueda mantener su continuidad eléctrica durante el calentamiento de la roca hasta alcanzar las temperaturas de conversión.
- Que el petróleo y el gas generados por el proceso sean expulsados de la lutita petrolífera, no sólo en las condiciones de superficie, sino en las condiciones de los esfuerzos locales.
- Que pueda diseñarse una estrategia de terminación para crear fracturas que suministren calor en forma efectiva.

En base a los resultados obtenidos, ExxonMobil inició el proceso de investigación de campo para probar el método Electrofrac in situ^{xii}. El lugar de la prueba se encuentra en la mina de lutitas petrolíferas Colony, al noroeste de Colorado, que es propiedad de la compañía. La mina Colony constituye un volumen de roca extenso y de fácil acceso para la prueba. ExxonMobil creó dos fracturas Electrofrac en Colony mediante la ejecución de perforaciones horizontales para penetrar la lutita con contenido de aceite y el bombeo de una lechada de coque de petróleo calcinado, agua y cemento portland con presiones suficientes para romper la roca.

La más grande de las dos fracturas Electrofrac fue provista de un número sustancial de instrumentos para la medición de la temperatura, la tensión, la corriente eléctrica y el movimiento de la roca. Como prueba preliminar del proceso Electrofrac, la fractura fue calentada hasta alcanzar temperaturas relativamente bajas. Este experimento a baja temperatura no estaba destinado a generar petróleo o gas. Hasta la fecha, los resultados de este programa demuestran que es posible crear una fractura hidráulica eléctricamente conductora, realizar conexiones mecánicas con la fractura y operarla, al menos en condiciones de baja temperatura, durante varios meses.

5.5.3 Papel de American Shale Oil LLC (AMSO).

La compañía AMSO que posee un 50% de la propiedad total, se propone utilizar el proceso de conducción, convección y reflujó CCR para recuperar el aceite en lutitas. Mediante la concentración del esfuerzo térmico en las lutitas situadas por debajo de una roca de cubierta arcillosa impermeable, este método aísla las zonas de producción de las fuentes protegidas de agua subterránea^{xiii}.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

La compañía tiene previsto perforar dos pozos horizontales, un pozo de calentamiento por debajo de un pozo productor, en la porción inferior de la lutita ilitica, en la base de la formación Green River, como se observa en la **Figura 5.8**. El calor es suministrado por un quemador de fondo de pozo, que finalmente funciona con el gas producido. Cuando el kerógeno se descompone, los productos más livianos, es decir los vapores calientes, se elevan y vuelven a fluir. El calor es distribuido a través de la formación por el petróleo en proceso de reflujó, el fracturamiento termomecánico, genera permeabilidad para la transferencia de calor por convección.

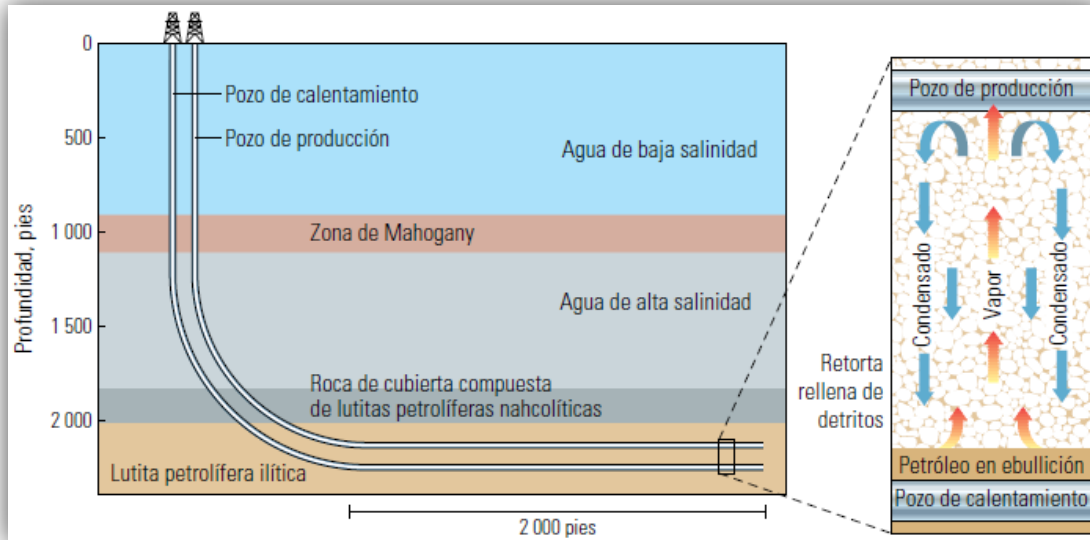


Figura 5.8. Proceso de conducción, convección y reflujó CCR de la compañía AMSO.

Para lograr tener una producción en escala comercial se utiliza un arreglo de pozos horizontales de aproximadamente 600 m (2 000 pies) de largo, a intervalos de 30 m (100 pies). La formación es calentada lentamente, produciendo un petróleo con concentraciones menores de metales y heteroátomos, es decir átomos de elementos diferentes del hidrógeno y el carbono; los componentes de los hidrocarburos puros, por lo regular consisten de nitrógeno, oxígeno, azufre, hierro, entre otros metales, que los generados con los métodos de procesamiento de superficie.

Las porciones aromáticas del kerógeno tienden a permanecer en la matriz de roca como coque. Además, se coproduce un volumen de gas suficiente para generar la energía requerida para operar un proceso comercial autosustentable de pirogenación, y es probable que la mayor parte de la producción de propano y butano pueda exportarse al mercado.

Los estudios computacionales indican que el suministro de calor por convección y conducción es mucho más efectivo que el suministro por conducción solamente. Se estima que el proceso CCR arrojará una ganancia total de energía oscilante entre 4 y 5, si se consideran todos los requerimientos de las instalaciones de superficie, incluida una planta de oxígeno para la producción de CO₂ puro desde el quemador de fondo de pozo. Está previsto que el método utilice

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

menos de un barril de agua por barril de petróleo producido. No se necesita agua para limpiar los retorting usados porque permanecen aisladas del agua subterránea utilizable.

La prueba piloto inicial de RD&D de AMSO se tenía planeado ponerse en marcha a mediados del año 2011. El proceso de aplicación de calor insumirá 200 días. La operación logrará un volumen de formación pirogenado equivalente a 4 000 toneladas (3 600 Mg) de lutitas y producirá 2 000 bbl (320 m³) de aceite de lutita. El desarrollo de una operación comercial procederá en forma gradual hasta alcanzar 100 000 bbl/d (16 000 m³/d), y existen planes para sostener esa producción durante 25 años. Lo cual se traduce en 1 000 millones de bbl (1,6*10⁸ m³) de petróleo, que serán producidos en una concesión de 20,8 km² (8 mi²).

5.6. Perspectiva para la extracción de aceite en lutitas en México.

La futura explotación de las lutitas en México implica aplicar nuevas tecnologías, que deben ser compatibles con el desarrollo sustentable del país. En la primera estimación se evaluaron recursos por 297 MMMMpc, considerándose primordialmente gas, aunque en base a estudios geológico-geoquímicos realizados en la Cuenca Tampico-Misantla, el aceite es considerado como el hidrocarburo predominante en los *plays* Pimienta y Agua Nueva. Conforme a los trabajos realizados en el año 2012 se llegó a estimar que los recursos medios ascienden a 60.2 MMMbpce, con la distribución que se observa en la **Figura 5.9**.

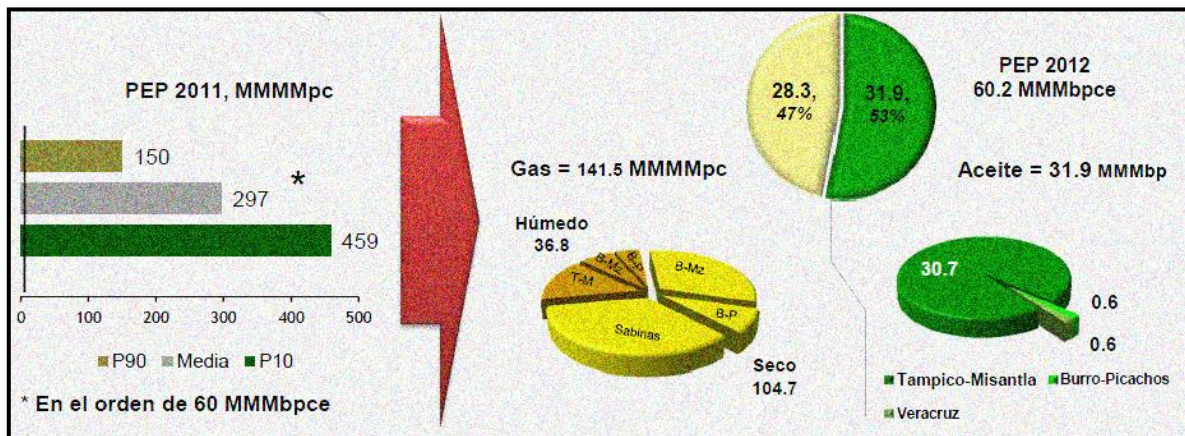


Figura 5.9. Potencial estimado de aceite y gas en lutitas. Fuente Pemex, “Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México”, Agosto 2012.

La revolución de los hidrocarburos en las formaciones de lutitas en Estados Unidos repercute hoy como tema clave en la definición de la política energética mexicana, por lo que se tiene la expectativa de que habrá un gran impulso al desarrollo del potencial de gas y aceite en lutitas en el

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

país en los próximos años, seguramente con nuevas reglas para la participación de la inversión privada. La explotación de las lutitas implica desarrollar y aplicar nuevas tecnologías, mismas que deben ser sensibles a las necesidades de un desarrollo sustentable en lo social y lo ambiental. Para encontrar la riqueza de una roca prometedora pero de baja permeabilidad el hombre que explora nuevos recursos de hidrocarburos requiere infraestructura, ingenio y mucha precisión. Por ello cuando se aborda el aceite en lutitas en cualquier circunstancia de inmediato aparecen algunos conceptos inevitables: el fracturamiento hidráulico, la sísmica, la microsísmica, los fluidos químicos y el agua. Y seguramente el mayor elemento común y crucial para éstos es la tecnología.

Durante la perforación de un pozo potencialmente productor de aceite en lutitas, el reto es probar con la máxima eficiencia posible que existe éste hidrocarburo y, conforme las expectativas de exploración crezcan pozo por pozo, se irá ganando terreno en favor de la certidumbre.

Por eso la tecnología puede ser la que definirá la viabilidad del desarrollo de los recursos no convencionales. Según estudios realizados por Pemex en los últimos años han calculado reservas de gas y aceite en lutitas en el orden de 60 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce).

También hizo referencia a que en 2010 no se contaba con ninguna evaluación, no se tenía idea alguna de lo que se tenía en el subsuelo. Pero en 2013, se obtuvo una cuantificación de 60 mil millones de barriles, en esa fecha se contaba con aproximadamente 10 pozos perforados, para éste año 2014 se piensan terminar 15 más, y a partir del siguiente año, perforar entre 25 y 30 pozos al año, desde el punto de vista exploratorio.

Al confirmar la existencia de hidrocarburos en las formaciones de lutitas, como ya fue confirmado con el pozo Anhelido-1 (primer pozo productor formal de aceite en lutitas, de acuerdo con el ingeniero Escalera con información de Pemex 2014), cerca de ese pozo se está perforando otro; así se le daría una certidumbre aceptable por la industria como para plantear un desarrollo masivo.

De los 60 MMMbpce estimados por Pemex, se han confirmado 50 millones de barriles de reservas, tras la terminación de cinco pozos perforados en el norte del país en las provincias de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos, que forman parte de la extensión del *play* Eagle Ford.

5.6.1 Diferencia del tratamiento de plays

Para desglosar por partes los retos tecnológicos para explorar, desarrollar y explotar el aceite en lutitas, es indispensable resaltar las diferencias entre el tratamiento de *plays* de recursos convencionales y el manejo de *plays* de recursos no convencionales, como se puede observar en la **Figura 5.10** en donde se recurre a la ayuda de la sísmica 3D Azimuth, la cual proporciona grandes ventajas para un mejor tratamiento de los *plays*.

Mientras el modelo geológico, geofísico y petrofísico de los *plays* convencionales se caracteriza por una roca almacenadora, los elementos habituales de migración, trampa y sello, así como por una edad diferente entre la roca almacén y el yacimiento, en los *plays* no convencionales la misma roca generadora es trampa, es de baja porosidad y poca permeabilidad, esto se indica en una clasificación realizada por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

Para el desarrollo de los *plays* convencionales se requiere definir la arquitectura estratigráfica interna del yacimiento, la ubicación de los horizontes productores y las dimensiones de la trampa. Para los no convencionales, es necesario definir límites y la arquitectura interna del yacimiento, definir áreas ricas en materia orgánica, cuarzo, carbonatos y susceptibles a fracturamiento, así como ubicar los “*sweet spots*”, es decir, los lugares más propicios para la explotación, según la clasificación el IMP.

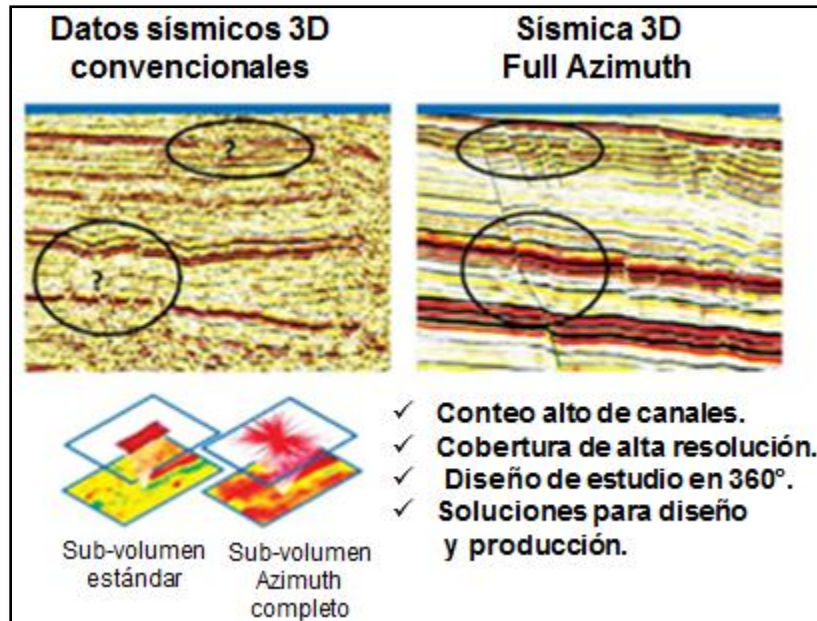


Figura 5.10. Diferencia en el tratamiento de plays. Fuente Petróleos et al, AAPG, 2012.

En la explotación de los *plays* convencionales se perforan pozos vertical u horizontalmente y hay una recuperación secundaria, mientras en los no convencionales la extracción se realiza a través de la perforación horizontal de pozos y fracturamiento hidráulico.

5.6.2 Sísmica y Microsísmica.

Una vez que se han explorado los pozos potencialmente productores de aceite en lutitas, es necesario caracterizar los yacimientos para determinar las áreas donde la roca es más productiva. Para esta etapa se emplea la sísmica 3D, que permite obtener información específica sobre las lutitas con la finalidad de determinar las zonas más idóneas para realizar las fracturas. A estas áreas también se les denomina “*sweet spots*”.

Es sumamente necesario utilizar esta tecnología, por ejemplo, la sísmica multicomponente y la sismología, que tiene un cubrimiento angular de 360 grados, alrededor de un punto de observación en el subsuelo, de tal manera que se pueda anular la incertidumbre que tienen que ver con cómo fueron adquiridos los datos e inferir que la variación de las propiedades elásticas (de la roca), a

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

partir de estos datos sísmicos, obtendremos información de fracturamiento natural en el subsuelo y además de cuáles son las zonas más dúctiles y más frágiles, y que nosotros podamos orientar las direcciones de perforación en las zonas, con los objetivos de maximizar el retorno de la inversión. A este tipo de registro sumamente amplio se le denomina “de Azimuth completo” y es notoria la calidad de imagen que proporciona en comparación con los estudios convencionales 3D. El Instituto Mexicano del Petróleo tiene prevista la adquisición de datos tridimensionales de 1,200 km² de superficie de la provincia Tampico-Misantla, que corresponde al área de Limonaria, y de 1,500 km² de la cuenca Burro-Picachos, como parte del proyecto sobre recursos no convencionales que coordina Pemex. Es decir, se obtendrá un total de 2,700 km² de sísmica tridimensional, de alta densidad y de Azimuth completo.

Una de las preocupaciones que ha difundido la prensa internacional y diversas organizaciones ambientalistas por el fracturamiento hidráulico (empleado en los pozos de gas y aceite de lutitas) es la generación de microsismos que pudieran repercutir en la superficie. Para prevenir éste riesgo, se realizan estudios de microsísmica que miden el efecto de las ondas sísmicas generadas por la fuerte presión ejercida sobre el subsuelo mediante el fracturamiento.

Además de la microsísmica, Pemex se encarga de que la profundidad de los pozos sea mayor a 1,000 metros porque, por un lado, facilita que el gradiente de presión sea adecuado y, por otro, reduce el riesgo de que los microsismos alcancen la superficie.

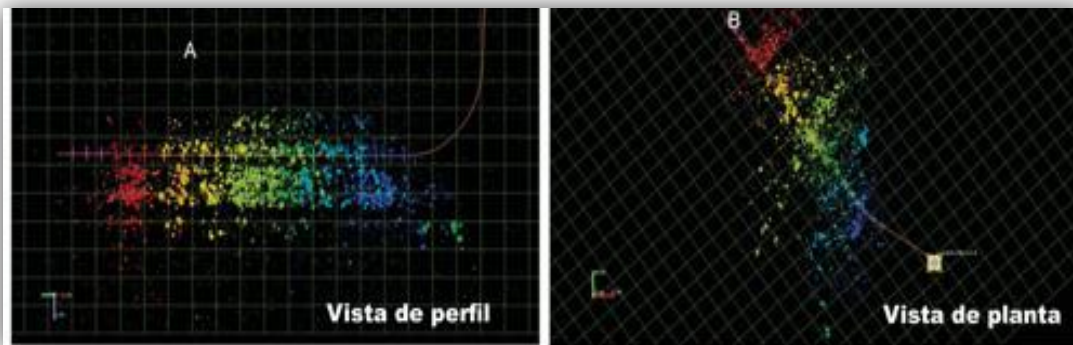


Figura 5.11. Microsísmica, mapa de distribución de fracturas inducidas.

La técnica de la microsísmica se logra colocando geófonos, así como cuando se adquiere la sísmica 3D, y generando un impulso con explosivos o con vibradores. Lo que se hace en la microsísmica es que al mismo tiempo que se está fracturando el yacimiento, abajo en el subsuelo, se está metiendo presión inyectando agua o inyectando arena. Eso genera abajo microsismos, y las técnicas de microsísmica de detección de esos pequeños movimientos, pulsaciones, lo detectan estos aparatos, donde es evidente que lo máximo que crecen estos yacimientos son entre 150 y 200 metros, por lo cual no es posible afectar a la superficie. En la **Figura 5.11** se observa un mapa de microsísmica con una vista de perfil y otra vista de planta.

Acercas del ancho de las fracturas, sólo trata de centímetros, milímetros, de apertura y de fractura. No se trata de grandes dimensiones. No se generan grandes cavernas, por eso es que

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

generalmente lo que se hace es fracturar el pozo de una forma horizontal, dependiendo el tipo de roca, con espaciamiento de cada 100 metros.

5.6.3 Importancia del agua en la extracción

El primer insumo crítico para la extracción de gas y aceite de lutitas es el agua. En el fracturamiento de un solo pozo se requieren un promedio de 15 a 20 millones de litros de agua, es decir, entre 95,000 y 120,000 barriles del líquido. Debido a esto, los procesos de reutilización del agua empleada en los pozos, la reducción del número de viajes para transportarla y el aprovechamiento de agua salobre procedente de formaciones en el subsuelo reducen el impacto social y medioambiental causado por el uso intensivo de este recurso.

Durante ésta misma conferencia declararon que al comenzar la perforación se encontraban con numerosos movimientos en la tierra, en locaciones gigantescas, movimientos de camiones, grandes recursos utilizados en agua. Desde el punto de vista de un desarrollo típico, un pozo no convencional, lleva aproximadamente 1,000 viajes de camiones para el transporte del agua. Esto produce daños en las rutas de acceso, accidentes, entre otros problemas y es lo que hace que los gobiernos e ingenieros, estén en desacuerdo con estos desarrollos. Es por esto que se tiene la seguridad de que la tecnología puede hacer algo, la tecnología o la innovación, pueden hacer que este impacto se reduzca.

Se afirmó que para disminuir los trayectos de vehículos con agua es factible usar tanques de material blando, como lona u otros materiales que reemplazan los metálicos. La ventaja final es que en un solo viaje se transporta toda el agua para una locación. Éste método se utiliza hoy en día en Polonia y han certificado reducciones de 80 viajes de camiones por pozo.

Petróleos Mexicanos emplea técnicas para hacer eficiente el uso de agua, como el agua que se regresa después de su inyección en el pozo. Lo que se hace es filtrar esa agua para eliminar los sólidos y quitarle las sales. Las técnicas que se están utilizando son técnicas para que la salinidad del agua no sea mayor de 3,000 partes por millón, ya que el agua con más de 3,000 partes por millón desestabiliza la fractura. Aunque Pemex también analiza la posibilidad de utilizar el agua de formación extraída en el proceso de producción de aceite y gas.

Existen yacimientos que producen aproximadamente 100 barriles, pero de esos 100 barriles, tan sólo el 30% es aceite y 70% es agua, esto va en aumento en áreas maduras como Poza Rica, o campos del norte ya muy antiguos, como Monterrey, Reynosa, donde el porcentaje de corte de agua es muy alto, es a lo que se llama “agua congénita”. Se está experimentando con ésa agua congénita para usar técnicas que permitan la eliminación de sólidos y sales, para que también sea de uso para las fracturas.

Otras opciones tecnológicas para el manejo eficiente del agua es la purificación a través de la aplicación de rayos ultravioleta (UV) y el tratamiento del líquido mediante la electrocoagulación.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

La empresa internacional de productos y servicios para la industria energética Halliburton plantea ambas posibilidades mediante unidades móviles separadas. En el caso de los rayos UV se trata de un sistema que irradia la corriente de agua a través de lámparas de sílice o cuarzo, con longitudes de onda de entre 200 y 300 nanómetros, con una capacidad de purificar 100 mil barriles de agua por día.

El equipo encargado de la Tecnología en la compañía Halliburton, detalló que el sistema de purificación está conformado por una unidad compuesta por una cámara de rotamiento, un equipo generador y una cabina de control que también es laboratorio. El equipo permite conocer datos en tiempo real y “en línea” acerca de la calidad del agua que procesa.

El sistema de electrocoagulación se basa en procesos eléctricos que desestabilizan el coagulante material coloidal suspendido en el agua. También es un equipo transportable y logra la reducción de 99% de sólidos. Aunque es importante considerar que existe un pre-tratamiento y que los resultados son mucho mejor y de mayor calidad. Los costos indican hasta ahora que son muy competitivos y se estima que hay ahorros importantes del acarreo de agua, del uso de pipas.

5.6.4 El papel de los fluidos en la extracción

El fluido fracturante que se inyecta en los pozos también supone un reto tecnológico muy importante, pues su composición química podría ser nociva si llega a depósitos de agua de consumo humano. En el proyecto del IMP para la exploración y desarrollo del aceite y gas en lutitas, se contempla este aspecto como “manejo integral de materiales y residuos peligrosos generados en el proceso de fracturación hidráulica”.

Como un aspecto demasiado importante a tomar en cuenta del listado elaborado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, siglas en inglés) para la exploración y explotación de recursos no convencionales, es el de garantizar una actuación consistente de alto nivel del medio ambiente, incluyendo los componentes del fluido fracturante.

Existen fluidos de fracturamiento que ésta área de Schlumberger puede entregar con todos los componentes de un fluido a un cliente, pero no solamente es necesario informar, sino que hay que reducir lo tóxico de esos fluidos y uno de los componentes que son peores en esta situación son los biocidas, ya que matan las bacterias. Los fluidos de fractura están hechos para matar la vida, entonces son posiblemente uno de los componentes más peligrosos en ese sentido. En estos momentos también hay desarrollos en donde mezclando el cloruro de sodio, sal común se pueden eliminar las bacterias.

| Sustancias químicas | Nº de productos químicos | Efectos a la salud |
|---------------------|--------------------------|---|
| Conocidas | 284 (44%) | Desconocidos |
| Desconocidas | 199 (30%) | Sobre el cerebro y sistema nervioso |
| | 282 (43%) | Sobre sistema respiratorio, piel, ojos, hígado y sistema gastrointestinal |
| | 170 (26%) | Sobre el sistema endócrino y reproductivo |

Tabla 5.3. Efectos a la salud debido a las sustancias químicas utilizadas en los fluidos para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico.

Halliburton ofrece una opción innovadora para modificar las características químicas del fluido, conservando los atributos necesarios para que el flujo cumpla con su objetivo fracturante. Se trata de tres productos elaborados con componentes de origen orgánico y aceptados por la FDA (Food and Drug Administration). El sistema fracturante incluye agentes gelificantes, interruptores, reticulares, reguladores y activadores, es decir, las mismas características de los fluidos convencionales. Todos los aditivos que componen este sistema provienen de la industria de los alimentos, son los mismos que nosotros prácticamente comemos a diario en las gaseosas, en las hamburguesas, etc.

5.6.5. Futuras exploraciones

La adquisición de sísmica 3D que el Instituto Mexicano del Petróleo tiene previstas para conocer los recursos prospectivos de gas y aceite de lutitas en el país son parte del convenio firmado entre el instituto y la Compañía Mexicana de Exploraciones SA de CV (COMESA) el pasado 20 de marzo de 2013.

El proyecto denominado “Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D-3C con enfoque a *plays* de shale gas/oil en México” contempla un monto de 244 millones 285 mil dólares, que provienen del Fondo Sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos, esto de acuerdo con un boletín publicado por el IMP, y tiene vigencia hasta el 30 de abril de 2016.

Capítulo 5 Perspectiva Económica del Aceite en Lutitas

Los esfuerzos del convenio se centrarán en los yacimientos potenciales de los estados de Coahuila y Veracruz, en las áreas Galaxia y Limonaria, respectivamente, e incluyen la canalización de recursos para la formación de personal especializado en todas las etapas técnicas del proyecto, así como la vinculación con universidades mexicanas, extranjeras y consorcios de investigación.

El convenio, por el IMP, y por COMESA, compañía conformada con 60% de acciones de Pemex Exploración y Producción, y 40% de la firma extranjera Schlumberger.

El proyecto incluye dos áreas: la primera de ellas se ubica en el estado de Coahuila, principalmente en los municipios de Guerrero e Hidalgo y en mes de julio se iniciaron los trabajos para llevar a cabo estudios sísmicos y revisar las oportunidades tecnológicas.

El acuerdo también implica la creación de un centro dedicado al procesamiento especial de cubos sísmicos 3D-3C que se instalará en Villahermosa, Tabasco, donde se entrenará a personal del IMP y de Pemex.

Bibliografía Capítulo 5

ⁱ Girón Alicia, Quintana Aderak y López Alejandro. “Introducción a la economía: notas y conceptos básicos”. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. México. 2009.

ⁱⁱ <http://www.encyclopediainanciera.com/analisisfundamental/valoraciondeactivos/descuentodeflujos.htm>.

ⁱⁱⁱ <http://www.energy.gov/savings/modified-accelerated-cost-recovery-system-macrs>

^{iv} <http://www.gerencie.com/lean-startup.htm>.

^v <http://www.encyclopediainanciera.com/>

^{vi} Krugman, Paul y Wells Robin. “Introducción a la economía: microeconomía”. 2006.

^{vii} Dyni JR: “Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits,” Reston, Virginia, EUA: Investigaciones Científicas del Servicio Geológico de EUA, Informe 2005-5294, 2006. Smith MA: “Lacustrine Oil Shales in the Geologic Record,” en Katz BJ (ed): *Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 50 (1990): 43–60.

^{viii} Departamento de Energía de EUA: “Secure Fuels from Domestic Resources,” http://www.unconventionalfuels.org/publications/reports/SecureFuelsReport2009_FINAL.pdf (Se accedió el 12 de noviembre de 2010).

^{ix} Johnson RC, Mercier TJ, Brownfield ME, Pantea MP y Self JG: “Assessment of In-Place Oil Shale Resources of the Green River Formation, Piceance Basin, Western Colorado,” Reston, Virginia, EUA: Servicio Geológico de EUA, Ficha Técnica 2009-3012, Marzo de 2009.

^x Ryan RC, Fowler TD, Beer GL y Nair V: “Shell’s In Situ Conversion Process—From Laboratory to Field Pilots,” en Ogunsola OI, Hartstein AM y Ogunsola O (eds): *Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma*. Washington, DC: American Chemical Society, ACS Symposium Series 1032 (2010): 161–183.

^{xi} Fowler TD y Vinegar HJ: “Oil Shale ICP—Colorado Field Pilots,” artículo SPE 121164, presentado en la Reunión Regional de Occidente de la SPE, San José, California, 24 al 26 de marzo de 2009.

^{xii} Symington WA, Burns JS, El-Rabaa AM, Otten GA, Pokutylowicz N, Spiecker PM, Williamson RW y Yeakel JD: “Field Testing of Electrofrac™ Process Elements at ExxonMobil’s Colony Mine,” presentado en el 29º Simposio sobre Lutitas Petrolíferas, Escuela de Minas de Colorado, Golden, Colorado, EUA, 19 al 21 de octubre de 2009.

^{xiii} Burnham K., Day L., Hardy M. y Wallman P. “AMSO’s Novel Approach to In-Situ Oil Shale Recovery, en Ogunsola OI, Hartstein AM y Ogunsola O (eds): *Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma*. Washington, DC: American Chemical Society, ACS Symposium. 2010.

Conclusiones

- El aceite proveniente de las formaciones geológicas de lutitas son abundantes, pero la producción del aceite puede ser complicado. Estas rocas fueron explotadas en instalaciones de superficie, donde se extraían los hidrocarburos líquidos, desde hace más de cien años, aunque en ese tiempo los ingenieros de perforación y de yacimientos pudieron considerar a las lutitas como rocas sin interés de explotación, ya que no podían obtener una producción comercial; pero la industria del petróleo continúa desarrollando nuevas técnicas y creando nuevas formas de acceso a los hidrocarburos.
- Las lutitas que albergan aceite, el cual no se encuentra en estado líquido, debido a que es sumamente denso y por condiciones naturales no se puede desplazar entre los poros de las lutitas, además de que las lutitas poseen una permeabilidad bastante pequeña, son rocas generadoras (roca madre) potencial que habría generado hidrocarburos, si hubieran sido sometidas a un proceso de sepultamiento geológico, a las temperaturas y presiones requeridas, durante un determinado tiempo.
- En la naturaleza, la mayoría de las rocas generadoras requieren millones de años para la generación de petróleo, pero este proceso puede acelerarse calentando la roca con contenido de kerógeno. La obtención forzada de los hidrocarburos de formaciones inmaduras es una de las formas más complejas de extracción de la energía de la Tierra.
- El incremento del conocimiento que se ha adquirido hasta ahora a través de los estudios de modelado geológico-geoquímico y la perforación de pozos ha permitido precisar la magnitud de los volúmenes y tipos de hidrocarburos, así como establecer una estrategia congruente con el potencial de las provincias petroleras de nuestro país.
- Aunque la búsqueda de los “*sweet spots*” (zonas propicias para la explotación) en los *plays* no convencionales a partir de datos sísmicos para obtener una mayor producción de hidrocarburos definirá el éxito en la explotación de yacimientos de lutitas con aceite, es importante realizar también una adecuada planeación, diseño y ejecución de la perforación y terminación de los pozos horizontales.
- De los estudios recientes de modelado de sistemas petroleros realizados en las diferentes provincias petroleras, destaca la factibilidad de que la provincia Tampico-Misantla contenga *plays* de aceite en lutitas en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior, lo cual indica que la implementación de software más especializados llevaran al éxito de explotación.
- Una adecuada caracterización geomacánica representa un papel con suma importancia para la explotación de hidrocarburos en lutitas, ya que al realizarse esto se determinará una distribución de esfuerzos que permitan planear las trayectorias adecuadas, sobre todo en perforaciones horizontales, para la correcta terminación de los pozos, lo cual brindará como resultado elementos importantes de éxito para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico multietapas, encaminado a una mayor productividad.
- La reducción de costos ocurrirá cuando el campo se desarrolle masivamente, como ha ocurrido en Estados Unidos y en otras partes del mundo, en donde el día de hoy, producir

hidrocarburos en formaciones de lutitas ha reducido su costo notablemente, cerca de la tercera parte de lo que cuesta la perforación de un pozo en nuestro país, debido a que cuentan con una ventaja notable porque llevan años haciendo un desarrollo masivo de pozos en sus campos.

- El asegurar que las operaciones de estimulación producen daños ambientales sin fundamentos técnicos que lo justifiquen, no hace más que desinformar a las personas, lo cual repercute en el desarrollo para la explotación de los hidrocarburos en lutitas. Es por esto que se han implementado diversas medidas de seguridad para que no comprometan al medio ambiente y se puedan seguir desarrollando estos recursos y tal vez en un futuro muy cercano se puedan encontrar otras opciones de estimulación.
- El uso y reuso del agua es un tema tecnológico a resolver, donde el establecimiento de la línea base ambiental permitirá conocer los márgenes para una operación eficiente y ambientalmente amigable.
- Hasta el momento en nuestro país, la implementación de una metodología de análisis de *plays* no convencionales de Pemex ha identificado segmentos importantes de aceite, gas húmedo y gas seco en Burros-Picachos, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, en algunas de estas áreas, ya se ha comprobado la existencia de hidrocarburos líquidos, después de que los ingenieros han ganado experiencia con la producción de aceite en el pozo Anélido-1.
- En definitiva los recursos no convencionales de aceite proveniente de formaciones de lutitas, han llegado para ser desarrollados por mucho tiempo y en un futuro muy cercano serán la clave para la explotación de hidrocarburos a nivel mundial, en esto radica la gran importancia de este tipo de hidrocarburos.

Recomendaciones

- La comprobación de aceite en lutitas, hasta este año, en dos áreas geológicas de nuestro país es un detonante crucial para continuar con el desarrollo de grandes proyectos, en la búsqueda de las mejores tecnologías de exploración, perforación, explotación y producción de este tipo de hidrocarburos no convencionales.
- Los avances tecnológicos en materia de exploración y explotación de hidrocarburos deben de ser herramientas que debemos utilizar para lograr el desarrollo económico y social del país, para lo cual los organismos de control estatal deben de estar preparados con conocimientos sólidos, para poder proporcionar las mejores opciones y obtener los mejores resultados que se reflejen en la obtención de la producción.
- La identificación de las zonas más productivas de aceite exige un conocimiento más preciso y exacto de las zonas con mayor acumulación de hidrocarburos en las lutitas y con mayor tendencia al fracturamiento. Debido a esto la caracterización elástica de las lutitas a través de información sísmica es un problema a resolver.
- Dentro del proceso de terminación de los pozos, el punto con mayor relevancia y al que hay que prestarle mucha atención es el fracturamiento hidráulico multietapa. Ya que este proceso definirá si se consiguió llegar a la formación para abrir canales en ésta para que los hidrocarburos puedan circular a través de los canales formados por el fracturamiento éstos puedan llegar a la superficie.
- Se debe eficientar el fracturamiento hidráulico y sobre todo en la aplicación de tecnologías que tienden a reducir los volúmenes de agua utilizados en los procesos vigentes, ya que esto proporcionará una reducción de costos.
- Con un potencial estimado, hasta ahora, de más de 60 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente en formaciones de lutitas en México, su exploración, desarrollo y explotación es una gran oportunidad para desarrollar estos recursos en el corto plazo, ya que considerando este potencial, México podría posicionarse como el cuarto productor de aceite en lutitas del mundo.
- El gasto del capital nacional es controlado principalmente por el número de pozos a perforar. El problema tecnológico es reducir su número dirigiéndolo a las zonas más productivas, mediante una exploración más detallada y específica, con la adquisición de una mejor tecnología en la sísmica, para que desde el momento en el que se está estudiando una zona de interés, después de los estudios detallados se cuente con una mayor certeza para llevar a cabo la perforación y que se obtenga la producción deseada.
- Es necesario también minimizar el gasto de nuestro capital nacional, incrementar la producción de hidrocarburos y mitigar el impacto al ambiente, estos son problemas tecnológicos que implican una administración eficiente.

-
- Es muy importante que se dé continuidad a la fase de evaluación de la prospectividad y productividad de yacimientos, ya que esto es indispensable para evaluar la rentabilidad del proyecto y precisar el potencial del aceite proveniente de formaciones de lutitas en México.
 - En los siguientes años es imperativo que se desarrolle tecnología en perforación enfocada a reducir costos, mejorar la estabilidad de los pozos horizontales y minimizar el impacto ambiental de la perforación.

Bibliografía General

- Alcántara Pedreira, R., Martínez García, J.F., Llamas Borrajo, J.F. "Caracterización de pizarras bituminosas mediante pirólisis Rock-Eval y su relación con el ensayo Fischer". Congreso de Geoquímica. 1985.
- American Petroleum Institute; "Recommended Practices For Core Analysis" Practice 40 second Edition; February 1998.
- Archie, G.E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some reservoir characteristics". 1942.
- Archie, G.E.; "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks", Bull. AAPG 1950.
- Carrillo Barandiarán Lucio. "Esquistos Bituminosos: Oil Shale". Lima, Perú. 2011.
- Chuk B; "Gas de lutitas: un recurso global" Oilfield Review, Otoño 2011, SLB.
- Cota, L. G.; "Determination of Structural Features in Simulated Amorphous Materials by Straightforward Methods". Molecular Simulation 20 1998.
- Escalera Alcocer J. Antonio. "Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México". Subdirección de Exploración, Pemex Exploración y Producción, Agosto 2012.
- Espitalié J., Madec M. y Tissot B. "Source rock characterization method for petroleum exploration". Proc.Ninth Offshore Tech. Conf. 1977.
- Etebar S: "Captain Innovative Development Approach". Artículo SPE 30369, presentado en la Conferencia del Área Marina de Europa de la SPE, Aberdeen. 1995.
- Guzmán Rodríguez Alejandro. "Los retos tecnológicos para extraer aceite y gas de lutitas en México". <http://energiaadebate.com/los-retos-tecnologicos-para-extraer-aceite-y-gas-de-lutitas-en-mexico/>. Publicado por layerlin en Abr 30, 2013.
- Li Y., Sullivan B., Rozieres J., Gaz L. y Hinkel J. "An Overview of Current Acid Fracturing Technology with Recent Implications for Emulsified Acids." Artículo de la SPE 26581, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE. Houston, Texas, EUA. Octubre, 1993.
- Macías Arias María de Lourdes. "Fracturamiento Hidráulico con CO₂". ESIA Ticomán, IPN. 2011.
- Pierre A.; "Extracción del petróleo contenido en lutitas"; Oilfield Review, Invierno 2011/2012 SLB. Moody R.; "Oil and gas shales, definitions and distributions in the time and space; reunión del grupo de historia de geología de la sociedad geológica, Weymouth Inglaterra 2007
- Rae G, Hampson J, Hiscox I, Rennie M, Morrison A y Ramsay D. "A Case Study in the Design and Execution of Subsea Production Development Wells in the Captain Field". Artículo SPE 88837, SPE Drilling & Completion 19, no. 2. Junio, 2004.
- YoungSeuk, K.; Computational Rock Physics at the Pore Scale: Transport Properties and Diagenesis in Realistic Pore Geometries TLE, Vol. 20.

ANEXO A

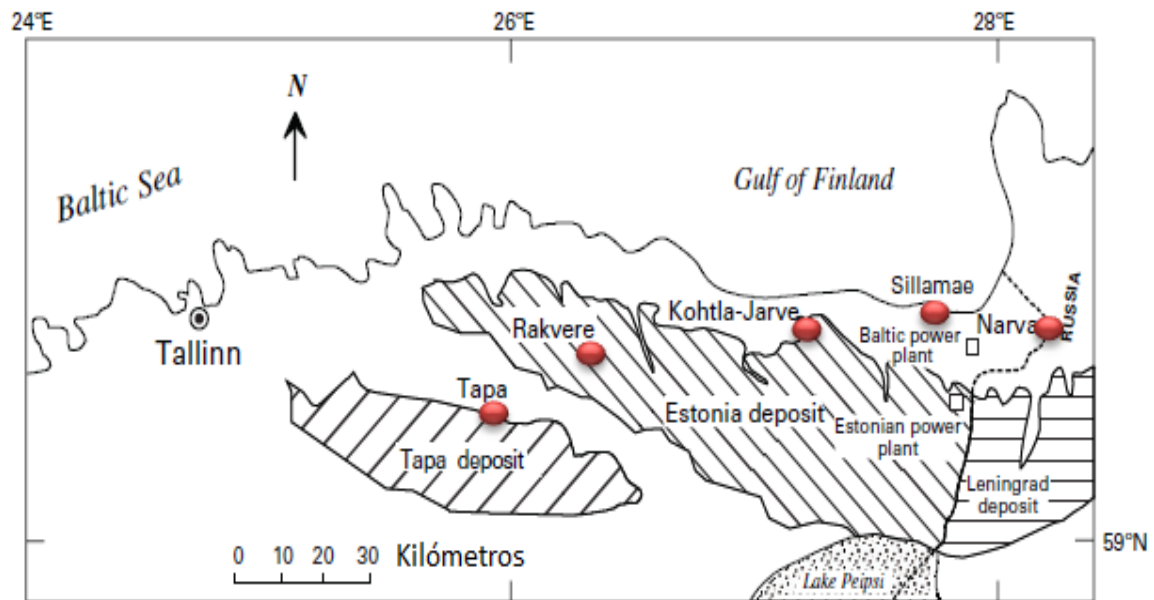


Figura 1.A. Localización de la sección de los yacimientos de "kukersite" en el noroeste de Estonia y Rusia. Adaptado por Kattai y Lokk¹.

ANEXO B

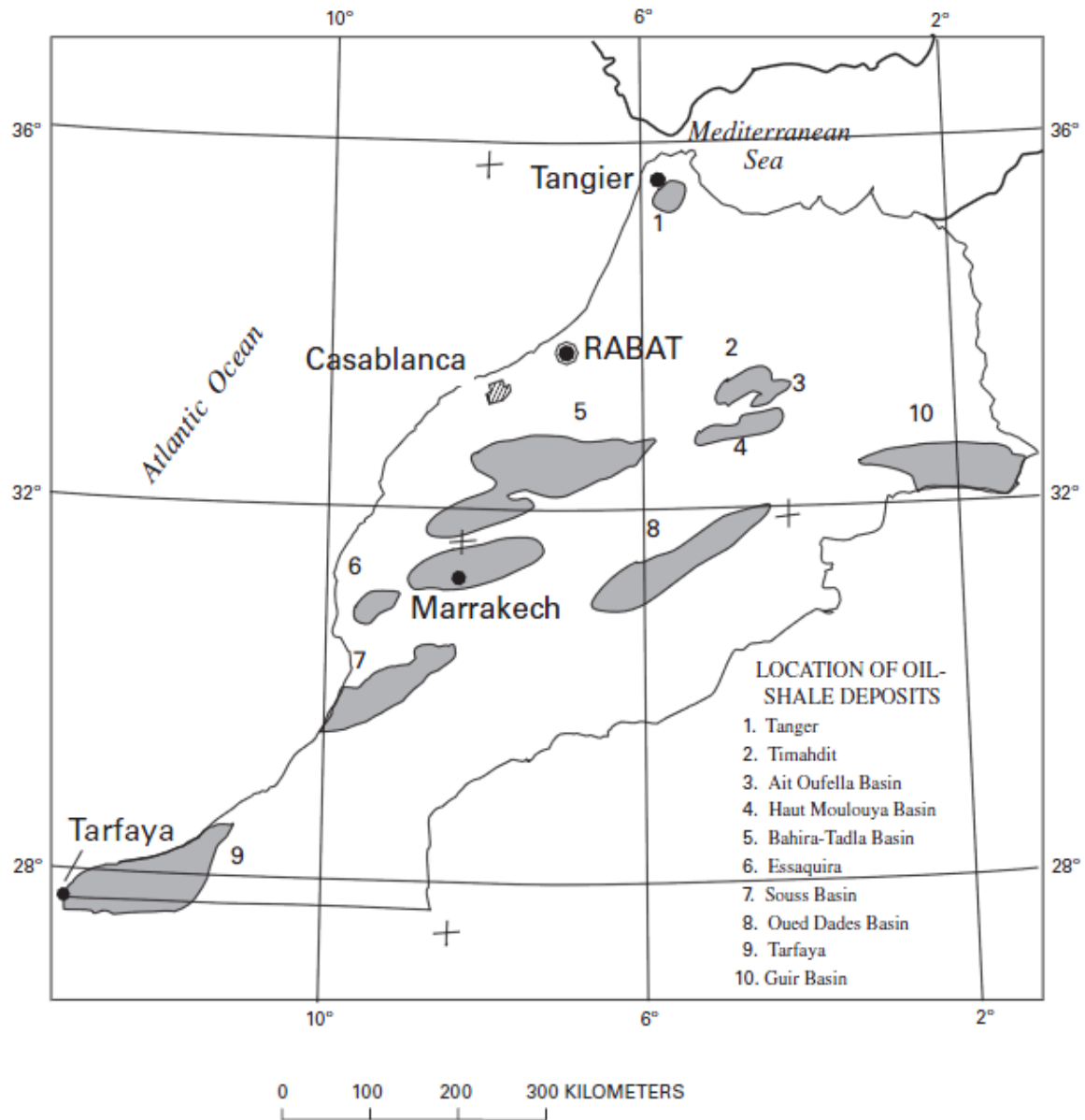


Figura 1.B. Ubicación de los yacimientos de aceite en lutitas en Marruecos. Fuente Bouchta 1984.

ANEXO C

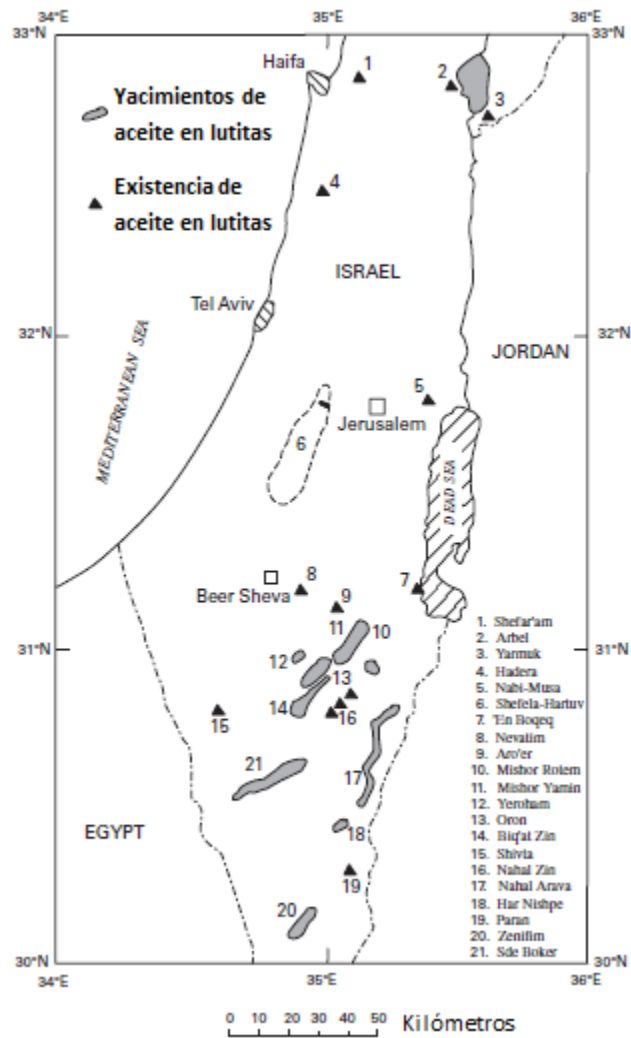


Figura 1.C. Localización de los yacimientos de aceite en lutitas en Jordania, adaptado por Jaberⁱⁱ y colaboradores, 1997 y Hamarnehⁱⁱⁱ, 1998.

ANEXO D



Figura 1.D. Yacimientos de aceite en lutitas en Canadá. Los números de los yacimientos corresponden a los de la tabla 2.C. Las áreas que se muestran en azul corresponden a los lagos. Adaptado por Macauley, 1981^{iv}.

| | Yacimiento | Unidad Geológica | Espesor (metros) | Rango (litros/ton) |
|----|---|----------------------------------|-------------------------|--------------------|
| 1 | Manitoulin-Collingwood trend, Ontario | Collingwood Shale | 2-6 | <40 |
| 2 | Ottawa area, Ontario | Billings Shale | - | Unknown |
| 3 | Southampton Island, Northwest Territories | Collingwood Shale equivalent (?) | - | Unknown |
| 4 | North shore of Lake Erie, Elgin and Norfolk Counties, Ontario | Marcellus Formation | - | Probably low |
| 5 | Norman Wells area, Northwest Territories | Canol Formation | ≤100 | Unknown |
| 6 | Gaspé Peninsula, Quebec | York River Formation | - | Unknown |
| 7 | Windsor-Sarnia area, south-west Ontario | Kettle Point Formation | 10 | 41 |
| 8 | Moose River Basin, Ontario | Long Rapids Formation | - | Unknown |
| 9 | Moncton sub-basin, New Brunswick | Albert Formation | 15-360 | 35-95 |
| 10 | Antigonish Basin, Nova Scotia | Horton Group | 60-125 | ≤59 |
| 11 | Deer Lake, Humber Valley, Newfoundland | Deer Lake Group | <2 | 15-146 |
| 12 | Conche area, Newfoundland | Cape Rouge Formation | - | Unknown |
| 13 | Stellarton Basin, Pictou County, Nova Scotia | Pictou Group | <5-35 (in 60 beds) | 25-140 |
| 14 | Queen Charlotte Islands, British Columbia | Kunga Formation | ≤35 | ≤35 |
| 15 | Cariboo district, British Columbia | ? | - | Minor oil yields |
| 16 | Manitoba Escarpment, Manitoba and Saskatchewan | Boyne and Favel Formations | 40 and 30, respectively | 20-60 |
| 17 | Anderson Plain, Northwest Territories | Smoking Hills Formation | 30 | >40 |
| 18 | Mackenzie Delta, Northwest and Yukon Territories | Boundary Creek Formation | - | Unknown |
| 19 | Grinnell Peninsula, Devon Island, Nunavut | Emma Fiord Formation | >100 | 11-406 |

Tabla 1.D Yacimientos de aceite en lutitas en Canadá, tomada de Dyni John R. "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits", 2005.

ANEXO E

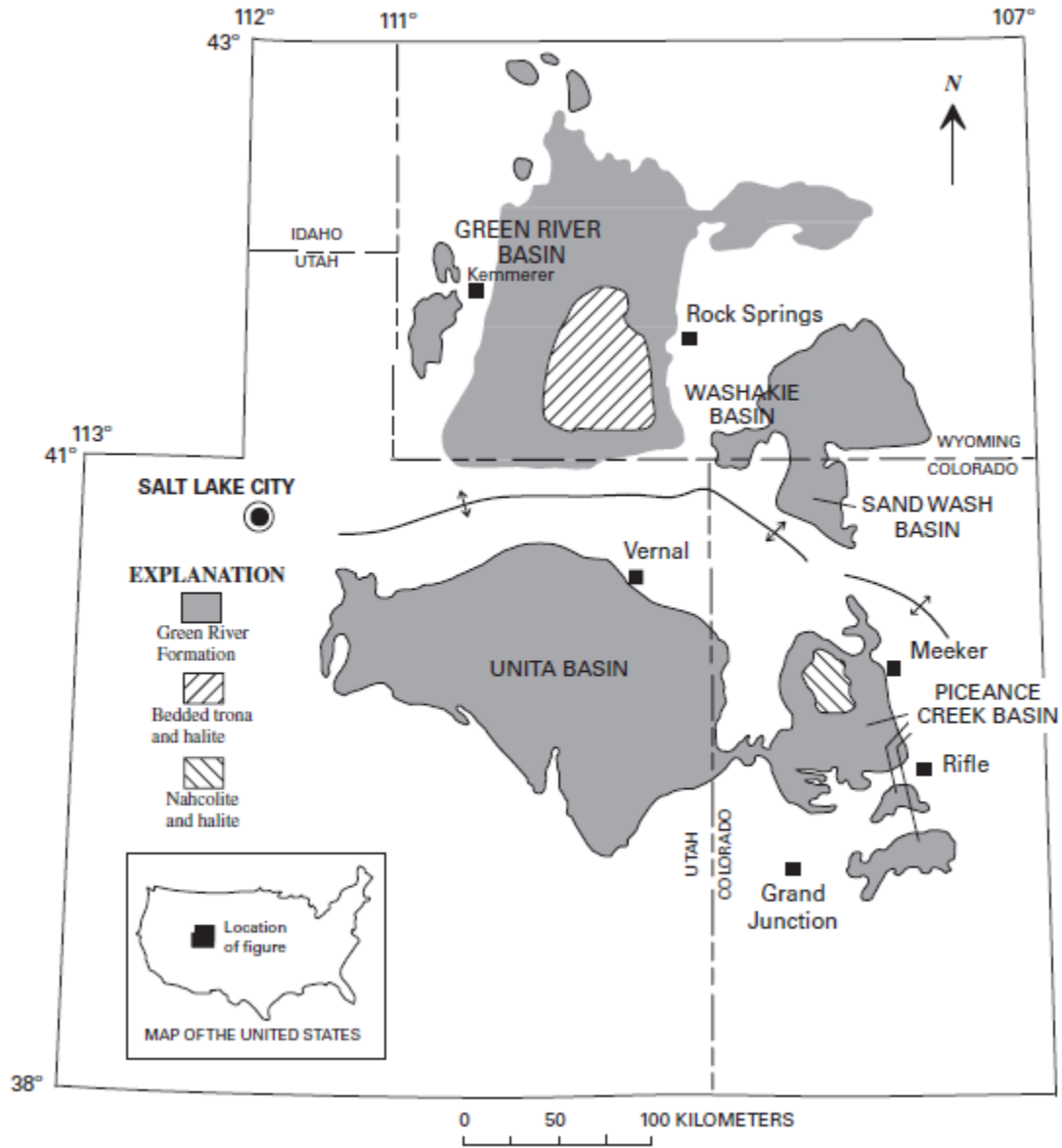


Figura 1.E. Área que abarca la formación Green River en los estados de Colorado, Utah y Wyoming, Estados Unidos.

ⁱ Kattai, V., and Lokk, U. "Historical review of the kuker-site oil shale exploration in Estonia: Oil Shale", v. 15, no. 2, 1998. Pp. 102–110.

ⁱⁱ Jaber, J.O., Probert, S.D., and Badr, O. "Prospects for the exploitation of Jordanian oil shale: Oil Shale", v. 14. 1997. Pp. 565–578.

ⁱⁱⁱ Hamarneh, Yousef. "Oil shale resources development in Jordan: Amman, Natural Resources Authority, Hashemite Kingdom of Jordan". 1998. Pp 98.

^{iv} Macauley, George. "Geology of the oil shale deposits of Canada: Geological Survey of Canada Open-File Report OF 754". 1981. Pp 155.

