



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MULTI-FRACTURAMIENTO DE POZOS NO
CONVENCIONALES DE ACEITE EN LUTITAS”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

LUZ MAYRET URIBE FLORES

RICARDO PIMENTEL MEDINA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

ENERO 2014



AGRADECIMIENTOS

A lo largo de la realización de este trabajo contamos con el respaldo de varias personas que nos brindaron su apoyo y a quienes deseamos agradecer, porque todos de alguna u otra forma contribuyeron con la elaboración de este trabajo y sin su ayuda hubiera resultado aún más complicado terminarlo, ¡Gracias!

Al M.C Carlos Arnoldo Morales Gil por la oportunidad y la confianza que nos brindó para realizar este trabajo bajo su dirección y por el tiempo y valiosos comentarios sobre el mismo.

Al Dr. Víctor Vallejo por la oportunidad de integrarnos a su equipo, por su empeño en buscar siempre el bienestar del grupo, y por el apoyo y facilidades que nos ha brindado en distintos momentos ¡Gracias por todo!

Al Dr. Juan Rogelio Román Ramos por sus comentarios y valiosas aportaciones en la elaboración de esta tesis. Sobre todo por su dedicación de tiempo, comprensión y paciencia ¡Muchas gracias Doctor!

Al Ing. Ricardo Ángel Pimentel Vázquez por su empeño, apoyo y participación en la elaboración de este trabajo.

Al Ing. Ricardo Ledesma Peña por la amistad, la confianza, ánimo, y todas las facilidades brindadas para finalizar dicho trabajo.

Al Ing. Gerardo Enrique Perazzo Ramírez muy especialmente le agradecemos por el tiempo, disposición, paciencia y por toda la ayuda que nos brindó en el desarrollo de este trabajo; gracias también por compartirnos sus conocimientos, enseñanzas y consejos que fueron fundamentales para la conclusión de esta tesis. ¡Gracias por su sincera amistad!

A nuestro director el Dr. Néstor Martínez Romero por su participación en la supervisión de este trabajo, por la confianza y amistad que nos ha otorgado.

A los miembros del Comité Totoral: Dr. Néstor Martínez Romero, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Bernardo Martell Andrade, Ingeniero Javier Arellano Gil, Ing. Francisco Castellanos Páez por la revisión del escrito de tesis, por los comentarios, observaciones y sugerencias que nos permitieron mejorarlo.

Un especial agradecimiento a nuestra la alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México por darnos cabida en su recinto para formarnos profesionalmente y permitirnos ser parte de su historia.

¡México, Pumas Universidad!...

A mi madre Ofelia Medina Pineda por darme todo su apoyo, cariño, comprensión, por nunca dejar de apoyarme en cada momento de mi vida. Te agradezco madre por todo el amor que tú me has dado. Te amo y te amare toda mi vida.

A mi padre Ricardo A. Pimentel Vázquez por tu apoyo incondicional en mi formación tanto profesional como personal, por todo el cariño y por nunca dejar de confiar en mí.

A mis hermanos Claudia Pimentel Medina y Andrés Pimentel Medina. Por todos los momentos que hemos compartido y por el apoyo incondicional que ustedes me han dado.

A Luz Mayret Uribe Flores por ser mi compañera de vida, por ayudarme a superar cada uno de los obstáculos, por regalarme tantos momentos maravillosos, por todas tus enseñanzas, por todo tu cariño, por darme tu amistad sincera e incondicional. Quiero que recibas de mí un especial agradecimiento.

A Dante Zecua Lechuga porque tú eres como un hermano para mí, porque siempre estuviste ahí cuando necesitaba de un consejo, una palabra de aliento, inclusive un regaño. Gracias hermano.

A mi amigos: Nayeli Santos Alvarado, Juan Pablo Andrade Cortes, Luis Arcos Hernández, Gerardo Pesina Reyna, Francisco Galindo Garza, Marcelo Zepeda y Carlos Reyes Hernández. Por compartir tantos momentos juntos.

Ricardo Pimentel Medina.

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi vida y de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad, por brindarme una vida llena de aprendizajes y experiencias que me han dado la madurez y fortaleza para superarme y seguir adelante.

Le doy gracias a mis padres Sifran Uribe y Reyna Flores por apoyarme en todo momento aun a pesar de las limitaciones, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Gracias por su amor, por confiar y creer en mí. ¡Todo esto fue por ustedes y es apenas el comienzo! ¡Los amo!

A mis hermanos Airelhy, Sifran y Zulet por ser parte importante de mi vida, por todo lo que he aprendido de ustedes y por llenarme de alegrías y amor cuando más lo he necesitado. ¡Sobre todo gracias a la Shashita!

A ti Ricardo Pimentel Medina, muchas gracias, no solo por ser mi compañero de tesis y permitirme aprender de ti y fortalecer y mejorar en todos los aspectos de mi vida profesional, sino además por todo el amor incondicional, paciencia y alegría que has compartido conmigo y que nos ha permitido superar todos aquellos momentos difíciles.

A la Sra. Berta y Sr. Toño, sincera y profundamente les agradezco su ayuda invaluable, principalmente por su guía y compañía, calidez y hospitalidad y sencillez con que me recibieron en su casa y trataron como una hija más. Gracias por ser mis segundos padres.

De manera muy especial quiero agradecer al Ing Ricardo Pimentel y Sra Ofelia Medina por la amistad, el cariño y todo el apoyo brindado durante la realización de este trabajo. ¡Gracias por todo!

A los profesores de quienes aprendí lo necesario para llegar a este momento y que me han formado profesionalmente, en especial a los profesores de la Facultad de Ingeniería.

De manera muy especial quiero agradecer al Ing Ricardo Ledesma Peña quien no solo ha confiado en mí como profesionalista si no que me ha brindado su sincera amistad y motivado para ser cada día mejor.

A mis amigos Nancy y Carlos ¡Gracias por estos años... y los que faltan hermanitos!

A mis amigos de la Universidad: Alberto Mendoza, David Barrera, Gerardo Bonilla, Israel Velázquez, Alejandra Balderas, Dante Zecua, Daniel López y Paulina Lizbeth por todos los momentos compartidos.

A todos los compañeros de AETMG por su compañía, las porras y ánimos que me dieron en todo momento.

Luz Mayret Uribe Flores

ÍNDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN REVOLUCIÓN DE ACEITE EN LUTITAS.....	3
i.- Revolución del aceite en lutitas.....	4
ii.- Del gas de lutitas al aceite en lutitas	4
iii.-Inicio de la revolución del aceite en lutitas.....	5
iv. Características de la industria y el mercado en E.U.A y Canadá	6
v. Impacto de la revolución de lutitas en el mercado.....	7
vi. Recuperación técnica y económica de los recursos de aceite en lutitas.....	9
vii. Potencial de recursos de aceite en lutitas en el mundo.....	11
viii. Pico de producción de las formaciones de aceite en lutitas en el mundo.....	15
CAPÍTULO I. ACEITE EN LUTITAS, UN RECURSO NO CONVENCIONAL.....	16
1.1 ¿Qué es un recurso no convencional?.....	17
1.2 ¿Qué es un yacimiento no convencional?.....	18
1.3 Clasificación de los recursos no convencionales de aceite.....	20
1.3.1 Aceites no convencionales en yacimientos convencionales	21
1.3.2 Aceites no convencionales en yacimientos no convencionales	21
1.3.3 Aceites convencionales en yacimientos no convencionales	21
1.4 Diferencias entre aceite en lutitas (Shale oil), aceite compacto (Tight oil) y lutitas bituminosas (Oil shale).....	22
1.5 Yacimientos de aceite en lutitas.....	23
1.5.1 Tipos de yacimientos de aceite en lutitas.....	24
CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA LUTITA QUE DETERMINAN ES PRODUCTORA DE ACEITE O NO.....	28
2.1 Definición de lutita.....	29
2.2 El valor de la información.....	30

2.3 Características de los yacimientos de lutitas. Información y evaluación.....	31
2.3.1 Propiedades petrofísicas.....	32
2.3.2 Propiedades petrográficas.....	35
2.3.3 Propiedades geoquímicas.....	39
2.3.4 Propiedades geomecánicas.....	43
2.4 Requerimientos mínimos para que una lutita sea productora de aceite.....	44
2.5 Fuentes de información.....	46
2.5.1 Muestras de roca:	46
2.5.2 Registros.....	48
2.5.3 Monitoreo Microsísmico	52
2.6 Volumen de Yacimiento Estimulado (SRV).....	55
2.7 Volumetría.....	56
2.8 Sweet spot	57

CAPÍTULO III POTENCIAL DE ACEITE EN LUTITAS EN MÉXICO 60

3.1 Introducción	61
3.2 Perspectiva regional de los plays de aceite y gas en lutitas.....	62
3.3 Posición estratigráfica de los plays de aceite y gas en lutita.....	63
3.4 Complejidad geológica de las formaciones de lutitas en México.....	64
3.5 Formaciones de la cuenca de Burgos.....	65
3.5.1 Formación Agua Nueva.....	65
3.5.2 Formación Pimienta.....	66
3.5.3 Actividad reciente en Burgos.....	66
3.6 Formaciones en la cuenca Sabinas- Burro-Picacho.....	67
3.6.1 Formación Eagle Ford.....	67
3.6.2 Formación La Casita.....	68
3.6.3 Actividad reciente en Sabinas.....	68
3.7 Cuenca Tampico-Misantla.....	70
3.7.1 Formación Agua Nueva.....	70
3.7.2 Formación Pimienta.....	70
3.7.3 Actividad reciente en Tampico-Misantla.....	71

3.8.1 Formación Maltrata.....	72
3.8.2 Actividad reciente en Veracruz.....	72
3.8 Cuenca de Veracruz.....	72
3.9 Recursos prospectivos no convencionales en el 2011.....	73
3.9.1 Jerarquización de áreas.....	74
3.9.2 Recursos técnicamente recuperables de aceite en lutitas.....	75
3.9.3 Potencial de desarrollo comercial.....	75

CAPÍTULO IV GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO..... 76

4.1 Fracturamiento hidráulico en la actualidad.....	77
4.2 Proceso de fracturamiento.....	78
4.3 Parámetros de bombeo.....	79
4.3.1 Presión de Rotura (PRUPT):.....	79
4.3.2 Presión de bombeo o en superficie (WHTP):.....	79
4.3.3 Presión de Fractura (PFRACT o BHTP):.....	80
4.3.4 Presión por fricción (PFRICC):.....	80
4.3.5 Presión Instantánea de cierre (ISIP):.....	80
4.3.6 Gradiente de fractura (Δ FRAC):.....	81
4.3.7 Presión de cierre (PCI):.....	81
4.3.8 Presión neta (PNET):.....	81
4.3.9 Gasto de bombeo (QINY).....	82
4.3.10 Potencia hidráulica (PH).....	82
4.4 Programa de bombeo.....	83
4.4.1 Inicio de la fractura.....	83
4.4.2 Colocación del apuntalante.....	84
4.4.3 Desplazamiento del apuntalante.....	84
4.4.4 Cierre de la fractura.....	85
4.5 Mecánica del fracturamiento.....	86
4.5.1 Iniciación de la fractura.....	86
4.5.2 Orientación de la fractura.....	86
4.5.3 Propagación de la fractura.....	87
4.5.4 Geometría de fractura.....	90

4.5.5 Eficiencia de la fractura	92
4.6 Componentes del tratamiento de la fractura	93
4.6.1 Fluido de tratamiento:.....	95
4.6.2 Apuntalante.	100
4.7 Conductividad de la fractura.....	104
4.7.1 Mecanismos de daño en la fractura o disminución de conductividad.	105
4.7.2 Mecanismos de maximización de la conductividad.....	107
4.8 Equipo de bombeo	109

CAPÍTULO V. TÉCNICAS DE MULTI-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. 111

5.1 Terminación en Liner Cementado vs. Agujero descubierto: ¿Cuál es el mejor para tu pozo?	112
5.2 Liner Cementado (Cemented Liner Multistage, CLMS).....	113
5.2.1 “Tapón y disparo” (Plug and Perf, P & P).....	113
5.2.2 Descripción de la herramienta de fondo o BHA (Bottom Hole Assembling)..	114
5.2.3 Secuencia Operativa del Método “Tapón y Disparo”	116
5.2.4 Consideraciones técnicas del método Perf & Plug.....	117
5.3 Agujero descubierto (open hole multi stage, ohms).	120
5.3.1 Camisas deslizables activadas por bolas (Ball Activated Sleeding Sleeve, BASS).....	120
5.3.2 Descripción de la herramienta de fondo o BHA.	121
5.3.3 Fases del funcionamiento de la camisa.	123
5.3. Algunas consideraciones técnicas para elegir un OHMS.....	126
5.4 Perforación hydrajet para liner cementado o agujero descubierto.....	129
5.4.1 Consideraciones Hydrajet por el tipo de terminación.....	129
5.4.2 Descripción de la herramienta de fondo (BHA).....	131
5.4.3 Secuencia operativa de la perforación hydrajet con TF.	132
5.4.4 Consideraciones técnicas del método.....	133
5.4.5 Mejoras tecnológicas.....	134
5.5 Criterios de selección de la técnica adecuada.	136
5.6 Comparación entre tecnicas de terminación.	137
5.6.1 Ventajas y desventajas.	137

5.6.2 Diferencias operacionales.....	138
5.6.3 Secuencia de terminación.....	139

CAPÍTULO VI. DISEÑO Y EJECUCIÓN DE MULTIFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE ACEITE EN LUTITAS.....142

6.1 Criterios de diseño, teoría.....	143
6.1.1 Multi-fracturamiento Hidráulico.....	143
6.1.2 Diseño del pozo.....	144
6.1.3 Pozo vertical o pozo horizontal.....	149
6.1.4 Fracturas transversales o longitudinales.....	151
6.1.5 La orientación del pozo.....	152
6.1.6 Longitud de la lateral del pozo.....	154
6.1.7 Arquitectura de una etapa de fractura o etapa de bombeo.....	155
6.1.8 Diseño de los clusters de perforación.....	156
6.1.9 Opciones de terminación.....	159
6.1.10 Selección del tratamiento de la fractura.....	161
6.2 Ejecución de la fractura.....	175
6.3 Métodos de evaluación.....	178
6.4 Impacto ambiental.....	179

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....182

LISTA DE FIGURAS.....184

BIBLIOGRAFÍA.....190

RESUMEN

La evolución reciente en la explotación de los recursos no convencionales en los Estados Unidos, ha demostrado que las formaciones de lutitas pueden producir aceite a gastos rentables usando novedosas tecnologías de extracción como perforación horizontal y multi-fracturamiento hidráulico. Motivados por su alto precio del barril (comparado con el precio del gas) junto con el desarrollo y disponibilidad tecnológica actual; el enfoque de la industria se ha estado moviendo hacia la exploración y explotación de los recursos no convencionales de aceite en lutitas.

Una lutita es una roca de grano muy fino con mineralogía y contenido de arcilla variable, alto contenido orgánico, complejidad textural y suficiente madurez que permite la generación de hidrocarburos (gas o aceite). Se caracteriza por presentar muy baja permeabilidad (micro a nanodarcys) y gran extensión areal. El término “Lutita” no es un indicativo de contenido de arcilla, más bien, se refiere al tamaño del grano de la roca.

Antes de realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un yacimiento no convencional es importante obtener un buen conocimiento de las propiedades petrofísicas y geomecánicas del mismo, combinado con un análisis de los núcleos obtenidos durante la fase de perforación. Esto se requiere para optimizar los tratamientos, con el fin de obtener producciones a largo plazo en un camino que maximice el contacto con el yacimiento en combinación con alta conductividad.

El objetivo principal de la terminación en estas formaciones de ultra-baja permeabilidad es mejorar el contacto yacimiento-pozo tanto como sea posible, realizando fracturamiento hidráulico de varias etapas a lo largo de la lateral del pozo horizontal. El contacto con el yacimiento se optimiza mediante la definición de la longitud de la lateral, el número de etapas que deben ser colocadas, la técnica de colocación de la fractura y el tamaño de la operación. La conductividad de la fractura se determina por el tipo y tamaño del apuntalante, sistema de fluido de fractura, así como la técnica de colocación.

El propósito de una sarta de terminación es proporcionar los servicios y las herramientas necesarias para convertir un pozo perforado en un pozo productor. En yacimientos no convencionales, la terminación tiene dos funciones principales: la primera es proporcionar una forma de aislar las múltiples etapas y de fracturarlas hidráulicamente a lo largo del pozo y la segunda es proporcionar un conducto para producir hidrocarburos a través de ella. Tres técnicas de terminación se han convertido en las efectivas y eficientes en este tipo de formaciones; tapón y disparos, camisas activadas por bolas, y jeteo asistido con tubería flexible.

ABSTRACT

The recent evolution of unconventional resources exploitation in the U.S. has shown that the shale formations can produce profitable oil rates, using novel extraction technologies as multi-stage hydraulic fracturing and horizontal drilling. Motivated by the high price of oil barrel (in comparison with the gas price) along with the current technological development and availability, the industry for unconventional oil resources has focus toward the exploration and exploitation of "Shale Oil" resources.

Shale is a fine-grained rock with variable mineralogy and clay content, high organic content, textural complexity and sufficient maturity that allows the generation of hydrocarbons (oil or gas). It is characterized by very low permeability (micro to nano Darcys), and large area basins. The term "shale" is not indicative of clay content rather refers to the grain size of the rock.

The primary goal of the completion in ultra-low permeability formations is to improve reservoir-well contact as much as possible, using multistage hydraulic fractures along the horizontal well. Reservoir contact is optimized by defining the extent of the fracture lateral length, the number of stages to be places, the fracture placement technique, and job size. Fracture conductivity is determined by the proppant type and size, fracturing fluid system as well as the placement technique.

The knowledge of reservoir petrophysical and geomechanical properties with an analysis of the cores obtained during the drilling phase before making a hydraulic fracturing are important to optimize treatments that will maximize both reservoir contact and conductivity to obtain long-term production.

The completion string purpose is to provide both the needed services and tools to turn the drilled well into a producing well. The completion in unconventional reservoirs has two elemental functions. First, is a way to isolate multiple stages in the wellbore and hydraulically fracture individual stage. Second, to provide a conduit to produce hydrocarbons through it. Three completion techniques have emerged as the most effective and efficient in these types of formations; Plug and Perf, Ball-Activated, and coiled tubing-activated.



INTRODUCCIÓN

REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS

Al hablar de la revolución de lutitas, nos referimos a las recientes actividades de la industria petrolera enfocadas a la extracción rentable de los hidrocarburos que se encuentran atrapados en los yacimientos de lutitas, los cuales, son yacimientos en rocas sedimentarias de grano fino que tienen muy baja permeabilidad y por lo tanto, requieren de novedosas tecnologías de extracción como el fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales, para producir comercialmente el aceite ligero con bajo contenido de azufre que almacenan en sus poros.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

I.- REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS.

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

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

II.- DEL GAS DE LUTITAS AL ACEITE EN LUTITAS

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

La producción de gas de lutitas excedió incluso las estimaciones hechas en 2008 por el Departamento de Geología de los Estados Unidos (U.S Geological Survey) y la EIA, saltando desde prácticamente cero en el 2000, a más de 130 millones de pies cúbicos en el 2011, lo cual, no solo cambió la percepción del futuro de este energético en el país, sino que también generó que el precio del gas disminuyera como consecuencia del exceso de oferta de gas.

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

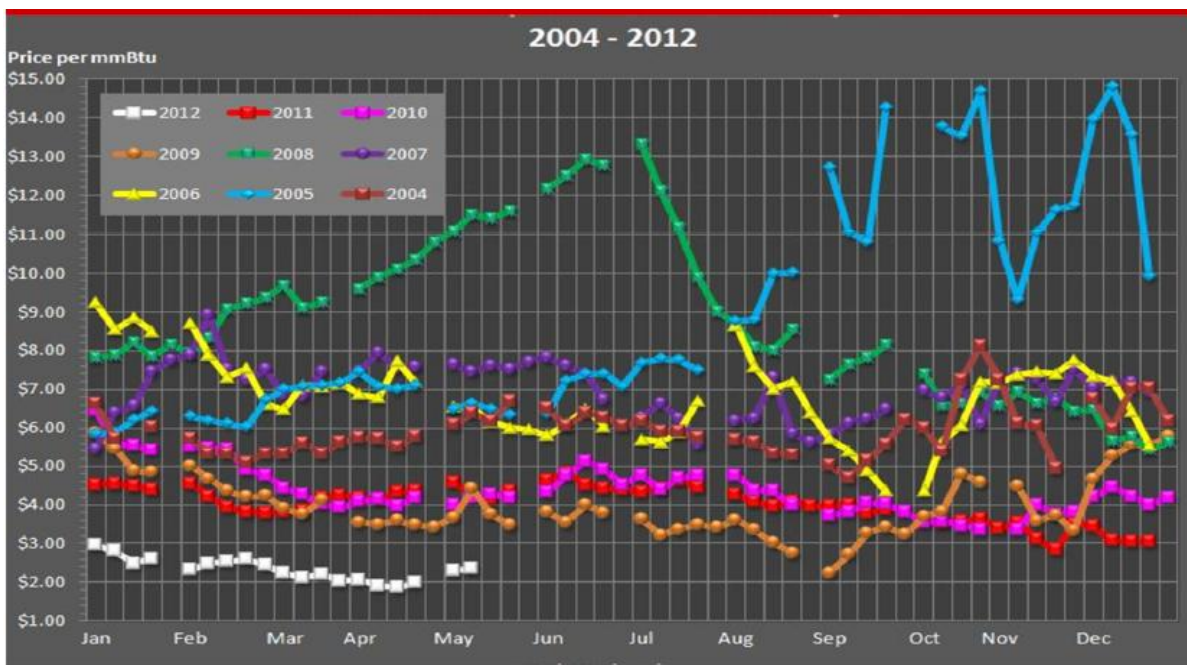


Figura 1 Impacto de la oferta excesiva de gas natural en América del Norte. **Fuente:** CSUR, Mayo 2012.

III.- INICIO DE LA REVOLUCIÓN DEL ACEITE EN LUTITAS

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

El play más importante de aceite en lutitas hasta el momento es la lutita de Bakken, que forma parte de la cuenca Williston en los EE.UU en las provincias de Dakota del Norte, Dakota del Sur y Montana., y en partes de Saskatchewan y Manitoba en Canadá. La cuenca Williston fue descubierta por primera vez en 1951 en Dakota del Norte, a pesar de esto, la Formación Bakken (520,000 km² aproximadamente) fue demasiado costosa para desarrollarse por muchas décadas. Hasta que al principio de la década del 2000, la pequeña compañía Lyco Energy y Halliburton intentaron una combinación de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico en una pequeña sección de la Formación en Montana (Campo Elm Coulee). El resultado fue tan prometedor que llevó a la EOG Resources a repetir el experimento en el 2006, en la sección de Dakota del Norte (Campo Parshall). Ese fue el verdadero comienzo de la revolución del aceite en lutitas.

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

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

IV. CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA Y EL MERCADO EN E.U.A Y CANADÁ

El éxito obtenido por el desarrollo masivo de pozos y el súbito incremento de las reservas en las formaciones de lutitas de los Estados Unidos y Canadá, no se debe únicamente al enorme volumen de aceite recuperable in situ con el que cuentan, sino que también se debe a la singularidad de algunas de las características de la industria y el mercado del petróleo que hacen que sea difícil de ser replicado en otras áreas del mundo (por lo menos en un corto período de tiempo).

Las principales ventajas que en Estados Unidos y Canadá son clave para el desarrollo de aceite en lutitas, incluyen: la propiedad privada sobre los recursos minerales del subsuelo (es decir, los individuos y las empresas pueden ser dueños de los derechos de propiedad mientras que en otros países, como México, estos derechos pertenecen únicamente al Estado) que proporciona un fuerte incentivo para el desarrollo; la disponibilidad de muchos operadores y contratistas con experiencia crítica y desarrollo tecnológico propio; la preexistente infraestructura de recolección y oleoductos; y la disponibilidad de recursos de agua para el uso en el fracturamiento hidráulico.

Otra característica de los sectores de aceite y gas de dichos países, es la presencia de varias instituciones que están dispuestas a financiar empresas independientes, muchas veces por convertirse en sus socios de capital. Una última característica, es la amplia disponibilidad y la flexibilidad en el mercado de equipos de perforación y otras herramientas esenciales en la exploración y producción de petróleo. Por ejemplo, EE.UU. y Canadá cuentan con aproximadamente 65% de todos los equipos de perforación existentes en el mundo.

Todas estas características son ajenas a otras partes del mundo, y hacen de estos países una especie de play único, ideal para la experimentación e innovación en formaciones de aceite y gas de lutitas.

V. IMPACTO DE LA REVOLUCIÓN DE LUTITAS EN EL MERCADO

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

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

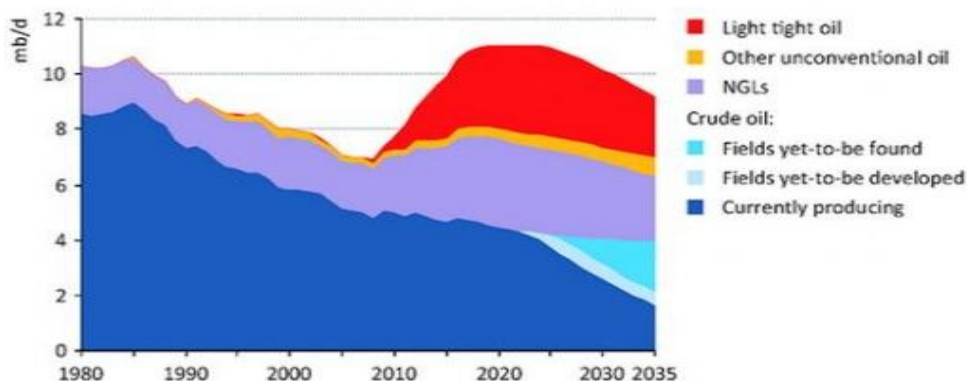


Figura 2 Tendencia de producción al año 2035 de aceite en E.U.A. **Fuente:** World Energy Outlook 2011.

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

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

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

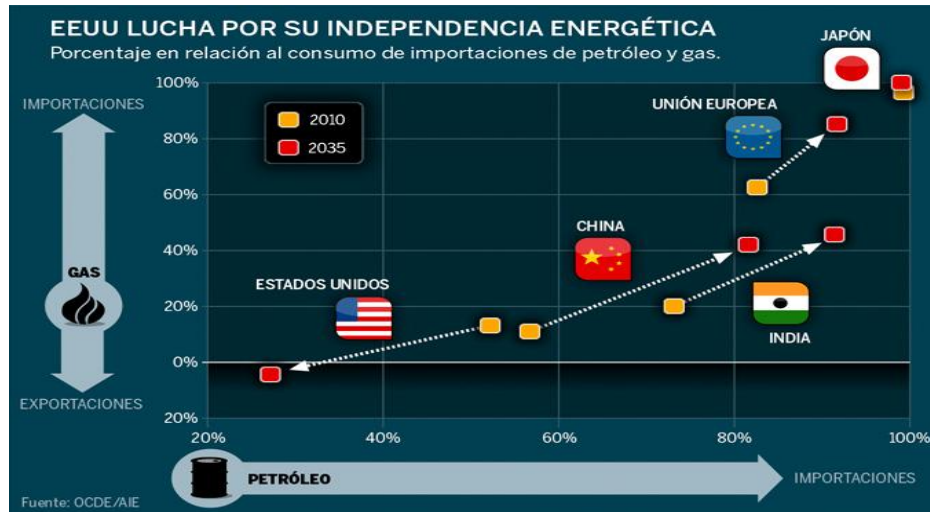


Figura 3. Relación de importaciones y exportaciones de hidrocarburos. Fuente: OCDE, 2012

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

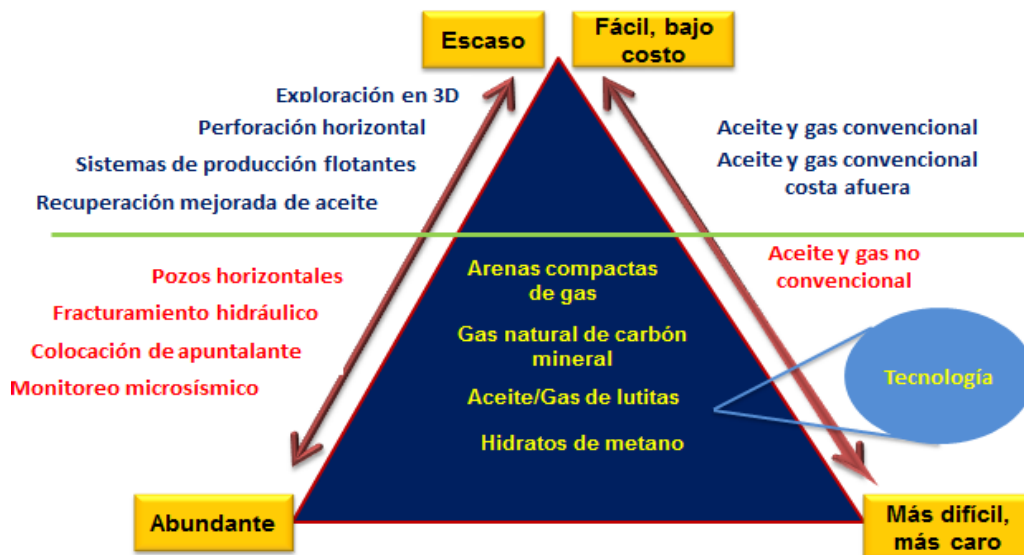


Figura 4. Pirámide de los recursos de los combustibles fósiles. Fuente: elaboración propia.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

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



Figura 5. Desarrollo tecnológico impulsado por el precio del aceite. **Fuente:** CSUR, 2011.

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

VI. RECUPERACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS RECURSOS DE ACEITE EN LUTITAS

Al considerar las implicaciones en el mercado de abundantes recursos de lutitas, es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperable, y un recurso económicamente recuperable. Los recursos técnicamente recuperables representan los volúmenes de petróleo que se podrían producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del barril aceite y los costos de producción. Los recursos económicamente recuperables son recursos que pueden ser rentablemente producidos bajo las condiciones actuales del mercado.

Los recursos técnicamente recuperables se determinan multiplicando el volumen original (considerando el riesgo) por el factor de recuperación. El factor de recuperación tiene en consideración la capacidad de la tecnología actual para producir aceite de formaciones con características geofísicas similares. Basado en la experiencia de EE.UU. en la producción de lutitas, el factor de recuperación (utilizados

para las evaluaciones de la EIA) para el gas de lutitas generalmente oscila del 20 % al 30%, con valores tan bajos como 15% y hasta el 35 % que se ha aplicado en casos excepcionales. Debido a la viscosidad del aceite y las fuerzas capilares, el aceite no fluye a través de las fracturas en la roca tan fácilmente como el gas natural, por consecuencia, los factores de recuperación del aceite en lutitas son generalmente más bajos de lo que son para el gas, y varían de un 3% hasta un 7% del volumen original, y puede ser tan alta como 10% o tan baja como 1% con casos excepcionales. En la **figura 6** se presenta un resumen de los recursos técnicamente recuperables de aceite estimados por la EIA (Junio 2013) para varias formaciones de aceite en lutitas en el mundo.

Recursos técnicamente recuperables no probados de aceite en lutitas (MMbl)			
Europa	Bulgaria		0.2
	Francia		4.7
	Alemania		0.7
	Holanda		2.9
	Polonia		3.3
	Rumania		0.3
	España		0.1
	Reino Unido		0.7
	Unión Soviética	Lituania	
Rusia			75.8
Ucrania			1.1
Norte América	Canadá		8.8
	México		13.1
	Estados Unidos		58.1
	Norte América	Australia	
China			32.2
Indonesia			7.9
Mongolia			3.4
Sur de Asia	India		3.8
	Pakistan		9.1
Medio Oriente y Norte de África	Argelia		5.7
	Egipto		4.6
	Jordania		0.1
	Libia		26.1
	Túnez		1.5
	Turquía		4.7
	Oeste Sahara		0.2
	Sudamérica y Caribe	Argentina	
Bolivia			0.6
Brasil			5.3
Chile			2.3
Colombia			6.8
Paraguay			3.7
Uruguay			0.6
Sahara	Mauritania		0.1

Figura 6. Recursos mundiales técnicamente recuperables de aceite en lutitas. **Fuente:** Elaboración propia con información de la evaluación EIA, ARI, junio 2013.

La recuperación económica de los recursos de aceite en lutitas dependen de tres factores: los costos de perforación y terminación de pozos, la cantidad de aceite que se producirá a partir de un promedio de vida productiva del pozo y los precios del petróleo.

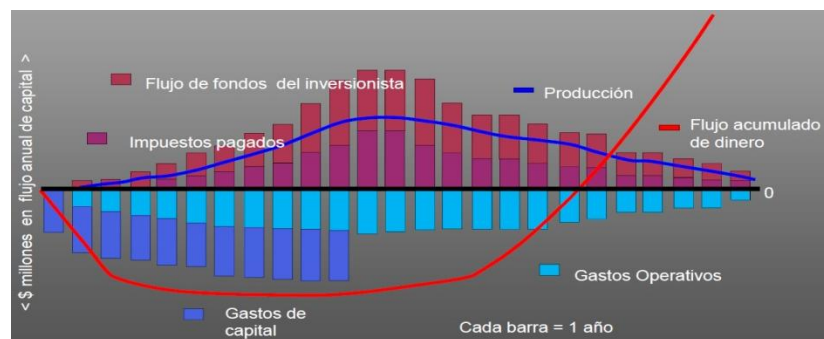


Figura 7. Recuperación económica de los recursos de aceite en lutitas. **Fuente:** CSUR, 2011.

Sin embargo, teniendo en cuenta la variación en las formaciones de lutita en todo el mundo, tanto en la geología como en las condiciones superficiales, la forma en que

los recursos mundiales técnicamente recuperables de aceite en lutitas resultarán ser económicamente recuperables aún no está claro. El efecto en el mercado de los recursos fuera de los Estados Unidos va a depender de sus propios costos de producción, los volúmenes y los precios del barril de aceite. Por ejemplo, un pozo de aceite en lutitas que cuesta dos veces más y produce la mitad de lo que produce un pozo típico en EE.UU. es improbable que sea una fuente de suministro de hidrocarburos; inclusive una mínima diferencia en los costos o en la productividad (o ambas cosas) puede ser suficiente para definir si un recurso será un éxito en el mercado o será económicamente irrelevante a precios actuales.

Para alcanzar la producción económica de los recursos de aceite en lutitas, se necesita: precios elevados del aceite; de preferencia infraestructura existente; tecnologías novedosas y existentes; disponibilidad de equipo y materiales en cantidades suficientes y un ambiente de trabajo competitivo con incentivos.

VII. POTENCIAL DE RECURSOS DE ACEITE EN LUTITAS EN EL MUNDO

Desde el lanzamiento de la evaluación de los recursos de gas natural técnicamente recuperables realizado por la EIA (en Abril de 2011) para formaciones de lutitas de 32 países en el mundo, el interés por los recursos de lutitas fuera de Estados Unidos incremento paulatinamente, debido a que dichos recursos demostraron ser rápidamente producibles en grandes volúmenes y a costos relativamente bajos, a tal grado, que han revolucionado la producción de hidrocarburos de EE.UU. en el 2012. Algunos de estos países son Argelia, Argentina, Australia, China, India, México, Polonia, Rumania, Rusia, Arabia Saudita, Turquía, Ucrania y Reino Unido.

Los pozos perforados a la fecha, así como la información publicada de las formaciones de lutitas en países como Argentina, China, México y Polonia, ayudaron a clarificar las propiedades geológicas y el potencial productivo de algunas formaciones a nivel mundial, de manera que en Junio de 2013, la EIA, publicó otra evaluación, ahora de 137 formaciones en 41 países, donde considera no solo los recursos de gas (como en la publicación anterior), sino que también los recursos de aceite en lutitas. En dicha evaluación indica que los recursos mundiales técnicamente recuperables de aceite en lutitas se estiman en 345 millones de barriles, lo que representa el 11% de los recursos mundiales de aceite (3,357 billones barriles, considerando reservas y recursos no probados convencionales y no convencionales). Vale la pena mencionar que las formaciones de lutitas evaluadas por la EIA, se seleccionaron con base en la combinación de factores que incluyen: la disponibilidad de datos públicos y estudios sobre cada una de las formaciones, las actividades de las empresas y el gobierno orientados al desarrollo de los recursos de lutitas, entre otros. Por otra parte, se excluyó de su estudio a todas aquellas formaciones que presentaban alguna de las siguientes características: profundidad vertical menor a 1000 m o mayor que 5000 m, contenido orgánico total menor al 2% y características geofísicas desconocidas. Una extracción del resultado de dicha evaluación para

únicamente las formaciones de aceite en lutitas se muestra en la **tabla 1**, donde se proporcionan las estimaciones de volumen original, los recursos técnicamente recuperables de cada formación y la cuenca a la que pertenece.

RECURSOS MUNDIALES DE SHALE OIL				
País	Cuenca	Formación	Volumen Original (MMbl)	Técnicamente recuperable (MMbl)
Alemania	Lower Sanoxy	Posidonia	11	0.5
Argelia	Ghadames/Berkine	Frasnian	78	3.9
	Illizi	Tannezuft	13	0.5
Argentina	Neuquen	Los Molles	61	3.7
		Vaca Muerta	270	16.2
	San Jorge	Pozo D-129	17	0.5
	Magallanes Austral	L. Inoceramus Magnas Verdes	131	6.6
Australia	Cooper	Roseneath-Epsilon-Murteree(Nappameri)	17	1
		Roseneath-Epsilon-Murteree(Patchawarra)	9	0.4
	Perth	Kockatea	14	0.5
	Canning	Goldwyer	244	9.7
	Georgina	L. Arthur Shale (Toko Trough)	22	0.9
		M. Velkerri Shale	28	1.4
	Beetaloo	L. Kyalla Shale	65	3.3
	Middle Magdalena Valley	La luna/Tablazo	79	4.8
Bolivia/Paraguay	Cahaco	Los monos	75	3.8
Brasil	Parana	Ponta Grossa	107	4.3
	Solimoes	Jandiatuba	7	0.3
	Amazonas	Barreirinha	19	0.8
Canadá	Alberta Basin	Banff /Exshaw	11	0.3
	East and West Shale Basin	Duvernay	67	4
	Deep Basin	North Nordegg	20	0.8
	NW Alberta Area	Muskwa	42	2.1
	Williston Basin	Bakken	22	1.6
Chile	Magallanes Austral	Estratos con Favrella	37	2.3
China	Tarim	Ordovicico superior	31	1.6
		Ketuer	129	6.5
		Pingdiqian/Lucaogou	109	5.4
	Jungar	Triasico	134	6.7
	Songliao	Qingshankou	229	11.5
Colombia	Llanos	Gachet	13	0.6
	Cuenca de Maracaibo	La Luna/Capacho	297	14.8
Egipto	Shous han/Matruh	Khatatba	17	0.7
	Abu Gharadig	Khatatba	47	1.9
	Alamein	Khatatba	14	0.6
	Natrun	Khatatba	36	1.4
Francia	Paris	Lias	38	1.5
		Permico y carbonifero	79	3.2
Holanda	Oeste de Holanda	Geverik	6	0.3

RECURSOS MUNDIALES DE SHALE OIL CONTINUACIÓN...				
País	Cuenca	Formación	Volumen Original (MMbl)	Técnicamente recuperable (MMbl)
India	Cambay	Cambay	54	2.7
	Krinshna-Godavari	Permico-triasico	20	0.6
Infonesia	Tarakan	Tabul	11	0.3
	Kutei	Balik papan	17	0.7
Libia	Ghadames	Tannezuft	104	5.2
		Frasnian	26	1.3
	Sirte	Sirte/Rachmat	406	16.2
		Etel	51	2
Murzuq	Tannezuft	27	1.3	
Lituania	Baltica	Llandovery	29	1.4
México	Burgos	Eagle Ford	106	6.3
	Tampico Misantla	Pimienta	138	5.5
	Veracruz	Maltrata	7	0.3
		Tamaulipas	13	0.5
		Pimienta	12	0.5
Mongolia	Este de Gobi	Tsagaantsav	43	1.7
	Tamtsag	Tsagaantsav	43	1.7
Pakistan	Lower Indus	Sembar	145	5.8
		Ranikot	82	3.3
Paraguay	Parana	Ponta Grossa	14	0.5
Polonia	Báltico/Warsaw Trough	Llandovery	25	1.2
	Pod Lasiee	Llandovery	12	0.6
UK	Luita jurásico	Lias	17	0.7
Rumania/Bulgaria	Plataforma Moesian	Etropole	8	0.4
Rusia	Oeste de Siveria central	Bazhenov Central	965	57.9
	Oeste de Siveria del norte	Bazhenov Norte	278	16.7
Túnez	Ghadames	Frasnian	28	1.4
Turquía	Sureste de Anatolian	Dadas	91	4.6
Ucrania	Dniepr- Donets	Carbonifero	23	1.1
Uruguay	parana	Cordobez	14	0.6

Tabla 1 Muestra la localización y el volumen de recursos técnicamente recuperables de las formaciones potencialmente productoras de aceite en lutitas en el mundo. **Fuente:** Realización propia en base a EIA, junio 2013.

Por lo tanto, los países con mayor potencial de recursos técnicamente recuperables no probados de aceite en lutitas se muestran en la **tabla 2**. Como se puede observar, entre diez países, suman 280 millones de barriles, es decir, el 81 % de los recursos de aceite en lutitas técnicamente recuperables a nivel mundial. Ubicando a México en el octavo lugar.

Países con mayor potencial técnicamente recuperable de recursos de aceite en lutitas.		
	País	Aceite en lutitas (MMbl)
1	Rusia	75
2	U.S.A	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistan	9
10	Canadá	9
	Total	280

Tabla 2. Primeros diez países con mayores recursos de aceite en lutitas **Fuente:** Elaboración propia con información de la evaluación EIA, ARI, junio 2013.

Dicha evaluación también presenta las reservas remanentes y recursos no desarrollados de las principales formaciones de aceite en lutitas en Estados Unidos, siendo las Formaciones Eagle Ford y Bakken las más importantes (**Tabla 3**).

País		Formación	Reservas Remanentes y recursos no desarrollados (MMbl)
Estados Unidos	Noreste	Marcellus	0.8
		Utica	2.5
	Centro	Woodford	1.9
	Texas	Eagle Ford	13.6
		Barnett	0.4
		Permico	9.7
	Montañas Rocosas	Niobrara	4.1
		Bakken/ Three Forks	14.7

Tabla 3. Reservas remanentes de recursos no desarrollados en E.U.A. **Fuente:** Elaboración propia con información de la evaluación EIA, ARI, junio 2013.

VIII. PICO DE PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES DE ACEITE EN LUTITAS EN EL MUNDO

Es habitual que los yacimientos de aceite en lutitas alcancen rápidamente el pico de producción. En la figura 4 se observa que la producción de aceite en lutitas en E.U.A se concentra en los yacimientos de las Formaciones Eagle Ford y Bakken y en conjunto no alcanzan el millón de barriles diarios. Asimismo, la producción de ambos yacimientos presenta un pico de producción pocos años después de iniciar la explotación, lo que exige la realización de más pozos para mantener la producción.

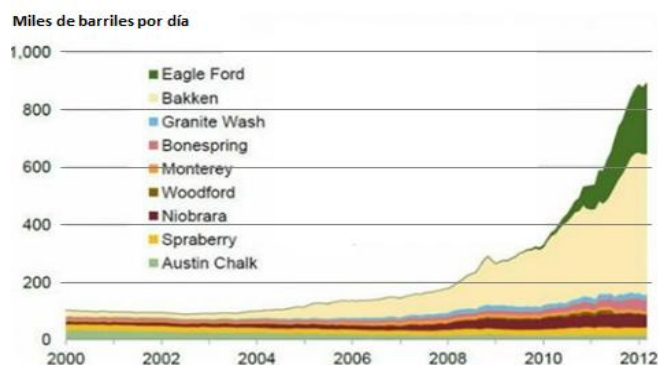


Figura 8: Gráfico de Producción actual acumulada de petróleo no convencional en Estados Unidos. **Fuente:** World Energy Outlook, 2011.

En Montana, la producción alcanzó su máximo nivel 6 años después del inicio de la explotación del yacimiento. Todo esto sin hablar del consumo energético necesario para la producción de ese tipo de petróleo y del gran impacto medioambiental del proceso de extracción de petróleo. Por tanto, se deberá evaluar con mucho cuidado el aporte del aceite no convencional de lutitas en la producción mundial de petróleo.

Hoy en día, existen varios factores que continúan impidiendo la comprensión global de las características de cada formación, lo que lleva a diferentes puntos de vista acerca de la mejor manera de aumentar la recuperación o disminuir los costos, es decir, la optimización de los procesos. Estos factores incluyen la falta de uniformidad en las diferentes áreas dentro de un mismo play y la etapa aún experimental de desarrollo en todas las formaciones. Por ejemplo, actualmente los pozos en la lutita Bakken, son perforados horizontalmente con una longitud lateral record de más de 3,000 m y las operaciones de fracturamiento en múltiples etapas con un record de más de 30 etapas a lo largo de una lateral. Nada de eso nunca se ha visto en el desarrollo del gas de lutitas, donde las longitudes laterales son generalmente no mayores de 1,500 m y con no más de 12-14 etapas de fracturamiento hidráulico.

Los plays de aceite en lutitas, requieren de costos de desarrollo aún más elevados que en cualquier otro play, debido a la falta de conocimientos y estándares de producción. A largo plazo, el costo de la extracción de lutitas se puede disminuir significativamente con la reducción de los tiempos de perforación y terminación, así como el aumento gradual de la infraestructura.



CAPÍTULO I

ACEITE EN LUTITAS, UN RECURSO NO CONVENCIONAL

De acuerdo con la definición de la Administración de Energía de E.U.A. (Energy Information Administration, EIA, 2001), la producción de hidrocarburos se refiere al “aceite y gas natural que se produce por la perforación de pozos dentro de formaciones geológicas, en las cuales las características del yacimiento y del fluido permiten que el aceite y gas natural fluyan fácilmente hacia el pozo.” Por el contrario, la producción de hidrocarburos no convencionales no cumple con estos criterios, ya sea porque las formaciones geológicas presentan muy bajo nivel de porosidad y permeabilidad, o porque los fluidos tienen una densidad que se aproxima o incluso supera la del agua (1cp), por lo que no pueden ser producidos, transportados, y refinados por métodos convencionales.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

1.1 ¿QUÉ ES UN RECURSO NO CONVENCIONAL?

Cander (2010) define a los recursos no convencionales (RNC), como recursos de hidrocarburos en donde la relación de permeabilidad y viscosidad $[\kappa/\mu]$, implica el uso de tecnología (ya sea para mejorar la permeabilidad de la roca o para disminuir la viscosidad del fluido), con el fin de producir los hidrocarburos a gastos comercialmente competitivos. Podemos notar que en esta definición, el término no convencional involucra tanto al yacimiento como al fluido presente en él.

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

1. Recursos no convencionales de gas (**Figura 1.1**):
 - Gas de yacimientos de baja permeabilidad (**Tight gas**).
 - Gas de lutitas (**Shale gas**).
2. Recursos no convencionales de aceite:
 - Aceite de lutitas (**Shale oil**).
 - Aceite de yacimientos de baja permeabilidad (**Tight oil**).
 - Aceite pesado (**Heavy oil**).
 - Aceite de lutitas bituminosas (**Oil Shale**).

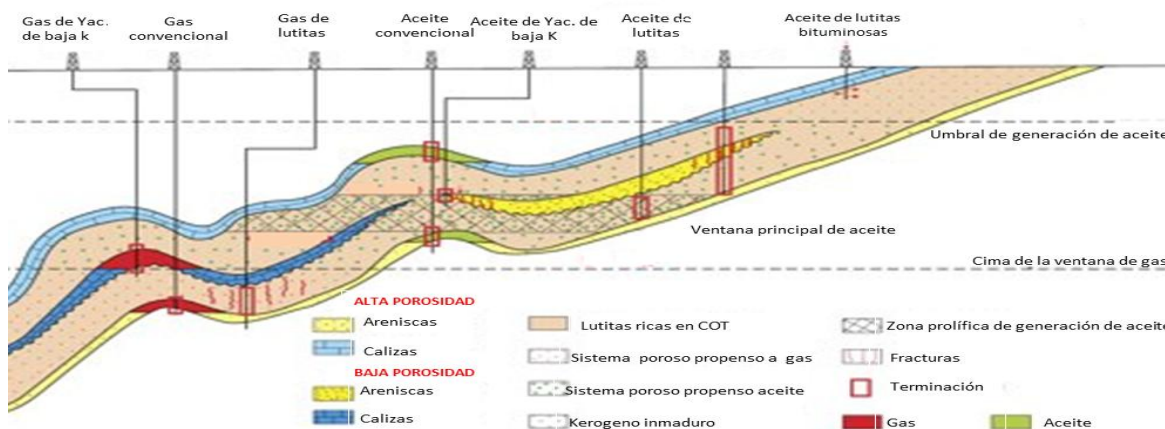


Figura 1.1. Sección geológica conceptual mostrando la ubicación geológica de los recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos. **Fuente:** www.neftex.com.

De gran importancia son los recursos de gas no convencional, como lo son el gas de lutitas y el gas de rocas compactas, de los cuales existe amplia bibliografía. Sin embargo, para los fines que persigue esta investigación, se profundizará únicamente en la definición de los recursos no convencionales de aceite, en específico de los recursos de aceite en lutitas (Shale Oil).

1.2 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL?

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

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

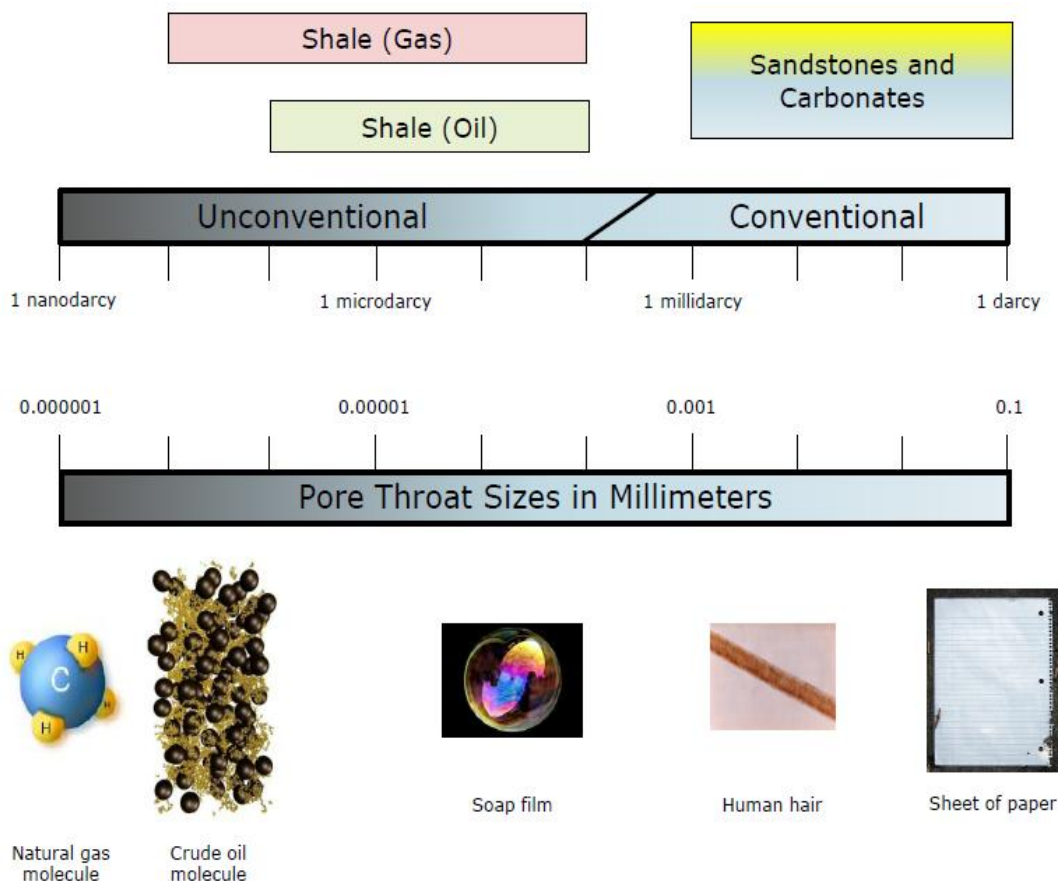


Figura 1.2. Correlación de la permeabilidad con la porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales. **Fuente:** Exxon 2011.

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

Dichas características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y con heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad (nanoDarcies), y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el yacimiento están muy cercanos y suelen ser los mismos.
- El aceite es generado in situ, por lo tanto, no se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El petróleo se mantiene en el yacimiento debido a la presión o la baja permeabilidad.
- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de núcleos, tanto en pozos verticales como horizontales.
- Contienen recursos hidrocarburos que se encuentran a ciertas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de aceites de muy alta viscosidad.
- Los contactos agua-aceite y agua-gas no existen o son irrelevantes.
- A nivel internacional a este tipo de formaciones se les asocia una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- El riesgo asociado a su explotación se concentra en la capacidad de producir volúmenes viables de aceite a partir de yacimientos laterales, por lo que requieren el uso de tecnologías mejoradas para extraer los hidrocarburos contenidos en ellos, por ejemplo, para extraer el “aceite de lutitas” se requiere el uso de multi-fracturamiento en pozos horizontales.
- Se requiere de una fuerte inversión económica, debido a que para desarrollar un proyecto no convencional se requiere la perforación masiva de pozos y de la combinación de diversas tecnologías para obtener un beneficio a largo plazo.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES DE ACEITE

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

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

Entonces, se pueden distinguir tres tipos de recursos no convencionales de aceite: 1) los aceites no convencionales dentro de yacimientos convencionales, 2) los aceites no convencionales dentro de yacimientos no convencionales y 3) los aceites convencionales dentro de yacimientos no convencionales, en este último están incluidos los yacimientos de aceite en lutitas (**Figura 1.3**). Los recursos incluidos en esta clasificación se describen a continuación.

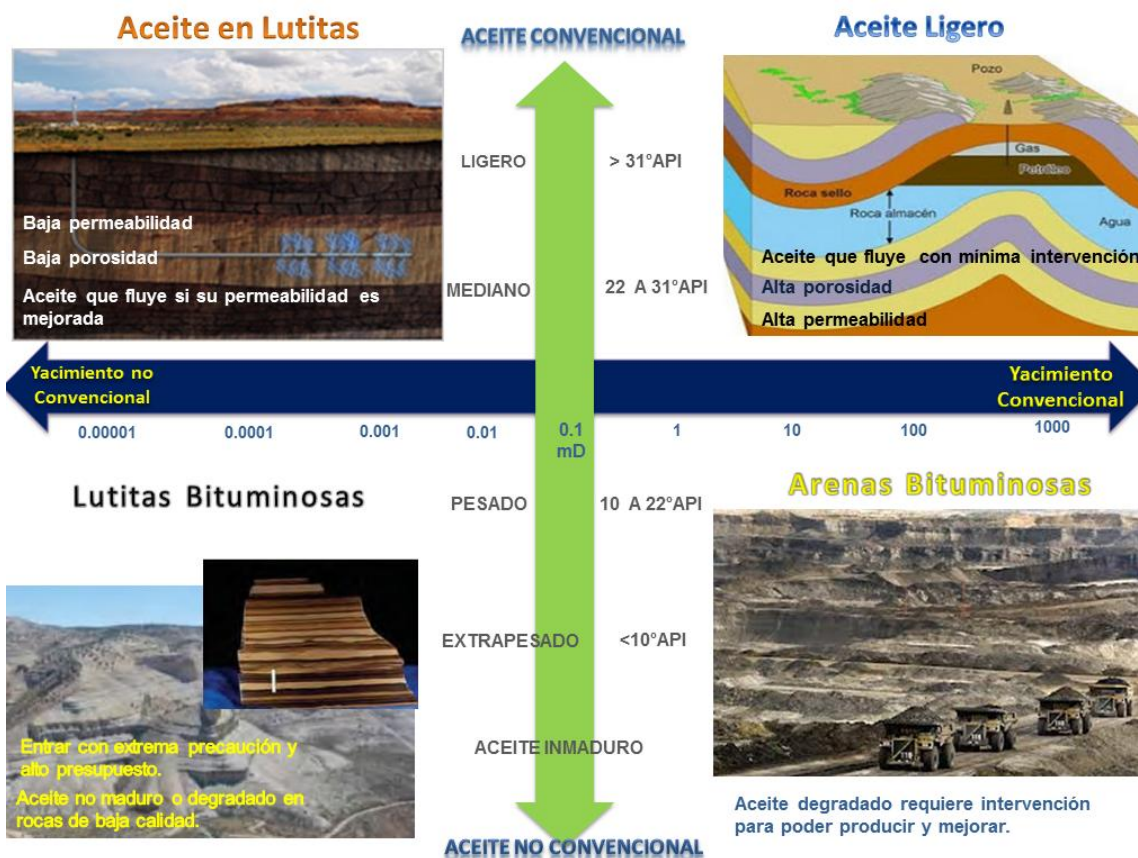


Figura 1.3. Clasificación de los recursos convencionales y no convencionales de aceite. **Fuente:** Imagen modificada de Mcquarie Research, 2010.

1.3.1 Aceites no convencionales en yacimientos convencionales:

Aceite Extra Pesado (Extra Heavy Oil). Es un crudo cuyo grado API es menor a 10 y una viscosidad por debajo de los 10,000 centipoise. Fluye a condiciones de yacimiento.

Bitumen natural (Oil sands / Tar sands). Al igual que el crudo extra pesado, este hidrocarburo tiene un grado API menor a 10, sin embargo su viscosidad es mayor de los 10,000 centipoise, por lo que a condiciones de yacimiento, no tiene fluencia o movilidad. Está contenido (impregnado) en arenas o rocas porosas formadas principalmente de carbonatos y se encuentra mezclado con compuestos inorgánicos. Ejemplo: Norte de Alberta, Canadá.



Muestra de Oil Sand

1.3.2 Aceites no convencionales en yacimientos no convencionales:

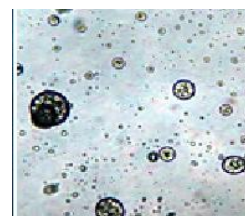
Aceite de lutitas bituminosas (Oil Shale). Es un compuesto orgánico llamado kerógeno, contenido en rocas inorgánicas poco porosas de grano fino (lutitas). El kerógeno tiene 2 propiedades intermedias entre el petróleo y el carbón mineral, es insoluble en aceites orgánicos y precursor del petróleo en las rocas sedimentarias. El kerógeno es de interés energético debido a que al calentarlo anaeróbicamente hasta los 500 °C, se convierte en petróleo. Ej. Green River, Oeste de Colorado.



Muestra de Oil Shale

1.3.3 Aceites convencionales en yacimientos no convencionales:

Aceite de rocas compactas (Tight Oil): Es aceite convencional que es encontrado dentro de los yacimientos de muy baja permeabilidad, formado principalmente de carbonatos, areniscas y mínimas intercalaciones de lutitas. El aceite contenido dentro de estos yacimientos no fluye del fondo del pozo a gastos económicos, por lo que se requiere utilizar perforación horizontal combinada con fracturamiento multi-etapa para acceder a estos yacimientos.



Muestra de Tight Oil

Fuente: Repsol, 2010.

Aceite de lutitas (Shale Oil): Es aceite termogénico que fue generado de la materia orgánica de la lutita y retenido (en la porosidad de la matriz o en la materia orgánica) por la misma. La acumulación más viable de aceite en lutitas parecen ser en la cual los valores de carbono orgánico total son mayores al 2%, la madurez térmica inferior a 1.3% de reflectancia de la vitrinita (Ro), y la materia orgánica de origen marino (kerógeno tipo II).



Fuente: Bohacs, 2013.

1.4 DIFERENCIAS ENTRE ACEITE EN LUTITAS, ACEITE COMPACTO Y LUTITAS BITUMINOSAS

De las definiciones anteriores podemos concluir que tanto los yacimientos compactos como los yacimientos de aceite en lutitas, presentan baja permeabilidad y almacenan aceite convencional (aceite ligero con bajo contenido de azufre), por lo tanto, la diferencia radica en el tipo de litología predominante. Aunque los términos aceite en lutitas (Shale oil) y aceite de rocas compactas (Tight oil) son a menudo intercambiados en discursos públicos; las formaciones de lutitas son únicamente un subconjunto de los Tight Oil, que incluyen tanto areniscas, carbonatos y lutitas como fuentes de producción de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

Dentro de los Estados Unidos, la industria petrolera se refiere a la producción de aceite de rocas compactas (Tight oil) en lugar de producción de aceite en lutitas, porque es un término más amplio y más preciso con respecto a las formaciones geológicas productoras de aceite en cualquier pozo en particular. La EIA ha adoptado esta convención, y desarrolla estimaciones de la producción de los recursos de aceite compacto (Tight oil) en los Estados Unidos, que incluyen, pero que no se limitan a la producción de formaciones de lutitas.

El término (Oil Shale) también llega en ocasiones a ser utilizado en lugar de (Shale oil), lo cual genera confusión ya que a pesar de que son formaciones de lutitas con baja porosidad y baja permeabilidad como los Shale Oil, contienen kerógeno de baja madurez ($R_o=0.5\%$) que es precursor del aceite, por lo que requieren de un tratamiento térmico artificial para convertirse en un combustible de útil proceso (muy similar a lo que se aplica en Canadá para obtener petróleo de las arenas bituminosas "Tar Sands"). No obstante, la extracción de petróleo (Oil Shale) es aún más costosa, a pesar de ser un recurso que se encuentra más cercano a la superficie. Los EE.UU. tienen enormes recursos de lutitas bituminosas, sobre todo en la Formación del Green River en el oeste de Colorado, Utah y Wyoming.

En las publicaciones recientes en nuestro país, se utiliza a menudo el término aceite en lutitas (Shale oil) para definir sus yacimientos de aceite de baja permeabilidad que incluyen formaciones de tamaño arcilloso, principalmente lodolitas (mudstone). Adoptaremos esta convención para nuestra investigación, tomando en cuenta que la tecnología empleada para extraer con éxito dichos recursos, es el multi-fracturamiento hidráulico por etapas de pozos horizontales, lo cual es el objetivo principal de este trabajo.

Todo lo revisado nos permite aterrizar en el objetivo principal de este capítulo, el cual es definir que es el aceite en lutitas, donde se ubica dentro de la clasificación de los recursos no convencionales de aceite y cómo podemos diferenciarlo respecto a otros recursos.

1.5 YACIMIENTOS DE ACEITE EN LUTITAS.

Son yacimientos de aceite que se encuentran en la ventana de generación de aceite y gas húmedo, pero más del 60% de su contenido es líquido. Presentan las siguientes características generales [Clarkson et al. (2011)].

- La roca generadora es parte del yacimiento, es rica en materia orgánica y está finamente intercalada con rocas arcillosas ricas en calcita / cuarzo.
- El origen del fluido y el almacenamiento del mismo se encuentran principalmente dentro de la matriz de la roca rica en materia orgánica. La parte de la matriz que tiene escasas de materia orgánica junto con las redes de fracturas naturales proporcionan vías para el flujo de fluidos.
- La heterogeneidad y anisotropía en las propiedades de las rocas y la variabilidad en las propiedades del fluido son evidentes en la mayoría de los yacimientos de aceite en lutitas.
- Los diferentes niveles de COT (1-15%) y grados de madurez, dan como resultado una amplia gama de aceites de densidad API entre 30-55 °, y relación gas-aceite (RGA) de 300-10,000 scf.
- La baja permeabilidad de la matriz y la distribución del tamaño de la garganta de poro a escala nano (de 1-20 nm), están cerca del tamaño molecular de las grandes moléculas de los componentes líquidos, lo que resulta en un comportamiento poco convencional de flujo de fluidos y necesidad de tener micro-permeabilidad para producir los yacimientos de aceite (nano-permeabilidad para gas). En la **figura 1.4** se observa que el gas seco se produce a partir de yacimientos que tienen rangos de permeabilidad entre 10 y 100 nano-Darcies e inclusive pueden tener valores de permeabilidad superiores un (1) micro-Darcy.

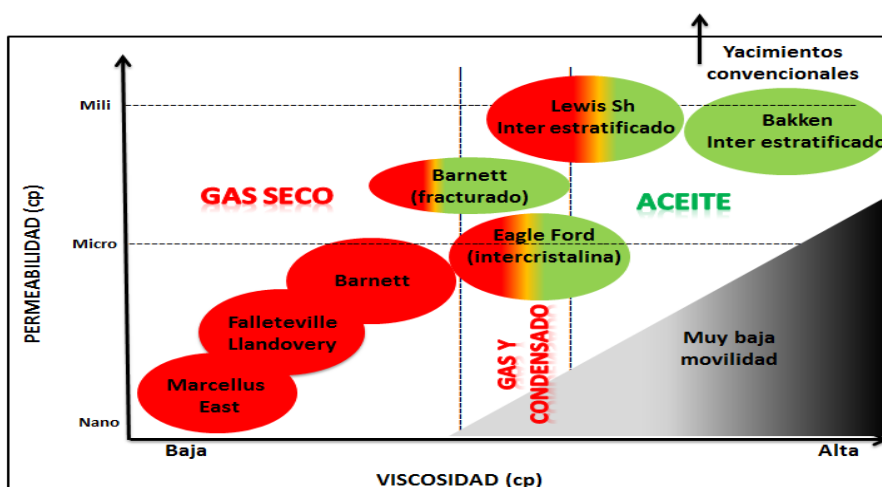


Figura 1.4. El diagrama ilustra la posición relativa de algunas formaciones de lutitas en E.U.A basados en la relación de la permeabilidad y viscosidad. **Fuente:** Bohacs, 2013.

complejos, y la viscosidad del fluido es mayor, por lo que requiere de mayores permeabilidades (y probablemente poros más grandes) para producir los fluidos a tasas significativas.

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

Estos yacimientos son económicamente atractivos, aunque complicados, operacionalmente. Las propiedades del fluido, la roca y el sistema roca-fluido son críticas para el desarrollo y la gestión óptima del yacimiento. La heterogeneidad de la formación, la variabilidad de fluido, y la complejidad de las propiedades del sistema provocan que la caracterización del flujo sea una tarea difícil. El hecho de que los hidrocarburos se hallen en medios de baja permeabilidad imposibilita su explotación a la manera de los yacimientos convencionales, sin embargo, novedosas tecnologías de multi-fracturamiento de pozos horizontales en lutitas han hecho posible la explotación comercial de estos yacimientos.

Los yacimientos de aceite en lutitas en México se derivan de rocas que se encuentran principalmente en el Mesozoico, Paleozoico, Jurásico Superior y Cretácico Superior; aunque en otras partes del mundo también son comunes las pertenecientes al Devónico superior (como Bakken).

1.5.1 Tipos de yacimientos de aceite en lutitas.

La producción de aceite puede ser a partir de varios tipos de yacimientos de grano fino (tamaño arcilla) de baja permeabilidad, los cuales deben de cumplir con ciertas propiedades de yacimiento para que sean productoras de hidrocarburos.

Dichos yacimientos pueden ser clasificados de varias formas: 1) por las características de la asociación de litofacies, 2) por el tipo dominante de sistema permeabilidad-porosidad, 3) por las propiedades de los hidrocarburos contenidos, 4) por la arquitectura estratigráfica, 5) por la distancia de migración, entre otras. **(Figura 1.5).**

Bohacs y Passey (2013) encontraron que al combinar dichos parámetros se podía retratar la interacción esencial de las propiedades de la roca y del fluido que influyen en el flujo de fluidos. Los aspectos claves y las combinaciones de estos parámetros son resumidos en la **Figura 1.6**, los que se explican brevemente a continuación.



Figura 1.5. Resumen esquemático y fotomicrografías de bajo aumento de los principales sistemas de producción. **Fuente:** Bohacs, 2013.

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

Figura 1.6 Clasificación de los yacimientos por: 1) por las características de litofacies, 2) por el sistema permeabilidad-porosidad, 3) por las propiedades de los hidrocarburos contenidos, 4) por la arquitectura estratigráfica. 5) por la distancia de migración. **Fuente:** Bohacs 2013.

Sistemas de permeabilidad-porosidad: Los distintos tipos de porosidad presentes en los yacimientos de lutitas son sistemas de porosidad inter-granular, inter-cristalina, intra-granular, intra-kerógeno, intra-piro-bitumen, y componentes fracturados (**Figura 1.7**). Un sistema con mayor porosidad normalmente tiende a tener mayor permeabilidad lo que resulta en mayores producciones. Por ejemplo, en Estados Unidos, las formaciones híbridas (intercalaciones de carbonatos y limolitas) como Bakken y Three Forks; las formaciones de lutitas con significativa porosidad inter/intra-partícula e inter-cristalina como Eagle Ford; o las formaciones fracturas como Monterey, Woodford y Barnett en como Bakken tienden a mayores producciones. (Hay que tomar en cuenta que para la mayoría de formaciones fracturadas, la porosidad asociada con fracturas es típicamente menos de 1,0%, por lo que las fracturas principalmente proporcionan permeabilidad y no necesariamente significan almacenamiento de hidrocarburos).

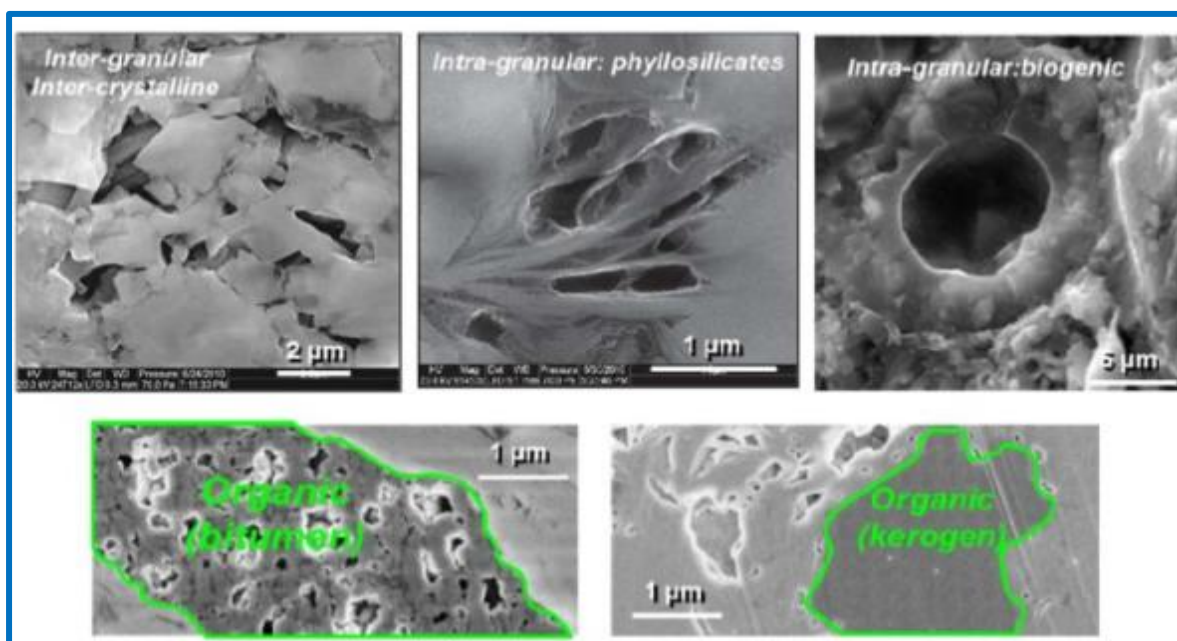


Figura 1.7 Esquemas de los tipos de porosidad en yacimientos de grano fino. **Fuente:** Bohacs, 2013.

Propiedades del hidrocarburo: Las propiedades del hidrocarburo de primera importancia para el flujo son: la viscosidad; la densidad y composición del fluido. El comportamiento resultante PVT (fase, punto de burbuja, punto de rocío y RGA) es importante ya que afecta la viscosidad y el comportamiento de la producción.

Relación de litofacies: Comprende la composición, distribución de tamaño de grano y estratificación de las rocas silíceas, calcáreas y arcillosas, que varían de arenas muy finas (grainstone), pasando por limos (packestone y wakestone) hasta arcillas (mudstone).

Arquitectura estructural: Define la relación espacial de los intervalos generadores de hidrocarburos (que son ricos en materia orgánica) y los intervalos porosos y permeables. La arquitectura estructural esencialmente define la migración secundaria, la cual puede variar de fracciones de milímetros en yacimientos de lutitas, hasta kilómetros en los yacimientos compactos (tight). **(Figura 1.8)**

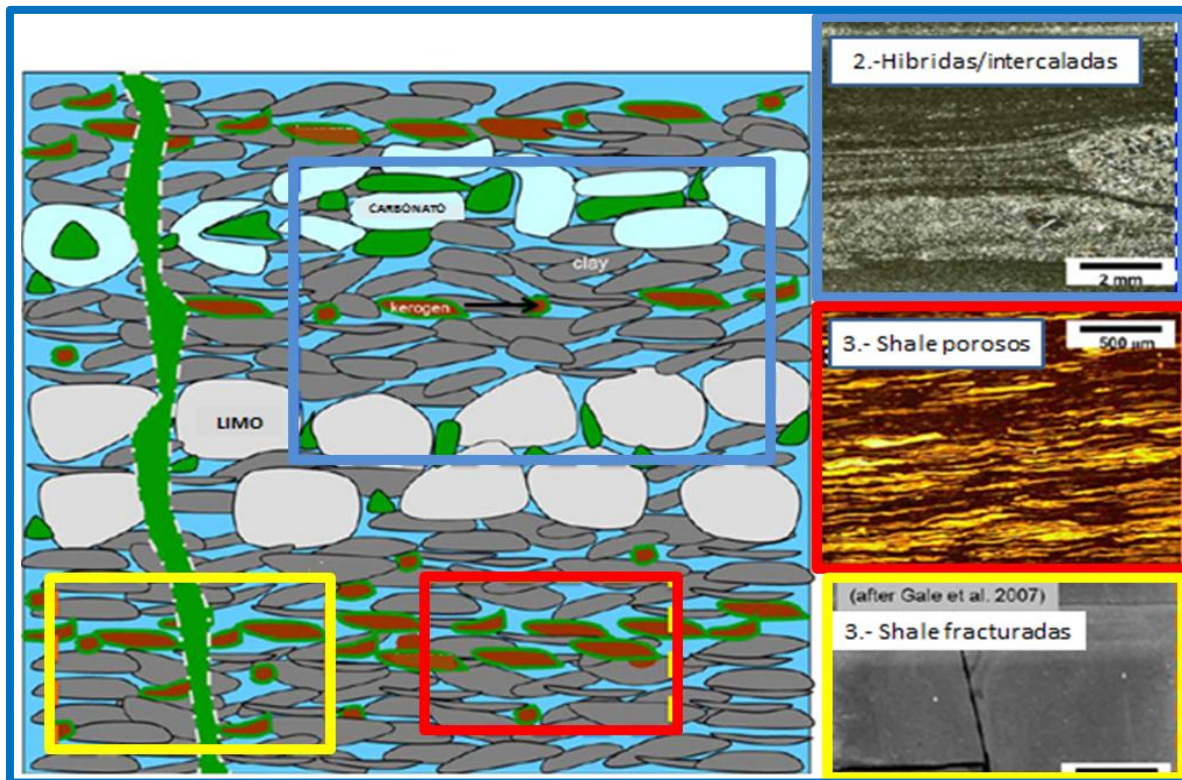


Figura 1.8. Características y atributos de varios tipos de yacimientos de grano fino. **Fuente:** [Bohacs, 2013].

Las litofacies y la arquitectura estructural son controladas principalmente por los procesos de depósito, mientras que el sistema permeabilidad-porosidad y las propiedades de los fluidos son adicionalmente influenciados por la historia de sepultamiento y levantamiento de las rocas que afectan tanto la generación como la retención, la expulsión y la migración del fluido asociados con la diagénesis, la presión y la temperatura.

Hasta aquí se ha definido el aceite de lutitas como un recurso no convencional y cuáles son sus principales diferencias respecto a los recursos convencionales. Así mismo, se han definido y clasificado los yacimientos de aceite en lutitas en función de su asociación de litofacies, del tipo dominante de sistema permeabilidad-porosidad, de las propiedades de los hidrocarburos contenidos y de su arquitectura estratigráfica. Sin embargo será la caracterización de los yacimientos de lutitas la que nos permita determinar si un yacimiento será o no productor de aceite, lo cual se abordará en el siguiente capítulo.



CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA LUTITA QUE DETERMINAN ES PRODUCTORA DE ACEITE O NO.

Un paso importante en la comprensión de las complejidades técnicas del aceite en lutitas es conocer y comprender las principales características que definen si una formación de lutitas será o no productora de aceite y cómo afectan dichas características en el diseño del fracturamiento hidráulico.

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

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

2.1 DEFINICIÓN DE LUTITA

Una lutita (“Shale”) es una roca de grano muy fino con mineralogía y contenido de arcilla variable, alto contenido orgánico, complejidad textural y suficiente grado de madurez que permite la generación de hidrocarburos (gas o petróleo). Se caracteriza por presentar muy baja permeabilidad, baja porosidad efectiva con sistemas de porosidad dual de micro a nanométrica (orgánica e intergranular), fábrica laminar y de gran extensión areal. El término “Lutita” no es un indicativo de contenido de arcilla, más bien, se refiere al tamaño del grano de la roca.

Los sedimentos arcillosos que conforman a las lutitas se depositaron en ambientes sedimentarios de baja energía donde las partículas de grano fino cayeron en suspensión, por ejemplo, ambientes marinos o de transición (lagunas, pantanos, segmentos distales en abanicos aluviales, deltas, abanicos submarinos), por lo que generalmente se presentan en amplias áreas geográficas. Sus laminaciones son menores a 1 mm y se acomodan de manera paralela a la depositación (debido a la orientación de los minerales arcillosos), lo que generalmente causa que la lutita sea frágil, es decir, que se extienda en planos paralelos espacialmente próximos (Petijohn, 1975). Las rocas predominantemente arcillosas, pero que no son frágiles, están clasificadas como lutitas limpias, (Figura 5.11).


Tamaño de grano	Nombre del sedimento	Nombre de la roca	
$\frac{1}{16}$ a $\frac{1}{256}$ mm	Limo } Arcilla } Lodo	 Mudstone, Claystone, Siltstone	 Shale

Figura 2.1 Características de la lutita. **Fuente:** AAPL, Boston 2011.

La illita es el mineral arcilloso más importante en las lutitas, seguido por la esmectita, la caolinita, la clorita además del cuarzo y feldespato. El color de las lutitas es una característica distintiva de las mismas, y puede ser un importante indicador del ambiente de depositación: si la arcilla es verde o roja indica un ambiente oxidante, si la arcilla es negra indica un ambiente reductor (anóxico). La materia orgánica presente en ellas, a través del tiempo, presión y temperatura, se degrada para convertirse en hidrocarburos y finalmente expulsarlos hacia la roca almacén, sin embargo, no todo el hidrocarburo emigra, una parte puede ser parcialmente entrampado en el espaciado intersticial de los poros; en el espacio en las micro-fracturas o se encuentra adsorbido en el kerógeno (material orgánico). La mejor cualidad de las lutitas es que pueden actuar como roca generadora, como roca sello e incluso como roca almacén.

2.2 EL VALOR DE LA INFORMACIÓN

Antes de realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico apuntalado en un yacimiento con el fin de obtener producciones a largo plazo, es importante desarrollar un buen conocimiento de las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento en cuestión, combinado con un análisis de los núcleos obtenidos durante la fase de perforación. Esto se requiere para optimizar los tratamientos, en un camino que maximice el contacto con el yacimiento en combinación con alta conductividad.

En general, un agujero piloto vertical se perfora en el nuevo yacimiento para obtener el conocimiento necesario para desarrollar un plan de terminación para uno o más pozos horizontales subsecuentes que serán terminados utilizando fracturas hidráulicas múltiples. Los registros del agujero piloto proporcionan la información esencial para identificar la mejor zona para perforar y terminar el pozo horizontal. La información de registros es procesada con software especializado y se combina con los datos petrofísicos y geomecánicos, y finalmente se calibra con los resultados de las investigaciones de núcleos. La información de registros procesada se requiere para determinar cuál sección del pozo es la zona más atractiva para desarrollar.

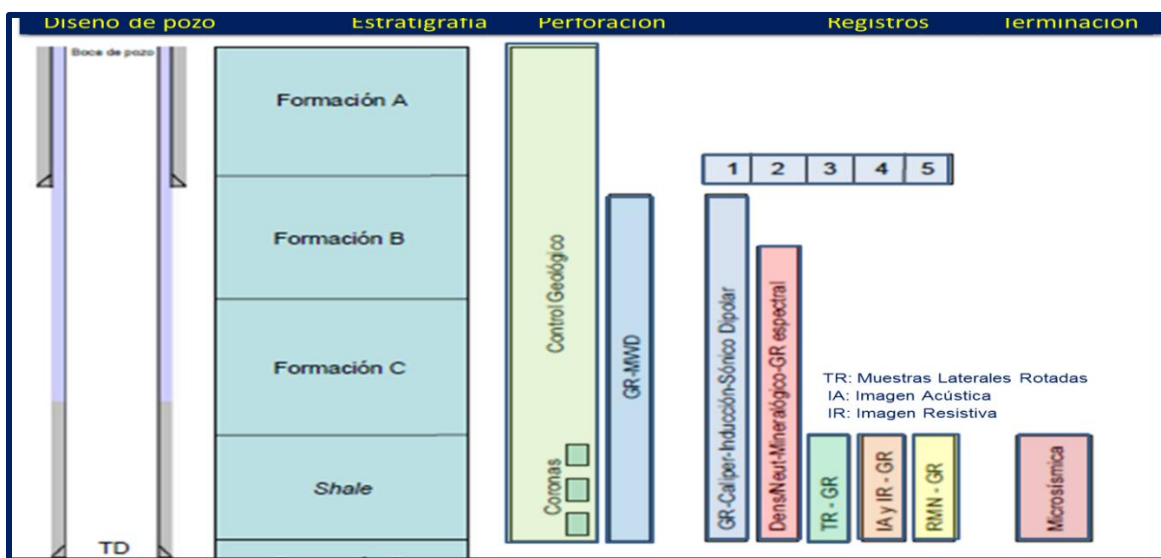


Figura 2.2. Esquema de adquisición de información y toma de muestras en una etapa exploratoria para un pozo con objetivo no convencional. **Fuente:** Ana Curcio et al. SPE, 2013.

La confirmación de la zona seleccionada es ejecutada al realizar una prueba de inyección de diagnóstico de fractura “DFIT”, la cual es una prueba de inyección pequeña seguida por un periodo de declinación de presión para obtener la presión de cierre de la fractura, la presión de yacimiento, y la permeabilidad. La información obtenida se utiliza para desarrollar una estrategia que permita optimizar la producción de las múltiples fracturas apuntaladas en un pozo perforado horizontalmente.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE LUTITAS. INFORMACIÓN Y EVALUACIÓN

Los yacimientos de lutitas son plays no convencionales relativamente nuevos en el mundo. Si bien en EE.UU. el desarrollo lleva más de 30 años, éste fue enfocado principalmente a la producción de gas, y no de petróleo. Su curva de aprendizaje está fuertemente soportada por la perforación de más de cien mil pozos y su historia de producción.

El principal objetivo al estudiar este tipo de plays es: caracterizar el yacimiento, optimizar los tratamientos de estimulación, determinar su productividad y planificar su desarrollo. Para ello durante la evaluación de una lutita es necesario entender y describir las variables correspondientes a:

- ❖ **Petrofísica** (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, densidad de grano).
- ❖ **Petrografía** (mineralogía, fragilidad, tipo y tamaño de poros).
- ❖ **Geoquímica** (contenido orgánico, madurez, potencial de generación S2 y contenido de hidrocarburo S1).
- ❖ **Geomecánica** (esfuerzos, propiedades elásticas, empotramiento del agente sostén).

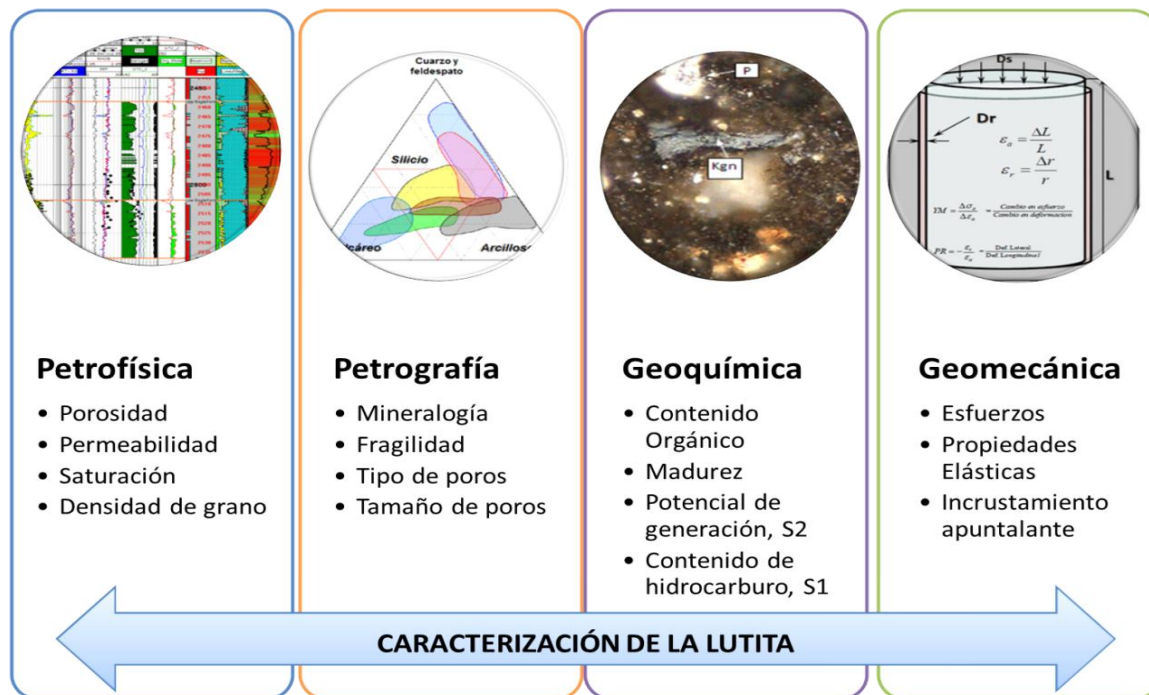


Figura 2.3 Esquema de variables que caracterizan un yacimiento de lutitas y que permiten optimizar los tratamientos de estimulación. **Fuente:** Elaboración propia.

2.3.1 Propiedades petrofísicas.

Permeabilidad: La permeabilidad es uno de los factores clave en la evaluación de la capacidad de los hidrocarburos para moverse a través de la matriz de la lutita y es función del tipo de mineral arcilloso, grado de compactación, porosidad, presión de poro y presión de confinamiento.

Como ya se ha mencionado anteriormente, una de las principales características de los yacimientos de lutitas es la muy baja permeabilidad que presentan, lo que genera que las metodologías utilizadas para yacimientos convencionales sean difíciles de aplicar y costosas, debido al tiempo que toma realizarlas. Es por ello que muchos laboratorios en el mundo se encuentran desarrollando diferentes técnicas que permitan evaluarlos, sin embargo, aún no han sido estandarizadas, lo que origina diferencias significativas en los resultados para una misma muestra.

Los yacimientos convencionales tienen tamaños de poro que son 1000 veces más grandes que los de las lutitas, lo cual se traduce en permeabilidades miliDarcies (mD) para yacimientos convencionales contra permeabilidades nanoDarcies (η D) para las lutitas.

Muy Baja Permeabilidad



Figura 2.4. Número de días para que una molécula viaje un metro. **Fuente:** East Resources , 2011

La discusión se enfoca en cuál es la utilidad del dato de permeabilidad en este tipo de roca, en donde los valores pueden no alcanzar el micro-Darcy ($0,01 \mu\text{D}$ - $0,5 \mu\text{D}$). Las diferencias de permeabilidad dentro de una columna o incluso en una misma área pueden producir diferencias en la producción, existiendo teóricamente un umbral a partir del cual la permeabilidad no es suficiente para que el fluido se mueva. Dicho umbral variaría dependiendo del tipo fluido, que tiene asociado el denominado “Free Path”, que corresponde al mínimo tamaño que debe tener la garganta de poro para que una molécula pueda desplazarse a través de ella. Para líquidos, el “Free Path” es aproximadamente del diámetro de la molécula.

Los estudios de permeabilidad se basan en la medición de la misma a partir de una muestra sometida a una presión variable en el tiempo. El “Pulse Decay” es el método convencional aplicado a muestras de rocas de muy baja permeabilidad, sin embargo tarda muchos días y debido al uso de equipo de laboratorio genera un alto costo. Es principalmente por ello que se encuentran estudios alternativos como el “Pressure Decay” que se basa en la medición sobre la muestra molida a un tamaño mayor a la de grano, disminuyendo notablemente los tiempos de estudio. Además, se considera que el molido de la roca elimina las micro-fracturas inducidas por la perforación, que alterarían las mediciones.

Los yacimientos de lutita más deseados son aquellos que cuentan con fracturas naturales, litofacies híbridas (intercalaciones de limos y carbonatos) y altas redes de porosidad que proporcionan mayores permeabilidades que las lutitas limpias. La evidencia empírica de estudios en arcillas sugiere que la permeabilidad restringe fuertemente la producción económica en las mismas, eso sin tomar en cuenta la calidad de la terminación

Porosidad: Esta propiedad es importante al momento de calcular reservas. Por ello, hay que tener en cuenta que una pequeña variación de la porosidad en áreas tan extensas como suelen ser los yacimientos de lutitas, generaría una variación significativa en el resultado de volumetrías, y por lo tanto en el potencial del yacimiento. Al igual que la permeabilidad, las metodologías de esta propiedad varían según el laboratorio. Se han encontrado diferencias de más del 100% para una misma muestra, poniendo en duda los resultados obtenidos. La principal variación se debe a la metodología de extracción de los fluidos para el cálculo de porosidad total. En la **Figura 2.5** se muestran los fluidos que ocupan la porosidad total y porosidad efectiva, junto a todos los componentes de una lutita genérica.

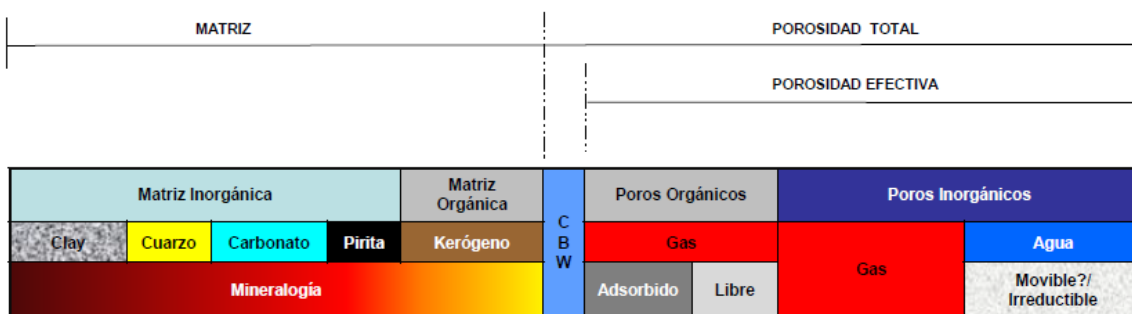


Figura 2.5. Fluidos y porosidades presentes en un shale. **Fuente:** East Resources , 2011

La variación en los datos de porosidad obtenidos a partir de las muestras de roca afecta directamente sobre los posibles ajustes en los cálculos de porosidad a partir del registro de densidad. Por lo cual, genera una mayor incertidumbre en el cálculo del dato a partir de registros.

Densidad de grano: Este es un parámetro muy importante ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca; a medida que aumenta el contenido de kerógeno, la densidad disminuye comparándola con lutitas similares con poco contenido de kerógeno. Como se dijo previamente, la densidad de grano se utiliza para la calibración de la porosidad a partir del registro de densidad. Es por esta razón que las variaciones entre laboratorios (asociadas a diferencias en el procedimiento) repercuten en la densidad de grano a utilizar en los cálculos y por ende en los cálculos volumétricos. A mayor detalle de su variación, se logrará obtener una curva de densidad variable que permitirá un cálculo más aproximado con el registro de densidad. Una forma alternativa de obtener este parámetro es a partir de estudios de Difracción de Rayos X (DRX), Fluorescencia de Rayos X (FRX) o Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR). Para complementar dichos estudios se utilizan medidas independientes de contenido orgánico total (COT) que permiten estimar la densidad de grano. Los perfiles mineralógicos, una vez calibrados correctamente, devuelven una curva de densidad de grano que puede ser utilizada para la porosidad y cálculos petrofísicos. Esto podría reemplazar la necesidad de realizar estudios sobre muestras de roca disminuyendo los costos asociados.

Saturación de agua: Este parámetro es muy difícil de medir en las lutitas, debido a que todas las ecuaciones de saturación de agua desarrolladas a la fecha están diseñadas para litologías no lutíticas y el concepto de espesor neto está basado en zonas no lutíticas en un yacimiento. Por lo tanto, la saturación de agua podría ser medida de forma más confiable en análisis de núcleos de yacimientos de lutitas. La saturación inicial de hidrocarburos en yacimientos de lutitas productivas normalmente es alta, mientras que la saturación inicial de agua está por debajo del 30%. Las lutitas ricas en materia orgánica y con bajas saturaciones de agua como Bakken, Marcellus, Lewis y Barnett producen muy poca o no producen agua.

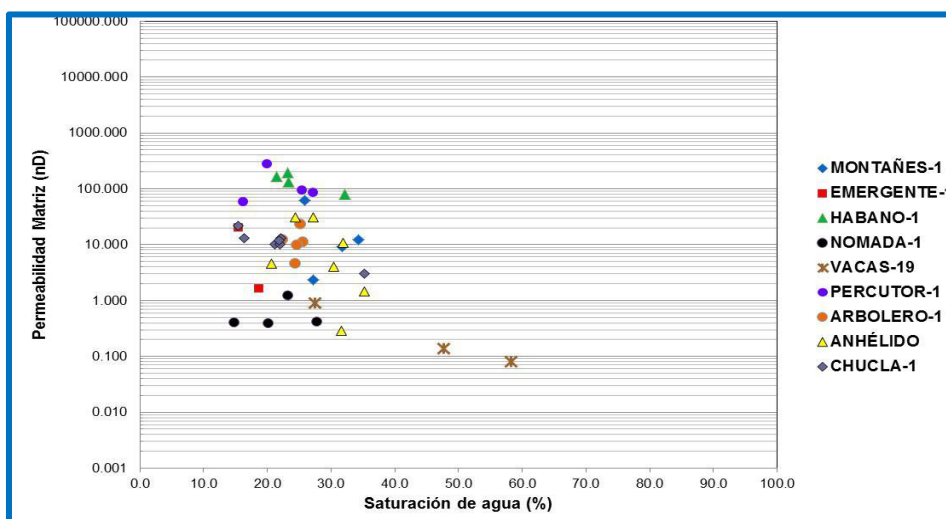


Figura 2.6. Grafica de saturación de agua de los pozos de lutitas en México. **Fuente:** PEMEX 2012

2.3.2 Propiedades petrográficas.

Tamaño de poro: Una característica notable de las lutitas es su espacio poroso. Normalmente los yacimientos convencionales tienen tamaños de poro que son 1000 veces más grandes que los de las lutitas. Una garganta de poro más pequeña evita el flujo de las moléculas de aceite y gas a través de ella, por lo que para que una molécula compleja como la del aceite fluya, se requieren de porosidades mayores al 25% y de diámetros de poro que excedan los 10 nanómetros (nm) para que pueda pasar a través de la matriz de la lutita (Ver figura 2.7).

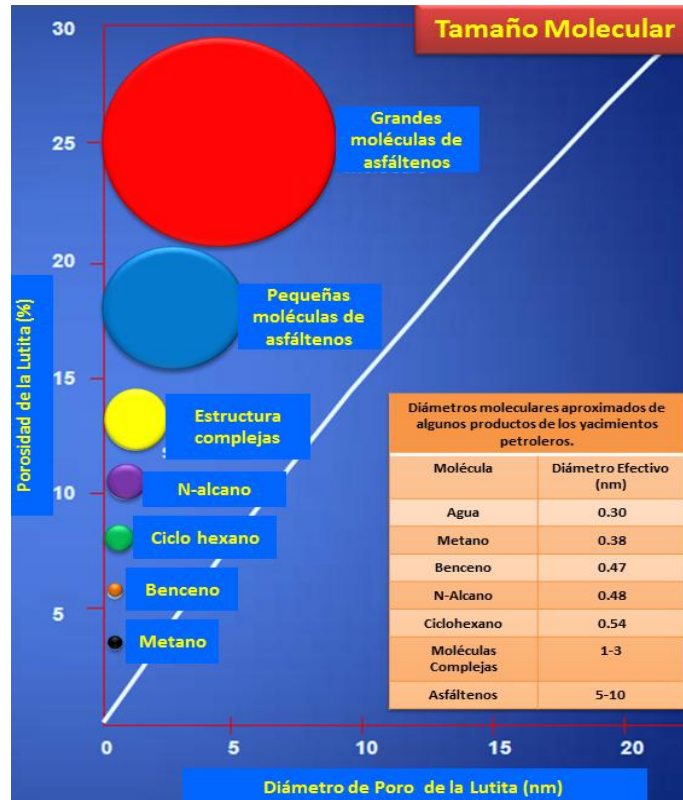


Figura 2.7 Grafica que muestra el tamaño de poro necesario para que puedan fluir las moléculas de aceite.

Fuente: Macquarie Reserch, 2011.

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

Tipo de poro: Los valores de porosidad total para este tipo de yacimientos se encuentran entre el 3% y 12% y se reconocen cuatro tipos de poros: de matriz (< 3 μm), nanoporosidad en la materia orgánica (< 1 μm), intragranular o intrapartícula (< 10 μm), e intergranular o interpartícula (< 10 μm). La porosidad total presenta una tendencia creciente hacia zonas más ricas en materia orgánica y en arcillas (que suelen estar, a su vez, asociados). Debido al tamaño de los poros en las lutitas, se utiliza el SEM para determinar los tipos de porosidad presentes. Esta herramienta permite visualizar con detalle las arcillas de una muestra de roca, la materia orgánica presente y el tipo y tamaño de poros (Figura 2.8).

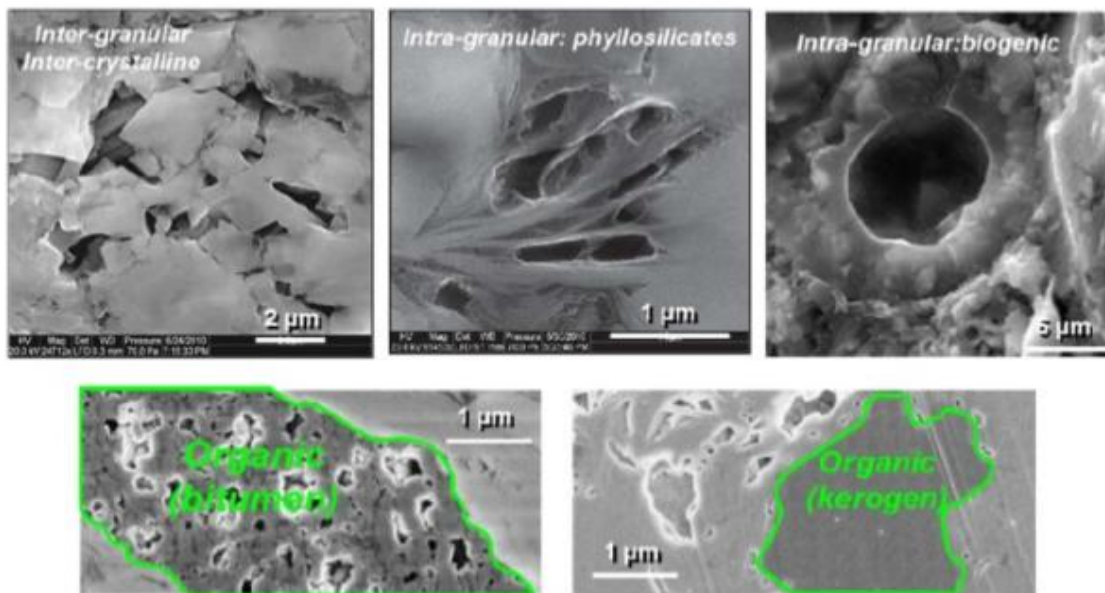


Figura 2.8 Imágenes SEM para determinar los tipos de porosidad presentes en las lutitas. **Fuente:** Bohacs 2013.

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

La mineralogía de las lutitas es altamente variable, ya que es función de los componentes originales que forman la roca y la alteración diagenética de los mismos. Normalmente se mide el porcentaje de cuarzo, de arcilla y carbonatos. (**Figura 2.9**).

% de cuarzo: El contenido de cuarzo es un parámetro utilizado para determinar la fragilidad de una roca. Con valores más altos de cuarzo, la fragilidad de la roca será mayor; lo cual sugiere que la roca podrá ser efectivamente estimulada por fractura. Sin embargo, altos contenidos de cuarzo podrían también dar como resultado que las gargantas de poros se restrinjan o se bloqueen.

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

Es muy importante medir la fragilidad de las lutitas, ya que está directamente ligada con la economía del play. La fragilidad es la capacidad de la roca para fracturarse. Esta propiedad está relacionada con la composición mineralógica, la resistencia mecánica de la roca, la textura, el esfuerzo efectivo, la temperatura, el tipo de fluido, la diagénesis, el COT y la historia del sepultamiento. En la figura 2.9 se observa que la fragilidad incrementa a medida que el porcentaje de cuarzo y/o carbonatos aumenta y disminuye cuando incrementa el contenido de arcilla y materia orgánica (Rickmann et al. 2008).

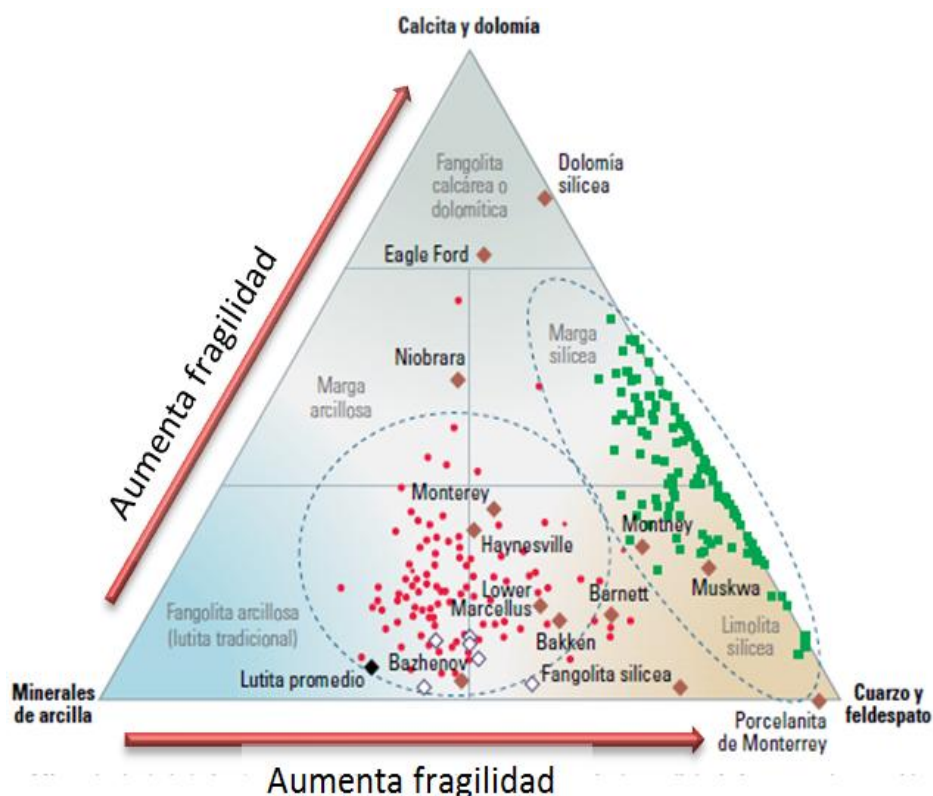


Figura 2.9 Gráfica que ilustra la variación en la mineralogía. **Fuente:** Modificada de Schlumberger, 2011.

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

La descripción de cortes delgados complementa los estudios anteriores permitiendo identificar materia orgánica, cantidad y tipos de fósiles, presencia de laminación, composición (**Figura 2.10**), y a su vez facilita la selección de muestras para el SEM.

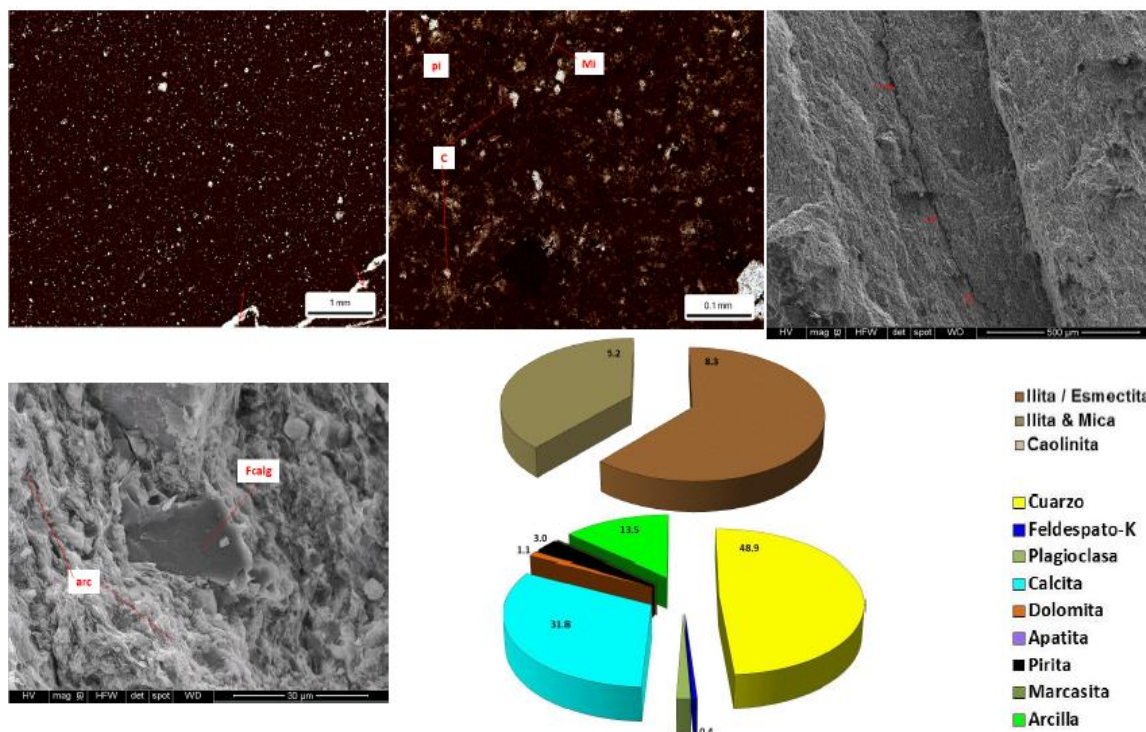


Figura 2.10. Ejemplos de imágenes SEM y resultados de Difracción de rayos X (DRX). **Fuente:** Pemex, 2013.

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

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

2.3.3 Propiedades geoquímicas.

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

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

La medición de COT es uno de los primeros análisis y se realiza directamente sobre muestras de roca. A menos que se obtenga un núcleo continuo, la medición se puede realizar de forma aislada en múltiples muestras de roca, a fin de obtener valores representativos de todo el espesor de interés. La principal aplicación de estos valores es identificar los niveles con mayor contenido orgánico, y por consiguiente, los más ricos en hidrocarburo. En la literatura se indica que una buena roca yacimiento de lutita debe contener un promedio mayor o igual al 2% en ventana de gas, y de 1% en ventana de aceite (valores utilizados en ecuación volumétrica para obtener un espesor útil). Cualquier formación de lutitas con valores de COT entre 2% y 5% se considera como un excelente prospecto de exploración (**Tabla 1**).

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

Tabla 1 Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos. **Fuente:** Macquarie Research, 2010

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

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

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

Potencial remanente de hidrocarburos (S2): Determina el potencial de hidrocarburo por peso de roca fuente (mg hidrocarburo/ g roca). Un alto factor S2 sugiere un alto potencial para que los hidrocarburos sean almacenados en la roca. Note que la gráfica de S2 contra el COT proporciona pistas sobre si la lutita o roca fuente contiene kerógeno tipo I, II, III. (Ver **figura 2.11**). Recuerda, que rocas que contienen el kerógeno tipo I y II son considerados buenas rocas generadoras de aceite.

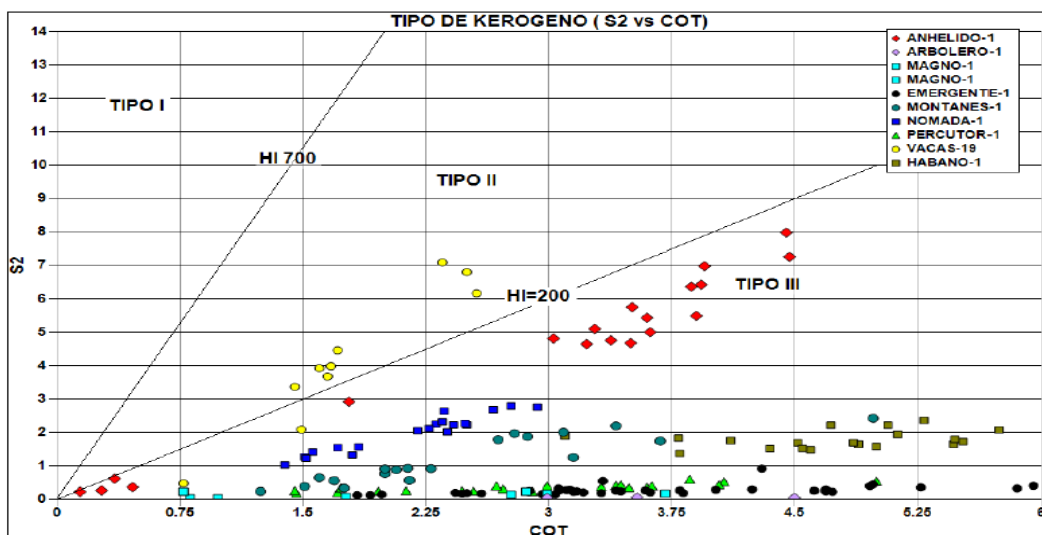


Figura 2.11 Gráfica de COT contra S2 de los pozos de lutitas de México. Fuente: PEMEX 2012

Índice de hidrógeno (HI): es la relación de hidrocarburos a carbón orgánico (miligramos de hidrocarburo/ gramos de carbono orgánico) en la roca, por ejemplo, la relación de S2 a COT. Un HI menor a 200 es considerado ser un kerógeno III, lo que significa que la roca fuente es propensa a generar gas, mientras que un HI entre 200 y 700 tiende a ser kerógeno tipo II lo cual indica una ventana propensa a generar aceite y/o gas; finalmente un HI mayor a 700 indica que la roca fuente es propensa a generar aceite (Ver **figura 2.12**).

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

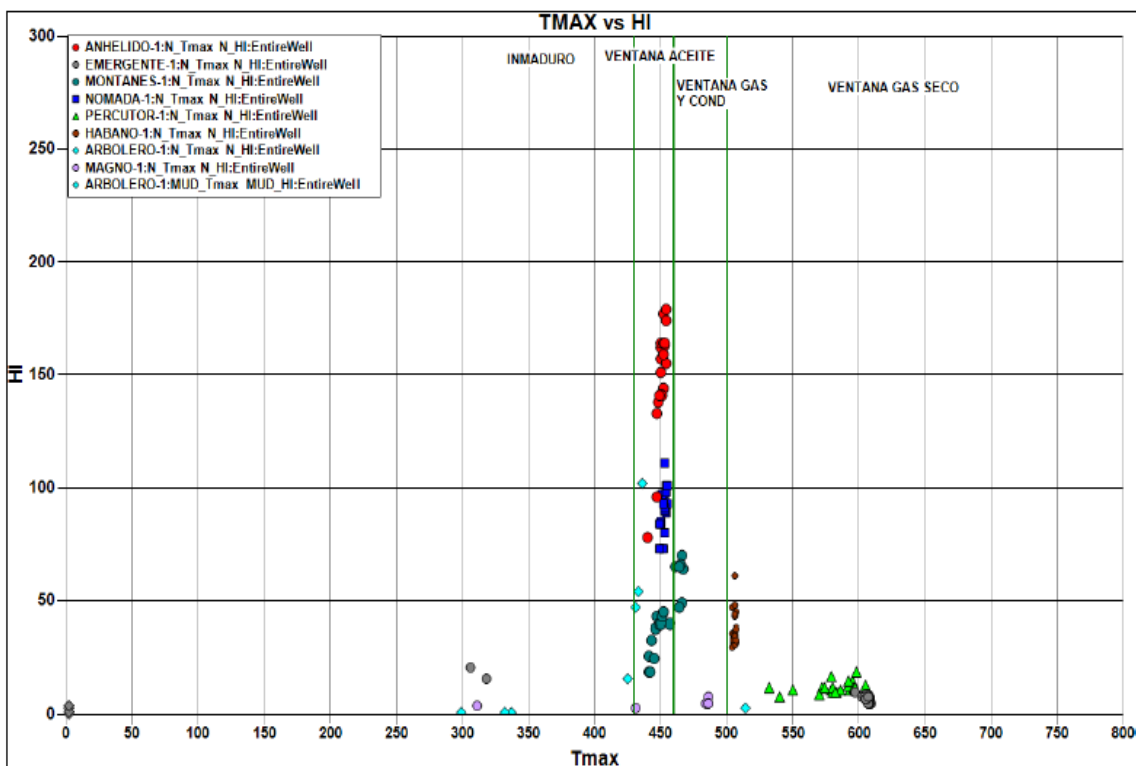


Figura 2.12 Grafica de Tmax contra HI de los pozos de lutitas de México. **Fuente:** PEMEX 2012

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

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

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

La reflectancia de la vitrinita es el parámetro de madurez más ampliamente utilizado en la definición de las ventanas de generación de petróleo, condensado y gas. La relación empírica entre la reflectancia y la formación de petróleo es usada para calcular la maduración térmica de la materia orgánica en los sedimentos teniendo en cuenta los factores tiempo y temperatura. Presenta una aplicación regional, permitiendo fijar los límites de las ventanas de generación de la cuenca en estudio. Como se observa en la tabla, los límites no son exactos, sino indicativos.

Un valor de Ro por debajo de 0.5 % indica la presencia de materia orgánica térmicamente inmadura. Un valor aproximado de Ro de entre 0.6% y 1.0% indica que la materia orgánica es suficiente madura para generar aceite. Un Ro entre 1.0% y 1.4% coloca a la lutita en la ventana de gas húmedo y un Ro entre 1.4% y 3% en la ventana de gas seco. Con un valor mayor al 3% la materia orgánica estará sobremadura (**Tabla 2**).

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

Tabla 2 Generación de hidrocarburos y reflectancia de la vitrinita (%Ro). **Fuente:** Bohacs 2013.

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

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

2.3.4 Propiedades geomecánicas.

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

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

También se obtienen relaciones de Poisson y módulos de Young que ayudan a comprender las diferencias de fragilidad y ductilidad, identificando las zonas de alto contraste que podrían afectar el desarrollo de las fracturas, buscando como objetivo el crecimiento de fracturas en todas las direcciones. A su vez, estos parámetros son muy útiles para diseñar las zonas de iniciación de fracturas; se considera conveniente iniciar en zonas frágiles que necesitan menor energía y permiten una mejor propagación. Estos módulos se complementan con el “Fracture Toughness”, que brinda información sobre la resistencia al fracturamiento (**Figura 2.13**).

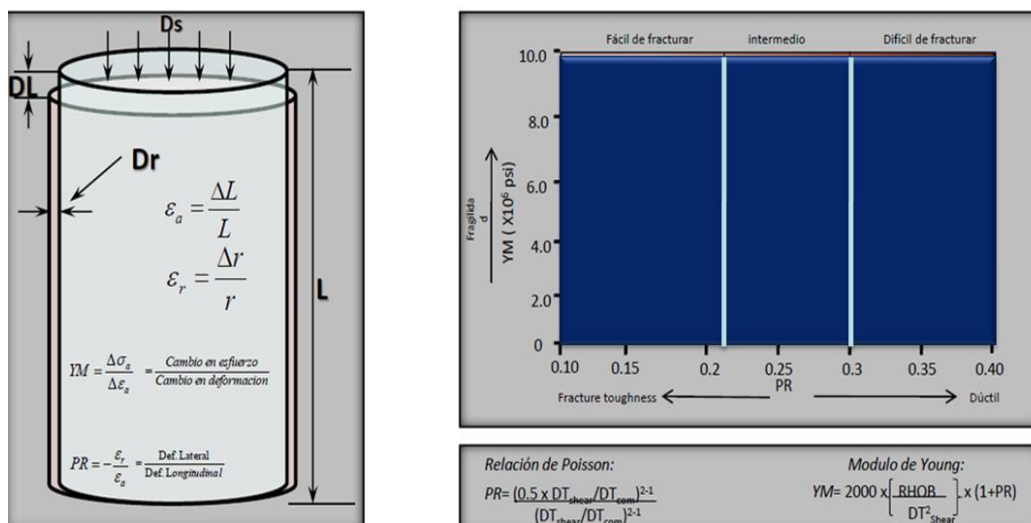


Figura 2.13. Módulo de Young y Relación de Poisson, que determinan el grado de deformación de una roca. Fuente: Pemex, 2013.

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

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

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

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

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



Figura 2.14 Presencia de "crushing" generado durante el ensayo de empotramiento.

Por último, el análisis de empotramiento permite simular en el laboratorio el comportamiento del agente sostén empleado en la fractura una vez dentro de la formación. Con ella se obtienen valores de conductividad hidráulica, pérdida de espesor de la fractura por empotramiento y el estudio se complementa en medir cuánto material fino se genera a partir de la rotura del agente sostén, equivalente a pérdida de conductividad y porosidad (**Figura 2.14**). Es recomendable realizar la prueba utilizando diferentes apuntalantes (tipo y tamaño) con el fin de optimizar el diseño de fractura y la productividad del pozo.

La amplia gama de estudios geomecánicos tienen diversas aplicaciones, aunque las principales se enfocan en dar parámetros para analizar estabilidad de pozos y diseños de fractura. Hasta aquí se describieron todas las variables necesarias para el entendimiento del yacimiento y optimización de la estimulación.

2.4 REQUERIMIENTOS MÍNIMOS PARA QUE UNA LUTITA SEA PRODUCTORA DE ACEITE.

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

En la **Tabla 3** se muestran del lado izquierdo los criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite, y del lado derecho el rango de valores para la determinación de la ventana de generación de hidrocarburo, basados en la temperatura máxima y profundidad.

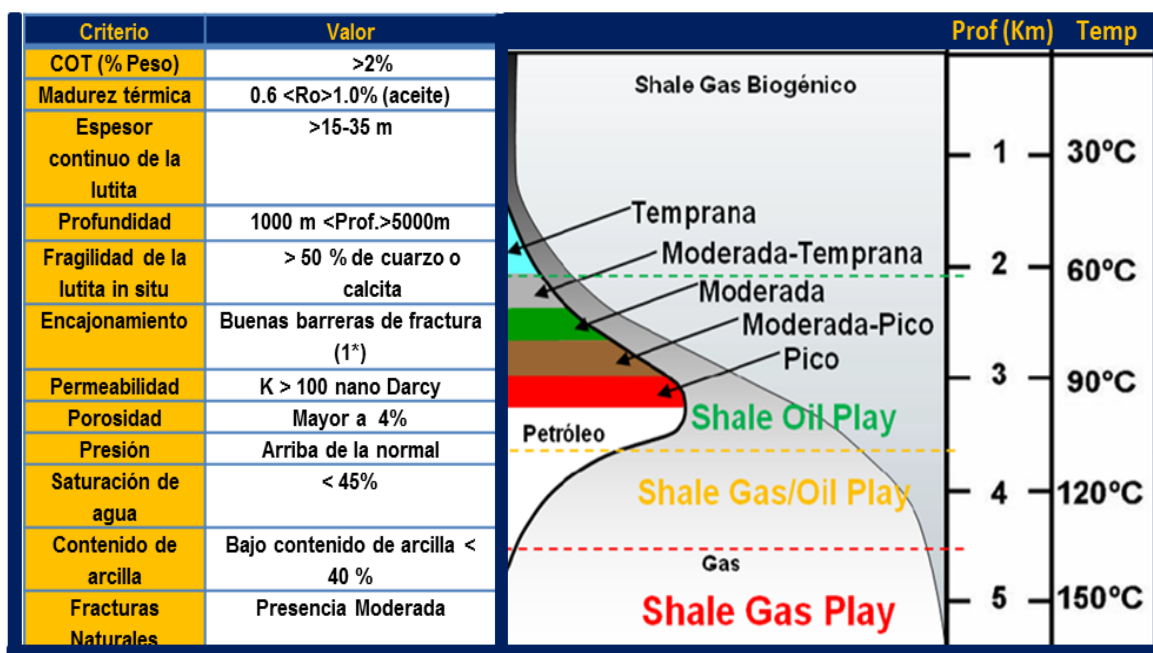


Tabla 3. Criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite. **Fuente:** YPF, 2012.

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

2.5 FUENTES DE INFORMACIÓN

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

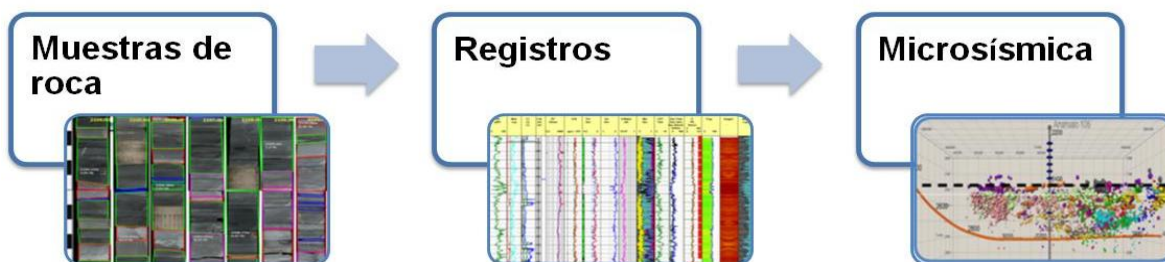


Figura 2.14. Información necesaria para caracterizar cada una de las variables se obtiene a partir de diferentes fuentes: muestras de roca, registros y microsísmica. **Fuente:** Elaboración propia.

2.5.1 Muestras de roca:

Núcleos con coronas: Estas muestras pueden variar en diámetro y largo. En cuanto a la longitud, pueden ser de 9 hasta 36 metros dependiendo de la herramienta y la empresa de extracción. Sin embargo, también pueden ser continuas y superar los 200 metros. Estos núcleos se pueden sacar orientados mejorando los resultados de los estudios geomecánicos. Por último, cabe aclarar que existen diferentes diámetros de coronas lo cual debe tenerse en cuenta al momento de planificar los estudios a realizar. Durante la operación es necesario contar con una herramienta de Measure While Drilling (MWD) para poder definir en tiempo real la profundidad a partir de la cual se desea/n extraer la/s muestra/s. En general se corre un GR, útil en este tipo de litologías. Al momento de decidir la cantidad de núcleos se debe tener en cuenta lo siguiente: el espesor y heterogeneidad de la zona de interés y el costo de tomar núcleos aislados o continuos. Aunque el servicio de toma de núcleos continuos es en general más elevado, no hay que descartar su uso si se van a tomar varias muestras aisladas separadas entre sí. Esto se debe a que al tomar núcleos discontinuos, se debe perforar entre ellos para llegar a la profundidad de la próxima. Esto significa tiempo de equipo (y su costo asociado), mientras que en los núcleos continuos, aunque la perforación es más lenta, la misma es continua y simultánea a la extracción de la muestra.

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

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

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

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

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

2.5.2 Registros

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

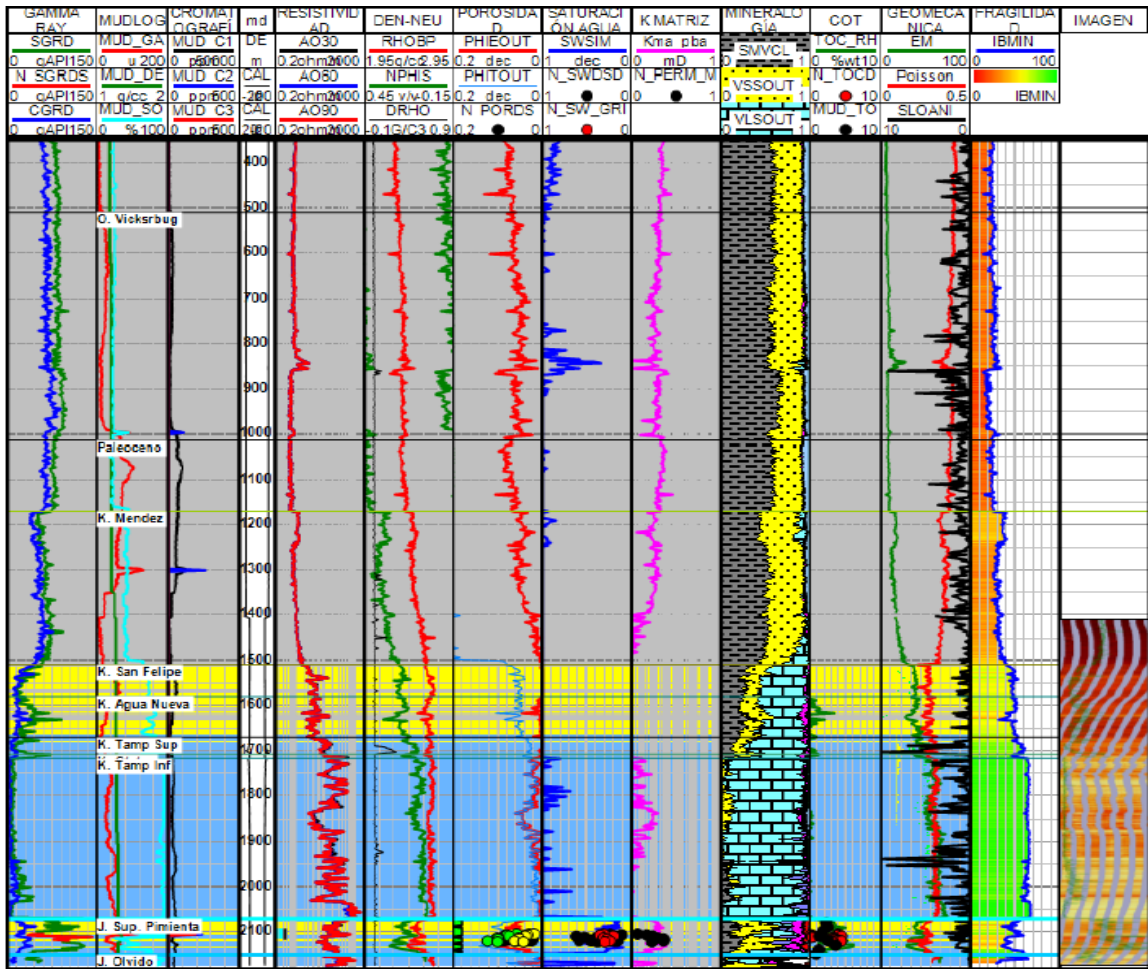


Figura 2.15. Set de registros útiles para una buena caracterización del yacimiento. Fuente: PEMEX 2012.

A pesar de que se suelen comparar los plays de diferentes zonas geográficas como si fuesen similares, cada uno suele presentar características muy propias que no permiten generalizar el uso y utilidad de los registros disponibles en el mercado. Es por esto que en este capítulo se detallan lo correspondiente a estas fuentes de información respecto a cómo son utilizadas, qué estudios se les puede hacer, qué datos aportan y sus valores relativos dependiendo de la etapa del proyecto.

Registros Gamma Ray: Dado que las litologías dominantes en estos yacimientos son las arcillas, los carbonatos y también el limo, en la etapa exploratoria, es muy recomendable correr un Gamma Ray Espectral en todo el espesor de interés. Además de permitir discriminar litologías, esta herramienta permite inferir el contenido orgánico total (COT) a lo largo del espesor registrado. Los valores de uranio pueden ser calibrados a fin de obtener una curva de COT, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla (VCL) con muy buen ajuste. Como se explicará más adelante, el COT y en menor medida el VCL, son fundamentales a la hora de evaluar las zonas a estimular, y el play en sí, siendo el COT uno de los primeros indicadores a observar. En la etapa de desarrollo sería suficiente un GR convencional luego de haber calibrado exitosamente el espectral con los datos de laboratorio.

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

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

La resonancia magnética nuclear (RMN), dependiendo la compañía de servicios, puede necesitar una carrera extra y/o ser una herramienta de alto costo. Sin embargo, es la lentitud a la que se debe realizar los registros lo que resulta crítico al momento de elegir correrla. Sin embargo, algo a tener en cuenta a favor de la porosidad de la resonancia, es que no necesita ajuste ni cálculo alguno. Eso genera que si su respuesta es buena en una serie de pozos que caracterice el área de interés, el RMN podría reemplazar los estudios petrofísicos en muestras de roca, y por lo tanto se

ahorraría en extracción de núcleos, muestras laterales y estudios de laboratorio. El registro de densidad bien calibrado también generaría el mismo ahorro, pero su ajuste es más complejo y depende de más variables. Debido a la alta laminación y por ende, variación vertical, se recomienda correr el RMN a baja velocidad para lograr su mayor resolución vertical. Como conclusión, al momento de elegir una de estas herramientas debe tenerse en cuenta el riesgo ambiental, económico y también la importancia de los resultados e información que brinda cada uno.

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

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

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

Registro Logging While Drilling (LWD): En pozos horizontales o de alto ángulo, donde el registro se realiza mientras se perfora (LWD), habrá que analizar el costo y el peligro de desmoronamiento y pérdida de herramientas. Según resulte el análisis, se puede bajar solo un GR para poder realizar el navegado por la zona de interés. Lo recomendable en la etapa exploratoria es el llamado triple combo (GR, inducción, densidad-neutrón o sónico) o incluso el cuádruple combo que incluye ambos perfiles de porosidad.

La mayoría de las herramientas leen a muy corta distancia de la pared del pozo y es crítico tener presente esto a la hora de extrapolar e interpolar la información proveniente de los registros. Por último, es recomendable que para los primeros pozos, se corra un set completo de registros a fin de poder comparar, ajustar y optimizar futuras adquisiciones de información. En la **tabla 4** se muestran los principales registros disponibles y la información que de ellos podemos obtener, considerando la confiabilidad de los datos que proporcionan.

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

😊	Alta confiabilidad
😊	Moderada confiabilidad
😊	Baja confiabilidad

Tabla 4. Principales registros y la información que se obtiene considerando la confiabilidad de la misma.
Fuente: Ana Curcio et al. SPE, 2013.

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

2.5.3 Monitoreo Microsísmico

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

En los últimos tiempos ha sido claro que entender y monitorear la sismicidad inducida por fluido es necesario para la caracterización de yacimientos y para un soporte técnico requerido al momento de realizar las estimulaciones toda vez que se desee tener un cierto control adicional sobre la fractura.

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

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

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

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

Procesamiento de datos

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

Interpretación.

La etapa de interpretación microsísmica se orienta a entender la evolución y geometrías de las distintas etapas de las fracturas hidráulicas por separado y en conjunto, de manera tal de poder realizar una caracterización del yacimiento no sólo del punto de vista geofísico, sino también desde el punto de vista de la geomecánica. De esta manera, se pretende entender los posibles sistemas de fracturamiento natural y el comportamiento de las fracturas hidráulicas (**Figura 2.16**).

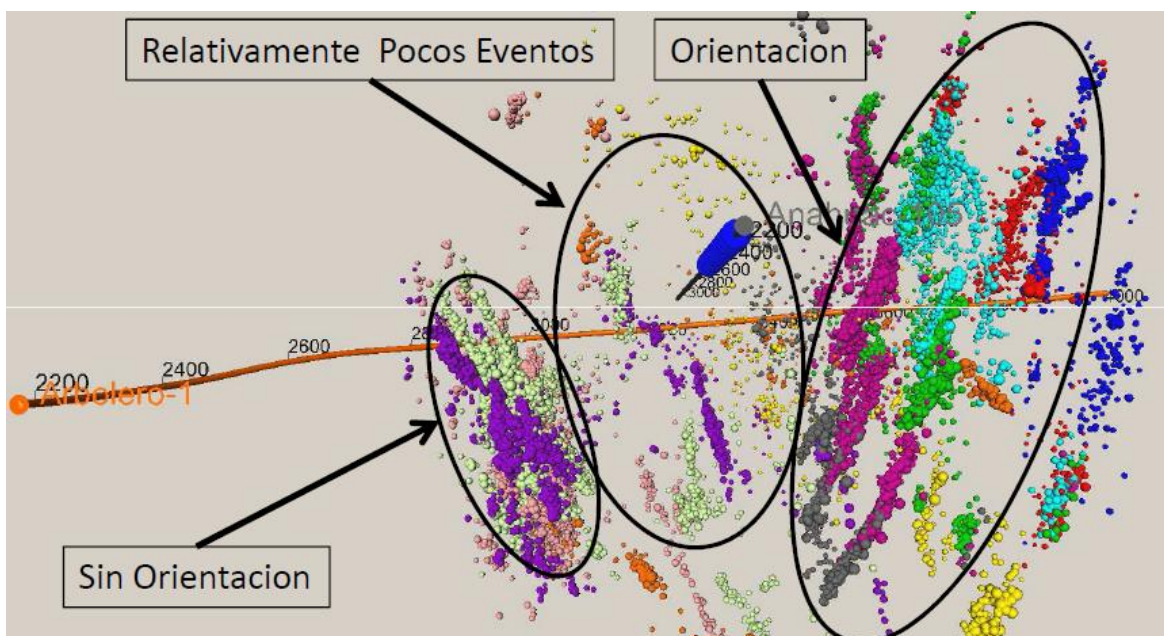


Figura 2.16 Interpretación de datos microsísmicos de las fracturas hidráulicas. Fuente: Schlumberger 2012.

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

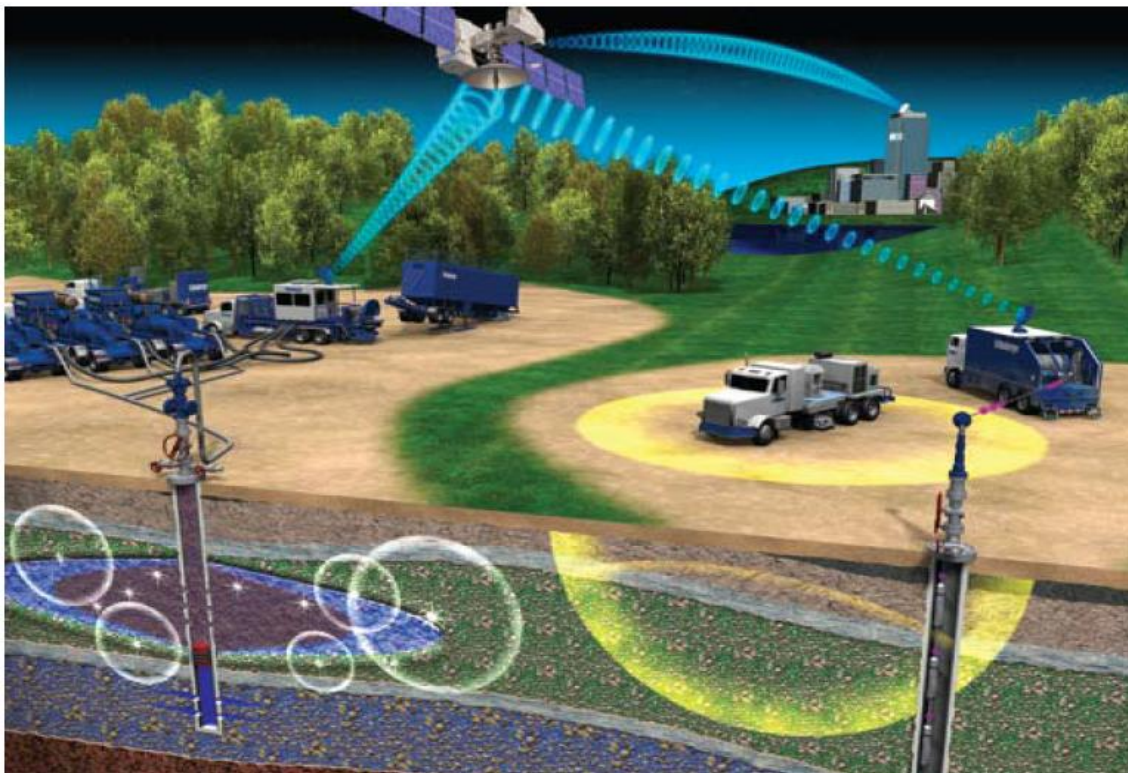


Figura 2.17 Monitoreo microsísmico en tiempo real. **Fuente:** Schlumberger 2012.

Algunas recomendaciones a tener en cuenta son:

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

2.6 VOLUMEN DE YACIMIENTO ESTIMULADO: SRV

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

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

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

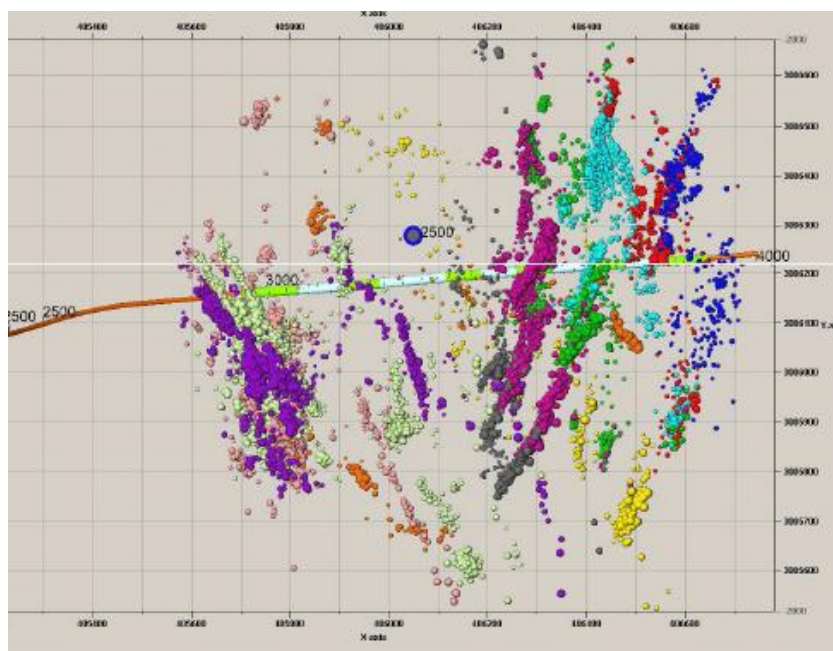


Figura 2.18. Cálculo del SRV a partir de microsísmica. Fuente Schlumberger 2012.

2.7 VOLUMETRÍA

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

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

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

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

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

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

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

Donde en M_{S1HC} es la masa de hidrocarburo S1, A el área de interés, h la altura del yacimiento, ρ_{Av} es la densidad promedio y $S1_{Av}$ el promedio de S1. Para obtener el volumen, la masa debe ser dividida por la densidad del petróleo (ρ_{oil}) que en caso de haber una muestra disponible, saldrá de un PVT y deberá estar en condición de fondo. A partir de este método, el cálculo se independiza de la porosidad y la saturación que se ha visto que presentan incertidumbres asociadas al método de obtención y a los laboratorios. Nuevamente el volumen ($A \cdot h$) de la fórmula puede ser reemplazado por el SRV.

2.8 SWEET SPOT

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

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

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

Toda la información que se requiere para caracterizar el yacimiento así como para evaluarlo y para optimizar el diseño de terminación va a depender principalmente de la fase en la que se encuentre el proyecto y de que tanta información disponible exista sobre la formación objetivo. En las fases de exploración es recomendable realizar la mayor cantidad de estudios posibles a fin de tener datos más certeros y confiables que permitan ajustar los valores de los modelos geológicos, geofísicos petrofísicos y geomecánicos planteados. En la siguiente **Tabla 5** se muestra una sugerencia sobre cuáles son los estudios más recomendados para las formaciones de lutitas según la fase en la que se encuentra el proyecto.

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

Tabla 5. Cuáles son los registros más recomendados para las formaciones de lutita, según la fase del proyecto. **Fuente.** Ana Curcio et al. SPE, 2013.

Un resumen de lo visto hasta el momento se presenta en la **tabla 6**, en donde se proporcionan las fuentes de información, la herramienta empleada así como la confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas.

Variable	Ante de informar	Herramienta/estudio	Confiabilidad	Observación	Exploración	Piloto	Desarrollo
Petrofísica	Porosidad	Registros	Moderada-Alta	Depende de su calibración con datos de laboratorio y del caliper del registro del pozo.	😊	😊	😊
		Núcleos	Alta	No necesita calibración y presenta un buen ajuste con datos de laboratorio.	😊	😊	😊
	permeabilidad	Registros	Baja-Moderada	Muy dependiente del laboratorio.	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja	Indicador cualitativo.	😊	😊	😊
Petrografía	Saturación de agua	Registros	Baja-Moderada	Muy dependiente del laboratorio y la metodología.	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja	Resultado cualitativo.	😊	😊	😊
	Mineralogía	Registros	Alta	Puede variar según el laboratorio por diferencias metodológicas.	😊	😊	😊
		Núcleos	Alta	Luego de la calibración con datos de laboratorio.	😊	😊	😊
		Registros	Baja	Es cualitativo.	😊	😊	😊
		Núcleos	Alta	Para obtener porcentaje de arcillas.	😊	😊	😊
	Fragilidad	Registros	Alta	Para completar el DRX y el SEM.	😊	😊	😊
		Núcleos	Alta	Presenta diferencias dependiendo de la mineralogía. Se necesita amplio barrido.	😊	😊	😊
		Registros	Alta	Para identificar tipos de arcillas y su disposición.	😊	😊	😊
		Núcleos	Moderada	Necesita calibración. Permite diferenciar zonas más y menos frágiles.	😊	😊	😊
Registros		Baja-Moderada	Para diferenciar zonas más y menos frágiles.	😊	😊	😊	
Núcleos		Alta	Para identificar zonas dúctiles asociadas a materia orgánica y arcillas.	😊	😊	😊	
Geoquímica	Volumen de arcilla	Registros	Moderada	Da resultados cualitativos que permiten comparar dentro del mismo pozo.	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja-Moderada	Es buena para identificar zonas frágiles y contrastes geomecánicos (laminações).	😊	😊	😊
	Registros	Moderada	Necesita calibración con datos de laboratorio.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Baja-Moderada	Para identificar zonas más y menos arcillosas. Depende del contenido orgánico.	😊	😊	😊	
	Registros	Alta	No es afectado por la materia orgánica.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Moderada	Para obtener un rango.	😊	😊	😊	
	Registros	Moderada	Presenta diferencias dependiendo de la metodología.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Alta	Para la identificación de tipos de arcillas.	😊	😊	😊	
	Registros	Muy alta	Responde a las arcillas y a la materia orgánica.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Baja-Moderada	No es afectado por las arcillas.	😊	😊	😊	
Geomecánica	COT	Registros	Moderada-Alta	Método de Passey. Se necesita puesta a pto. En zona de arcilla saturada en agua.	😊	😊	😊
		Núcleos	Moderada	Necesita alibración con datos de laboratorio.	😊	😊	😊
	Registros	Alta	Necesita alibración con datos de laboratorio.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Moderada	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	😊	😊	😊	
	Registros	Muy alta	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	😊	😊	😊	
	Registros	Baja-Moderada	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Moderada	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	😊	😊	😊	
	Registros	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra. Depende de la cantidad de muestra obtenida.	😊	😊	😊	
	Núcleos	Moderada	Cuando se aprecian fracturas inducidas (de tensión) y breakouts.	😊	😊	😊	
Geomecánica	Esfuerzos Horizontales	Registros	Alta	Resultado cualitativo.	😊	😊	😊
		Núcleos	Moderada	Da la dirección de esfuerzo real si no esta afectada por interferencia de fallas.	😊	😊	😊
	Propiedades elásticas (Modulo de Young y Relación de Poisson)	Registros	Alta	Moderada para Modulo de Young. Baja para la relación de Poisson.	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja-Moderada	Para ambos modulos y propiedades elásticas en general.	😊	😊	😊
		Registros	Alta	Para ambos modulos y propiedades elásticas en general.	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja-Moderada	Para ambos modulos y propiedades elásticas en general.	😊	😊	😊
	Comportamiento del apuntalante	Registros	Alta	Es importante el tiempo de sometimiento a esfuerzo de la muestra y apuntalante	😊	😊	😊
		Núcleos	Baja-Moderada	Es importante el tiempo de sometimiento a esfuerzo de la muestra y apuntalante	😊	😊	😊

Tabla 6. Fuentes de información, herramienta empleada, confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas. **Fuente:** Ana Curcio et al. SPE, 2013



CAPÍTULO III

POTENCIAL DE ACEITE EN LUTITAS EN MÉXICO

México cuenta con un excelente potencial para el desarrollo de sus recursos de aceite y gas en lutitas almacenados en rocas fuente depositadas en ambientes marinos distribuidas a lo largo de la región terrestre del Golfo de México. Según la EIA, grandes espesores de lutitas marinas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras del Jurásico y Cretácico se encuentran en el Noreste y Centro-Este del país a lo largo de la parte terrestre de la Cuenca del Golfo de México, que pueden ser potenciales para el desarrollo de aceite y gas de lutitas.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

3.1 INTRODUCCIÓN

En México el impulso definitivo para iniciar las inversiones exploratorias y comprobar el potencial de los plays de aceite y gas en lutita ocurrió en el año 2010, a partir de la publicación de la evaluación mundial de los recursos prospectivos de *shale gas* realizada por la EIA y el Departamento de energía (DOE), donde estimaron para algunas cuencas mexicanas un recurso prospectivo de gas de lutita de 681 billones de pies cúbicos. Pero sin lugar a dudas lo que cambió la visión del desarrollo del gas de lutitas al aceite de lutitas, fue la evaluación de PEMEX en el 2012 donde estimó 31.9 millones de barriles de aceite y condensado técnicamente recuperables en las lutitas.

Debido a la complejidad geológica de las cuencas productoras de aceite y gas en lutitas, estas se dividen en pequeñas sub-cuencas como se muestra en la **figura 3.1**

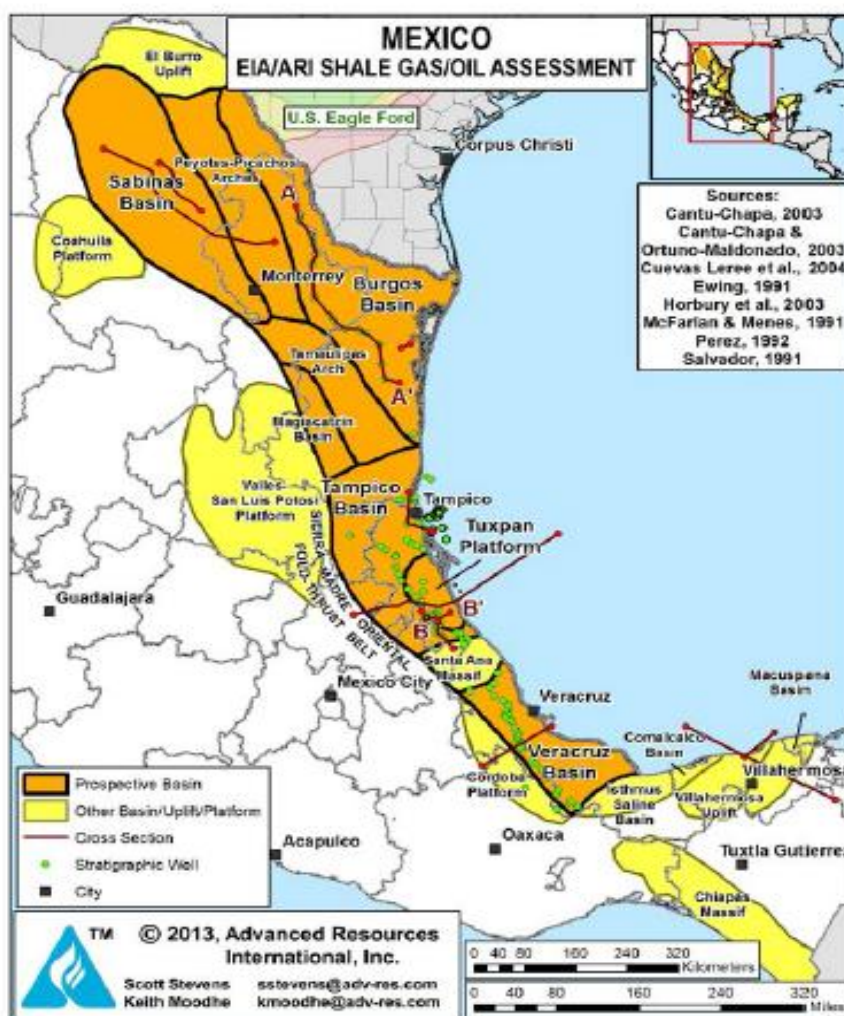


Figura 3.1. Sub-cuencas de aceite y gas de lutitas. Fuente: EIA 2013.

3.2 PERSPECTIVA REGIONAL DE LOS PLAYS DE ACEITE Y GAS EN LUTITAS.

El conocimiento de más de 70 años de exploración permitió a Pemex Exploración y Producción (PEP) identificar unas 200 oportunidades de recursos de aceite y gas de lutitas en cinco provincias geológicas en el este de México, (**Figura 3.2**). Según la compañía, las regiones potenciales incluyen:

- 1) Gas de lutitas del paleozoico en la región de Chihuahua.
- 2) Gas de lutitas del Cretácico en la Región de Sabinas-Burro-Picachos.
- 3) Gas de lutitas del Cretácico en la Cuenca de Burgos.
- 4) Aceite y Gas de lutitas del Jurásico en la cuenca Tampico-Misantla.
- 5) potencial de aceite y gas de lutitas en Veracruz, sin especificar.

Las formaciones del Cretácico Superior (Eagle Ford y Agua Nueva) están distribuidas 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 de aceite y gas de lutitas en el sur de Estados Unidos.

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

Las formaciones 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 de gas de lutitas en EUA. A continuación se describirán las características principales de cada una de las formaciones de lutitas para cada provincia geológica (**figura 3.2**).

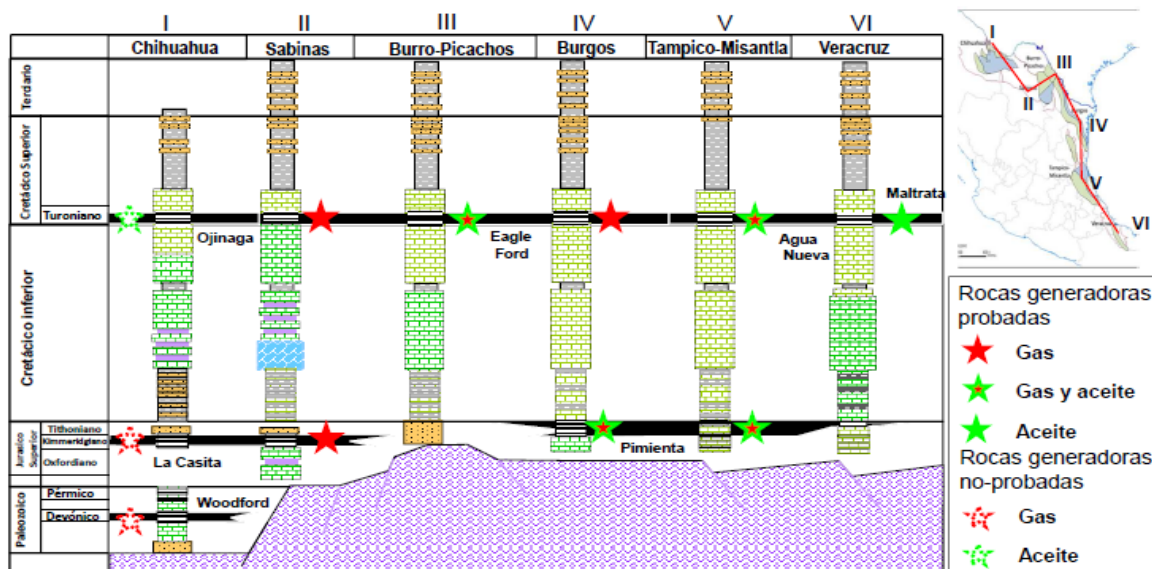


Figura 3.2. Principales formaciones de lutitas en México y sus respectivas provincias geológicas. **Fuente:** Pemex, 2013.

3.3 POSICIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LOS PLAYS DE ACEITE Y GAS EN LUTITA.

De los análisis de pirolisis geoquímica, carbono isotópico y bio-marcadores de campos de petróleo y gas, se identificaron tres grandes rocas generadoras de hidrocarburos del Mesozoico en la Cuenca del Golfo de México: Cretácico Superior (Turoniano a Santoriano), Cretácico Bajo-medio (Albiano-Cenomaniano), y el más importante, el Jurásico Superior (Tithoniano), de este último proviene un 80% del petróleo convencional y gas descubierto en esta región.

A la fecha se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico Superior (Turoniano). Estos objetivos, en particular el Tithoniano, también parecen tener el mayor potencial para el desarrollo de aceite en lutitas. **(Figura 3.3).**

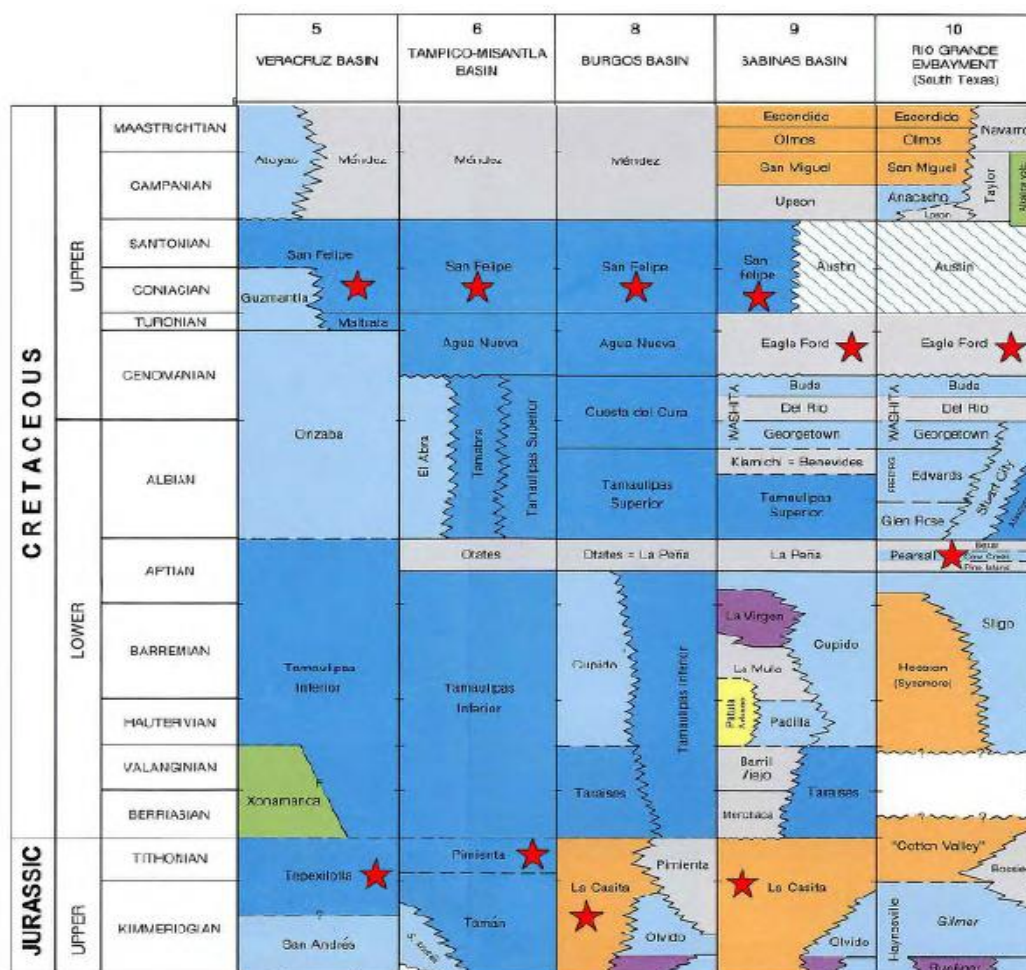


Figura 3.3 Estratigrafía de las rocas del Jurásico y Cretácico en las Cuencas del Golfo de México. Se ponen de relieve los objetivos de gas y aceite de lutitas. **Fuente:** EIA, 2011.

3.4 COMPLEJIDAD GEOLÓGICA DE LAS FORMACIONES DE LUTITAS EN MÉXICO.

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

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

Algunas de las cuencas de lutitas de México son demasiado profundas para su desarrollo (>5 km). Sin embargo, las porciones menos deformadas del este de estas cuencas y plataformas superficiales adyacentes son estructuralmente más simples y pueden ser áreas prospectivas para el aceite y gas en lutitas. En este caso, las áreas más prospectivas para el desarrollo de lutitas son enterradas a profundidades desde 1 hasta 5 km en grandes áreas.

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

3.5 FORMACIONES DE LA CUENCA DE BURGOS

Esta cuenca se encuentra localizada en mayor parte en el estado de Coahuila, directamente al sur del Río Grande (Grand River). La Cuenca de Burgos es la prolongación hacia el sur de la cuenca del Maverick en Texas, la cual contiene los plays de lutitas más altamente productivos, como la lutita Eagle Ford y Pearsall.

La Cuenca de Burgos (**Figura 3.4**) abarca una superficie total aproximada de 62, 700 km², esta cuenca se encuentra a una profundidad promedio en el intervalo productor a 3,100 metros. Dentro de esta cuenca se tienen ubicadas dos formaciones con potencial generador de hidrocarburos en lutitas, del cretácico superior la formación Agua Nueva, y del jurásico Superior (Turoniano) la formación Pimienta.

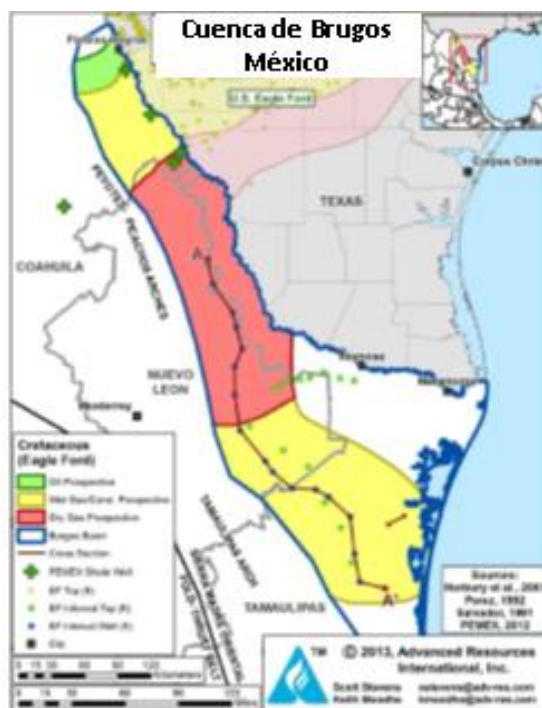


Figura 3.4. Cuenca de Burgos. Área prospectiva.
Fuente: EIA, 2011.

Las mejores lutitas prospectivas de México se encuentran en esta cuenca las cuales son: en el cretácico (Tithoniano) la lutita Eagle Ford y en el Jurásico (Turoniano) la formación “La casita”. La lutita Eagle Ford en México es una extensión directa de la lutita productiva comercialmente en Texas. La formación de correlación para “La casita” y “Pimienta” (**Figura 3.5**) es la lutita Haynesville en el este de Texas.

3.5.1 Formación Agua Nueva.

Esta formación del Cretácico Superior se encuentra dentro de la ventana de generación de aceite y gas. Su valor de contenido orgánico total es de alrededor de 1% al 3%, con generación de kerógeno tipo II.

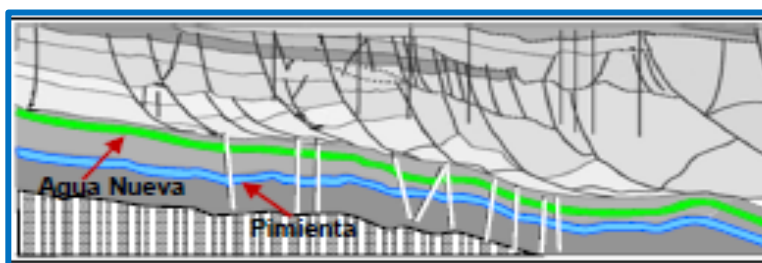


Figura 3.5 Plays de lutitas en la Cuenca de Burgos. **Fuente:** Pemex,

3.5.2 Formación Pimienta.

Litológicamente esta formación está constituida por mudstone arcilloso de color oscuro con intercalaciones de lutitas laminares arcillosas. Del Jurásico Superior Tithoniano, es la otra principal roca generadora de petróleo en la Cuenca de Burgos. La profundidad media de la lutita Pimienta es de 3,600 m, con una gama prospectiva de 1,500 a 5000 m. El espesor bruto puede ser de hasta 1,400 metros, con un espesor neto rico en materia orgánica de 60 m. Un COT moderado de 1.0-5.5% y la madurez térmica de 1.30% Ro. El tipo de kerógeno II y III. La complejidad estructural es baja.

Esta formación cuenta con un área prospectiva de 37 600 km², la lutita Pimienta de la Cuenca de Burgos tiene una concentración promedio de recursos de 75 Bcf/mi². El gas original en el lugar es de 272 billones de pies cúbicos con un recurso técnicamente recuperable de 82 Bcf.

3.5.3 Actividad reciente en Burgos.

PEMEX reportó su primer descubrimiento de gas de lutitas en la Cuenca de Burgos a finales de 2010 y principios de 2011, con la perforación del pozo de gas de lutitas “Emergente-1”, situado a pocos kilómetros al sur de la Texas en frontera con Coahuila, que forma parte de la continuación de la lutita Eagle Ford en Texas. Este pozo fue perforado horizontalmente a una profundidad vertical de aproximadamente 2,500m y con una longitud lateral de 2,550m; seguido de una estimulación multi-fractura de 17 etapas. Con una inversión de \$ 20-25 millones de dólares, se tuvo una producción inicial de 2.8 millones ft³/d (no se informó intervalo de tiempo).

En su último informe (Noviembre de 2012), PEMEX había perforado cuatro pozos exploratorios de gas de lutitas en la formación Eagle Ford de la Cuenca de Burgos. Estos pozos incluyen el “Nómada -1” que se encuentra en la ventana de generación de aceite, el “Habano -1” que reportó una producción inicial de gas de 2.771 millones de ft³/d y de aceite condensado 27 bbl / día y el pozo “Montañés -1” que se encuentra en la ventana de generación de gas húmedo de la Cuenca de Burgos.

La ventana de generación de gas seco en el Cuenca de Burgos fue descubierta y probada con el pozo “Emergente -1”. PEMEX ha anunciado la perforación y producción del pozo “Arbolero-1” reportando 3,2 millones ft³/d, el cuál fue el primer pozo de la lutita del Jurásico en esta cuenca.

PEMEX planea la perforación de 75 pozos exploratorios de lutitas en la cuenca de Burgos para el año 2015.

3.6 FORMACIONES EN LAS CUENCAS SABINAS- BURRO-PICACHOS

Sabinas-Burro-Picachos es una de las mayores sub-cuencas de lutitas marinas de México (**Figura 3.6**), se extiende sobre una superficie de 61,900 km² en la parte noreste del país. La Cuenca de Sabinas es estructuralmente muy compleja, después de haber sido deformada en una serie de plegamientos. Además de ser una cuenca productora de grandes complejos salinos, estudios geológicos, regionales y en correlación con formaciones de EUA han demostrado que existe una pequeña área en el noreste de la cuenca que se pliega en menor proporción que la mayoría de la cuenca, la cual se encuentra estructuralmente deformada y puede ser prospectiva. La formación “Eagle Ford” (Turoniano) y la formación “La Casita” en el Jurásico (Tithoniano) parecen ser las áreas prospectivas para el desarrollo de las lutitas.

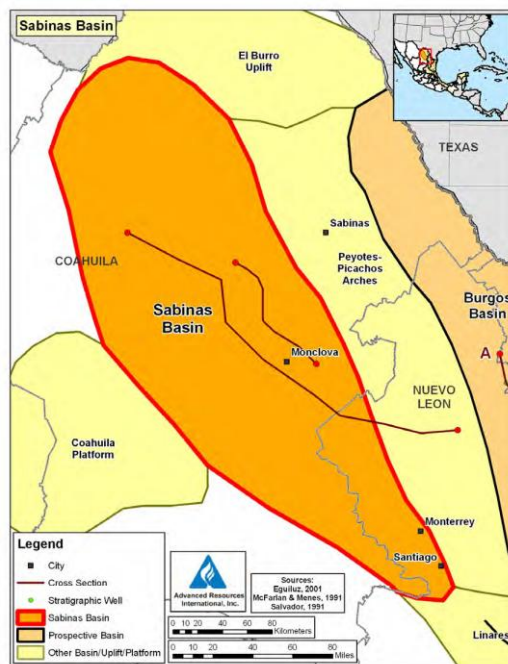


Figura 3.6 Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos. Área Prospectiva. **Fuente:** EIA, 2013.

3.6.1 Formación Eagle Ford

La formación Eagle Ford (Turoniano) de la cuenca Sabinas está distribuida en la orientación NW- NE de la porción central de la cuenca Sabinas con un área prospectiva de alrededor de 31,000km². Se compone de 300m de lutitas negras intercaladas con calizas arenosas y areniscas cementadas con carbonatos. La EIA asume un intervalo de 152 metros rico en orgánicos, con espesor de 200 metros, y utiliza la formación Eagle Ford en la Cuenca Maverick del sur de Texas como análogo de las propiedades del yacimiento, con un TOC del 4%, una madurez térmica de 1,3% y de moderada a baja porosidad. Por los datos de la Cuenca de Burgos, la profundidad media del Eagle Ford es de 3000 metros con un gradiente de baja presión 0,28 psi/ft de la Cuenca de Sabinas.

La lutita Eagle Ford de la cuenca de Sabinas tiene una concentración de recursos de 113 Bcf/mi². El volumen de gas en el lugar se estima en 218 billones de pies cúbicos, con recursos técnicamente recuperables de 44 Bcf. El volumen promedio de aceite en el lugar es de aproximadamente 30MMbl/mi² con recursos técnicamente recuperables de 6.9 Bbl.

3.6.2 Formación La Casita

Esta formación es considerada como la primera roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas, consiste de lutitas ricas en materia orgánica depositadas en un ambiente marino de aguas profundas. “La Popa” es una de las numerosas sub-cuencas dentro de la Cuenca de Sabinas con más de 370m de calizas carbonatadas negras que están presentes en la formación. El espesor total de la formación “La Casita” (Tithoniano) varía de 60 a 800 m, y han sido localizados a profundidades de 2.000 a 3.000 m de la cuenca central de Sabinas (**Figuras 3.7. y 3.8**). La EIA asume un intervalo rico en materia orgánica de 240 m. con 75m de espesor neto. El COT varía entre 1% y 3%, y la lutita térmicamente está dentro de la ventana del gas seco con un valor de reflectancia de la vitrinita de 2 a 3% de R_o .

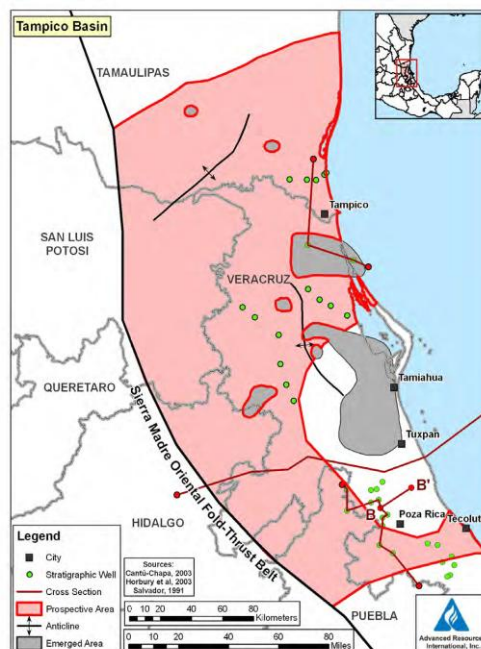


Figura 3.7. Formación la casita Turoniano.
Fuente: EIA, 2011.

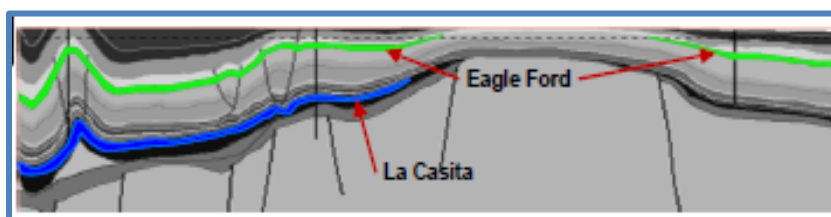


Figura 3.8 Formación la casita Tithoniano. Fuente: Pemex, 2013

La incertidumbre de las profundidades formación a lo largo de la cuenca Sabinas limita nuestra estimación de la zona prospectiva de 12.000 millas cuadradas. Con las concentraciones de gas de 58 Bcf/mi², volumen original de gas de lutita in-situ de 56 Bcf, con recursos técnicamente recuperables de 11 Bcf.

3.6.3 Actividad reciente en sabinas.

Pemex ha perforado solo un pozo exploratorio de gas de lutitas en la Cuenca de Sabinas, confirmando la continuación del play de la lutita Eagle Ford. Con el objetivo de probar la ventana de generación de gas seco de la cuenca Sabinas se perforó en pozo “Percutor -1” el cual fue perforado horizontalmente con una profundidad de 3400m y terminado en marzo 2012, reportando una producción inicial de gas seco de

2,17 millones ft³/d (intervalo de tiempo de medición no especificado), misma que disminuye rápidamente.

A manera de resumen en la **tabla 1** se presentan los pozos que se han perforado y terminado en las cuencas Sabinas-Burro-Picachos y Burgos, para cada uno de estos pozos se describe cuál fue la técnica de multi-fracturamiento utilizada y la compañía que llevó a cabo la operación, el número de etapas de fractura, el diámetro de la tubería de producción, el gasto para cada etapa de fractura, la presión máxima, el número de sacos de apuntalante, el tipo de malla, y sus producciones.

Cabe señalar que el primer que reportó aceite en lutitas fue el Habano-1, pero no se consideró como tal debido a la baja producción que reportó de petróleo, y es por eso que se toma como el primer pozo de aceite en lutitas en México al pozo “Anhelido-1”, este también localizado en la cuenca de Burgos, (Resaltado de color azul) como el primero pozo de aceite en lutitas en México.

Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Sabinas
Pozo	Montañas-1	Nomada-1	Habano-1	Anhelido-1	Emergente-1	Arbolero-1	Percutor-1
Productor			Gas	Aceite	Gas	Gas	Gas
Profundidad mdbmr/mvbm	3200/1558	2847/1157	3710/2057	3945/2156	4071/2550	4007/1636	3438/1649
Técnica Fracturamiento	Hi-Way	Slickwater	Hibrida	Slickwater	Hibrida (Slick water gel lineal)	Hibrida	Hibrida
Compañía	Schlumberger	Halliburton	Schlumberger	Halliburton	Halliburton	Schlumberger	Schlumberger
Número de etapas/clusters	14/4-8.	16/5.	16/5.	17/5.	17/4-5.	11/4.	16/5-6.
Arquitectura mecánica	4 1/2"	4 1/2"	5 1/2" x 4 1/2"	5 1/2" x 4 1/2"	5 1/2" x 4 1/2"	5"	4 1/2"
Gasto, bpm	55	60-65	53-65	63-73	72	62	55-60
Presión máx.(psi)	5320-8085	5000-6700	8350-9880	7500-11500	8000-9400	8965-10000	7100-8600
Sacos/etapa	1800	2500-2800	3000-3600	2000-3500	2500	3500	2500
No de malla de arena	40/70, 30/50, 20/40	40/70, 30/50, 20/40, 16/30	100, 40/70	100, 40/70, 20/40, 16/30	20/40	100, 40/70, 20/40	20/40, 16/30
Volumen (bls/etapa)	3700-5350	3900-4700	4600-9336	6500-7750	8700-12000	7500-8100	4400-4600
Producción de aceite (bpd)	***	***	34.5	480	***	***	***
Producción de gas (MMpcd)	***	***	2710	1.443	0.876	11.42	2.089

Tabla 1. Actividades de perforación y terminación recientes en lutitas de las cuencas Sabinas y Burgos. **Fuente:** PEMEX 2012.

3.7 CUENCA TAMPICO-MISANTLA.

Esta cuenca se encuentra limitada arealmente al oeste por el plegamiento de la Sierra Madre Oriental y al este con la plataforma de Tuxpan, extendiéndose así hacia el norte de la elevación de Santa Ana en el arco de Tamaulipas al norte de Tampico, este arco, está limitado por una serie de fallas que se extienden hacia el sur de Tamaulipas (**Figura 3.9**).

En la cuenca del sur de Tampico, la lutita Pimienta se encuentra a una profundidad posible de 1.400 a 3000 m. Y se han encontrado dos formaciones posibles productoras de aceite y gas de lutitas, las formaciones agua nueva y la formación pimienta, (**figura 3.11**).

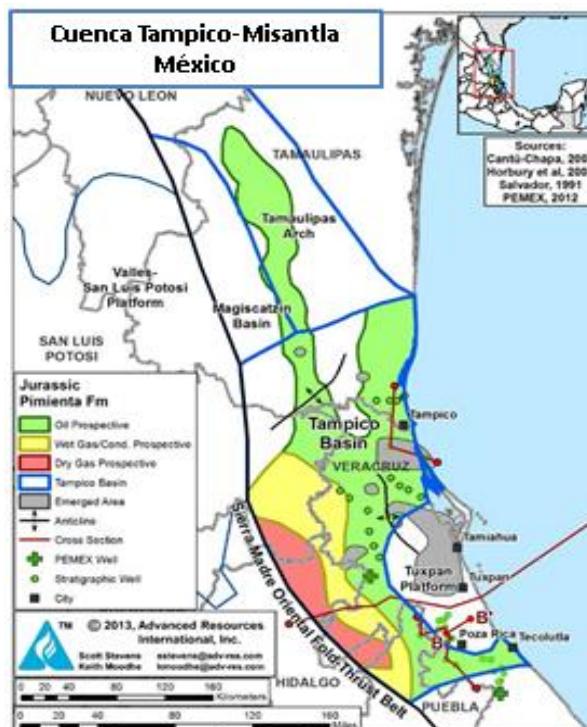


Figura 3.9 Cuenca Tampico- Misantla. Fuente: EIA, 2011

3.7.1 Formación Agua Nueva.

Pertenciente al cretácico superior, la formación de Agua Nueva se encuentra dentro de la ventana de generación de aceite y gas, con un valor de kerógeno que varía de 0.5% a 8%. El tipo de kerógeno es II.

3.7.2 Formación Pimienta.

El jurásico superior Pimienta es considerada como la roca de hidrocarburos más importante de las cuencas mexicanas productoras del Golfo de México, ya que contiene la mayoría de los recursos técnicamente recuperables de aceite proveniente de las lutitas en México, de acuerdo a los datos de riqueza orgánica, su madurez térmica y el tipo de kerógeno que contiene. El jurásico pimienta está constituido por mudstone arcilloso de color oscuro y pedernal negro con intercalaciones de lutitas laminares del mismo color. La **figura 3.10** muestra las características mencionadas en las lutitas por el núcleo del pozo Limonaria-1, donde se aprecia la coloración café claro y oscuro de las lutitas saturadas de aceite y su consistencia bituminosa.

Cerca de la ciudad de Tampico, unos 50 pozos convencionales se han perforado en las lutitas de esta formación rica en materia orgánica que pertenece al Jurásico Superior (Tithoniano) a profundidades de alrededor de 1.000 a 3.000 m., el espesor promedio de lutita no está confirmado, pero la formación Pimienta varía generalmente de 200 a 400 m; la EIA estima un espesor medio de 75 m. de la zona prospectiva, con un espesor rico en orgánicos de 150 m. El COT varía de 1-8% con un valor medio total de 8%, el tipo de kerógeno es II y III, con una madurez térmica de 1,3% Ro. Se encuentra en la ventana de aceite y de gas. Su complejidad en su estructura geológica es baja.

El área potencial de la lutita Pimienta es de 36,500km² en la cuenca Tampico. Los promedios de concentración de recursos son de 63 Bcf/mi², con recursos técnicamente recuperables de 65 Bcf. El volumen de aceite en el lugar es de aproximadamente 30.1 MMbl/mi² con recursos técnicamente recuperables de 18 millones de barriles.



Figura 3.10. Núcleo de la formación Pimienta de aceite en lutitas del pozo Limonaria-1.
Fuente: PEMEX

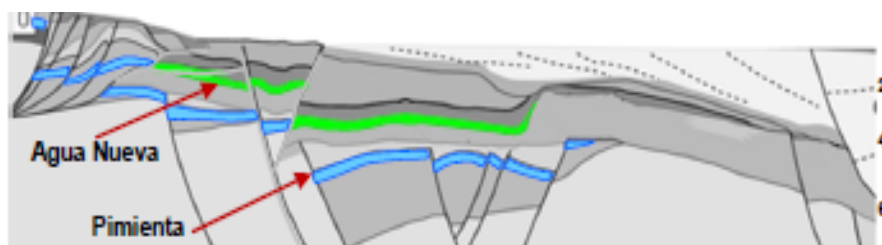


Figura 3.11 Formación agua nueva y pimienta de la cuenca Tampico-Misantla. Fuente: PEMEX, 2012

3.7.3 Actividad reciente en Tampico Misantla

PEMEX informó que está evaluando la geología de la lutita de la Cuenca Tampico-Misantla y planea perforar hasta 80 pozos exploratorios para el año 2015.

En el presente año PEMEX planeaba terminar el primer pozo exploratorio de la cuenca, pero debido al reporte de accidente mecánico se suspendió actividad en el pozo, mismo que en el cuál fue taponado.

3.8 CUENCA DE VERACRUZ

La Cuenca de Veracruz se extiende sobre una superficie de unos 23400 km². El margen occidental de la cuenca se define por carbonatos mesozoicos de la Plataforma de Córdoba y Sierra Madre Oriental. **Figura 3.12.**

3.8.1 Formación Maltrata

El Cretácico Superior (Turoniano) es una importante fuente de rocas en la Cuenca de Veracruz, con un máximo de 90 m de calizas arcillosas marinas y COT del 0.5-8%, tipo de kerógeno II. Esta formación presenta algunas condiciones de riesgo, por la alta complejidad que presenta su estructura geológica, debido a que el área prospectiva se limita a una franja de aproximadamente 1,000km², sin embargo, hacia el oriente de la formación se presentan características adecuadas de riqueza y madurez térmica pero a profundidades mayores de 5km.



Figura 3.12. Cuenca de Veracruz. Área prospectiva. **Fuente:** PEMEX, 2012

Actualmente, la formación Maltrata se encuentra entre la ventana de aceite e inicios de la de gas con un Ro de 1.0 % a 1.3% (**Figura 3.13**). La EIA estima un volumen de gas de 38 Bcf. El recurso técnicamente recuperable se estima en 9 Bcf. El volumen de aceite en el lugar es de aproximadamente 23MMbl/mi² con recursos técnicamente recuperables de 6.9 millones de barriles.

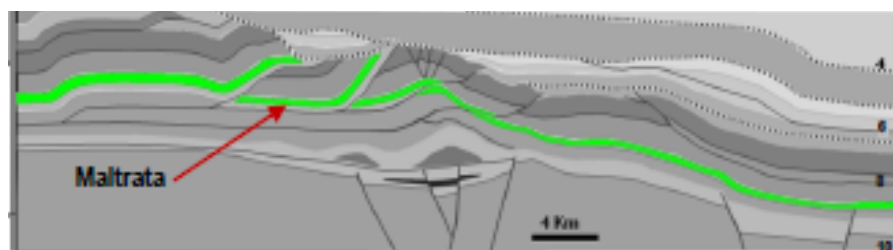


Figura 3.13 Formación cretácico superior Maltrata. **Fuente:** PEMEX, 2012

3.8.2 Actividad reciente en Veracruz.

Pemex planea perforar hasta 10 pozos exploratorios de lutitas en la cuenca de Veracruz en los próximos tres años.

3.9 RECURSOS PROSPECTIVOS NO CONVENCIONALES EN EL 2011

En 2011, la EIA estimó recursos prospectivos de gas en lutitas de 681 MMMM de pies cúbicos distribuidos entre formaciones del cretácico Superior, Cretácico Medio y Jurásico Superior. **(Figura 3.14).**

Edad de la roca	Departamento de energía de EUA.	PEP 2011
Cretácico Superior	507	54-106-171.
Cretácico Medio	8	0
Cretácico inferior	166	95-91-288
Total	681	150-297-459.

Figura 3.14 Estimación de los recursos prospectivos de gas de lutitas en 2011. **Fuente:** PEMEX, 2012.

Actualmente los trabajos realizados por la EIA en el 2013, han permitido incorporar la estimación del potencial de aceite en lutitas. En la primera estimación se evaluaron recursos por 297 MMMpc, considerándose primordialmente gas. En base a los estudios geológicos-geoquímicos efectuados en Tampico Misantla, se consideran el aceite como hidrocarburo predominante, en los plays Pimienta y Agua Nueva. En las cuencas sabinas-burro-Picachos-Burgos; se confirmó su potencial, siendo predominantemente gas seco y gas húmedo. En base a lo anterior se han estimado que la media de los recursos ascienden a 60.2 MMMbpce, con la siguiente distribución: **Figuras 3.15 y 3.16.**

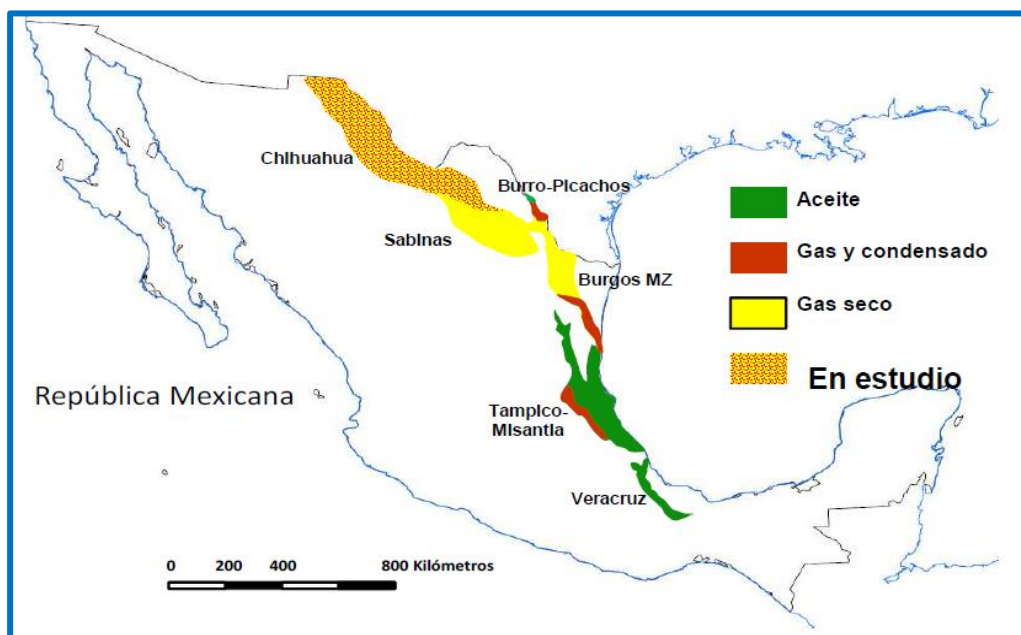


Figura 3.15 Distribución de los recursos de aceite y gas de lutitas en México. **Fuente:** PEMEX, 2012.

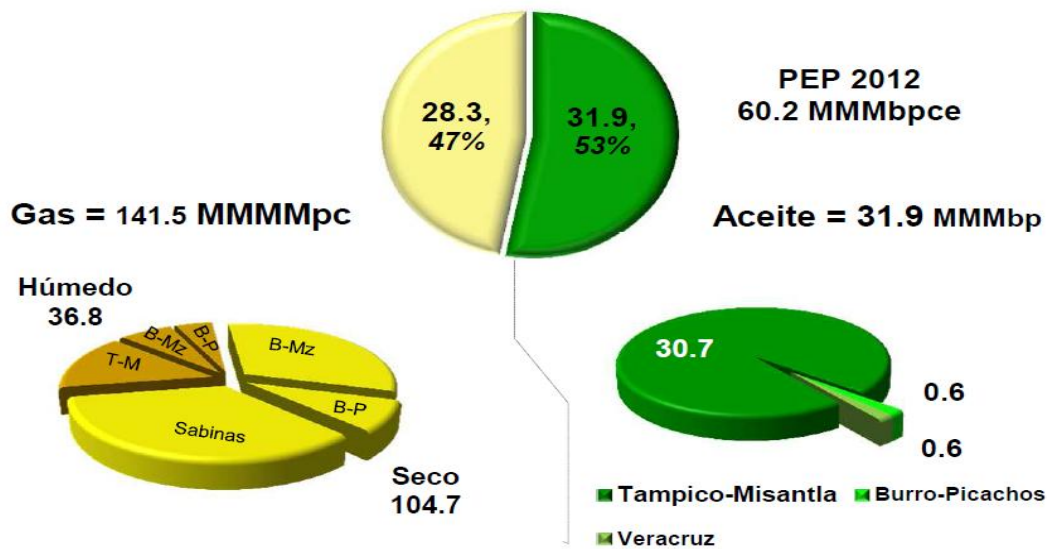


Figura 3.16. Potencial de recursos de aceite y gas de lutitas en México. Fuente: PEMEX, 2012.

3.9.1 Jerarquización de áreas.

La información anteriormente proporcionada ha motivado a enfocar y acelerar la estrategia exploratoria, evaluar la prospectividad con enfoque en las áreas de aceite y gas húmedo, dar certidumbre a los recursos evaluados a través de la perforación de 175 pozos, Caracterizar y delimitar las áreas de interés. (Figura 3.17)

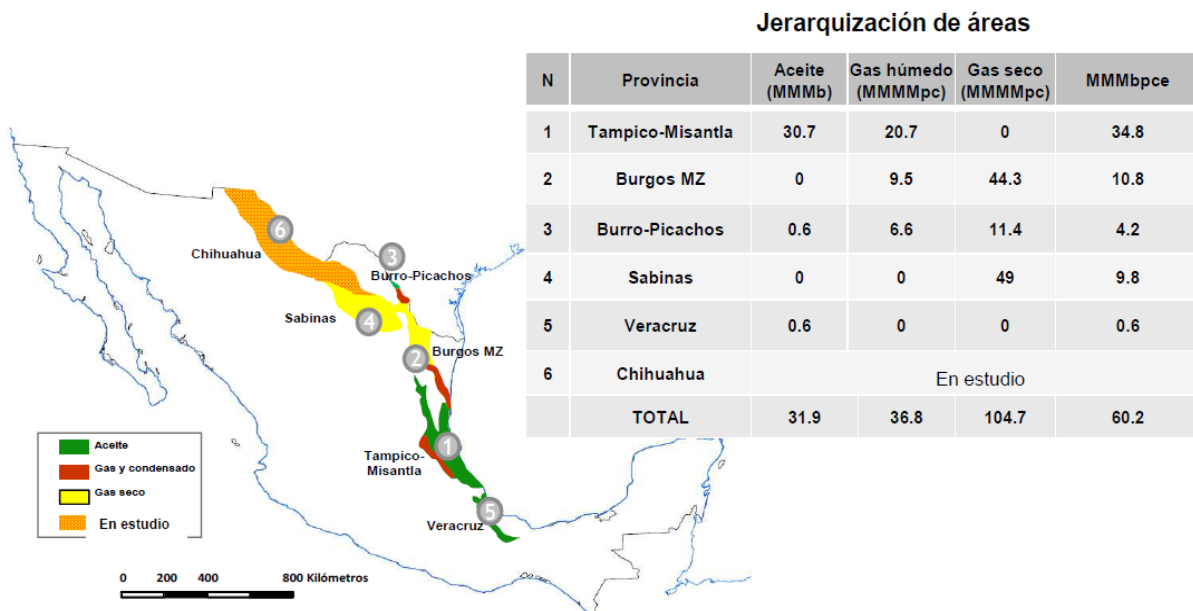


Figura 3.17. Presenta jerarquización de PEMEX para evaluar y explorar el potencial de aceite y gas de lutitas.

Fuente: PEMEX, 2012.

3.9.2 Recursos técnicamente recuperables de aceite en lutitas.

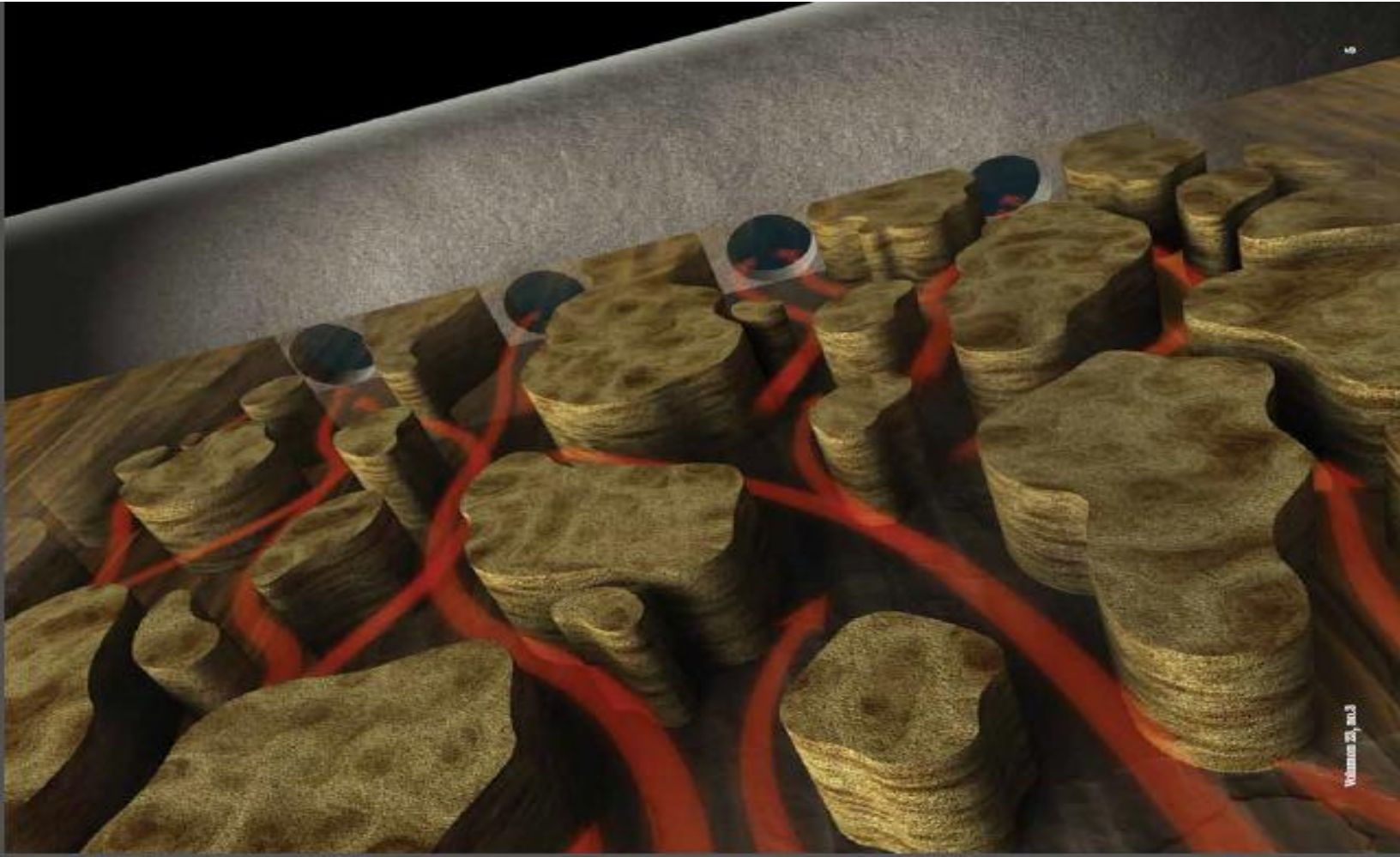
Los recursos técnicamente recuperables de aceite de lutitas en México (según EIA 2011), están estimados en 13,1 millones de barriles de aceite y condensado, estas reservas incluso son potencialmente más grandes que las reservas probadas convencionales del país, El play mejor documentado es la lutita Eagle Ford de la Cuenca de Burgos, donde las ventanas de aceite y gas que se extienden hacia el sur desde Texas hasta el norte de México tiene un estimado de 343 billones de pies cúbicos y 6,3 millones de barriles de recursos técnicamente recuperables con potencial de aceite y gas de lutita (**Tabla 2**). En 2012 PEMEX actualizó su evaluación de recursos de aceite de lutitas reportando 31.9 millones de barriles de aceite y condensado técnicamente recuperables en lutitas.

Datos básicos.	Cuenca/ Área	Cuenca de Burgos (24 200 mi2)		Cuenca Tampico Misantla (26900 mi2)		Plataforma Tuxpan (2 810 mi2)		Cuenca Veracruz (9 030 mi2)	
	Formación de lutitas	Eagle Ford		Pimienta		Tamaulipas	Pimienta	Maltrata	
	Edad geológica	Cretácico Medio y superior		Jurásico		Cretácico Inferior y Medio	Jurásico	Cretácico Superior	
	Ambiente de depósito	Marino		Marino		Marino	Marino	Marino	
Extensión Física	Área prospectiva (mi2)	600	10000	9000	3050	1000	1000	560	
	Espesor	Rico en Órganicos.	200	200	500	500	300	500	300
		Neto	160	160	200	200	210	200	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3300-4000	4000-16400	3300-8500	4000-8500	6 000 - 9500	6600-10000	9 800 - 12 000
Promedio		3500	7500	5500	6200	7 900	8 500	11 000	
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento	Alta sobrepresión	Alta sobrepresión	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Promedio de COT (% peso)	5.00%	5.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	
	Madurez Térmica (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.90%	0.85%	
	Contenido de Arcilla	Bajo	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja/ Media	
Recurso	Fase de aceite	Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Aceite	Aceite	
	Reducción del volumen original in-situ (OIP) (%)	43.9	15	37.9	17.3	36.4	33	23.5	
	Risked OIP (B bl)	15.8	89.8	119.4	18.5	12.7	11.5	6.9	
	Risked Recuperable (B bl)	0.95	5.39	4.78	0.74	0.51	0.46	0.28	

Tabla 2. Presenta las características principales de las principales cuencas potenciales y los recursos técnicamente recuperables de aceite en lutitas de cada una de ellas. **Fuente:** EIA, 2011.

3.9.3 Potencial de desarrollo comercial.

PEMEX contempla que la producción de aceite y gas de lutitas comercial se iniciara a partir del 2015, con una inversión potencial de mil millones de dólares para perforar 750 pozos. Sin embargo, los pozos de exploración de lutitas iniciales en PEMEX han sido un tanto costosos (entre \$ 20 y \$ 25 millones de dólares por pozo) y han proporcionado únicamente tasas de flujo de hidrocarburos iniciales modestas (con fuerte declinación). Una vez que conocemos en potencial que se tiene de aceite en lutitas en México y describimos las características de cada una de las cuencas, corresponde describir la tecnología que hace posible la extracción económicamente viable de este recurso.



TEMA IV

GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido a presión (denominado fluido de fractura), por encima de la presión de fractura de una formación, con el objeto de generar en ella canales de flujo y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo.

En este capítulo se presentan los conceptos básicos para entender esta técnica, las características y propiedades de los fluidos, apuntalantes y aditivos usados en las operaciones, así como las consideraciones técnicas más importantes para planear y diseñar un fracturamiento hidráulico con el fin de proporcionar una base para temas subsecuentes en los cuales se describirán los métodos para colocar múltiples etapas de fracturas en pozos horizontales.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

4.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ACTUALIDAD.

La primera operación de fractura hidráulica, como tratamiento de estimulación, se realizó en julio de 1974, en el pozo Klepper-1, en el yacimiento Hugoton Kansas U.S.A. Se estimularon cuatro zonas calcáreas entre los 700 y 780 metros de profundidad; se utilizó Napalm (gasolina gelificada) como fluido de fractura, este fluido a pesar de ser peligroso y altamente inflamable, resultó ser de fácil disponibilidad y económico para la época. Desde entonces la cantidad de operaciones de fractura, ha crecido rápidamente, con la subsecuente evolución y progreso técnico.

A pesar de que la idea original de aplicación de fractura hidráulica, no ha cambiado, las técnicas, productos, materiales y equipos si lo han hecho. Actualmente se dispone de una gran variedad de fluidos, para satisfacer los requerimientos de todo tipo. Los equipos son cada vez más sofisticados, en cuanto a la capacidad de precisión de mezclado y en cuanto al control de presión, caudal, dosificación de aditivos y apuntalantes. Por otra parte los adelantos en informática han hecho posible resolver de forma interactiva, con rapidez y eficiencia, las complejidades del diseño, incluso en el lugar de operación. Actualmente se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación que hacen posible un diseño más exacto y predecible de la operación, así como mejoran la capacidad de respuesta ante una situación imprevista.

Hoy en día, a pesar de que muchos campos existen gracias al fracturamiento hidráulico, sigue siendo una tecnología que no puede utilizarse en todos los yacimientos petroleros, pero para aquellos que lo requieren, es el único método de estimulación disponible que permite, no solo maximizar la producción de hidrocarburos, sino producir comercialmente el petróleo y el gas contenidos en ellos, como es el caso de los yacimientos de petróleo del paleocanal de Chicontepec, de los yacimientos de gas de la cuenca de Burgos o de los yacimientos de gas y aceite en lutitas (Shale Gas y Shale oil) en las cuencas de Burgos, Tampico Misantla y Veracruz. Este método ha logrado que las lutitas puedan ser explotadas a pesar de ser casi impermeables permitiendo aprovechar los grandes volúmenes de hidrocarburos que contienen en sus poros.

Las capacidades modernas del fracturamiento y la disminución de los costos de operación, han permitido que se considere el fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros, sobre todo para aquellos de baja permeabilidad.

4.2 PROCESO DE FRACTURAMIENTO

El proceso de Fractura Hidráulica consiste en aplicar presión a una roca de yacimiento, hasta que se produce la falla o fractura de la misma. Una vez que se ha producido la ruptura de la roca, se continúa aplicando presión, para extender la fractura más allá del punto de falla y crear, de esta manera, un canal de flujo de gran tamaño, que conecta fracturas naturales y produce una gran área de drene de fluidos del yacimiento.

El efecto de incremento del drene de fluidos, decrece rápidamente con el tiempo, esto se debe a que la fractura se cierra, quedando el pozo en condiciones casi originales. Para evitar dicho cierre, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de arena. Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fractura, pero permitiendo el paso de fluidos.

El bombeo de fluido se ejecuta de forma secuencial, primero se realiza el bombeo de Pad o Colchón, que es un volumen de fluido para producir la fractura y abrirla lo suficiente, y luego se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con apuntalante, el cual agranda la fractura y la mantiene abierta. **(Figura 4.1.)** Para seguir un control de la operación, se registran los valores de presión, gasto y dosificación del apuntalante.

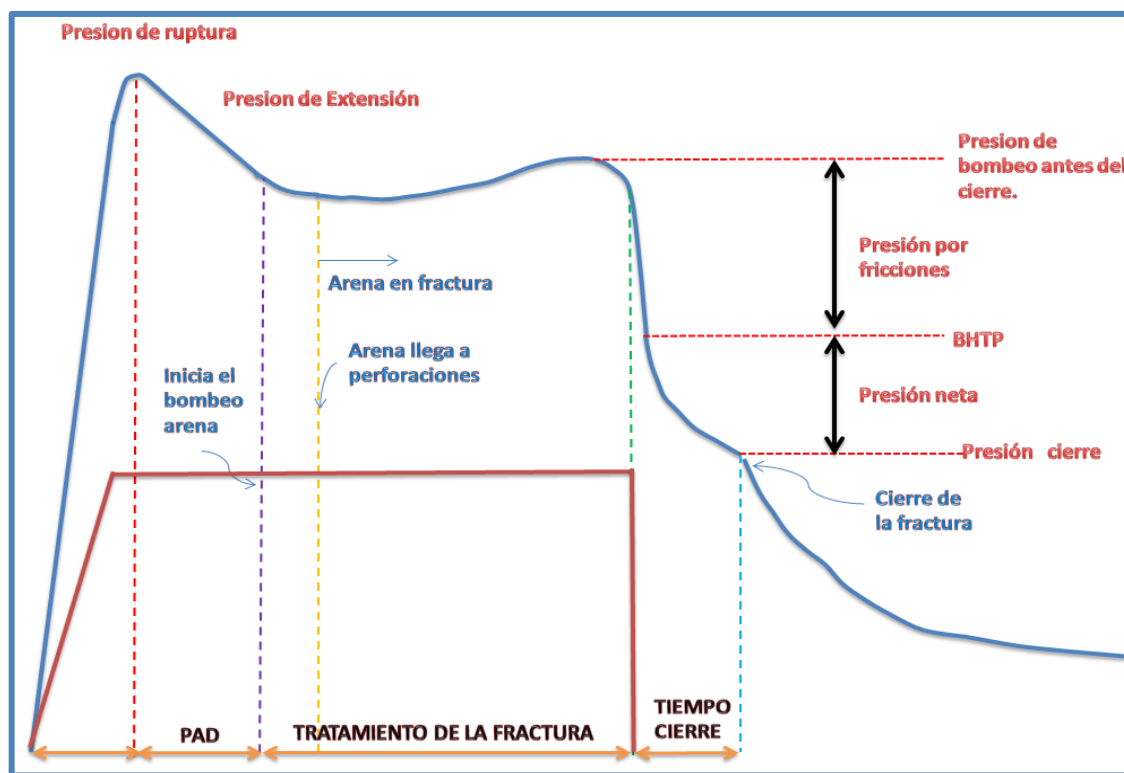


Figura 4.1. Expresión gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico típico. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.3 PARÁMETROS DE BOMBEO.

Durante el bombeo del tratamiento de la fractura se consideran diferentes presiones como son:

4.3.1 Presión de Rotura (PRUPT):

Se refiere a la presión necesaria para iniciar una fractura y depende del grado de alteración del campo de fuerzas en las cercanías del pozo. **(Figura 4.2.)**

4.3.2 Presión de bombeo o en superficie (WHTP):

La energía aplicada a un cierto gasto se mide por la presión en superficie y esa potencia es la entregada por las bombas. Una rápida observación de las condiciones de un pozo, permite apreciar que la presión de tratamiento en superficie (P_s), está determinada por la presión necesaria para extender la fractura (P_{FRAC}), la fricción que se desarrolla en la tubería y perforaciones (P_{PERF}) y la presión hidrostática del pozo (P_{HID}).

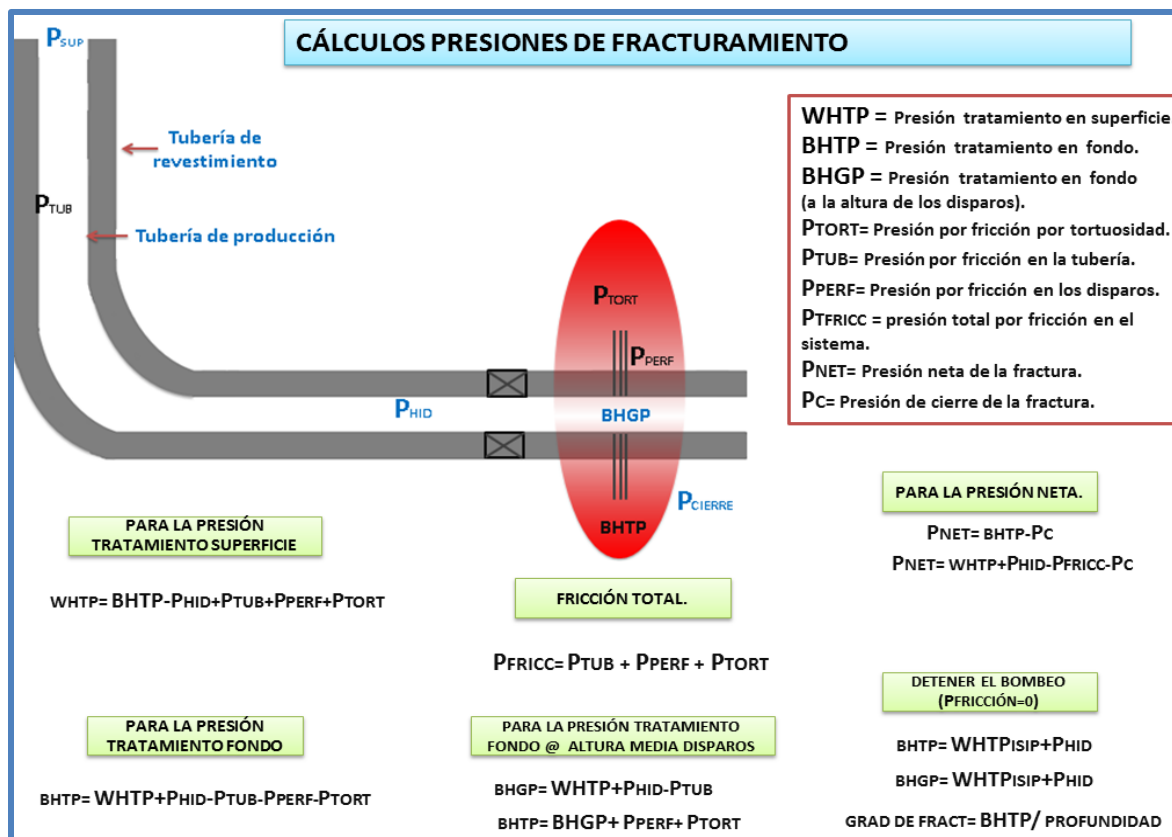


Figura 4.2. Presiones consideradas durante el bombeo del tratamiento de la fractura. **Fuente:** Modificada de Halliburton 2013.

4.3.3 Presión de Fractura (PFRAC o BHTP):

Se refiere a la presión necesaria para propagar la fractura. Se mide por la presión en el fondo, enfrente de los disparos, al mismo caudal que superficie, ya que como es un sistema cerrado ningún fluido se filtra a través de las tuberías, luego $Q_{WH} = Q_{BH}$. La diferencia entre ambas energías es la pérdida por fricción.

$$BHTP = WHTP + P_H - P_{FRIC}$$

4.3.4 Presión por fricción (PFRICC):

Cada vez que el fluido es bombeado a través de un sistema, se aplica cierta cantidad de energía para moverlo a la velocidad deseada, pero gran parte de ella se pierde a lo largo del mismo por fricciones, originadas en la resistencia que ofrece el fluido a ser bombeado bajo determinadas condiciones. La energía se mide por la presión en superficie aplicada a un cierto gasto y la potencia es la entregada por las bombas.

Al bombearse un tratamiento de fractura se deben de considerar dos fricciones diferentes, representativas de dos regiones específicas del pozo:

- Las caídas de presión entre el cabezal y los disparos, originada por la tubería presente en el pozo. (P_{TUB})
- Las caídas de presión adicionales que ocurren en los disparos (P_{PERF}) y sus cercanías, también llamada tortuosidad (P_{TORT}).

La caída total de presión por fricción (P_{TOT}) se mide prácticamente durante un bombeo y está representada por la diferencia de presión entre el bombeo actual y la ISIP.

$$P_{TOT} = P_{TUB} + P_{PERF} + P_{TORT}$$

La tarea principal del ingeniero de campo es determinar cuál caída es más importante para corregirla o anticipar futuros problemas durante la fractura.

4.3.5 Presión Instantánea de cierre (ISIP):

Se refiere a la presión al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando solo la presión interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

Luego de que la fractura ha sido iniciada (PRUPT) después de que la inercia natural ha desaparecido, la presión de propagación de la fractura es casi constante. Si paramos de bombear en este momento, la presión de bombeo (WHTP) caerá hasta un cierto valor instantáneo, llamado ISIP (Instantaneous Shut-in Pressure).

Si la presión de bombeo es igual a $WHTP = BHTP - P_H + P_{FRICC}$

Pero al detener el bombeo: $WHTP = ISIP$ y $P_{FRICC} = f(Q)$; Si el $Q=0$; $P_{FRICC} = 0$

Entonces **ISIP** = BHTP - P_H

Si despejamos la presión de fractura:

$$\mathbf{BHTP = ISIP - P_H}$$

El ISIP es uno de los parámetros más importantes de una fractura, ya que nos permite calcular, al parar el bombeo y tomada a un determinado tiempo, el gradiente de fractura real de una formación.

4.3.6 Gradiente de fractura (Δ FRAC):

El gradiente de fractura indica el esfuerzo mínimo necesario para mantener abierta una fractura. Y se calcula con la siguiente ecuación.

$$\Delta_{FRAC} = \frac{BHTP}{TVD} = \frac{ISIP - P_H}{TVD} = \frac{P_{FRAC}}{TVD}$$

La ISIP es una muy buena herramienta para determinar el gradiente de fractura, ya que al no estar bombeando, desaparece la componente de fricción (que es difícil de estimar) y, despreciando una pequeña presión neta que haya creado una fractura muy pequeña, la presión leída en superficie es el fiel reflejo de la presión de fractura de la formación.

4.3.7 Presión de cierre (PCI):

Es la presión dentro de la fractura por debajo de la cual no puede mantenerse abierta o bien, es la presión mínima requerida en el interior de la fractura para mantenerla abierta.

4.3.8 Presión neta (PNET):

Presión extra (Δ P), por encima de la presión de cierre P_{CI}, que debemos de crear para propagar la fractura y mantener abierta la fractura abierta (mantener un ancho mínimo).

Así, si teóricamente no existe ancho o el ancho creado es igual a cero:

Si $W_F = 0$, entonces $P_{FRAC} = P_{CI}$

Si el ancho creado es mayor que cero:

Si $W_F > 0$, entonces $P_{FRAC} = P_{CI} + \Delta P$

Por lo tanto

$$\mathbf{P_{NET} = P_{FRAC} - P_C = BHTP - \sigma_{min}}$$

Donde σ_{min} es el esfuerzo mínimo in situ.

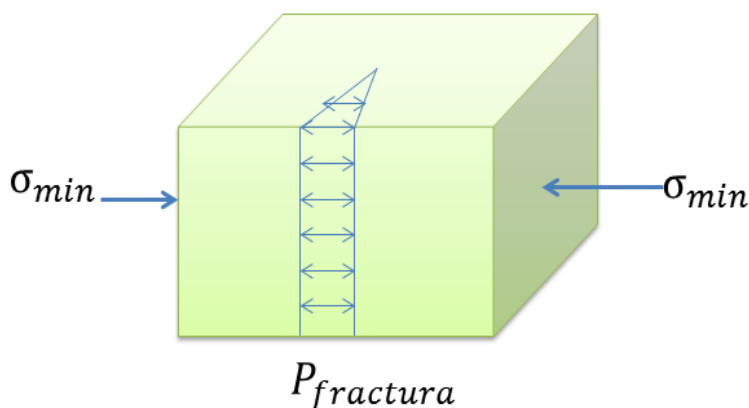


Figura 4.3. Muestra los esfuerzos principales a los que está sometida la fractura. **Fuente:** Halliburton 2013.

La presión neta se relaciona directamente con la geometría de la fractura. El análisis de la presión neta es utilizado para estimar la geometría de la fractura durante el diseño.

La presión hidrostática es la presión ejercida por la columna de un fluido de cierta densidad a una cierta profundidad. Se estima de una correlación muy simple, ya que por tratarse de fluidos convencionales, sólo depende de la densidad y la profundidad, siendo calculada como:

$$PHID= \rho * D/ 10$$

4.3.9 Gasto de bombeo:

Además de considerar la presión, también se registra el gasto de operación. Por lo general se impone un gasto constante, el cuál, relacionado con el tiempo de bombeo, representa el volumen total de fluido; este volumen incide directamente en el tamaño de la grieta o fractura creada. Por otra parte el caudal relacionado con la presión, resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de caudal y presión durante la operación.

4.3.10 Potencia hidráulica:

La potencia hidráulica (PH), se obtiene de la presión en superficie y del caudal de operación, según la siguiente correlación:

$$PH= P_s * Q / 40.8$$

La presión y la potencia hidráulica necesarias para la operación, inciden de forma directa en los costos operativos, así como en los requerimientos técnicos de equipo y de fluido. De aquí la importancia de su estimación en el diseño de la fractura.

4.4 PROGRAMA DE BOMBEO

4.4.1 inicio de la fractura.

Bombeo Pre-PAD (Pre-Colchón): Es la primera etapa de la inyección de fluido sin apuntalante, que es usada para iniciar y propagar la fractura dentro de la formación, desarrollar un ancho de fractura y proporcionar algún fluido de sacrificio por el filtrado que exista. En algunos casos, se pueden añadir pequeños baches de arena para erosionar o abrir totalmente las perforaciones.

El comportamiento de la presión en superficie en esta etapa es ir aumentando a medida que aumenta el gasto de bombeo, hasta alcanza la presión de ruptura de la formación donde se visualiza una caída abrupta de dicha presión al vencer los esfuerzos de la formación y admisión de fluido.

Una vez que la formación falla se sigue bombeando fluido para extender dicha fractura manteniendo la presión de superficie más o menos constante pero por debajo de la presión de ruptura. **(Figura 4.4.)**

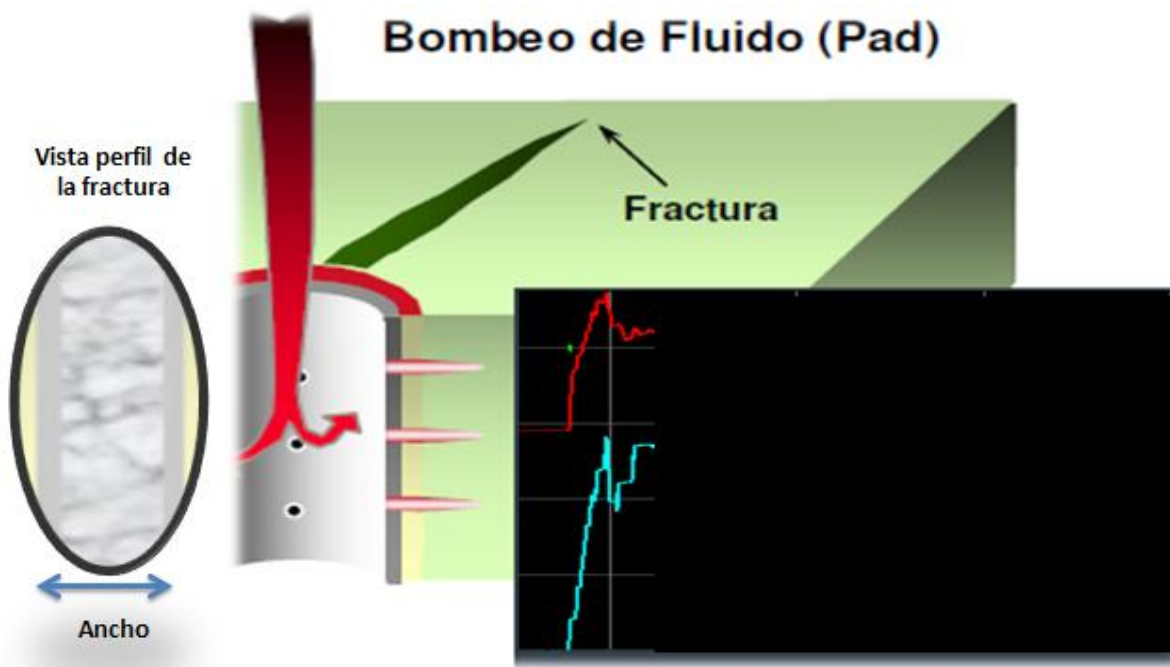


Figura 4.4 Etapa del bombeo del fluido (pad) con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.4.2 Colocación del apuntalante.

Bombeo del apuntalante (Slurry o fluido sucio): Después de que se bombea el Pad, las próximas etapas contendrán diferentes concentraciones de apuntalante, empezando con muy bajas y aumentando gradualmente hasta la concentración máxima deseada (según diseño) con el fin de colocarlos en lo largo de la fractura, lo cual evitará que se cierre la fractura y además, creará un canal altamente conductivo. Dicho aumento en la concentración, dará como resultado que vaya aumentando también la densidad del “fluido sucio”, lo que finalmente se verá reflejado en un aumento de la presión hidrostática y por ende una disminución en la presión en superficie. **(Figura 4.5.)**

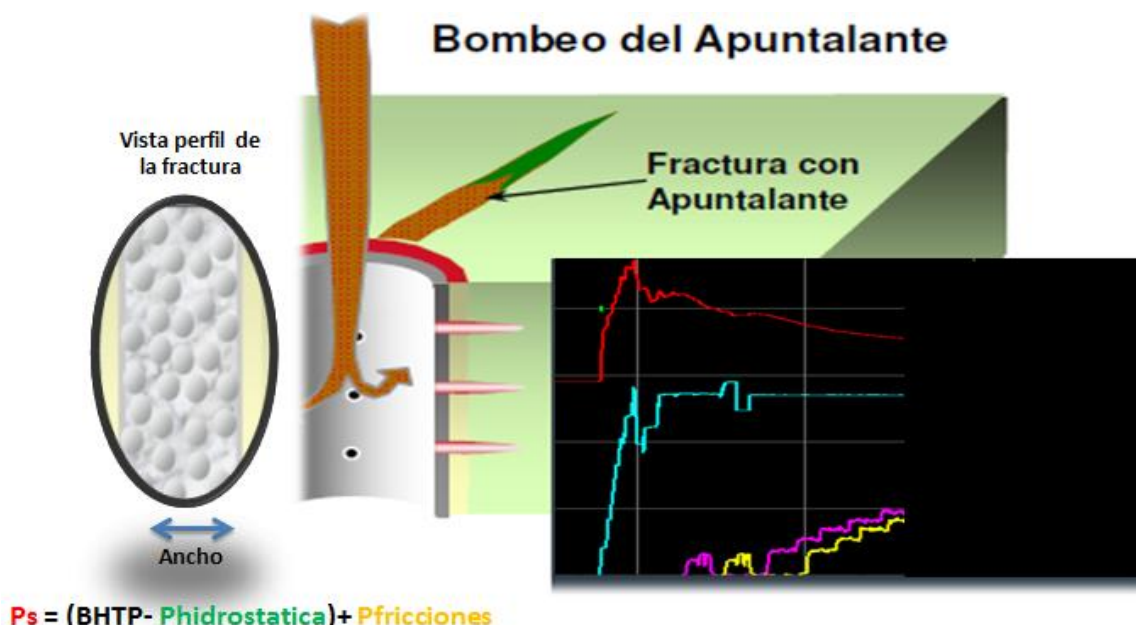


Figura 4.5. Etapa del bombeo del apuntalante con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.4.3 Desplazamiento del apuntalante.

- **Bombeo del flush o limpieza:** El propósito del fluido de desplazamiento es para eliminar o limpiar la etapa anterior cargada de arena hasta una profundidad justo por encima de las perforaciones. Esto se hace para que el tubería no se deje llena de arena, y de modo que la mayor parte del apuntalante bombeado termine en las fracturas creadas. La etapa de desplazamiento es donde se bombea el último fluido en el pozo. A veces, este fluido es agua pura sin aditivos, o puede ser el mismo fluido que se ha bombeado en el pozo hasta ese momento. Finalmente la presión de superficie al dejar de bombear apuntalante tenderá a aumentar debido a la disminución de presión hidrostática de la columna de “fluido limpio”, es decir, sin apuntalante. **(Figura 4.6.)**



$$P_s = (BHTP - P_{hidrostatica}) + P_{fricciones}$$

Figura 4.6. Etapa de desplazamiento del apuntalante (bombeo del flush) con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.4.4 Cierre de la fractura.

Detiene el bombeo de fluido: En esta etapa se detiene el bombeo de fluido. El apuntalante colocado en la fractura soportará los esfuerzos de cierre de la formación que tratarán de cerrar la fractura, creando un canal conductivo para el flujo de fluidos de la formación al pozo. (**Figura 4.7.**)

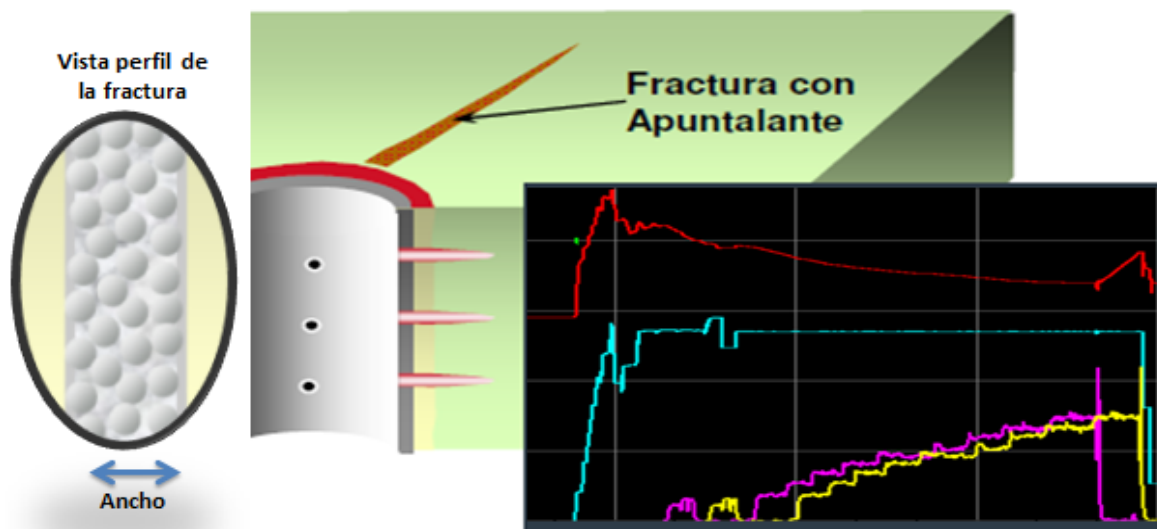


Figura 4.7. Etapa de cierre de la fractura (paro de bombeo) con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.5 MECÁNICA DEL FRACTURAMIENTO.

4.5.1 Iniciación de la fractura.

El fracturamiento hidráulico implica la aplicación de una fuerza contra la roca que constituye el yacimiento, lograda por el bombeo de un fluido a presión a través del pozo hasta la profundidad en que se quiere lograr la fractura. Esta operación se lleva a cabo con el fin de sobrepasar la resistencia a la tensión de la roca así como el esfuerzo horizontal mínimo, creándose una fractura por tensión en la formación. El comienzo de un trabajo de fractura consiste en lograr dicha ruptura de la formación.

En un pozo terminado en agujero descubierto, la presión de ruptura puede ser sólo ligeramente mayor que la presión necesaria para extender y hacer crecer la fractura. Sin embargo, en un pozo terminado con tubería de revestimiento y perforaciones, la presión de ruptura puede ser significativamente mayor. El nivel de la presión de ruptura está relacionado con la eficiencia con que el fluido comunica su presión hidráulica a la roca del yacimiento. Si existen muchas perforaciones abiertas y limpias y el fluido puede penetrar fácilmente en la matriz de la formación, el fracturamiento de un pozo en agujero descubierto será similar al de uno revestido con perforaciones. Si existen limitaciones para la comunicación de la presión, el nivel de la presión de ruptura se incrementará. Una vez que ocurre la ruptura y la fractura ha sido iniciada, desaparece el efecto de la resistencia a la tensión de la roca ya que la misma ha sido vencida.

4.5.2 Orientación de la fractura.

La orientación de la fractura estará determinada por los esfuerzos actuantes en la roca. Estos esfuerzos son causados por el efecto de la sobrecarga y el tectonismo de la región respectiva. Los esfuerzos actuantes se pueden representar por esfuerzos principales, dados por tres componentes; la menor de estas tres componentes representará el esfuerzo principal mínimo y dictará la orientación de la fractura hidráulica creada, la cual se formará en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo principal (**Figura 4.8**), independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos. La mayoría de las fracturas en yacimientos petroleros serán verticales, dado que en muy pocos casos el esfuerzo principal mínimo corresponde al esfuerzo vertical.

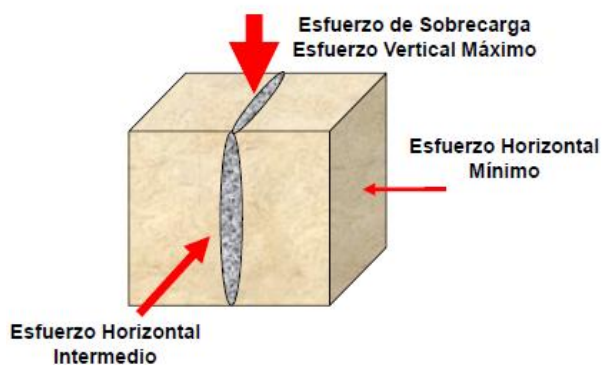


Figura 4.8. Esfuerzo principal menor y orientación de fractura. **Fuente:** Halliburton, 2011.

Las condiciones para la iniciación de una fractura vertical dependen de la relación entre los dos esfuerzos principales horizontales, compresivos. Para iniciar esta forma de fractura de la formación, la presión en el agujero debe ser algo mayor que el esfuerzo mínimo y debe sobrepasar la resistencia a la tensión, horizontal, de la roca, lo cual se puede expresar como sigue:

$$(P_i)_v = 3\sigma'_H - \sigma'_h + T_h + P_r$$

Dónde:

$(P_i)_v$ = presión en el pozo requerida para iniciar la fractura vertical

σ'_H = esfuerzo principal horizontal mayor

σ'_h = esfuerzo principal horizontal menor

T_h = resistencia a la tensión, horizontal, de la roca

P_r = presión de la formación

Estas ecuaciones para el cálculo de la presión de iniciación de la fractura son válidas para fluidos que no penetran en la formación y para condiciones de agujero descubierto. Si el fluido utilizado penetra en la formación, la presión de ruptura de la misma se verá reducida debido al incremento del área contactada por el fluido a presión. Generalmente esta reducción puede estar en el orden de 25 a 40%, en agujero descubierto.

En el caso de pozos terminados con perforaciones, la densidad y orientación de las mismas afectarán la presión de ruptura de la formación (Daneshy, 1973). La existencia de la tubería de revestimiento y el arreglo de las perforaciones tienen una influencia pequeña en la orientación de la fractura creada, sin embargo, la presión de fractura se reduce en la medida en que aumenta el número de perforaciones. Así mismo, la orientación del conjunto de perforaciones afecta el valor de la presión de fractura. Trabajos de laboratorio han demostrado que la presión de iniciación de fractura puede minimizarse a través de la orientación de las perforaciones en forma helicoidal (Allen and Roberts, 1993).

4.5.3 Propagación de la fractura.

Si después de alcanzada la presión de ruptura de la formación, se sigue inyectando fluido a la fractura, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo desaparece y la misma se extenderá en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo, siguiendo el camino de la menor oposición o resistencia a la propagación de la misma. Para la mayoría de los casos el esfuerzo mínimo es horizontal por lo que la fractura generada es vertical. Cuando exista diferencia entre los esfuerzos horizontales, existirá una dirección preferencial para la extensión de la fractura vertical. **La Figura 4.9** muestra las condiciones actuantes en la propagación de una fractura vertical.

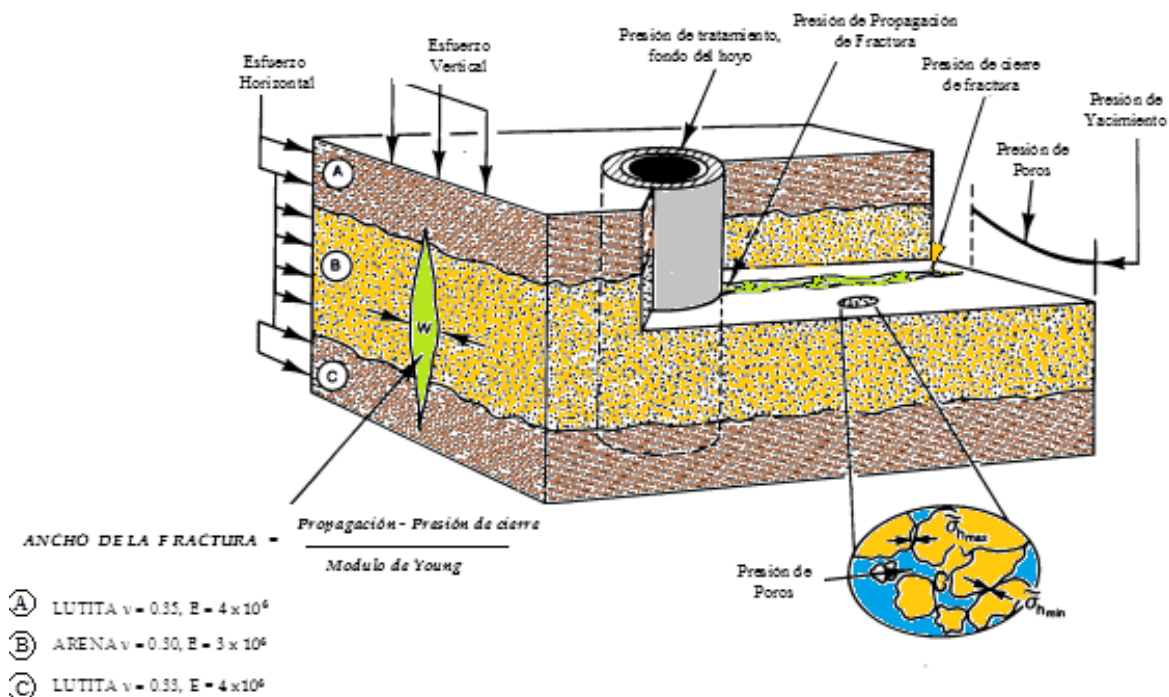


Figura 4.9 Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucrados en la propagación de una fractura vertical. **Fuente:** Halliburton 2013.

Para mantener la fractura abierta, después de su iniciación, la presión en la fractura debe exceder la presión de poros en una cantidad igual al mínimo esfuerzo efectivo actuante sobre la roca. A esta presión generalmente se le denomina “presión de cierre de fractura S_{hmin} ” de hecho es el límite de propagación. El “gradiente de fractura” es el resultado de dividir la presión de cierre de la fractura entre la profundidad a la que se registra la misma. A medida que la fractura se extiende, la “presión de propagación de la fractura” se incrementa como resultado de la fricción del fluido requerida para hacer recorrer al fluido de fractura una distancia creciente hacia la punta de la fractura. Otro factor que puede ocasionar el incremento de la presión de propagación de la fractura es la posibilidad de que la presión de poros en la roca, cerca de la fractura, pueda ser incrementada por la filtración de fluido. La presión en la fractura excedente de la presión de cierre de fractura, corresponde a la “presión de fractura neta”, la cual hace que la fractura se abra y aumente de espesor. Durante el trabajo de fractura, esta presión se usa como un indicador de la extensión de la fractura.

Una vez que la propagación de la fractura llega a un horizonte donde el contraste de esfuerzos es mayor que la presión neta (energía disponible en el fluido fracturante para propagar y mantener abierta la fractura) el crecimiento de la misma se detendrá (Simonsnton et al., 1978).

En el caso de pozos con revestimiento, la localización de las perforaciones puede afectar la dirección de crecimiento de la fractura en la cercanía de la cara del pozo, aunque probablemente sólo por pocos metros. De acuerdo a investigaciones de laboratorio y de campo, la presencia de pequeñas fracturas naturales no alterará la dirección general de crecimiento de la fractura.

Si la fractura crece verticalmente y alcanza estratos con esfuerzos mayores, esto limitará tal crecimiento vertical, haciendo que el crecimiento de la fractura sea en longitud y/o espesor. O bien, en algunas formaciones, la fractura puede encontrar un contraste de esfuerzos sólo en una de los estratos confinantes del estrato objetivo, por lo que la fractura se extenderá hacia el otro estrato (**Figura 4.10**)

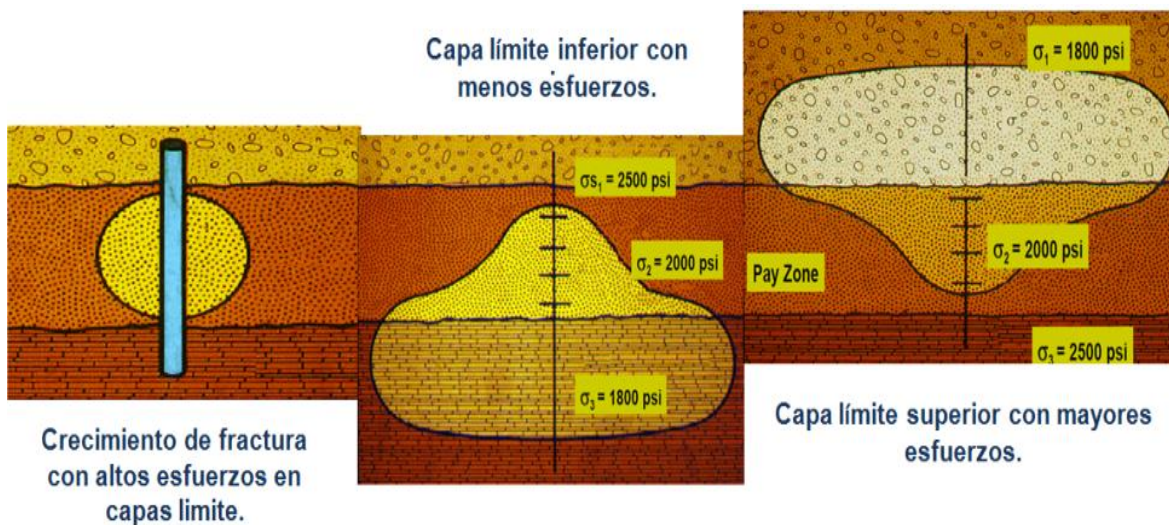


Figura 4.10 A) Crecimiento vertical de fractura limitada, superior e inferiormente, por estratos con mayores esfuerzos (izquierda). B) Presencia de contraste de esfuerzos sólo en uno de los estratos limitantes de la zona de interés (derecha). **Fuente:** Halliburton, 2013.

Desafortunadamente se presentan algunos casos en que, ya sea en el estrato superior o el inferior al estrato objetivo, el esfuerzo es menor, lo que traerá como consecuencia una extensión de la fractura fuera del estrato de interés (Figura 5). En estos casos será difícil realizar trabajos de fracturamiento, para estimulación, de gran éxito comercial, a no ser que pequeñas fracturas con agente de sostén sean suficientes.

Recientemente, se ha demostrado que el esfuerzo mínimo *in situ* es el factor dominante en la extensión de la fractura.

4.5.4 Geometría de fractura.

El éxito de un trabajo de fracturamiento hidráulico depende de la geometría de la fractura creada. Dicha geometría se define tradicionalmente por su ancho (espesor), longitud (dimensión lateral) y altura (dimensión vertical).

La geometría de una fractura hidráulica depende de varios factores, interrelacionados entre sí. Durante la extensión de una fractura ocurren los siguientes eventos físicos, simultáneamente: inyección de fluido dentro de la fractura, flujo del fluido a lo largo de la longitud de la fractura e infiltración de fluido en las paredes de la misma. Además está en función de parámetros geológicos como las propiedades mecánicas de la roca y el contraste de esfuerzos.

El cálculo de la geometría de fractura es esencialmente una aproximación y consiste en incorporar las teorías de la mecánica de fracturas con las consideraciones pertinentes de características del fluido de inyección, flujo del fluido a lo largo de la fractura y pérdida de fluido a través de las caras de la fractura. **(Figura 4.11)**

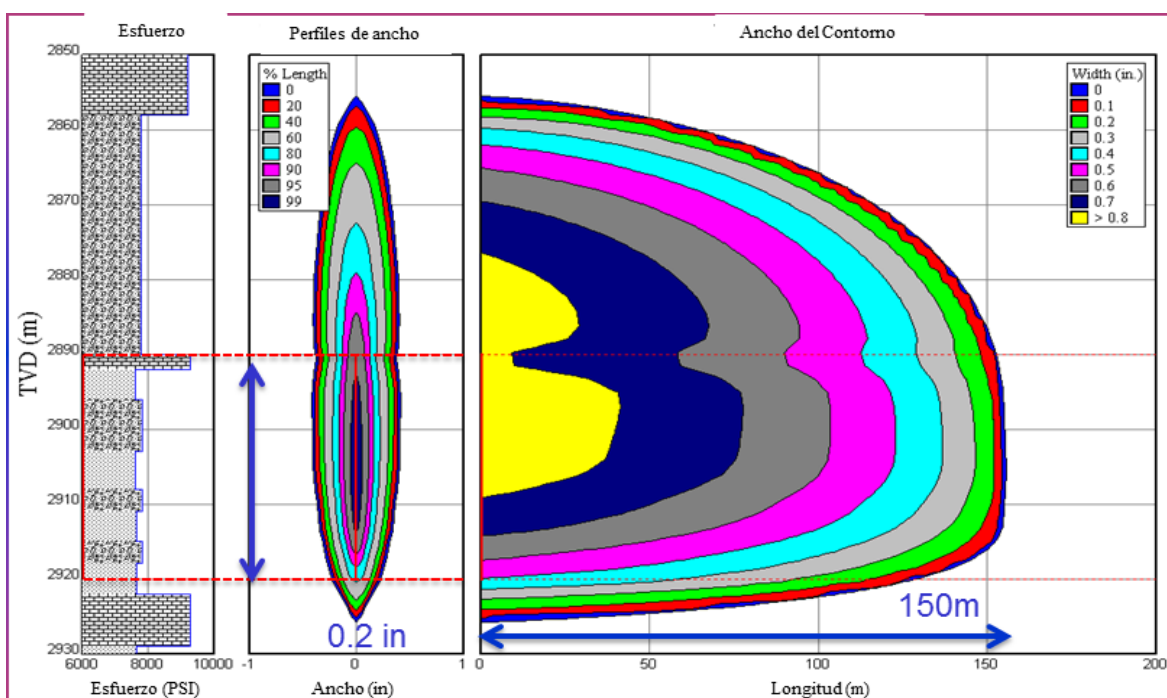


Figura 4.11. Ejemplo de cálculo de la geometría de la fractura. **Fuente:** PEMEX, 2013.

Para su cálculo, se supone que el material es isótropo, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede sólo para un material ideal. Adicionalmente, se considera que el fluido de fractura se comporta de acuerdo con un modelo matemático en particular, lo que generalmente no es el caso. También se toma la altura de fractura como una constante e igual a un número estimado, siendo ésta la mayor causa de inexactitud en el cálculo de la geometría de fractura.

Todos los procedimientos de diseño se basan en que la columna inyectada se divide en dos partes. Una parte es el fluido que se pierde por infiltración y la otra es la que ocupa la fractura creada. El volumen infiltrado es una función del área superficial de las caras de la fractura, las propiedades de la formación, propiedades del fluido y del tiempo. El volumen de la fractura depende de la altura y longitud de la misma, así como de la variación del espesor de la fractura con la longitud. Por su parte, el espesor de la fractura es función de la longitud de la misma y de las pérdidas por fricción resultantes del flujo del fluido en la fractura; y el flujo del fluido, es función del fluido mismo y de las propiedades de la formación.

Mientras que los conceptos tradicionales de fracturas hidráulicas planas son descritos en términos de altura, amplitud y longitud media, un nuevo paradigma ha emergido para el entendimiento de la estimulación compleja de los yacimientos de lutitas. Para una estimulación compleja, la geometría de la fractura hidráulica es ahora descrita como la altura, la longitud y el ancho pero del área estimulada definida por monitoreo de Microsísmica.

Por lo tanto, cada dimensión de la fractura queda definida como sigue:

Altura de la fractura: Está definida por el contraste de esfuerzos.

Longitud de la fractura: Está en función del gasto, del volumen de tratamiento y del contraste de esfuerzos.

Ancho de la fractura: Esta en función de las propiedades mecánicas de la roca, como el módulo de Young y la relación de Poisson. **(Figura 4.12)**

La geometría dinámica de la fractura dependerá de muchos factores, que en conjunto y actuando simultáneamente conducen a un proceso sumamente complejo. Las dimensiones finales o estáticas (longitud efectiva y apuntalada) de una fractura son consecuencia del proceso dinámico de la fractura y para su obtención es necesario primero calcular las dimensiones dinámicas de la fractura, para posteriormente determinar las dimensiones finales del canal de alta conductividad. En la figura **(Figura 4.13)** se observa la geometría dinámica (a condiciones de bombeo) y estática (cuando se detiene el bombeo) de la fractura.

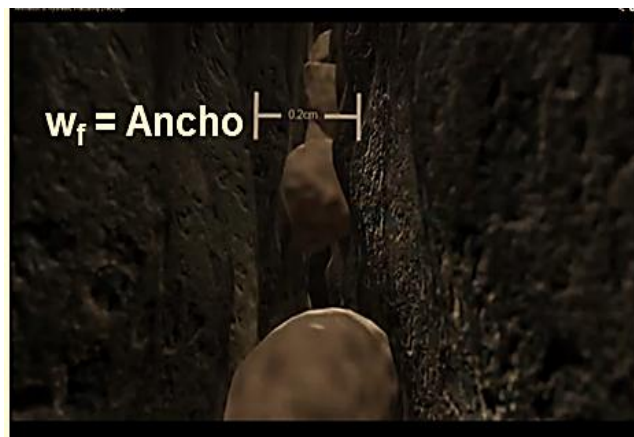


Figura 4.12. Apuntalante sosteniendo paredes de la fractura. **Fuente:** Weatherford 2010.

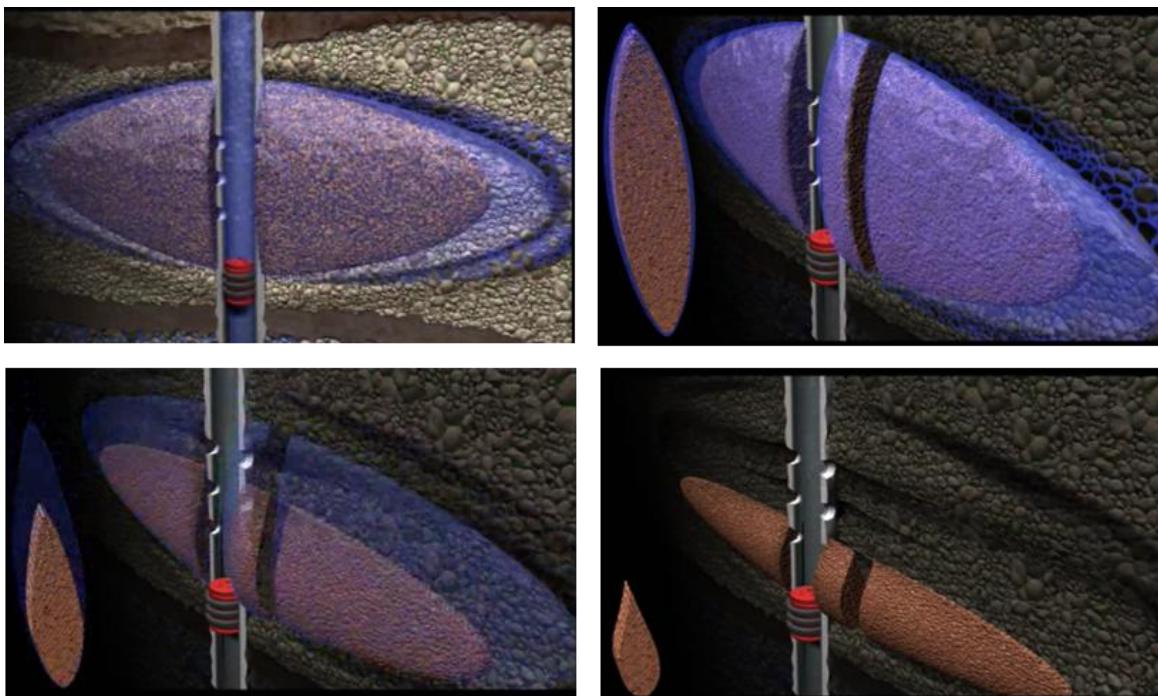


Figura 4.13. Geometría dinámica y estática de una fractura. Fuente: Schlumberger 2010.

4.5.5 Eficiencia de la fractura.

Se mide mediante la conductividad adimensional de la fractura. La cual mide cuantas veces es más grande la conductividad de la fractura comparada con la conductividad de la formación.

$$F_{CD} = \frac{k_f * w_f}{K * X_f}$$

En donde: k_f es la permeabilidad de la fractura; w_f es el ancho de fractura; K es la permeabilidad de la formación; X_f es la longitud de la fractura.

Las principales limitantes de la fractura son las características del material apuntalante, que define la conductividad de la fractura y los esfuerzos locales que determinan la geometría de la fractura.

4.6 COMPONENTES DEL TRATAMIENTO DE LA FRACTURA.

El tratamiento de la de fractura (o fluido de fractura) se compone de un fluido base, aditivos y apuntalante. El fluido de fractura se compone aproximadamente del 98.0% de agua y arena, y el otro 2% de aditivos que se agregan para modificar algunas de las propiedades y comportamiento del mismo. Estos aditivos pueden ser ácidos, reductores de fricción, surfactantes, agentes gelificantes, inhibidores, agentes de ajuste de pH, rompedores, reticulantes (crosslinker), controladores de hierro, inhibidores de corrosión, agentes Antibacteriales y estabilizadores de arcillas.

Componentes del fluido de fractura.	Propósito	Ejemplos de productos
FLUIDO: 90.6%		
Agua	Ampliar la fractura y colocar apuntalante.	
APUNTALANTE: 8.95%		
Apuntalante	Mantener las fracturas abiertas para permitir que el hidrocarburo escape hacia el fondo del pozo.	Arena, bauxita y cerámicos.
ADITIVOS: 0.44%		
Ácidos	Limpian los intervalos perforados del cemento y el lodo de perforación antes de inyectar el fluido de fractura y proporcionan vías de acceso a la formación. Ayudan a disolver minerales e iniciar fracturas en la roca.	Ácido clorhídrico HCl del 3%al 28%
Agentes Antibacteriales	Inhiben el crecimiento de organismos que pueden producir gases (particularmente sulfuro de hidrogeno) que puede contaminar el gas metano. También previenen el crecimiento de las bacterias, lo cual puede reducir la capacidad del fluido para transportar apuntalante en las fracturas.	Gluteraldehido
Rompedores	Reducen la viscosidad del fluido con el objetivo de minimizar el retorno de apuntalante y maximizar el retorno de los fluidos usados.	Enzimáticos, oxidantes y ácidos.
Control de arcillas	Previenen el hinchamiento y migración de arcillas de la formación que pueden bloquear el espacio poroso y reducir la permeabilidad.	Sales orgánicas e inorgánicas (cloruro de potasio) y polímeros catiónicos.
Polímeros	Incrementan la viscosidad del fluido de fractura, permiten que el fluido transporte más apuntalante en las fracturas. Fáciles de limpiar y económicos.	Polímeros como GUAR 6-8%, HPG 1-3% y CMHPG 1-2%.
Surfactantes	Reducen la tensión superficial de los fluidos de fractura ayudando a la recuperación de fluidos. Previenen emulsiones y estabilizan espumas.	No iónicos, catiónicos, aniónicos. Metanol, iso-propanol

Estabilizadores	Incrementan la estabilidad del fluido de fractura a altas temperaturas	Metano, control pH
Controladores de metales	Previene la precipitación de óxidos metálicos los cuales podrían obstruir la formación.	Ácido cítrico
Agentes Activadores	La viscosidad del fluido se incrementa utilizando esterres de fosfato combinados con metales. Los metales son referidos como agentes reticulantes. El incremento de fluido de fractura permite que el fluido transporte más apuntalante a las fracturas.	Zirconatos: Sensibles a los esfuerzos de corte, aplicaciones a altas temperatura y activación retardada. Boratos: Resistentes a esfuerzos de corte, activación rápida y retardada y con Temp. < 220 F
Buffers	Controlan el pH de forma que mantienen la efectividad de otros componentes, por ejemplo, ayudan en la hidratación del gel lineal, también a la activación del fluido de fractura.	pH 3-7 , control de arcillas; pH 2-3.5 , control de precipitación de Fe+3; y pH > 11 , para control de bacterias.
Controladores de metales	Previene la precipitación de óxidos metálicos los cuales podrían obstruir la formación.	Ácido cítrico
Inhibidores de incrustaciones	Previenen la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario) lo cual podría bloquear o tapar la formación.	Cloruro de Amonio
Reductores de fricción	Permiten que los fluidos de fractura sean inyectados a gastos óptimos y presiones debido a que minimizan la fricción.	Poliacrilamida
Inhibidores de corrosión	Reducen la corrosión de las tuberías de acero, TR, Tanques, herramientas (son usados únicamente en fluidos de fractura que contienen ácidos).	Metanol

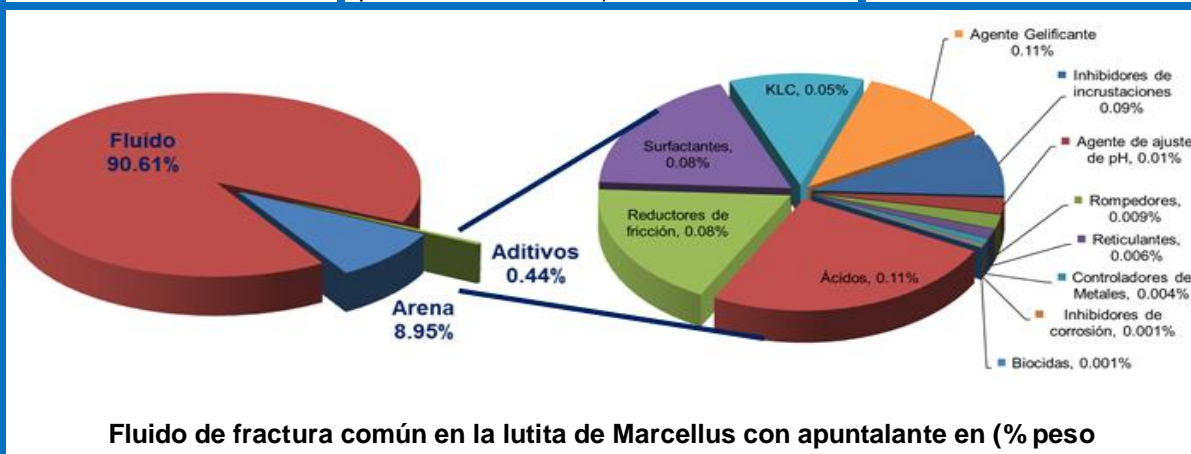


Tabla 1. Principales componentes del fluido de fractura, su propósito y ejemplos de productos empleados.
Fuente: Energy Oil Company, 2010.

4.6.1 Fluido de tratamiento:

El fluido de fractura es un elemento crítico en el fracturamiento hidráulico. De sus características depende la eficiencia del tratamiento y más aún, la posibilidad de extender y de crear la fractura. Es en el desarrollo tecnológico de estos fluidos que se han tenido significantes avances en cuanto a las propiedades químicas y mecánicas especiales del fluido que permiten mejorar los resultados del fracturamiento, optimizando el costo-beneficio.

Sus principales funciones son transmitir la presión hidráulica desde las bombas a la formación, lo que permite generar la energía suficiente (presión) para crear y desarrollar una fractura y transportar el apuntalante desde la superficie así como distribuirlo dentro de la fractura creando un canal conductivo. Los fluidos que se inyectan en la formación son parcialmente removidos al final del tratamiento (clean up), permitiendo así la producción de hidrocarburos.

Las principales propiedades que deben de cumplir son que debe de:

- Ser compatible con la mineralogía de la lutita (compatible con la formación y fluidos).
- Tener la capacidad de suspender y transportar el material apuntalante.
- Tener la capacidad de desarrollar el ancho de fractura necesaria.
- Incrementar la eficiencia del fracturamiento, es decir, tener bajas pérdidas de fluido en la formación y bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías.
- Mantener su viscosidad durante el tratamiento y romper posteriormente para poder removerlo fácilmente después del tratamiento.
- Poder prepararlo en el campo de forma fácil y sencilla y con bajos costos.
- Generar el mínimo daño a la permeabilidad de la formación.

Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo, los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de MFH.

4.6.1.1 Base agua.

- **Fracturamiento con Agua tratada (Slick Water):**

Este fluido contiene reductores de fricción (como poliacrilamidas) que aumentan la velocidad de la mezcla; contiene biocidas (como la bromina, metanol y naftaleno) que evitan que los microorganismos obstruyan las fracturas, además agentes tensoactivos (como el butanol) que ayudan a mantener la arena en suspensión e inhibidores de incrustaciones (como ácido clorhídrico y el glicol de etileno).



Figura 4.14 Muestra de fluido SlickWater. Fuente. Ybáñez 2011.

Sus principales propiedades son:

- Mínima carga polimérica.
- Mínimo daño al empaque de la fractura.
- Baja viscosidad.
- Baja eficiencia.
- Transporte de apuntalante muy pobre.
- Limitado a bajas concentraciones de apuntalante (Hasta 1.0 PPA).
- Bajo costo.

El Slickwater es el fluido fracturante (base agua) preferido para yacimientos de baja permeabilidad naturalmente fracturados, ya que su baja viscosidad facilita el desarrollo de una red compleja de fracturas. Sin embargo, su pobre condición de transporte (debido a la baja viscosidad) obliga a bombearlos a gastos muy altos (de hasta 100 bpm), por lo que se utiliza más agua que con los sistemas de fluidos gelificados (convencionales). Las gargantas de poro en muchos yacimientos no convencionales son muy pequeñas como para recibir grandes volúmenes de fluido, como los que se requieren para el uso de Slickwater, lo cual limita el tipo, el tamaño y la concentración del apuntalante que puede ser llevado dentro de la formación y la distancia que puede ser transportado. Se utiliza normalmente en yacimientos profundos que tienen alta presión.

El SlickWater como fluido de fractura fue utilizado por primera vez en la lutita de Barnett en E.U.A, por la compañía Mitchell Energy. Desde entonces, la industria ha ido reemplazando el uso de geles lineales o reticulados (fluidos convencionales) por slickwater u otros fluidos de baja viscosidad debido a que son mucho menos costosos, además de que dañan menos la formación, proporcionan mayores longitudes y complejidad de fractura, lo que se traduce en un gran volumen de yacimiento estimulado en comparación con los fluidos convencionales. En la **Figura 4.15** observamos dicha comparación mediante mapas microsísmicos de dos pozos en la formación de lutita de Barnett, en pozo del lado derecho se utilizó fracturamiento con agua (Slickwater), mientras que en el pozo del lado izquierdo se fracturo con gel reticulado por lo que se aprecia un notable incremento en el volumen de yacimiento estimulado (SVR).

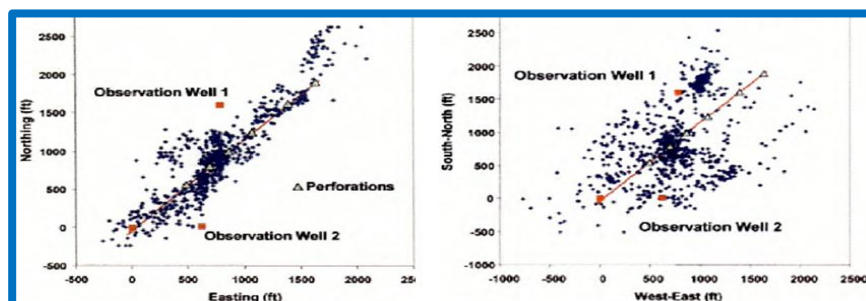


Figura 4.15. Comparación de los mapas microsísmicos de fractura en dos pozos en la lutita Barnett.

Fuente: Shale Developments 2011.

En algunas lutitas, como en Barnett, el fracturamiento con Slickwater genera mayor complejidad y mayor volumen estimulado de yacimiento (SRV) que los geles lineales o reticulados, así como mayores producciones. Sin embargo, en otras formaciones como Haynesville y/Bossier, estos sistemas de fluido de baja viscosidad no crean suficiente ancho de fractura o no proveen ni el transporte ni la suspensión adecuada de apuntalantes para alcanzar alta productividad a largo plazo. En estos casos se usa un sistema de fracturamiento híbrido.

El uso de Slickwater ha sido rápidamente adoptado por otros plays de lutitas en Estados Unidos, sin embargo, los grandes volúmenes de agua dulce requeridos y el flujo de agua de retorno asociado, además de la presencia de algunos componentes químicos conocidos por ser tóxicos como el benceno y el cromo, han aumentado la preocupación general acerca de la contaminación y escases del agua, a pesar de que en general, estos fluidos pueden ser reutilizados. Además cuenta con la ventaja de su bajo costo.

- **Sistemas Gel Lineal:** Son fluidos base agua con baja carga de polímeros, sin activar. Los sistemas de gel lineal (cadenas de polímero lineales) ofrecen un transporte de baja fricción similar al del agua con reductores de fricción (Slickwater).

Para crear gel lineal es necesario agregar al agua polímeros, buffers pH 6-7, controladores de arcillas y surfactantes.



Figura 4.16 Muestra de fluido Gel lineal. **Fuente.** Schlumberger 2010.

- **Sistemas Activados:** También llamados geles reticulados, entrecruzados o Crosslinkados. Son fluidos base agua de baja a alta carga polimérica, que luego son activados, según diseño. Son sistemas de alta viscosidad, robustos, fácilmente degradables, y de alta confiabilidad. Este fluido contiene Goma Guar como gelificantes y se retícula a alto pH (Buffer 9.5-10.5) en presencia de activadores (Boratos) además de rompedores y estabilizadores de temperatura. Los rompedores se añaden al fluido de fractura para mejorar su limpieza. La capacidad de transporte de apuntalante es función de la viscosidad del gel. A pesar de que pueden transportar altas concentraciones de apuntalante son muy caros y pueden dejar residuos de gel que dañan a la formación, reduciendo la conductividad de la fractura. Poseen las siguientes propiedades:

- Carga polimérica media.
- Daño al empaque de medio a alto.
- Muy alta viscosidad y alto pH.
- El proceso de reticulado puede retrasarse para disminuir la fricción generada en los tubulares.
- Excelente transporte de apuntalante (altas concentraciones).
- Aptos para formaciones de hasta 250 °C.
- Muy costosos.

Estos fluidos de alta viscosidad, proveen un excelente transporte de grandes concentraciones de apuntalante de alta resistencia y alta conductividad, necesarios para establecer una fractura dominante y permitir el uso de menores volúmenes de agua y menores gastos de bombeo (presión de iniciación de fractura), lo cual es importante para controlar la pérdida de filtrado en algunas formaciones de lutitas, como en Bakken. Sin embargo, son caros y pueden dejar residuos de gel que dañan a la formación, reduciendo la conductividad. Los aditivos rompedores se añaden al fluido de fractura para mejorar su limpieza y mantener la conductividad de fractura. La capacidad de transporte de apuntalante es función de la viscosidad del gel. **(Figura 4.17)**

Cuando es necesario utilizar estos fluidos en formaciones de alta temperatura, superiores de 150°C, se cambia el Borato por una sal órgano metálica (Titanatos, Zirconatos o Aluminatos). Estos geles suelen no ser tan robustos como los anteriores y su rompimiento y limpieza son críticos. Son más costosos que los base Borato.

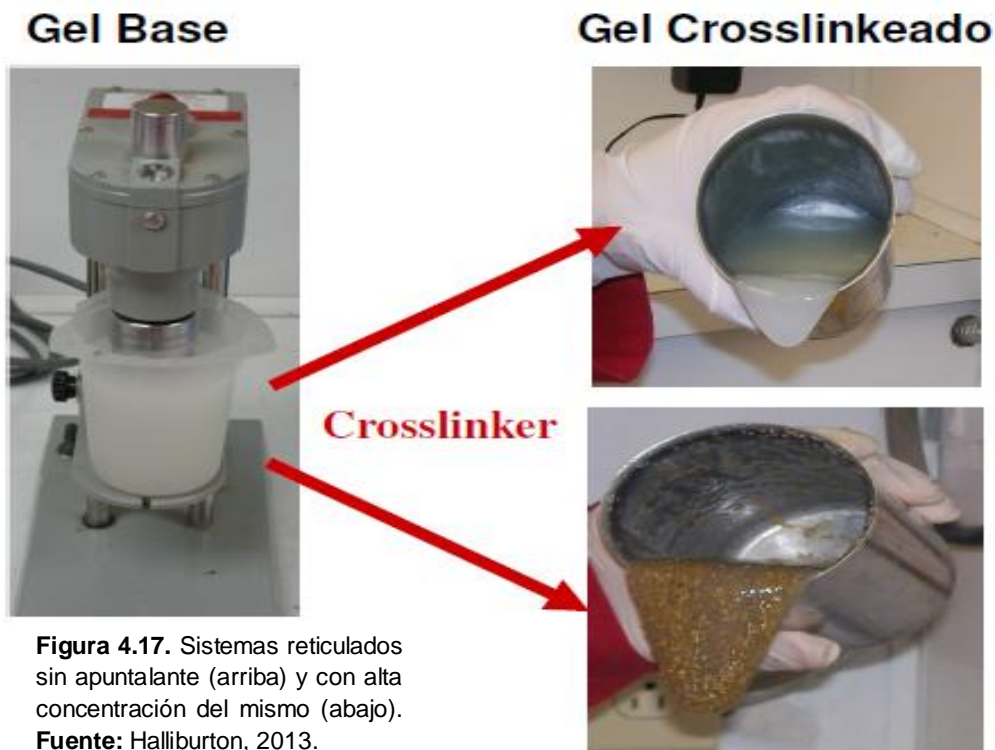


Figura 4.17. Sistemas reticulados sin apuntalante (arriba) y con alta concentración del mismo (abajo).
Fuente: Halliburton, 2013.

Sistemas Viscoelásticos: Son sistemas de alta viscosidad dinámica, muy limpios, que usan un surfactantes (o mezcla de ellos) para generar viscosidad. Usualmente no necesitan quebradores de gel, ya que se degradan cuando entran en contacto con un hidrocarburo (líquido o gaseoso). Tienen las siguientes propiedades:

- No tienen carga polimérica.
- Muy alta viscosidad dinámica.
- Excelente transporte de apuntalante (altas concentraciones).
- Control efectivo de filtrado con rápida recuperación de la carga del fluido. Una vez recuperado puede ser reciclado.
- Se mezcla durante el bombeo.
- No deja residuos de polímero. No daña a la formación ni el empaque de la fractura.
- Alta permeabilidad y alta conductividad de la fractura.
- Apto para temperaturas de hasta 115 °C.
- Es miscible con Nitrógeno y CO₂ (Espumas de fractura).
- Muy costoso.



Figura 4.18. Sistemas Viscoelásticos.
Fuente: Ybáñez 2011.

Su gran limitación es su costo, lo que lo hace prohibitivo si se van a fracturar yacimientos de baja presión y/o baja productividad. **(Figura 4.18)**

4.6.1.2 Fluidos energizados y espumados:

Es un sistema muy apto para fracturar yacimientos de baja presión y formaciones muy sensibles al agua. Se forman con cualquiera de los sistemas anteriores, agregando un aditivo espumante (surfactante) y Nitrógeno y/o CO₂ cuando pasan por la línea de tratamiento antes del cabezal de fractura. Su consistencia es la de una espuma de afeitarse. Sus propiedades son:

- Mínima carga polimérica.
- Mínimo daño al empaque de la fractura.
- Alta viscosidad y alta eficiencia.
- Excelente transporte de apuntalante, aunque la capacidad de bombear concentraciones altas está limitada por las restricciones físicas de los equipos de mezcla utilizados, no por la espuma en sí.
- Costo aceptable.
- Rápida limpieza del pozo.
- Su limitación en el caso del Nitrógeno, es la presión máxima de bombeo alcanzable compatible con la integridad del pozo. En este caso se suele usar CO₂.

4.6.2 Apuntalante.

Los apuntalantes, también conocidos como “agentes de sostén o arena de fractura”, son el único material que queda dentro de la roca luego de que se detiene el bombeo de fluido fracturante, por lo que su función es soportar los esfuerzos de cierre de la formación y mantener abierta la fractura hidráulica generando a la vez un canal altamente conductivo que se comunica a la superficie a través del pozo perforado. De hecho, si dicho material no existiese, al dejar de bombear fluido, la fractura se cerraría totalmente (la roca volvería a su condición inicial), desapareciendo con ello los beneficios de operación. **(Figura 4.19)**

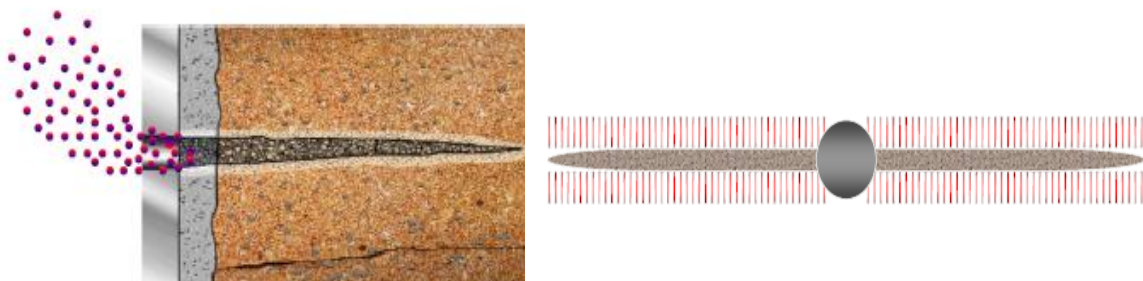


Figura 4.19. Acción del apuntalante dentro de la fractura. **Fuente:** Halliburton 2013.

4.6.2.1 Tipos de Apuntalante.

Los principales apuntalantes utilizados en los procesos de multi-fracturamiento son:

- **Arena natural** (Ottawa, Blanca o Café): Son arenas naturales con granos poco uniformes, usadas en aplicaciones de bajos esfuerzos de formación, generalmente en pozos de hasta 2400 m. Presenta ventajas en su relativo bajo costo y que es apta para emplearse en pozos someros y de baja permeabilidad.
- **Arena Resinada:** Cada grano es cubierto con resina para controlar el retorno de arena a superficie así como para distribuir los esfuerzos y encapsular la generación de finos, por lo que tiene mayor resistencia a la compresión.
- **Arena Sintética:** Los apuntalantes sintéticos pueden ser ligeros, de resistencia media (Bauxita y cerámicas) y de alta resistencia (Bauxita). Se utilizan en formaciones mas profundas y soportan mayores esfuerzos compresivos.

La selección del tipo de apuntalante a emplear, influye en la conductividad de la fractura, como se muestra en las figuras 4.20 y 4.21.



Figura 4.0 Tipos de apuntalantes existentes ordenados según su costo y conductividad. **Fuente:** Elaboración propia.



Figura 4.21 Tipos de apuntalantes existentes en el mercado. **Fuente:** Ybáñez 2011.

4.6.2.2 Propiedades físicas del apuntalante

Redondez y esfericidad: La esfericidad es una medida de qué tanto el grano de una partícula de apuntalante se parece a una esfera. La redondez de un grano de apuntalante es una medida de la forma relativa de las esquinas de un grano o de su curvatura. Si los granos son redondos y más o menos del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente, resistiendo mayores cargas antes de que el grano se fracture. Los granos angulosos fallan en esfuerzos de cierre bajos, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura. Las normas API recomiendan un límite mínimo en ambos parámetros para el apuntalante que es de 0.6. (**Figura 4.22**).

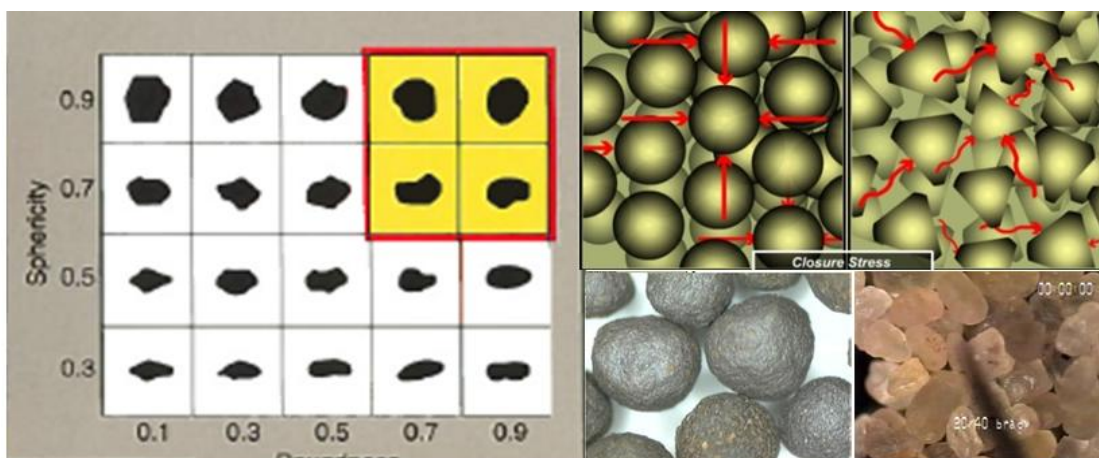


Figura 4.22. A) Norma API para esfericidad y redondez. B) distribución de esfuerzos en el grano dependiendo de la esfericidad y redondez. **Fuente:** Halliburton 2013.

Tamaño de los granos de apuntalante. Mediante un análisis de mallas se puede determinar si la arena que se va a utilizar en un tratamiento de fractura cumple o no con los estándares API establecidos. Dichos estándares son que el 90% de la arena debe de estar dentro de las mallas que corresponden al tipo de arena, es decir, si la malla es 20/40, siempre se coloca una malla de un número mayor y una menor, quedando ordenas de la siguiente forma 16/20/30/35/40/50/PAN, y se debe de cumplir que menos del 0.1% de la arena debe de quedarse en la primera malla superior (en este caso en la malla 16) y no más del 1.0% debe de quedarse en la malla PAN después de que se somete a agitación por 10 minutos en un Ro Tap.

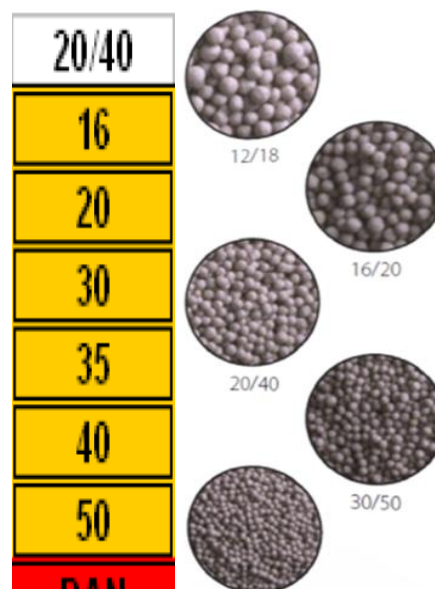


Figura 4.23. Número de malla de los granos de arena. **Fuente:** Halliburton 2013.

Densidad: La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque la velocidad de colocación aumenta linealmente con la densidad. Así, apuntalantes de alta densidad son más difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlos a la fractura. Esto puede mejorarse utilizando fluidos altamente viscosos o incrementando el gasto de inyección para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo de suspensión.

Resistencia al aplastamiento (Crushing): Indica la resistencia relativa del apuntalante. Es el principal punto en el diseño de un fracturamiento. Históricamente se expresa en términos de la carga requerida para triturar un solo grano de apuntalante dividido por el diámetro cuadrado de su área de contacto en el punto de su fallo.

Los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca. La diferencia entre la presión de fractura y la presión de yacimiento proporciona un estimado del esfuerzo máximo efectivo (esfuerzo de cierre) que actuara sobre el apuntalante. **(Figura 4.24).**

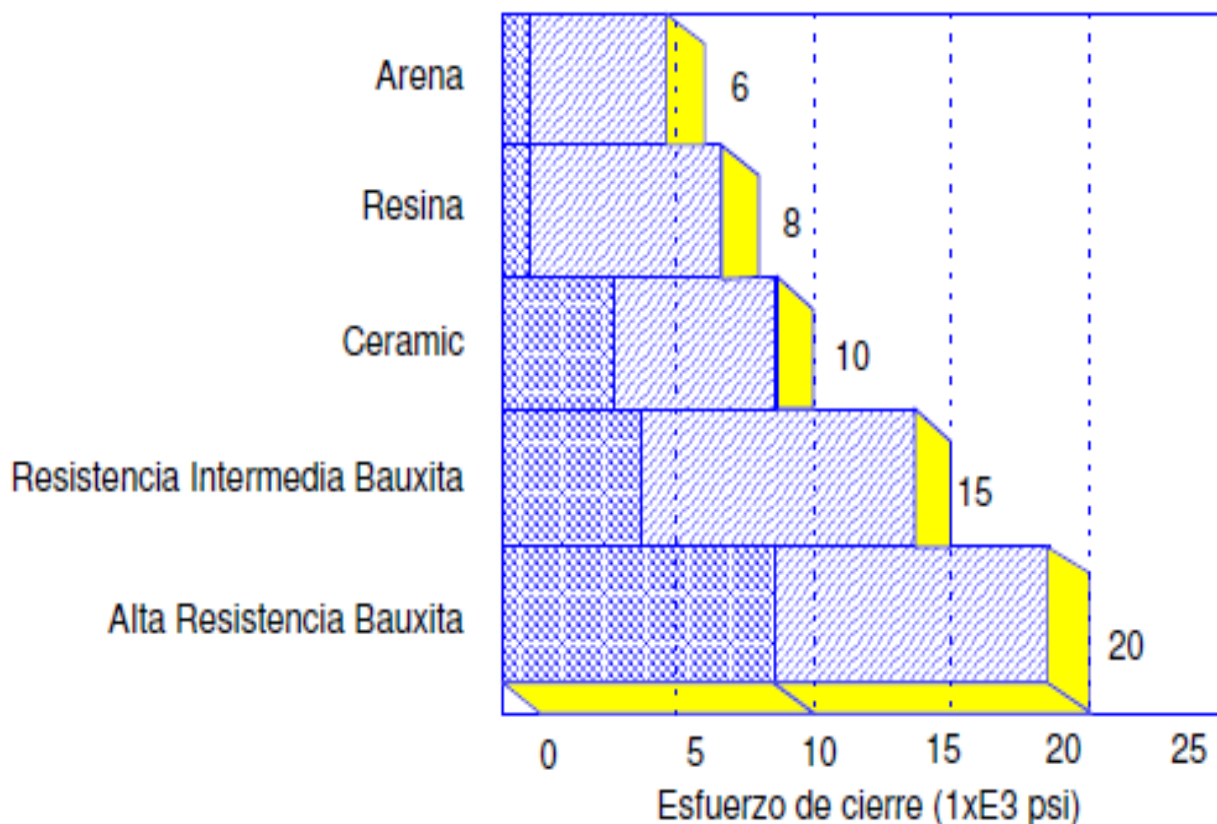


Figura 4.24. Resistencia al esfuerzo de cierre de los diferentes tipos de apuntalantes.
Fuente: Halliburton 2013.

4.7 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

El principal objetivo de realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico en los yacimientos no convencionales es obtener un gasto de aceite suficientemente que permita obtener una explotación económica. En pozos de aceite, el fracturamiento hidráulico tiene el propósito de incrementar no solo el área de flujo, sino de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el crudo desde el yacimiento hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura, además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe de tener ancho de fractura, ya que debe de conducir un fluido a lo largo de esta, a una determinada velocidad y con una caída de presión mínima.

La conductividad de la fractura se define como: **(Figura 4.25).**

$$\text{Conductividad} = \text{Ancho de la fractura} * \text{Permeabilidad} = C_f = K_f * W_f$$

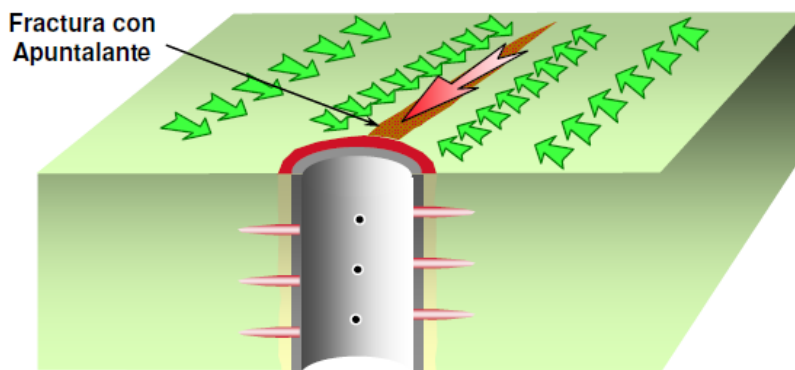


Figura 2.25 Conductividad de fractura para diferentes apuntalantes. **Fuente:** Halliburton 2013

El ancho y permeabilidad de la fractura están en función principalmente del apuntalante, por lo que los factores que afectan o mejoran la conductividad están asociados a las características y propiedades del mismo.

Además de la bondad del apuntalante y del programa de bombeo, hay un factor muy importante a considerar para obtener una conductividad aceptable: la distribución del apuntalante dentro de la fractura.

Durante la fractura y especialmente durante periodos de cierre posteriores a la finalización de la operación, el apuntalante está sometido a un proceso de decantación y deposición en el fondo de la fractura (Settling y Banking). Este fenómeno es más evidente con fluidos poco viscosos, alta densidad del apuntalante y con prolongados tiempos de cierre, causados por el efecto de bajos coeficientes de filtrado debido a una muy baja permeabilidad de la roca. El resultado es una cobertura parcial (y a menudo ineficiente) de la zona productora.

El grado de asentamiento es función de los siguientes factores:

- Densidad del apuntalante.
- Tamaño del apuntalante.
- Concentración del apuntalante.
- Viscosidad del fluido.
- Velocidad del fluido.
- Ancho de fractura.
- Complejidad de la fractura.
- Tiempo de cierre.

Para minimizar este efecto nocivo se han desarrollado últimamente apuntalantes de alta resistencia y de baja densidad. En efecto, uno de los factores más influyentes en la velocidad de asentamiento es la diferencia de densidad entre el fluido de transporte y el apuntalante transportado. A menor diferencia, menor velocidad, por lo tanto mejores características de suspensión de sólidos. La principal desventaja es su alto costo, por lo tanto su utilización debe de ser cuidadosamente evaluada.

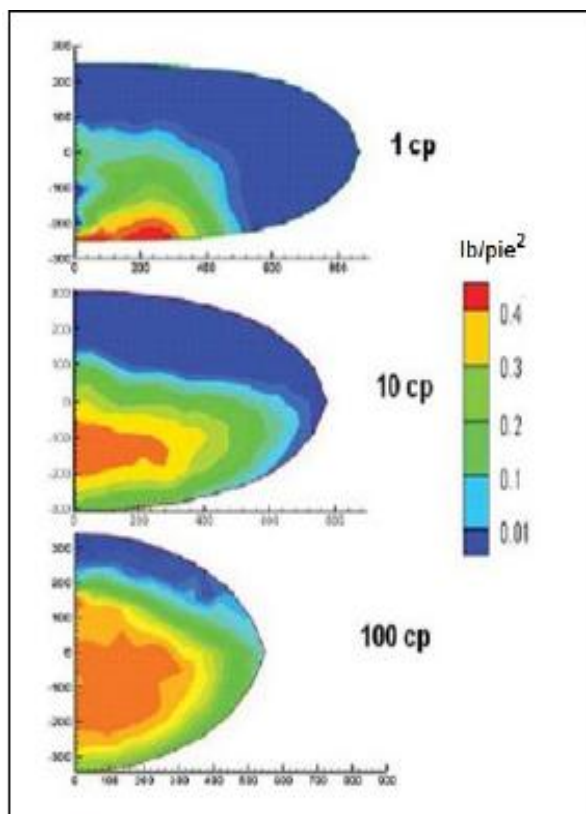


Figura 4.26 Asentamiento vs conductividad. **Fuente:** Ybáñez 2011.

4.7.1 Mecanismos de daño en la fractura o disminución de conductividad.

Algunos de los factores que generan daño y reducen la conductividad son: el incrustamiento o aplastamiento del apuntalante debido al esfuerzo de cierre al que fue sometido, la generación y migración de finos y los residuos del fluido fracturante, los cuales se describen brevemente a continuación.

Pulverizado: Para abrir y propagar una fractura, se debe de rebasar los esfuerzos “in situ” de la formación, por lo que después de parar la inyección, estos esfuerzos tienden a cerrar la fractura y confinar el apuntalante. Si la resistencia del apuntalante es inadecuada, el esfuerzo de cierre lo triturará (reduciendo el tamaño de la partícula e incrementando el área superficial del apuntalante) creando partículas finas que reducirán la permeabilidad y por ende la conductividad de forma irreversible. **(Figura 4.27)**

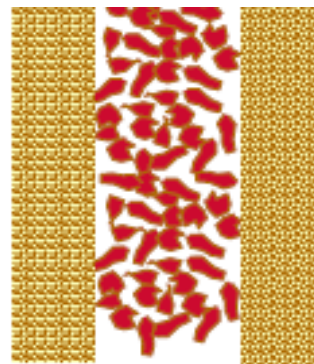


Figura 4.27 Arena pulverizada. **Fuente.** Halliburton 2013.

Incrustamiento o empotramiento:

Sucede cuando las partículas del apuntalante penetran en las paredes de la fractura, disminuyendo la conductividad debido a que se reduce el ancho de la fractura y se generan finos por el fallo de la formación productora. Este efecto ocurre cuando se emplea una arena que tiene mayor resistencia a la compresión que la que es requerida para soportar los esfuerzos de cierre de la formación (blandas). **(Figura 4.28)**

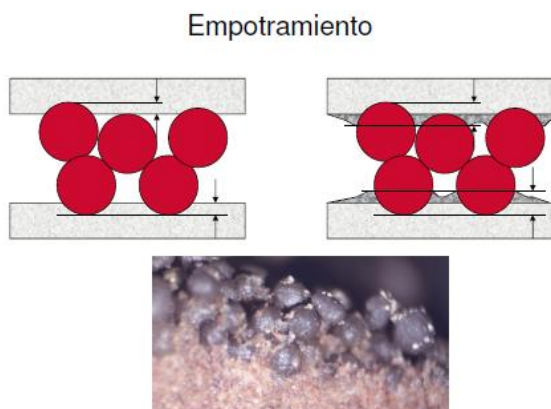


Figura 4.28 Arena incrustada en la formación. **Fuente.** Halliburton 2013.

Residuos de gel: Los residuos del gel (polímeros) utilizado como fluido de fractura disminuyen el área de flujo en la cara de la fractura, lo que puede ocasionar una disminución drástica de la conductividad. El problema aumenta cuando el volumen y concentración del residuo polimérico es alto y la concentración del apuntalante es baja causando una porosidad menor. **(Figura 4.29)**

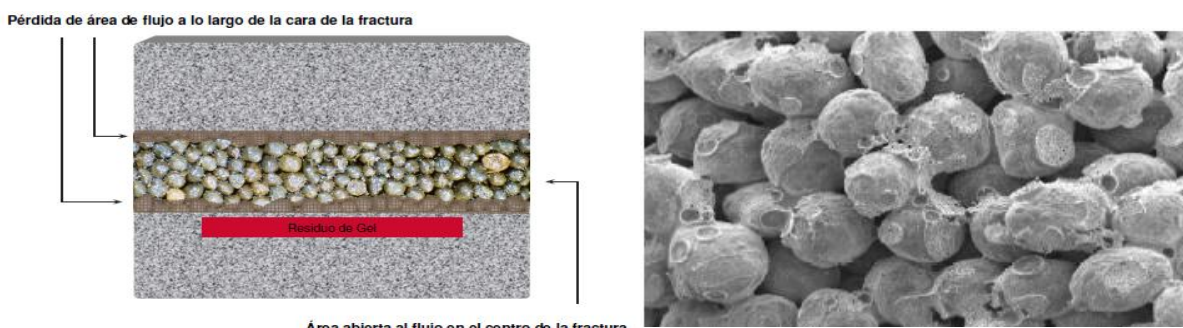


Figura 4.29 Residuos de gel disminuyen el área de flujo de la fractura. **Fuente.** Halliburton 2013.

Migración de finos de la formación:

Las partículas finas creadas por el incrustamiento o trituración del grano a altos niveles de esfuerzos conducen a una menor permeabilidad y por ende conductividad de la fractura.

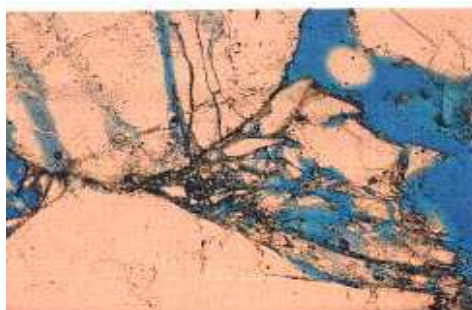


Figura 4.30 Migración de finos de la formación **Fuente.** Halliburton 2013.

4.7.2 Mecanismos de maximización de la conductividad.

Por otra parte, algunas de las propiedades físicas del apuntalante que permite incrementar la conductividad de la fractura son aumentar el tamaño del grano, aumentar la concentración de apuntalante y el tipo de apuntalante que se empleara, las cuales son brevemente descritas a continuación.

En función del aumento de tamaño de grano: La conductividad depende de la permeabilidad del apuntalante bajo condiciones de presión de cierre. Cuanto más grande sea su tamaño de partícula, mayor será su permeabilidad (debido a que la permeabilidad se incrementa con el cuadrado del diámetro del grano) considerando la presión de cierre constante. **Figura 4.31.**

En general, los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan mayor conductividad en niveles bajos de esfuerzos, pero en niveles de esfuerzos mayores los apuntalantes grandes son menos resistentes al aplastamiento (crushing) comparados con los apuntalantes de menor tamaño. Para utilizar apuntalantes grandes se requiere mayor ancho de fractura para colocarlo y mayores gastos de bombeo, por lo que su uso debe de evaluarse en función de la formación a apuntalar y las dificultades asociadas al transporte y colocación del mismo.

Aunque los apuntalantes pequeños ofrecen una conductividad inicial baja, el promedio de conductividad a lo largo de la vida del pozo es mayor comparada con las altas producciones iniciales que proporcionan los apuntalantes de mayor tamaño (lo que normalmente se convierte en una rápida declinación).

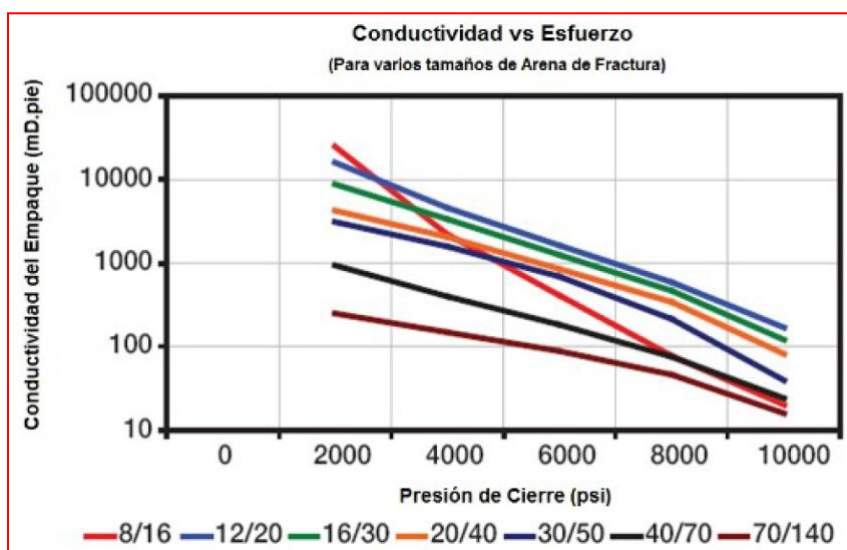


Figura 4.31 Conductividad de fractura para diferentes tamaños de grano de apuntalantes. **Fuente:** Ybáñez 2011

En función del tipo de apuntalante: La selección del tipo de apuntalante a emplear, influye en la conductividad de la fractura, **figura 4.32**. Como se puede observar, la conductividad para todos los tipos de apuntalantes es mayor a esfuerzos de cierre bajos, y disminuye a medida que los esfuerzos aumentan. Las cerámicas presentan la mayor conductividad a esfuerzos bajos, mientras que la Bauxita proporciona la mayor conductividad a esfuerzos muchos mayores.

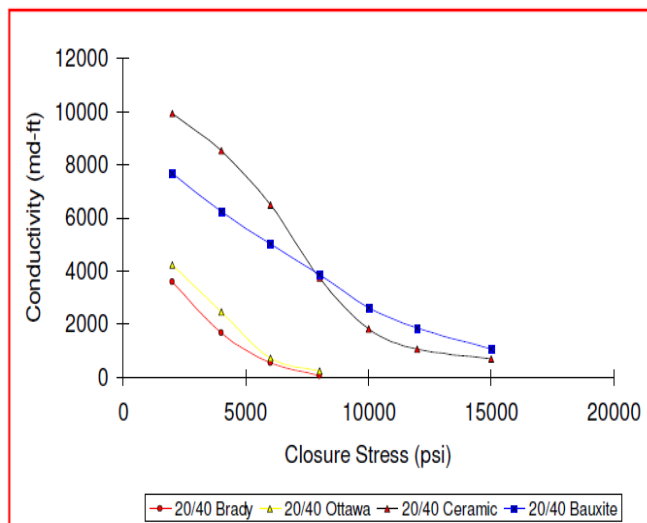


Figura 4.32 Conductividad de fractura para diferentes apuntalantes. **Fuente:** Ybáñez 2011

En función del aumento en la concentración: Se refiere a la cantidad de apuntalante por unidad de área de la pared de la fractura (medida en una cara solamente). Para un tamaño de partícula específico, una mayor concentración por área genera mayor conductividad considerando la presión de cierre constante. La concentración por área (lb/pie²) es un indicador directo de la bondad de la fractura. Para incrementar este indicador durante la operación es necesario mezclar y bombear la mayor concentración posible de apuntalante (PPA). (**Figura 4.33**).

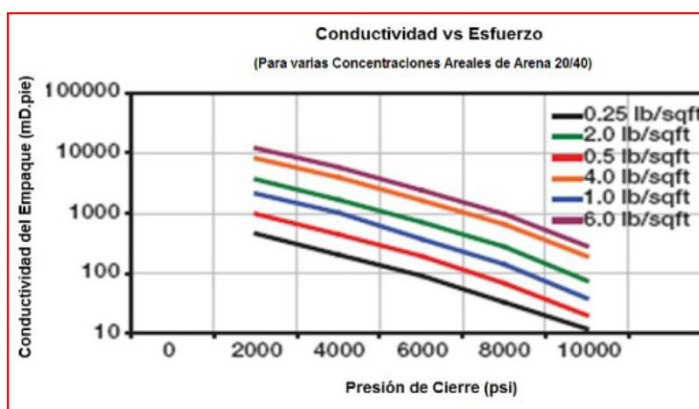


Figura 4.33. Conductividad de fractura para diferentes concentraciones de apuntalantes. **Fuente:** Ybáñez 2011

4.8 EQUIPO DE BOMBEO

Equipo de almacenamiento de fluido

En el caso de trabajos pequeños, los operadores utilizan camiones de transporte de 50 a 150 bbl de capacidad. En la mayoría de los trabajos se utilizan tanques portables de 500 bbl de capacidad. En los trabajos en que se utilice agua fresca, ésta se abastece de tanques ubicados en fosas en el terreno del área, con capacidad aproximada de un millón de galones.

Equipo de almacenamiento del agente de sostén

En trabajos de tamaño pequeño a moderado, los operadores alimentan el equipo de mezcla con el agente de sostén, directamente desde camiones de almacenamiento del mismo. Para trabajos mayores, en los que se requiere de grandes cantidades de agente de sostén o altas concentraciones del mismo bombeado a altas tasas, se usan unidades portátiles de almacenamiento en campo. Este tipo de unidades de almacenamiento generalmente alimenta por gravedad al equipo de mezcla, a través de una banda transportadora, manejada hidráulicamente.

Equipo de mezcla

Para lograr el éxito de un trabajo de fracturamiento se requiere de un equipo confiable de bombeo y mezcla. La mezcladora transfiere el fluido de fracturamiento desde su punto de almacenamiento hasta el equipo de bombeo de alta presión. A medida que el fluido pasa a través de la mezcladora, se va adicionando al mismo una mezcla uniforme de químicos y agentes de sostén. La mezcladora debe ser capaz de mantener una mezcla uniforme, independientemente de las tasas de inyección y volúmenes.

Los fluidos de fractura que contienen agentes gelatinizantes para incrementar su viscosidad, pueden ser mezclados de forma interrumpida o continua, dependiendo de las condiciones de la ubicación del pozo. Independientemente del proceso de mezclado, el fluido de fracturamiento debe quedar uniforme, libre de grumos, a fin de obtener la máxima eficiencia de los químicos utilizados.

Una mezcladora típica puede consistir en una o más bombas medidoras de químicos y dosificadores de agente de sostén que miden los materiales a varias proporciones y los adicionan al fluido. Una bomba centrífuga lleva el fluido al interior de la mezcladora, donde el mismo fluye al tanque agitador. Después de que el operador ha adicionado los químicos y el agente de sostén, la bomba presurizadora mueve la mezcla arena-fluido al equipo de bombeo a alta presión. Los equipos disponibles actualmente pueden alterar las concentraciones, tanto de los químicos como del agente de sostén, a lo largo del tratamiento, según los requerimientos del mismo.

Equipo de bombeo a alta presión

La mayoría de las bombas de alta presión usadas en trabajos de fracturamiento están montadas sobre camiones; las limitaciones de tamaño y peso impuestos por los requerimientos del tratamiento han resultado en una capacidad de entrega de potencia hidráulica en caballos de vapor (hhp) de 1.000 a 1.500 por camión, si se entrega a través de uno o dos camiones. Los recientes avances en diseño de motores, transmisión y diseño de bombas, han permitido alcanzar un máximo de potencia por camión de 2.000 hhp.

Las bombas intensificadoras proveen un bombeo más confiable a altas presiones y permiten el manejo de altas concentraciones de agente de sostén, por largos períodos de bombeo.

Centro de control

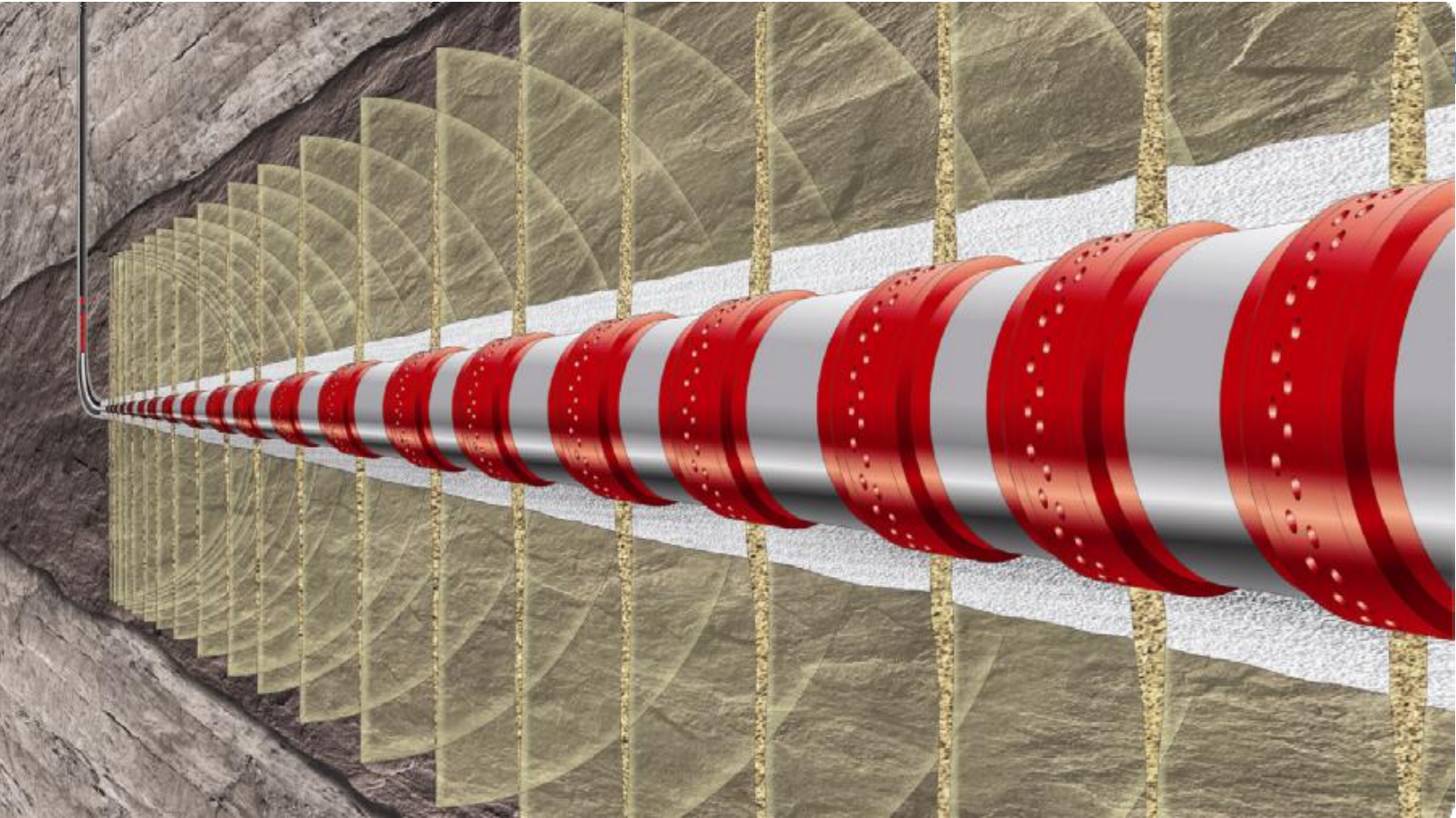
El centro de control operacional para un trabajo de fracturamiento, generalmente está montado en su propio camión. Allí se tienen equipos para leer y grabar las lecturas de las herramientas usadas para dar seguimiento al trabajo, así como los equipos de comunicaciones necesarios para controlar el mismo.

Los transductores de presión usualmente controlan la presión en la línea de tratamiento, cercana al cabezal del pozo. Si el trabajo es a través de la tubería, los transductores también pueden registrar la presión anular. Los medidores de flujo se usan para leer las tasas de flujo del fluido, mientras que los densímetros radioactivos se usan frecuentemente para medir la densidad del fluido. Conociendo la densidad del fluido, se puede calcular la concentración del agente de sostén.

En el centro de control se encuentran computadores utilizados para mejorar la grabación y manejo de datos y proveer cálculos en tiempo real.

Líneas de superficie y múltiple de distribución

Las líneas de flujo de baja y alta presión usadas en el fracturamiento, han sido desarrolladas y adaptadas de otros usos, a fin de permitir la rápida y confiable conexión y desconexión, en una amplia variedad de configuraciones. El múltiple para distribución de baja presión usualmente utiliza varias mangueras flexibles, acopladas a líneas de acero de gran diámetro (8 a 12 pulgadas), para largos tendidos. Las líneas de descarga de alta presión usan o una unión macho tipo WECO (VetcoGray Inc.), o una abrazadera GRAYLOC (VetcoGray Inc.). En operaciones normales, la línea de descarga de alta presión trabajará a presiones de hasta 10.000 psi; sin embargo, es común encontrarlas trabajando a 15.000 psi y en áreas donde sea necesario puede permitirse hasta 20.000 psi. Existen herramientas disponibles para aislar el cabezal del pozo de la presión de tratamiento y del agente de sostén.



CAPÍTULO V

TÉCNICAS DE MULTI-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, las técnicas, materiales y equipos que se utilizan para ello sí han evolucionado. En la actualidad la industria ha cambiado de pozos verticales fracturados a pozos horizontales multi-fracturados, así como en cuanto al tipo de terminación, de agujero entubado y cementado a agujero descubierto, para lo cual se han tenido que desarrollar nuevas tecnologías de multi-fracturamiento para cubrir estos nuevos requerimientos.

En el siguiente capítulo se describirán las tecnologías de multi-fracturamiento relacionadas al tipo de terminación del pozo, para cada una de ellas se mencionará una breve descripción de la herramienta de fondo, su secuencia operativa y algunas consideraciones técnicas; así como también los criterios de selección de la técnica adecuada, ventajas y desventajas y comparaciones operativas entre ellas.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

5.1 TERMINACIÓN EN LINER CEMENTADO VS AGUJERO DESCUBIERTO: ¿CUÁL ES EL MEJOR PARA TU POZO?

El objetivo principal de las terminaciones en yacimientos no convencionales es el incremento del área efectiva del pozo para maximizar el contacto con el yacimiento. La combinación de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico de múltiples etapas son tecnologías que han logrado dicho objetivo. Los requerimientos, materiales, necesidades de equipo y restricciones locales han evolucionado con el tiempo para este tipo de terminaciones. Por ejemplo, en la lutita Barnett las producciones de sus pozos aumentaron a medida que las terminaciones de los mismos fueron evolucionando, iniciando como pozos verticales con gel como fluido fracturante y progresando a pozos horizontales de largo alcance con múltiples etapas de fracturas. Este último tipo, son la norma para la mayoría de las terminaciones de aceite y gas de lutitas. Debido a los altos gastos de bombeo y a las características geomecánicas de las rocas a fracturar, las presiones de bombeo en los fracturamientos hidráulicos suelen ser muy altas. Por lo tanto, la terminación del pozo debe de asegurar la integridad mecánica del mismo durante la operación.

Los métodos principales de terminaciones horizontales multi-etapa que se utilizan actualmente en yacimientos de aceite en lutitas, y estos son: **(Figuras 5.1 y 5.2)**. La terminación operativamente más adecuada y más económica es la primera. A continuación se describen cada una de ellas.

- **Liner cementado (Cemented Liner Multi Stage, CLMS).**

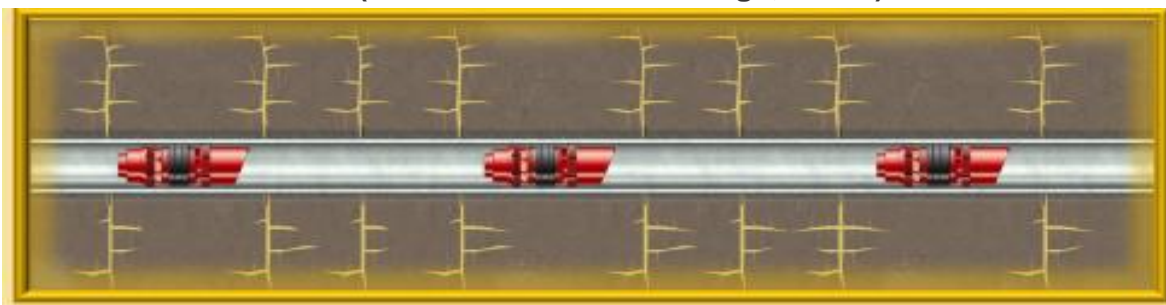


Figura 5.1. Terminación en Liner cementado. Fuente: Halliburton 2013.

- **Agujero descubierto (Open Hole Multi Stage System, OHMS)**

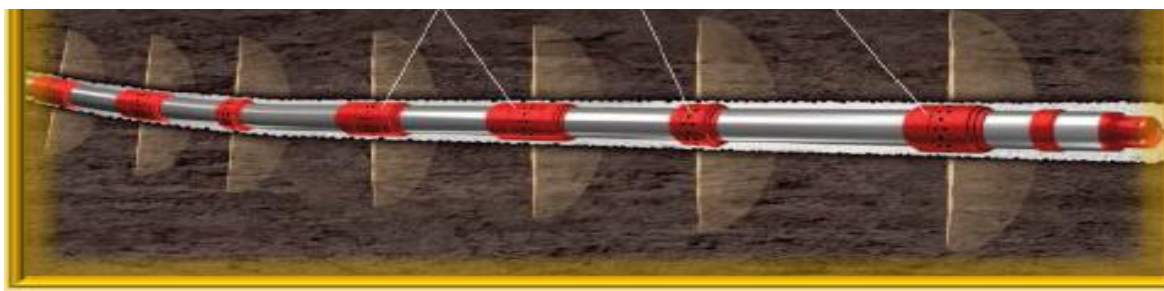


Figura 5.2. Terminación en Agujero descubierto. Fuente: Halliburton 2013.

5.2 LINER CEMENTADO (CEMENTED LINER MULTISTAGE, CLMS).

La terminación CLMS es la opción más idónea desde el punto de vista de la integridad del pozo y son las más comunes y ampliamente aceptadas en la industria para pozos horizontales en yacimientos no convencionales. Implica cementar el pozo para satisfacer las necesidades de presión y control de corrosión, lo que permite el control de la estabilidad del mismo, el control directo del punto de iniciación de fractura, y una mayor capacidad de ejecución. Las desventajas incluyen la posibilidad de daño de la formación y el posible aislamiento de las fracturas naturales que en una terminación en agujero descubierto podrían contribuir a la producción. Actualmente se usa cemento soluble en ácido para permitir al menos alguna capacidad de eliminación. La tubería más usada es la de P-110 con diámetros normales en 5 1/2" o 4 1/2".

Las terminaciones CLMS implican cementación de la TR de producción en el pozo horizontal y la estimulación por el método "Tapón y disparo".

5.2.1 "Tapón y disparo" (Plug and Perf, P & P).

La aislación etapa-a-etapa en el liner se lleva a cabo por la colocación de tapones utilizando bombeo hacia abajo cable o tubería flexible (Coil Tubing, CT), seguida de la perforación y después fracturar el pozo para proporcionar acceso al yacimiento. El cemento proporciona aislamiento en el espacio anular, mientras que el tapon proporciona aislamiento en el interior del liner. Este proceso se repite entonces para el número de estimulaciones deseadas para los pozos horizontales (**Figura 5.3**). Después de todas las etapas se han completado, se utiliza tubería flexible para moler los tapones de material compuesto, restableciendo así el acceso al pie (toe) del pozo horizontal.

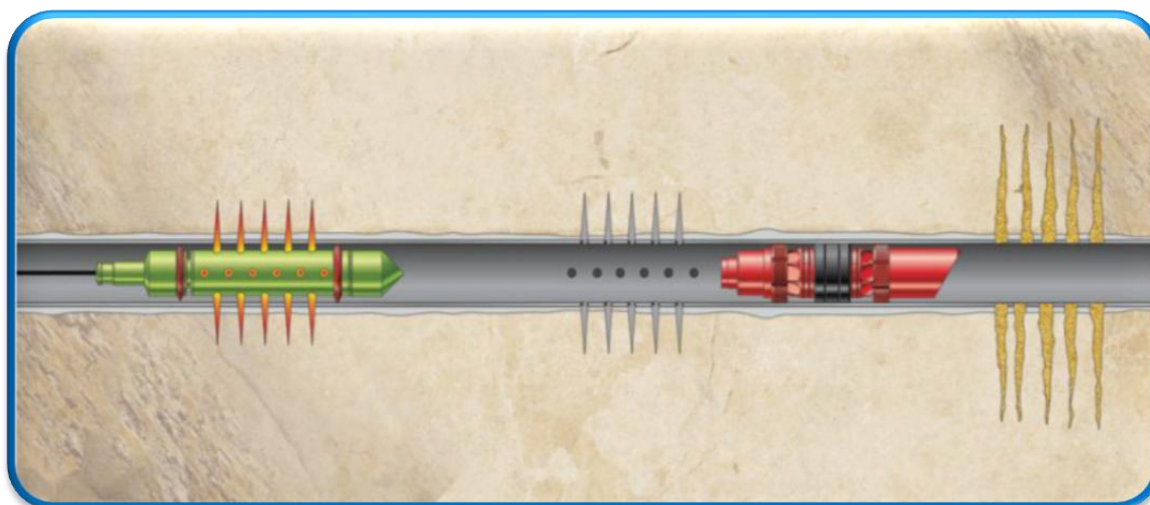


FIGURA 5.3 Muestra la operación del método tapón y disparo que se efectúa con línea de acero. Fuente: Soliman 2012, SPE 150949

5.2.2 Descripción de la herramienta de fondo o BHA (Bottom Hole Assembling).

La herramienta de fondo consiste básicamente de tapones y pistolas como se muestra y se describe a continuación (**Figura 5.4**).

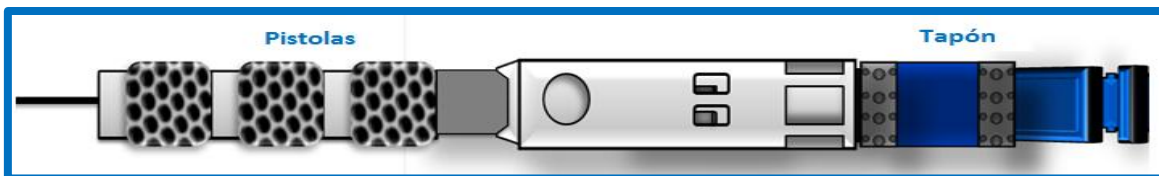


Figura 5.4. Descripción de la herramienta de fondo de la técnica tapón y disparo (Perf and Plug). **Fuente:** Elaboración propia

Tapones:

La técnica tapón y disparo utiliza una gran variedad de tapones mecánicos utilizados generalmente para propósitos de estimulación multi-etapa, debido a que pueden ser fácilmente desplazados, colocados y posteriormente molidos (**Figura 5.4**). Estos tapones están contruidos por componentes en su mayoría hule (para su más fácil y rápida molienda) y en menor cantidad de materiales metálicos, los tapones pueden ser molidos utilizando TF o tubería de trabajo, y están disponibles en un amplio rango de tamaños, presiones de trabajo y temperaturas. Se cuenta con una diversa gama de tapones (**Figura 5.5**), aunque los que se utilizan con mayor frecuencia en esta técnica son:

Bridge plug. Está diseñada para proporcionar aislamiento entre las zonas del fondo del pozo, y son válidas en operaciones estándar y de alta presión y alta temperatura, y varían de tamaño de 2 7/8" a 13 3/8".

Frac plug. Este tapón está compuesto por fibra de vidrio, cerámica y no contiene material ferroso (lo que hace que sea más fácilmente molible), están disponibles en modelos estándar y soportan muy altas temperaturas y altas presiones, tamaños de 3 1/2" a 7".



Figura 5.5. Tipos de tapones y los materiales con que se componen. **Fuente:** Halliburton, 2012

Pistolas:

En el método “Tapón y Disparo” se utilizan los disparos convencionales con cargas explosivas para lograr la conexión del pozo con el yacimiento (**Figura 5.6**). El objetivo de dichas perforaciones es crear una trayectoria de flujo conductiva atravesando la sarta de producción, las diversas TR’s, y el espacio anular hasta crear un pequeño orificio en la formación, para posteriormente iniciar la colocación de un tratamiento de estimulación.

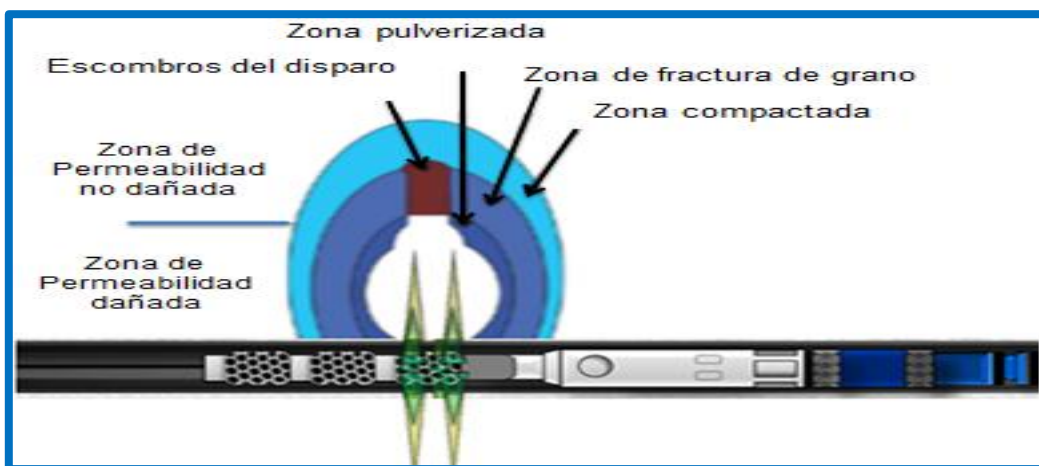


Figura 5.6. Disparos con cargas explosivas y las zonas de permeabilidad creadas por los mismos. **Fuente:** McDaniel 2012.

Las cargas de los disparos de perforación están bien definidas, pero hay pocos absolutos. La selección normal es cargas profundas penetrantes con etapas de 60° de disparos, centrándose en alcanzar un tamaño de orificio de entrada de al alrededor de 1 cm con longitudes de disparos <4 veces el diámetro del pozo. Las cargas reactivas del Liner y abrasivas también son adecuadas en pozos con requerimientos especiales. **Figura 5.7**

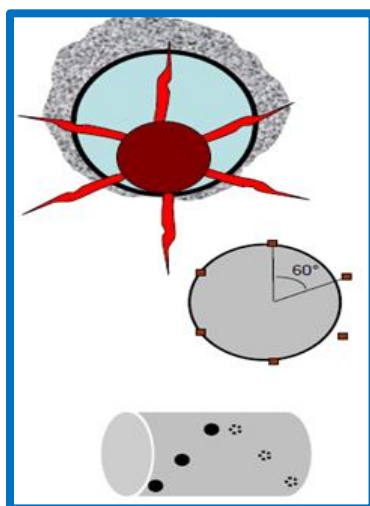


Figura 5.7 Cargas por disparo con cargas explosivas desfasadas 60°.

5.2.3 Secuencia Operativa del Método “Tapón y Disparo”.

La secuencia operativa típica del método P & P consta de:

- I. Correr la TR o liner dentro del pozo y cementarla.
- II. Perforar la primera etapa normalmente con herramientas de jeteo abrasivo desplazadas con TF.
- III. Realizar una prueba de inyección de fluido dinámico (DFIT o Minifrac).
- IV. Bombear el tratamiento de la primera etapa de fractura.
- V. Inicia ciclo Perf and Plug
 - Correr el ensamblaje de tapón y pistola (BHA) al KOP con línea de acero.
 - Bombear el BHA a un gasto promedio de 1 a 4 bbl / min (lentamente a través de la sección de construcción) hasta la profundidad deseada.
 - Colocar el tapón aproximadamente de ~ 20 a 25 m por debajo del punto para la próxima serie de perforaciones.
 - Una vez colocado el tapón, jalar la línea de acero al siguiente intervalo a disparar, realizar una prueba de presión del tapón, y posteriormente accionar la pistola. Sacar línea de acero del pozo.
 - Bombear un bache de ácido (opcional). La experiencia ha demostrado que el ácido podría ser necesario para asegurar rompimiento efectivo de la formación, entonces se utilizan lechadas de agua y ácido (15 a 25 bbl) para asegurar que este sea colocado a través de la zona de interés y disuelva efectivamente el cemento y parte de la formación.
 - Bombear el tratamiento de fractura (en este caso, para la segunda etapa).
- I. Repetir el ciclo Perf and Plug hasta que todas las etapas de fracturamiento se hayan bombeado. **(Figura 5.8)**
- II. Moler los tapones compuestos con tubería Flexible y poner a producir el pozo.



Figura 5.8. La figura explica el funcionamiento de un tapón mecánico en operación.

Fuente: Halliburton 2011.

5.2.4 Consideraciones técnicas del método Perf & Plug.

Cluster de perforaciones

El número de fracturas hidráulicas necesarias para alcanzar gastos de producción económicos al terminar un pozo (en un play no convencional) pueden ser de 50 a 100 o incluso más. Esto crea un reto en cuanto a la viabilidad de la aplicación de la metodología de P & P, que tiene que perforar, bombear y taponar cada fractura por separado lo cual no sería económico y consumiría mucho tiempo. Por lo tanto, con el fin de abordar esto, la industria en general adoptó el enfoque de clúster de perforación. En dicho enfoque se agrupan en una misma etapa de bombeo, un determinado número de clusters con el fin de tratarlos simultáneamente, lo que reduce el número de etapas de fractura (**Figura 5.9**). Sin embargo, existen costos significativos asociados con numerosas ejecuciones con línea de acero, cargas de perforación, colocación y molienda de tapones, por lo que el proceso puede llevar mucho tiempo, especialmente a medida a que la industria tiende a más etapas por pozo.



Figura 5.9 La optimización del número de clusters puede llevar ahorros en tiempos de operativos. **Fuente:** Halliburton 2011.

Entrada limitada.

El método más comúnmente utilizado para implementar la desviación de fluido en P & P es la técnica de perforación de entrada limitada. Esta consiste en una combinación de la reducción del número de perforaciones y el aumento de la tasa de bombeo, de tal manera que la caída de presión en sí a través de las perforaciones ayudará a distribuir uniformemente el flujo a todo el conjunto de clusters. Sin embargo, la eficiencia de los clústeres ha sido siempre una preocupación clave, a pesar de que la utilización de la técnica de entrada limitada es bien conocida, hay evidencia significativa de que no todos los clusters son tratados de manera uniforme (de trazadores Radio-Activos y datos micro-sísmicos) y / o no contribuyen por igual a la producción (de registros de producción (PLT) y trazadores químicos).

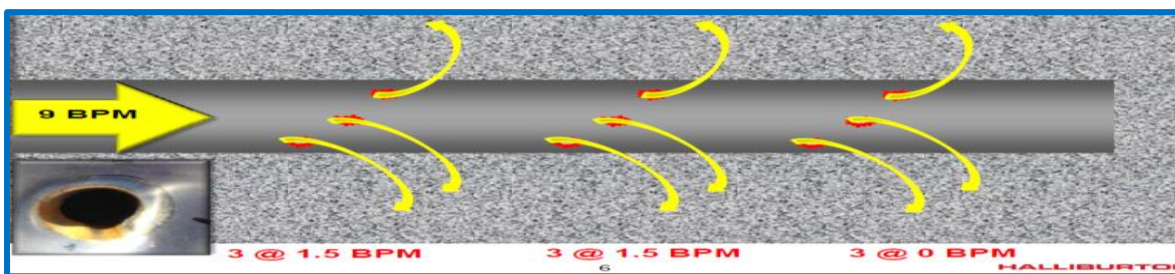


Figura 5.10. Entre mayor sea el número de cargas en un cluster, el gasto de bombeo debe de ser mayor para lograr una buena distribución del tratamiento de fractura en cada uno de los disparos. **Fuente:** Halliburton

Técnica de bombeo hacia abajo-sobre desplazamiento.

La técnica de bombeo hacia abajo se utiliza normalmente para mover tapones y pistolas a lo largo de la sección horizontal, y este método requiere que cada una de las etapas de fractura sea sobre-desplazada (**Figura 5.11**).

Dicho sobre-desplazamiento tiene lugar en dos puntos distintos durante la secuencia de P & P. El primero de ellos es al final del tratamiento de cada etapa de fractura, con el fin de obtener un pozo limpio o "libre de arena" para evitar cualquier problema al desplazar en el agujero los tapones y pistolas con la línea de acero en las ejecuciones siguientes, por lo que la etapa final de apuntalante es barrida y sobre-desplazada del pozo.

El segundo sobre-desplazamiento ocurre mientras se desplazan en el agujero el tapón y las pistolas, por lo que se bombea más fluido con el fin de empujarlos a lo largo de la sección horizontal y ubicarlos en la posición correcta para el disparo. Este se realiza generalmente mucho antes que el cierre de la fractura se haya logrado.

Dichas operaciones toman varias horas por etapa, en función de la profundidad del pozo, y pueden consistir en varios cientos de barriles de fluido. Esta práctica durante el tratamiento de la fractura ha sido una preocupación para muchos operadores y hay esfuerzos en curso dentro de la industria para minimizar esto tanto como sea posible.



Figura 5.11. El efecto de sobre desplazamiento reduce la conductividad en la cara de la fractura.

Fuente: Modificada de Halliburton 2011.

Se han probado una amplia gama de volúmenes de sobre desplazamiento utilizando el fluido de fracturamiento base (sin arena). Volúmenes tan bajos como 20 bls por encima del volumen de la TR, han demostrado muy poco o ningún bloqueo de arena en el pozo sobre operaciones de bombeo post-fractura; mientras que volúmenes muy grandes de fluido de desplazamiento “flush” no han demostrado ninguna ventaja sobre los volúmenes más pequeños reportados en los estudios. Independiente del volumen empleado el gasto de desplazamiento debería de ser el mismo que el de fracturamiento.

Es una técnica madura.

El Perf and Plug puede sin duda ser considerado como una técnica madura, bien demostrada en el campo durante varios años y en de miles de pozos, y se ha aplicado en cada tipo de yacimiento no convencional incluyendo los pozos verticales. Dicha madurez le da una ventaja a la técnica P & P cuando se selecciona la metodología que será aplicada en el desarrollo de un nuevo campo, debido a la familiaridad y comodidad con el sistema en todos los niveles, dando como resultado una mejora en la eficiencia de los procesos debido a la reducción de los tiempos improductivos.

Requiere mayor logística.

La técnica P & P requiere que una mayor gama de servicios y equipo (bombeo, línea de acero y potencialmente TF) sean utilizadas casi simultáneamente en la ubicación, además de que pueden requerirse grandes locaciones y más esfuerzo logístico con el fin de coordinar las operaciones, lo cual puede resultar en una mayor sobrecarga en superficie y costos subyacentes. Junto con los servicios de bombeo, el método P & P conlleva la manipulación de explosivos requeridos para perforar, además de todos los aspectos de seguridad salud y protección ambiental asociados y el aumento de los costos.

Molienda de tapones.

Por último una operación de molienda es requerida para eliminar los tapones de fractura; y típicamente TF o tubería de trabajo, se utilizan para llevar a cabo esta operación. Este requisito de molienda impide que el pozo sea puesto a producción inmediatamente después de las fracturas lo cual causa preocupación adicional acerca del daño creado a la fractura y la reducción aún más de la eficiencia del clúster. Debido a esta secuencia operativa, en P & P da lugar generalmente a un plazo de ejecución más largo en comparación con OHMS.

5.3 AGUJERO DESCUBIERTO (OPEN HOLE MULTI STAGE, OHMS).

La terminación OHMS es la más utilizada en el Bakken (Yacimientos de aceite en lutitas). Al inicio en el play Bakken, las terminaciones en agujero descubierto utilizaban la técnica de entrada limitada. Pero posteriormente, incluyeron las técnicas de inserción de liners ranurados o sistemas de camisas deslizables accionadas por balines para fracturar múltiples etapas. Las terminaciones OHMS son corridas dentro de pozos donde la sección vertical y de construcción está entubada y cementada; y la horizontal se deja en agujero abierto.

5.3.1 Camisas deslizables activadas por bolas (Ball Activated Sleeding Sleeve, BASS)

El OHMS consiste de herramientas de fondo de pozo que funcionan sobre el Liner de producción, incluidos los empacadores y puertos de estimulación (Figura 2). Los empacadores se colocan utilizando presión hidráulica para aislar secciones del fondo del pozo en etapas individuales. Por lo general tienen elementos de elastómeros que sellan contra el pozo y no necesitan ser removidos, o molidos para producir el pozo. En vez de perforar la TR, los puertos de estimulación se ejecutan en entre los empacadores para obtener acceso a la formación. Estas herramientas pueden ser abiertas hidráulicamente (a una presión específica) o dejando caer los balines de accionamiento de tamaño específico en el sistema para cambiarlos hidráulicamente abrir y exponer los puertos. Por el incremento del tamaño de la punta hasta el talón, las bolas crean aislación interna de etapa a etapa, eliminando la necesidad de bridge plugs. El sistema OHMS se ejecuta en el agujero y las herramientas están espaciadas a cabo de acuerdo con el programa de estimulación deseada. Cuando el sistema alcanza la profundidad total (TD), los empacadores pueden ser colocados y el equipo de perforación se puede mover a una ubicación diferente. Una vez que el tratamiento de estimulación es completado, el pozo inmediatamente fluir y producir.

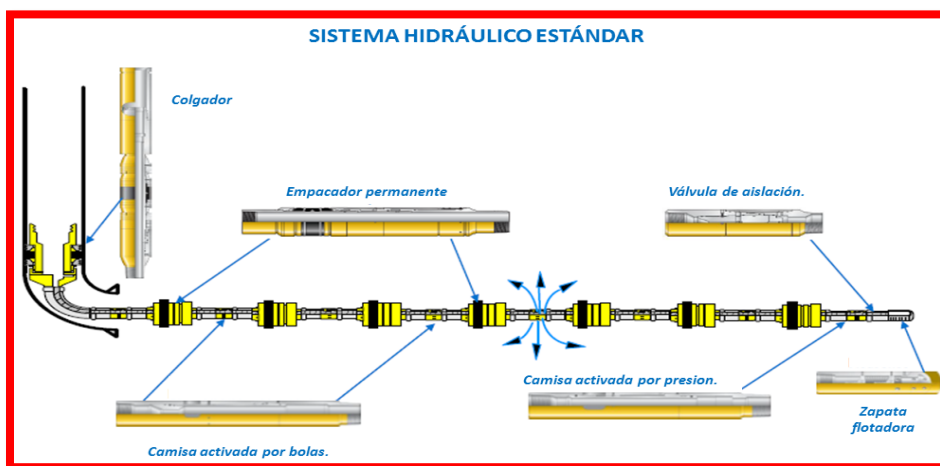


Figura 5.12. Ensamblaje de fondo para la terminación OHMS. Fuente: Baker 2009.

5.3.2 Descripción de la herramienta de fondo o BHA.

El ensamblaje de fondo para la terminación OHMS se despliega a través de la tubería, y por lo general consiste en una secuencia de camisas deslizables activadas por bola, también llamadas “puertos fractura” o más simplemente “puertos” combinados con empacadores de agujero descubierto (permanentes), que han sido previamente espaciados por fuera de la TR/liner de producción. **(Figura 5.12).**

El colgador permite correr la herramienta de fondo (BHA) en el agujero descubierto, anclándose a partir de la última TR disponible. Los empacadores funcionan como elementos que permiten aislar el espacio anular entre TR- formación. Las camisas activadas por bolas son las que permiten comunicar al pozo con el yacimiento. Las bolas funcionan como elemento activador de las camisas y también como método de aislamiento entre etapas que permiten crear divergencia (desviar el fluido) hacia la zona de interés. Debido a que el pozo es un sistema hermético, normalmente se coloca una válvula al final de la BHA con el fin de que permita algún flujo de fluidos (circulación) mientras se baja la misma al fondo del pozo. Posteriormente dicha válvula se cierra de manera que incremente la presión del sistema y permita que la primera camisa, normalmente activada por presión, abra y permita el bombeo del tratamiento de la primera etapa de fractura.

En la **figura 5.13** se presentan las especificaciones del equipo anteriormente descrito. Es conveniente aclarar que cada compañía de servicios cuenta con su propia ficha técnica de la tecnología que emplean, sin embargo para fines didácticos se puede tomar esta (Frac Point, Baker Hughes) como una guía para el diseño de la terminación en agujero descubierto con camisas activadas por bolas, ya que presenta los diámetros de los accesorios (más comunes) que están disponibles en el mercado.

ULTIMA TR (SECCIÓN VERTICAL)			AGUJERO DESCUBIERTO (SECCIÓN HORIZONTAL)								
Especificaciones TR		Colgador (Max OD- Min ID)	OD de la Tubería Base (in)	Especificaciones del Empacador		Camisas de fractura activadas con bolas				Tamaño de la camisa activada por presión (Max OD- Min ID)	Tamaño de la válvula de aislamiento (Max OD- Min ID)
OD (in)	Rango peso (lb/ft)			Rango de ID del agujero (in)	Tamaño del empacador (Max OD- Min ID)	Tamaño de la camisa (Max OD- Min ID)	Número de zonas	Rango de tamaños de las bolas (in)	ID para molienda (in)		
4 1/2	11.6-15.1	3.65-2.37	2 7/8	3.75-4.00	3.65-2.37	3.65-2.37	7	1.25-2.25	2.31	3.65-2.37	3.65-1.00
5 1/2	20.0-23.0	4.45-2.78	3 1/2	4.50-4.75	4.35-2.81	4.35-2.81	8	1.25-2.75	2.75	4.35-2.31	4.35-0.75
	13.0-17.0	4.56-2.78		5.75-6.00	5.63-3.87	5.63-3.87					
7	32.0-38.0	5.68-3.87	4 1/2	6.00-6.50	5.82-3.87	5.75-3.87	12	1.25-3.75	3.75	5.63-3.87	5.00-0.75
	26.0-29.0	5.87-3.91		6.25-6.75	5.91-3.87						
7 5/8	23.0-32.0	5.90-3.87	5 1/2	7.62-8.25	7.00-3.87	7.75-4.79				7.75-4.79	7.00-1.00
	33.7-39.0	6.25-3.91			7.38-3.87						
8 5/8	24.0-36.0	7.28-4.00	5 1/2	8.25-8.75	8.00-4.79	7.75-4.79				7.75-4.79	7.00-1.00
9 5/8	32.3-53.5	8.12-4.74		8.50-8.75	8.31-4.79						

Figura 5.13 Guía de especificaciones de equipo. **Fuente:** Baker Hughes, 2009. **Nota:** En esta tabla solo hay disponibles 12 etapas, lo cual no es una regla ya que depende en sí de la tecnología con la que cuente cada compañía.

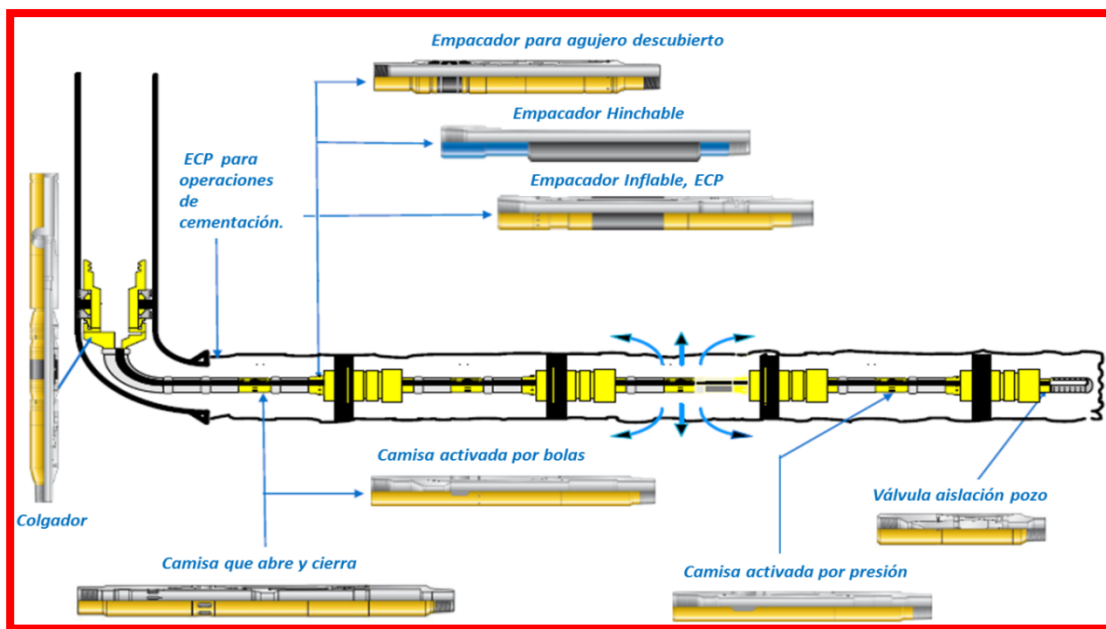


Figura 5.14 Gama tecnológica que se presenta para una terminación en OHMS. Fuente Baker 2009

En la actualidad, hay una serie de sistemas de OHMS comerciales para elegir, pero en su mayor parte, estos sistemas utilizan principios similares. Toda la gama de tecnología se muestra en la figura 5.14 y se describe a continuación.

Empacadores: Son dispositivos que se utilizan para proporcionar la aislación de zonas inter-fractura necesarias y pueden ser diseñados para soportar presiones diferenciales tan altas como 10.000 psi y temperaturas de hasta 180 °C. Existen numerosas variantes de empacadores, los más comunes en terminaciones en agujero descubierto son los mecánicos (permanentes) e hinchables; y para terminaciones en agujero cementado se utilizan los inflables.

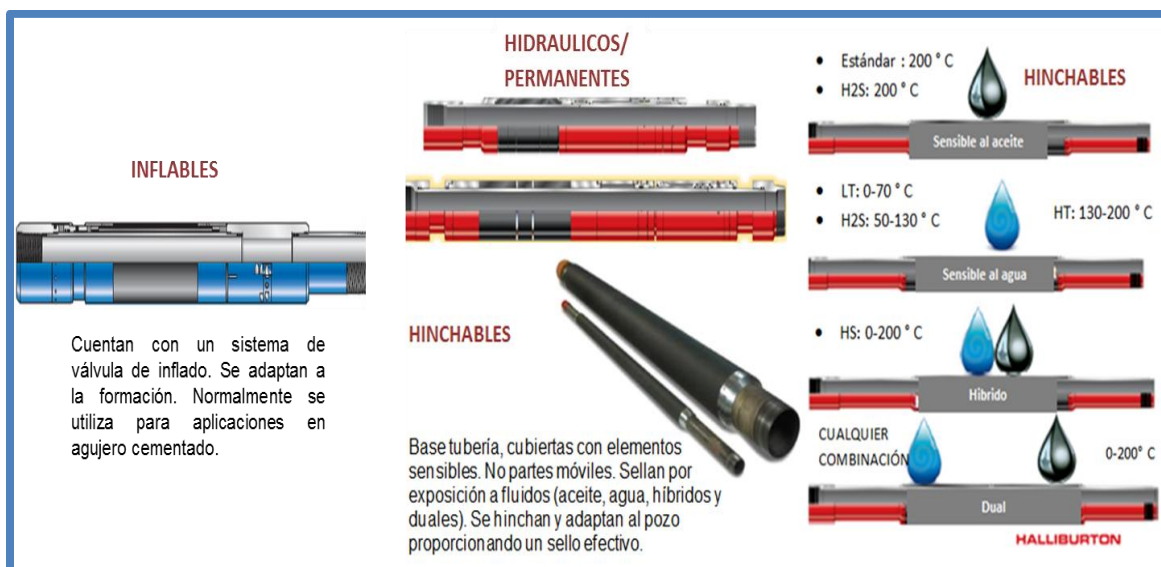


Figura 5.15 Gama tecnológica que se presenta para una terminación en OHMS. Fuente Halliburton 2009.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

- **Camisas o puertos de fractura activadas por bolas:**

Son dispositivos que se utilizan para comunicar o hacer la conexión del pozo con el yacimiento. Cada uno de los puertos de fractura es activado individualmente dejando caer una bola de tamaño específico en el sistema o por la presión que es ejercida en un pistón interno en la camisa (normalmente se utiliza únicamente para la primera etapa de fractura). Hoy en día existe una amplia variedad de camisas disponibles en el mercado las cuales aportan una mejora tecnológica para los problemas que comúnmente se presentan. (Figura 5.16).

TIPO DE CAMISA	DESCRIPCION BÁSICA
Camisa activada por presión. (Primera etapa)	<p>RapidStar Initiator Sleeve Función: Se utiliza normalmente para la primera etapa de fractura. Es activada por la presión que se ejerce en el área del pistón dentro de una camisa interna. Tamaños: 4 ½" y 5 ½" Especificaciones: 180 °C y 10 000 psi</p> 
Camisa activada por bolas. Una fractura por etapa. "Solo abre"	<p>RapidStage System Función: Un solo puerto de fractura por zona. 41 etapas disponibles. Abren únicamente. Activadas por bolas. Especificaciones: 180 °C y 10 000 psi.</p> 
Camisa activada mecánicamente ó por bolas Una fractura por etapa. "Abre y cierra"	<p>RapidShift Sleeve Función: Un solo puerto de fractura por zona. Camisas pueden ser cerradas mecánicamente. 41 etapas disponibles. Activadas por bolas. Tamaños: 3 ½", 4 ½" y 5 ½". Especificaciones: 180 °C y 10 000 psi.</p> <p>Mechanical Shifting Tool/Herramienta de apertura mecánica</p> 
Camisa activada por bolas. Varias fracturas por etapa. "Solo abre"	<p>RapidFrac Función: Número de puertos "ilimitados" por zona. 25 etapas disponibles. Tamaños: 3 ½" y 5 ½". Especificaciones: 180 °C y 10 000 psi.</p> 

Figura 5.16 La variedad de camisas disponibles en el mercado para una terminación en OHMS. **Fuente:** Halliburton 2009.

Sin embargo, nos detendremos a explicar el funcionamiento de las camisas activadas por bolas, por ser las más comúnmente utilizadas.

5.3.3 Fases del funcionamiento de la camisa.

Para una sola etapa de fractura.

1) Una bola es bombeada hacia abajo del pozo como parte del fluido de desplazamiento (flush) de la etapa anterior, hacia un asiento hecho a su medida. 2) Una vez que la bola ha aterrizado en su asiento, actúa como un tapón, lo que genera que incremente la presión corriente arriba. 3) Debido a la alta presión, los pernos de seguridad que tiene la camisa se rompen y permiten que el asiento de la bola se desplace hidráulicamente y por lo tanto, 4) exponga el puerto de fractura.

Para dos o más etapas de fractura.

La secuencia anterior es prácticamente la misma, pero además, 5) el asiento se expande dentro del diámetro interno mayor de la camisa y 6) la bola se libera a la siguiente camisa (**Figura 5.17**).



Figura 5.17 Apertura de camisas activadas por bola para una o varias etapas en una terminación en OHMS.
Fuente: Halliburton 2009.

El sistema también está diseñado de tal manera que las bolas se recuperen fácilmente y permitan la limpieza de todas las zonas al mismo tiempo (esto puede ser realizado directamente después de que la última etapa se ha bombeado, minimizando así el tiempo que el fluido de fractura está asentado en la formación y lo que potencialmente reduce el daño). Si las tasas de flujo son suficientemente altas las bolas serán recuperadas en la superficie. En orden de evitar tener fragmentos de bolas siendo producidos con el tiempo y potencialmente interfieran con el equipo de producción superficial, algunas veces una operación de molienda con tubería flexible (TF) se lleva a cabo en el pozo. Más recientemente, una práctica alternativa es utilizar bolas biodegradables; como las bolas que están hechas de nano-material compuesto que contienen magnesio, aluminio y otras aleaciones y se disuelven con el tiempo una vez que las operaciones se han completado.

En la figura 5.18 (A) se muestran en diferentes tamaños de bolas disponibles en el mercado. En 5.18 (B) se muestra una prueba realizada a una bola en donde se somete a una concentración de ácido clorhídrico del 3% a una temperatura de 65 ° C. Claramente se puede observar como después de 250 horas (aproximadamente 10 días) la bola ha prácticamente desaparecido. En 5.18 (C) se muestra el lanzador de bolas en superficie el cual debe de ser diseñado en específico para el número de etapas que se deseen bombear, teniendo la capacidad de lanzar una a una las canicas, desde la más pequeña a la más grande.

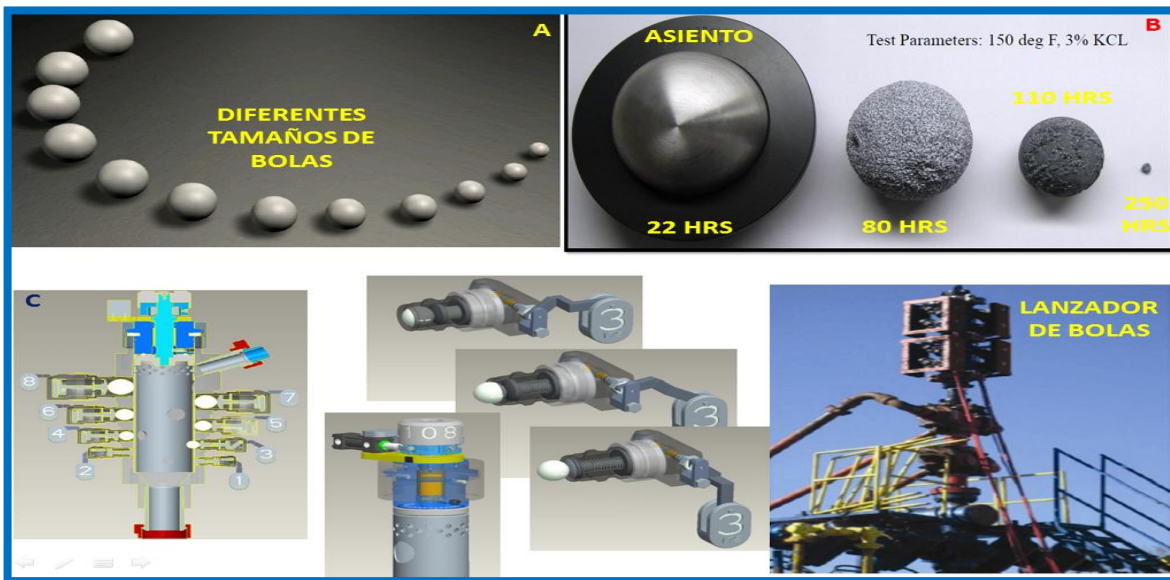


Figura 5.18 Bolas, asientos y lanzador de bolas. Fuente: Modificada de Baker, 2010.

5.3.4 Secuencia operativa de la técnica camisas deslizables.

El método OHMS consiste en los siguientes pasos operativos:

- I. La TR de producción (también llamada Tubing) se corre en agujero descubierto con accesorios:
 - Empacadores (para aislar las etapas)
 - Herramientas de fracturamiento (dispositivos especiales, caracterizados por tener apertura y diámetros internos diferentes).
- II. El pozo se somete a circulación. A cierta presión los empacadores se expanden y se preparan para aislar las etapas en el agujero descubierto.
- III. Abrir el primer puerto de fractura (normalmente es una camisa activada por presión).
- IV. Ciclo continuo de bombeo multi-etapa:
 - Bombear el tratamiento de la fractura hidráulica.
 - Junto con el fluido de desplazamiento, se inserta una pequeña bola en la TR de producción y es bombeada abajo. La bola con el diámetro más pequeño se lanza primero y después de su viaje a través de la TR aterriza en el último asiento de la herramienta de fractura. A medida que la presión se eleva contra la bola previamente sentada, el puerto de fractura adyacente abre y permite el flujo de fluidos en la etapa en cuestión, empezando el fracturamiento.
- V. El ciclo continuo de bombeo se repiten para todas las etapas. Las bolas irán aumentando sus diámetros en cada lanzamiento.
- VI. Empieza la producción (Si es necesario las herramientas de fracturas son molidas internamente).



Figura 5.19 Secuencia operativa de la técnica. Fuente: Elaboración propia en base a Baker Hughes 2010

5.3.5 Algunas consideraciones técnicas para elegir un OHMS.

Es una tecnología nueva.

Los OHMS se introdujeron hace aproximadamente una década y desde entonces ha sido lenta en la obtención de una mayor aceptación, a pesar de que es una metodología de terminación aplicada con éxito para pozos horizontales multi-fracturados. El sistema, al contrario del P & P, no tiene un nombre único aceptado en la industria y los autores han elegido "Open Hole Multi Stage System" (OHMS), como el nombre que mejor describe la aplicación más común que es en agujero descubierto y el hecho de que se aplica normalmente para realizar múltiples tratamientos. Otra nomenclatura dentro de la literatura en la industria se refiere al método como el "Continuous Pumping Multi-Stage System", (CPMSS) basado en el hecho de que el sistema permite las operaciones de bombeo continuo o la técnica de camisas deslizables activadas por balines "Ball Activated Sliding Sleeve" (BASS), debido al mecanismo que utiliza para abrir los puertos de fractura. Otra sencilla opción sería empacadores y puertos "Packer and Port" para imitar el estilo de la técnica tapón y disparo "Perf and Plug". Sea cual sea el nombre que se utilice, el aspecto más importante es entender que la técnica OHMS es extremadamente flexible y adaptable a una serie de aplicaciones.

No requiere operaciones de cementación. ¿Ahorro en costo?

El sistema de OHMS, cuando se aplica en el agujero abierto, es una parte integral de la liner de producción (o TR). En esta típica y más comúnmente utilizada configuración ninguna operación de cementación de liner/casing se requiere; aunque puede haber un requisito para una TR previa con el fin de proporcionar un aislamiento adecuado de las zonas. Por otra parte, la eliminación del cemento no se refleja necesariamente en un verdadero ahorro de costos, ya que el costo adicional de las herramientas de fondo de pozo (empacadores y puertos de fracturas) puede superar fácilmente el costo de la operación de cementación y el potencial de ahorro de tiempo del equipo pueden ser fácilmente absorbidos por los mayores tiempos requeridos para ensamblar y correr los OHMS en el agujero. Por otra parte, a menudo se requiere correr un escariador, como una buena práctica recomendable, antes de ejecutar en el agujero los OHMS.

No requiere operaciones con línea de acero.

Una de las ventajas operativas más importantes de este método de terminación, es que no requiere ninguna operación con líneas de acero o TF. La primera camisa se acciona hidráulicamente (por ciclos de presión) y todos los puertos de fractura posteriores son activados dejando caer un balón (fabricado especialmente) durante el bombeo, que desplaza las camisas, y como consecuencia directa menos equipos/servicios y personal son necesarios en la ubicación.

Bombeo continuo y menor volumen de fluido utilizado.

Este método también da lugar a otras dos ventajas distintas, las operaciones de bombeo continuo y el uso de menos fluido de fractura. Los puertos de fractura se activan por el incremento progresivo del diámetro de la bola que se deja caer al final de la etapa cargada con apuntalante, es decir, durante el desplazamiento del tratamiento. Cada bola activadora es lanzada/bombeada dentro de la corriente de fluido, y requiere desacelerar la velocidad únicamente para aterrizar el balón en el asiento de su tamaño, una vez que la camisa se ha desplazado y el puerto de fractura está abierto, el gasto puede incrementarse inmediatamente para romper la formación y realizar el siguiente tratamiento de la fractura. A medida que la bola se inyecta en la corriente de fluido, esto permite que cada tratamiento de desplazamiento (es decir, el volumen del pozo) sea utilizado como parte del PAD, para la etapa sucesiva. Además, no hay necesidad de que un volumen de fluido asociado usualmente a la limpieza de arena de la sección horizontal y bombeo de los tapones y las pistolas en la técnica Perf and Plug, lo que da como resultado que menos fluido de fractura sea requerido y se limite la cantidad de sobre-desplazamiento. El bombeo continuo, dependiendo del diseño y número de etapas de fractura, permite la ejecución de bombeo en pocos días; el bombeo de 12 o más etapas por día es perfectamente alcanzable con este método frente al promedio de 4-6 etapas con la técnica de P & P.

Menor presión de iniciación de fractura.

Tener el agujero abierto directamente expuesto a la presión de fractura puede eliminar caídas de presión adicionales generada por los disparos y los túneles de perforación, así como minimizar la tortuosidad de la fractura, este método permitirá que la fractura tome más fácilmente el camino de menor resistencia expuesta a lo largo de la sección en agujero descubierto, lo que resulta en una menor presión de iniciación de la fractura. La desventaja de este método puede ser menor control de la ubicación de la iniciación de la fractura. Sin embargo, existe una oportunidad para reducir el espaciado entre empacadores con el fin de lograr un punto de iniciación más definido. Además, los nuevos diseños de puertos de fractura, permiten tener múltiples puertos abiertos con el mismo diámetro de bola (imitando la técnica de múltiples clusters con P & P), están ahora apareciendo en el mercado.

No requiere disparos

No requiere perforaciones mediante 'disparos' en la TR lo que ha hecho de este sistema un candidato de elección para tecnología de monitoreo permanente del el yacimiento, tal como la fibra óptica.

Se puede utilizar en agujero entubado.

El sistema de OHMS también se puede utilizar en el agujero entubado como una sarta interior, cuando las dimensiones de las tuberías lo permiten, y esto ha hecho que el sistema sea una buena opción para operaciones de reparación y re-fracturamiento.

Operaciones de molienda.

Las operaciones de molienda no suelen ser necesarias con este sistema para aplicaciones generales, sin embargo, la práctica de molienda de bolas y asientos se adopta algunas veces debido a que no siempre es posible recuperar en superficie todas las bolas inmediatamente. Cuando las bolas permanecen en el pozo, pueden sufrir una degradación y romperse en trozos más pequeños debido a la presión, la temperatura y la exposición al fluido del yacimiento; estos fragmentos de bola pueden ser entonces potencialmente producidos en superficie y pueden causar daños al equipo de producción o poner en peligro la producción. Más recientemente, se han introducido las bolas biodegradables, hechas de nano-materiales con el objetivo principal de evitar las operaciones de molienda.

5.4 PERFORACIÓN HYDRAJET PARA LINER CEMENTADO O AGUJERO DESCUBIERTO

Esta técnica utiliza la tecnología hydrajet para colocar muchas fracturas independientes en un pozo sin el uso de dispositivos mecánicos de sello, tales como los empacadores o tapones. En su lugar, se utiliza el concepto de conservación de la energía de Bernoulli para crear un sello dinámico entre las zonas utilizando la velocidad del fluido. Los fluidos de fracturamiento se inyectan a través de la tubería, mientras que se bombean fluidos limpios por el espacio anular. El fluido cargado de arena es bombeado a través de la herramienta de hydrajet que incide en la formación, creando una cavidad. A medida que la cavidad se forma, la presión dentro de la cavidad incrementa, eventualmente inicia una fractura. La presión del espacio anular se controla para que la presión de fondo sea ligeramente inferior a la presión de iniciación de la fractura, por lo que la alta presión dentro de la cavidad en o por encima de la presión de iniciación de fractura. Los conceptos y procedimientos serán descritos a continuación.

5.4.1 Consideraciones Hydrajet por el tipo de terminación.

Una consideración importante para la aplicación de esta tecnología es el tipo de terminación que se consideró en el diseño del pozo horizontal (OHMS o CLMS), debido a que se deben de hacer algunas consideraciones para el uso de esta técnica. Por ejemplo en la **figura. 5.20** se ilustran las diferencias generalizadas en las formas y tamaños proporcionales de las cavidades de perforación esperadas para estos tipos de terminaciones. Las visualizaciones muestran únicamente un jet de perforación, ya que la primera parte de esta discusión será sobre lo que está sucediendo en un único túnel de perforación hydrajet. Para una herramienta perfectamente centralizada y paralela al eje del pozo, el resultado del jet en otras boquillas de idénticas sería similar.

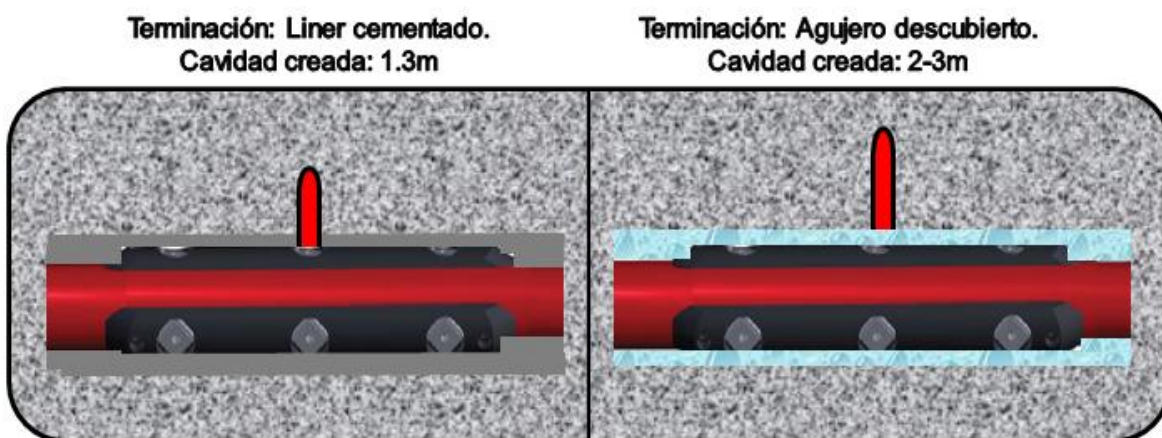


Figura 5.20: Representación de los tamaños relativos de los túneles de perforación basados en el tipo de pozo terminación siendo perforado con las mismas condiciones (favorables) y tiempos de jeteo. **Fuente:** McDaniel et al; 2008. SPE 114695.

Cada vez que tenemos un liner, se debe de considerar el uso de sólidos abrasivos en el fluido de jeteo, para erosionar la tubería antes de que la corriente de jeteo pueda penetrar en el cemento y/o formación. El acero siendo mucho más duro que la formación y el cemento, el agujero que se llegó a crear en el acero será más pequeño que el túnel de perforación. Varias referencias sugieren que el tamaño típico normal del agujero en la TR será aproximadamente tres veces el diámetro interno (ID) de la boquilla (suponiendo varios minutos como un tiempo mínimo de jeteo). El ID de esperado del túnel en el interior de la formación es menos predecible, ya que este varía con respecto a la fragilidad (o dureza) de la formación.

Perforación hydrajet en agujero descubierto (OHMS).

Este tipo de terminaciones son cada vez más comunes para yacimientos de aceite en lutitas, y la aplicación de esta técnica (Hydrajet) también es mucho más común, ya que ofrece mayores beneficios, es el más simple y (por ahora) ofrece la menor preocupación sobre la erosión de la herramienta, (a menos que la roca que está siendo jeteada sea extremadamente dura). Aunque en algunos casos se puede tener cierta preocupación respecto a la erosión interna del BHA, las terminaciones en agujero descubierto (OHMS) minimizan dicha preocupación, debido a que para en este tipo de terminaciones los sólidos abrasivos solo se agregan cuando la roca se encuentra por encima de la dureza media de la misma. A menos que la roca sea extremadamente dura la concentración de sólidos abrasivos utilizados pueden ser mucho menor (entre, 0,25 a 0,5 lb / gal) con respecto a las terminaciones con liner cementado (CLMS).

Perforación Hydrajet con liner cementado (CLMS).

Para este tipo de terminaciones entubadas y cementadas se tiene un sistema menos eficiente para una perforación hydrajet; casi el 100 % del fluido que entra al orificio de perforación, también debe volver a entrar en el espacio anular del pozo a través del mismo orificio en la TR al mismo tiempo que la corriente de fluido de jeteo está entrando a la formación. La penetración del liner (de acero) puede únicamente requerir desde algunas decenas de segundos, hasta pocos minutos a condiciones extremadamente difíciles para lograr dicha penetración a través del metal. La dureza de la tubería entonces también se convierte en un factor, por ejemplo, una TR de grado de acero "J-55" es más suave y es más rápidamente penetrable que una tubería de grado "N-80", o "P-110" que por consecuencia estas incrementan el tiempo de penetración y a su vez disminuye el tiempo de vida útil del BHA del hydrajet.

Los sólidos abrasivos utilizados para estas operaciones hydrajet puede ser un factor, a medida que la eficiencia de la erosión varía con la diferencia de peso entre el abrasivo y el fluido (al cuadrado). En la mayoría de las aplicaciones han utilizado arena de tamaño variado desde 100, hasta arenas de malla 10/40. El agua utilizada será un gel lineal de mayor viscosidad, ya que los beneficios de utilizarlo es que proporciona una menor fricción del fluido y un mejor transporte de sólidos después de jeteo.

5.4.2 Descripción de la herramienta de fondo (BHA).

Una herramienta de fondo (BHA) utilizada para realizar diversas fracturas independientes mediante la inyección de fluido a alta presión (Hydrajet) se muestra en la **figura. 5.21**. Este BHA tiene un diámetro externo de 3,4pulg y tres boquillas de jeteo de 0.25pg para un gasto de bombeo nominal de 9 bbl/min. Si la terminación del pozo es lo suficientemente grande como para utilizar un 4.5-in.de diámetro externo de la herramienta (OD), el gasto máximo podría estar en el rango de 35 bbl/min si se instala un número adecuado de boquillas, y al menos una TP de 3,5in como sarta de tratamiento.

Diversión dinámica.

Esta técnica no requiere de empacadores o tapones de desviación para lograr un efectivo aislamiento entre etapas, debido a que la velocidad del jeteo causa una caída de presión a la salida del jet quien empuja el fluido desde el espacio anular hacia la fractura (diversión dinámica). Este método es usado comúnmente en terminaciones con agujero descubierto y en algunos casos para liners no cementados.

DESCRIPCIÓN DEL BHA	OD DEL BHA
CONECTOR TF-BHA	69.85 mm
VÁLVULA CHECK	73.2 mm
JUNTA DE JETEO	74.06 mm
CENTRALIZADOR DEL CASING	92.4 mm
BOQUILLAS	77.72 mm
TAPÓN.	75.1 mm
Longitud total	2.64 m.

Figura 5.21 BHA de la herramienta de jeteo.

Fuente: Sharlene 2012.

5.4.3 Secuencia operativa de la perforación hydrajet con TF.

El procedimiento de funcionamiento de la técnica de perforación hydrajet se muestra a continuación y se ilustra en la **figura 5.22**.

- I. Los Fluidos de fracturamiento se inyectan a través de la TP, mientras los fluidos limpios son bombeados por el espacio anular. El fluido del anular será suficiente para controlar cualquier pérdida que se presente. Aquí el jet empieza a impactar la pared de la formación.
- II. Como una bala la arena empieza a golpear la pared de la formación, y puede crear un túnel en cuestión de segundos.
- III. Inicialmente, el fluido que está entrando en el túnel regresa por el anular, ya que no tiene a dónde ir. A medida que se forma el túnel, la presión en la parte dentro del dicho túnel incrementa. En este punto, se mantiene la presión del anular justo por debajo de la presión de iniciación fractura.
- IV. La presión dentro de la cavidad continúa aumentando. Debido al impulso de presión que se ha creado dentro del túnel por la acción continua del jeteo, la presión total ejercida dentro del túnel es cientos de psi mayor que la presión que se tiene en el espacio anular.
- V. Se logra la ruptura e inicia una fractura. Los fluidos entran en la formación, y las tasas de bombeo del anular incrementan. Como resultado del efecto de Bernoulli, los fluidos contenidos en el espacio anular son absorbidos por la fractura.
- VI. El fluido anular continúa siendo empujado hacia la cavidad por jeteo, mezclándolo con el fluido cargado de apuntalante que se bombea por la tubería. El gasto del anular es dependiente de la pérdida de fluido presente y el gasto requerido para mezclarse con los fluidos de la tubería.

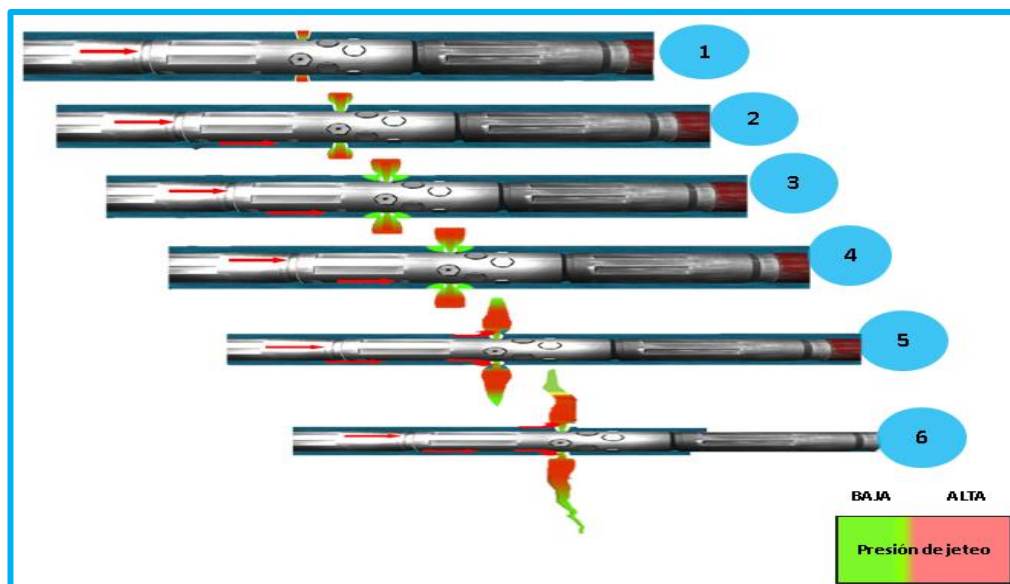


Figura 5.22: Proceso de perforación hydrajet en 6 pasos. **Fuente:** Mc Neil et al. 2011

5.4.4 Consideraciones técnicas del método.

Ubicación exacta de los puntos de iniciación de fractura.

La ubicación exacta de los puntos de fractura mejora eficiencia de la estimulación por medio de la reducción del volumen de apuntalante, mientras se incrementa la productividad. El uso de tecnologías como las perforaciones hydracet y tubería flexible representan una ventaja para tener un control preciso del proceso de fractura.

Perforaciones mediante la acción de jeteo.

La perforación hydracet presenta algunas ventajas sobre los disparos convencionales cuando se requiere fracturar la roca. Por ejemplo, las perforaciones convencionales pueden producir baja permeabilidad y regiones compactadas alrededor de los túneles creados, que pueden dar como resultado tortuosidades cercanas al pozo durante la estimulación de la fractura. En este caso, la fractura iniciará más a menudo en la interfaz cemento/formación y se orientará alrededor de la región del túnel de perforación. Los problemas con las perforaciones convencionales es que dependen en gran medida de la dureza de la roca. En caso opuesto la perforación hydracet utiliza un proceso de erosión para removerla roca, por lo que no existe ningún daño por compactación en la resultante erosión del túnel en la roca. La fractura puede iniciar desde un túnel de perforación de gran tamaño, sin compactarla ni dañarla usando el principio de Bernoulli (**figura 5.23**).

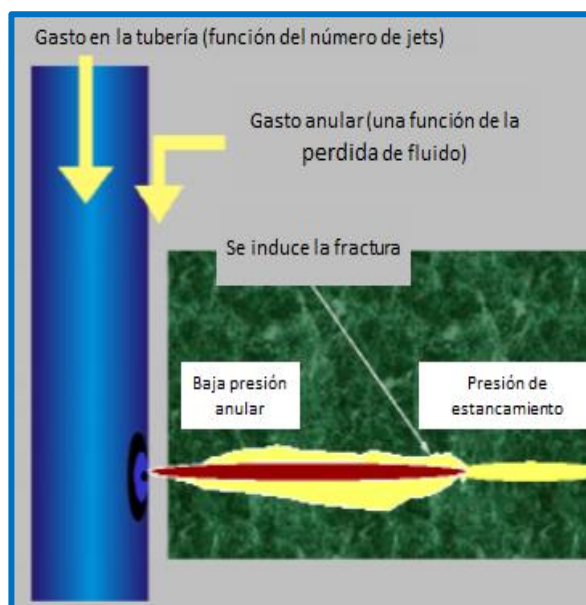


Figura 5.23 Proceso de perforación de la roca usando el principio de Bernoulli. **Fuente:** Beaman 2012.

Principio de Bernoulli: La energía del fluido a presión dentro de la tubería se transforma en energía cinética a través del jeteo, dando como resultado corrientes de alta velocidad, (Surjaatmadja 1998) como se ha demostrado por la siguiente ecuación de Bernoulli (**Ec.1**):

$$\frac{V^2}{2} + \frac{P}{\rho} + gz = C \dots$$

Eliminar tiempos no productivos.

Estas técnicas eliminan la necesidad de disparos con cable y del uso de tapones convencionales, lo cual reduce los ciclos de tiempo de la terminación de forma considerable por medio de reducir o eliminar el tiempo de no producción asociado con la introducción y desalojo de pistolas, tapones y paro de bombas.

5.4.5 Mejoras tecnológicas.

En la actualidad se han desarrollado innovaciones tecnológicas y se han actualizado las herramientas con la finalidad de lograr el mayor volumen de yacimiento estimulado (SVR), reducir los tiempos no productivos (NTP) y lograr mayor eficiencia de la herramienta y optimizar los procesos. Algunas de estas mejoras tecnológicas se describen a continuación.

Método de fracturamiento con perforación hydrajet y tapones de arena (HP-ACT).

Algunos yacimientos, en particular cuando la roca es dúctil o moderadamente frágil, requieren más concentraciones de apuntalante sin sobre desplazamiento de las perforaciones para compensar los efectos del incrustamiento del apuntalante. Esta innovadora tecnología permite bombear mayores concentraciones de arena (apuntalante) con la finalidad de crear arenamientos intencionales al final del tratamiento de la fractura, dicho arenamiento servirá como un tapón para tener un efectivo aislamiento entre etapas de fractura (**Fig. 5.24**).

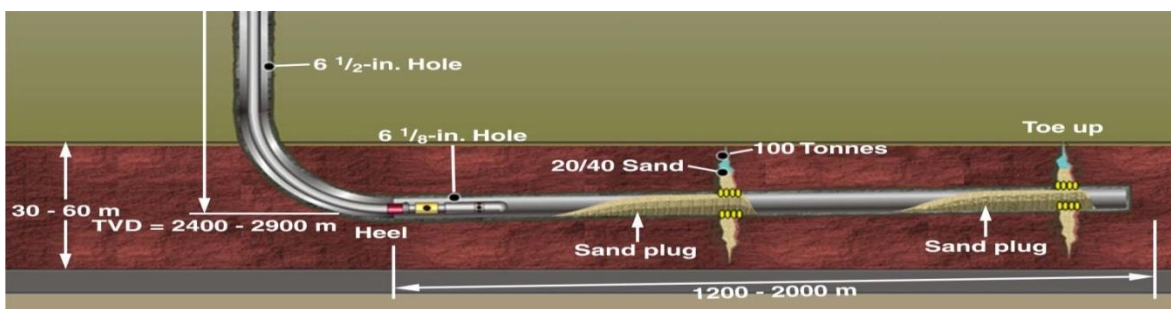


FIGURA 5.24. Método de perforación hydrajet con tapones de arena y diámetro pequeño de la TF. Fuente: Soliman et al. 2013.

La TF puede ser útil para la gestión de la administración del exceso de apuntalante en el pozo, así como proporcionar un medio de la perforación de la TR hydrajet y la iniciación de la fractura. La prolongación la vida de la herramienta de inyección, sólo se utiliza para la perforación hydrajet. El tratamiento principal de la fractura es bombeado por el espacio anular entre la TR y la TF. La baja tasa de inyección requerida para las operaciones de hidra-jet permite el uso de tamaños más convencionales de TF (1 3/4" y 2"). Cuando el BHA incluye la última tecnología de herramienta de jeteo, el número de tratamientos que se pueden realizar en un solo viaje en el pozo típicamente es mayor a 40 intervalos por la terminación.

Método de perforación hydrajel “mezcla del tratamiento de fractura en el fondo del pozo” (HP-DM).

Esta innovación tecnológica fue diseñada para tratar de eliminar o minimizar dos problemas que se presentan durante la operación de un multi-fracturamiento hidráulico, los cuales son la concentración del apuntalante y el riesgo de arenamientos en el pozo.

Por la variación de los gastos de bombeo de apuntalante (aproximadamente de 18 a 20 lbm/ gal) por la tubería flexible (TF) y el fluido de fractura por el espacio anular, se puede lograr una mezcla en el fondo del pozo de apuntalante y fluido de fractura deseados. **Figura 5.25.**

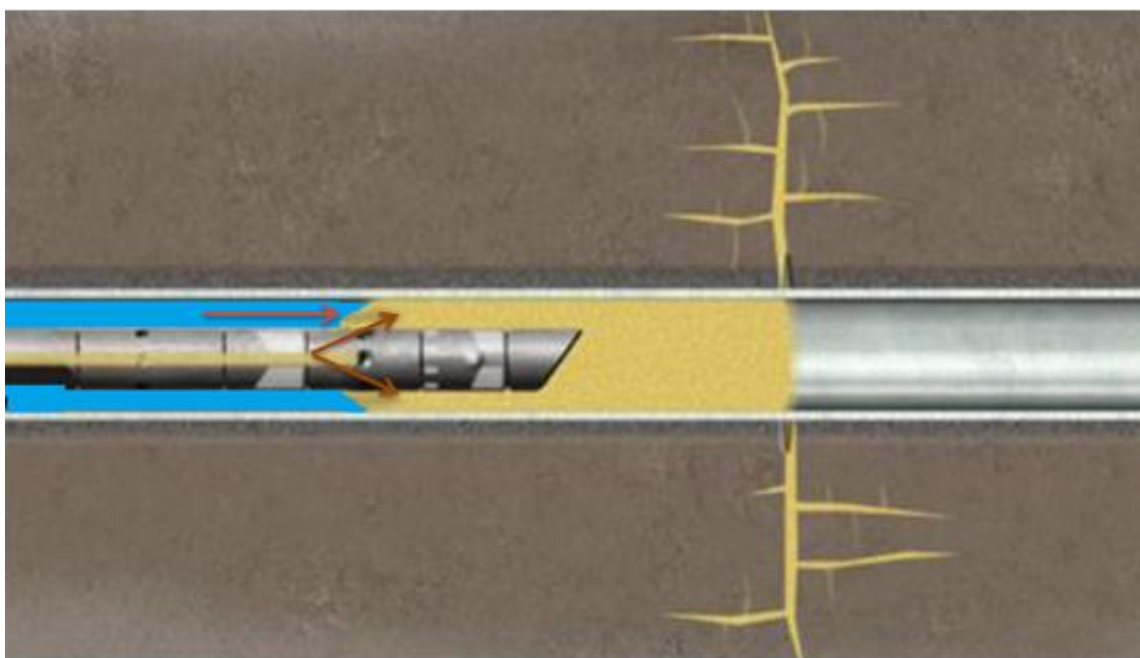


Figura 5.25: El método HP-DM muestra que el apuntalante es bombeado a través de la TF y se mezcla con el fluido de fractura en el fondo del pozo el cual es bombeado por el espacio anular.

La capacidad de cambiar las tasas y la concentración de apuntalante en el fondo de pozo ofrece un control instantáneo y una demanda de la cedula de tratamiento de fondo de pozo. Si un arenamiento potencial es evidente, el gasto se puede detener mientras continúa el bombeo sobre el espacio anular, y un sobre desplazamiento instantáneo de las perforaciones ocurre, lo que permite que el tratamiento continúe. Hasta la fecha, más de 30 tratamientos de fractura individuales con un volumen total de apuntalante de más de 4 millones lbm es posible con este proceso.

5.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA TÉCNICA ADECUADA.

Para la condición de creación de una fractura plana (de dos alas) con poca o ninguna complejidad pueden esperarse en un yacimiento con una lutita dúctil en donde, para maximizar el contacto con el yacimiento, deben basarse en la intensidad de fractura, colocando más fracturas en la lateral dada con pequeños espaciamentos entre cada fractura. Esto puede conseguirse mediante diferentes procesos, incluyendo el uso del proceso HJAF Hydrjet Assited Fracturing (Soliman et al. 2012).

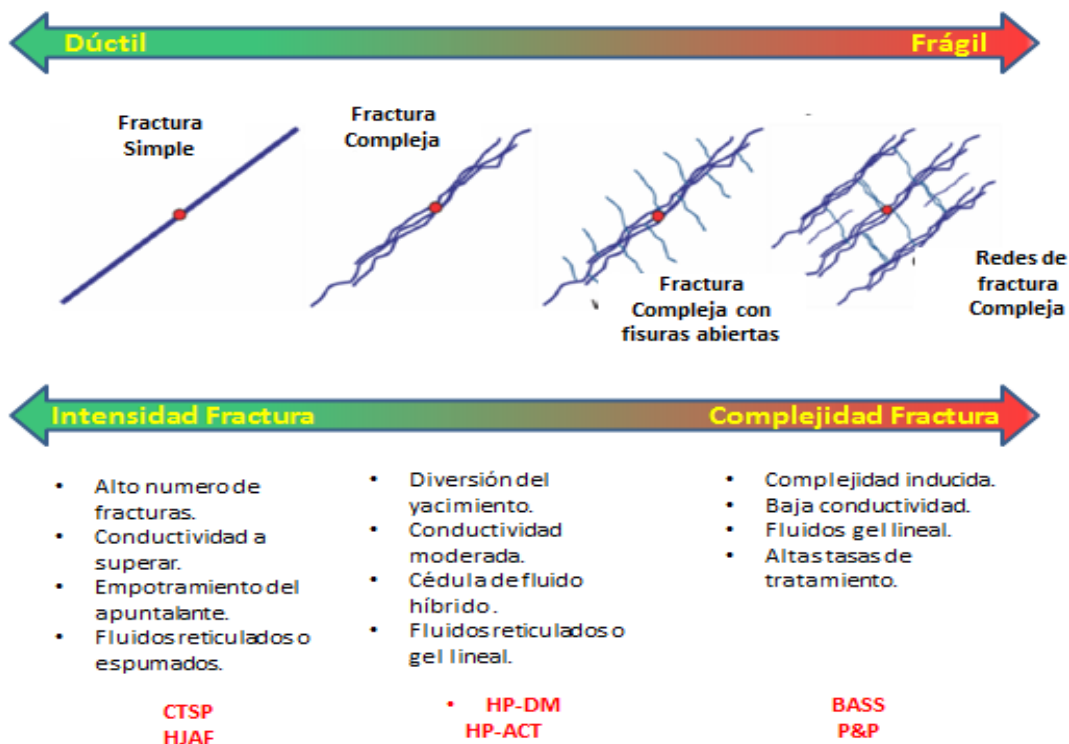


Figura 5.26. Criterios de selección de la técnica adecuada. Fuente Soliman 2012.

Para lutitas frágiles en donde se pretende crear una red compleja de fracturas, lo que incrementa el contacto con el yacimiento, se recomienda utilizar las técnicas de Perf and plug y camisas deslizables. Además el P&P es un método Para la zona de transición de lutitas moderadamente frágiles en donde se espera que se supere la anisotropía de los esfuerzos (ligeramente mayor a las lutitas frágiles) presentes, se sugiere el método de perforación hydrjet con mezcla de apuntalante y fluido de fractura en el fondo (HP-DM) para reducir o posiblemente revertir la anisotropía de los esfuerzos. Para las lutitas dúctiles la anisotropía de los esfuerzos es mucho mayor se sugiere utilizar la técnica de perforación hydrjet con diversión dinámica (HJAF).

5.6 COMPARACIÓN ENTRE TÉCNICAS DE TERMINACIÓN.

La técnica P & P fue la primera metodología que permitió el despliegue efectivo de tratamientos multi-fractura en pozos horizontales y es difícil cambiar de una técnica establecida, estandarizada y exitosa, a menos que haya beneficios tangibles importantes demostrados de un método diferente. Algunas de las características del método OHMS se representan a menudo como desventajas, tales como la incapacidad para controlar el punto de inicio de las fracturas, la pregunta de la fiabilidad de los empacadores del agujero abierto para proporcionar aislamiento de las zonas, la percepción de mayores posibilidades de fallas mecánicas y la incapacidad de la apertura del puerto de fractura, la complejidad de la operación, los altos costos de los accesorios de fondo de pozo (empacadores y puertos fracturas, principalmente) y así sucesivamente.

La perforación hydraset es una excelente alternativa que nos ofrece mayores beneficios operacionales en comparación con las técnicas de Perf and Plug y camisas deslizables, además puede ejecutarse en agujero descubierto o liner cementado. También como todas cuenta con algunas desventajas asociadas principalmente al costo que implica el uso de esta metodología.

Una detallada consideración de las características de los métodos aquí presentados, debería garantizar una comparación equitativa y equilibrada de los méritos relativos de cada una de ellas y de esta manera asegurar la selección de la técnica más adecuada.

5.6.1 Ventajas y desventajas.

Las ventajas y desventajas de los dos sistemas se pueden considerar de forma sistemática. La **tabla 1** a continuación muestra un número de los principales puntos de discusión de los métodos, cuando son comparados directamente. Esta tabla no es exhaustiva y no incluye todas las ventajas y desventajas que son comunes a los métodos; los puntos mostrados entre paréntesis son los lo que se perciben que sean más controversiales.

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
MÉTODO TAPÓN Y DISPARO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tecnología y sistema maduro. 2. Control del punto de iniciación de fractura. 3. Gran número de etapas. 4. (Flexibilidad en el caso de arenamiento). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Manejo de explosivos. 2. Tapones y pistolas desplazadas por línea de acero o tubería flexible. 3. Tortuosidad cercana al pozo/ fricción de los disparos. 4. Sobre desplazamiento: Fractura y bombear hacia abajo. 5. Molienda de tapones. 6. Mayor tiempo de terminación. 7. Más equipo/servicios y personal en locación. 8. Eficiencia de los clusters.
MÉTODO CAMISAS DESLIZABLES	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sin operación de cementación. 2. Sin operación de línea de acero o TF. 3. No maneja explosivos. 4. Capacidad continua de bombeo. 5. Baja presión de iniciación de fractura. 6. Menos fluido de fractura requerido. 7. Reducción del sobre-desplazamiento. 8. Corto periodo de terminación. 9. Pocos equipo/ servicio y gente sobre locación. 10. Operación de molienda no siempre requerida. 11. El re- fracturamiento puede ser posible. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requerimientos de viajes adicionales de la sarta. 2. Costos adicionales de herramientas de fondo: empacadores y camisas. 3. Control reducido de la iniciación de fractura. 4. Alta tendencia de flujo de retorno del apuntalante. 5. Limitaciones en caso de arenamiento. 6. Numero de etapas limitados (sobre desplazamiento).
MÉTODO DE PERFORACIÓN HYDRAJET	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajos gastos de tratamiento de fracturas. 2. Control sin precedentes de la iniciación de la fractura y propagación. 3. Las múltiples fracturas pueden ser terminadas en un solo viaje. 4. No se requieren TR's cementadas. 5. No se requieren empacadores, canicas, tapones de arena, etc. por lo tanto, ninguna molienda de tapones, canicas, o los asientos. 6. La posibilidad para re entradas de pozo y crear fracturas precisamente en las zonas anuladas y de bajo rendimiento. 7. Ubicación exacta de fracturas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El uso de unidad de tubería flexible para toda la operación; puede representar una gran ventaja, pero a la vez la disponibilidad de dicha herramienta puede también representar una desventaja al igual que los altos costos que implica su uso en toda la operación. 2. Gasto determinado por área efectiva; en esta técnica como se tiene que inyectar los fluidos por el espacio anular entre la TF y la TR, los gastos deben de ser bajos (15 a 20 bls por clusters) comparados con otras técnicas como "tapón y disparo" (80-100 bls por cluster) 3. Mayor disponibilidad de volúmenes de agua.

Tabla 1. Comparación de ventajas y desventajas de los métodos CLMS Y OHMS.

5.6.2 Diferencias operacionales.

Aunque ambos métodos de fracturamientos de múltiples etapas descritos tienen el mismo objetivo de aumentar el área de contacto con el yacimiento a través de la inducción de las fracturas a lo largo de toda la longitud del pozo horizontal, como ya se ha visto, se diferencian significativamente desde un punto de vista operativo. La **Tabla 2** proporciona una visión general de las diferencias entre estos métodos en varios puntos a lo largo de la secuencia operativa.

	Liner cement ado Perf and plug	agujero descubierto	Perforación Hydrajet-TF
Aislación anular	Cementado	Empacadores	Agujero descubierto
Aislación interna	Tapones.	Bolas	Diversión hidráulica
Acceso a la formación	Perforaciones	Camisas	Proceso de jeteo
Transición de etapa a etapa	Con tubería flexible se corren los tapones y disparos. Requiere una plataforma.	Bombeo continuo de bolas. Sin plataforma.	Afinación de tapones de arena
Tiempo de producción	Moler tapones.	Producción inmediata	Limpiar tapones

Tabla 2 Diferencias operacionales entre terminaciones entre los método de terminación multi-etapa en Liner cementado o agujero descubierto.

En la tabla anterior se puede notar las diferencias operacionales de cada una de las técnicas, dependerá del tipo de proyecto que se esté llevando y del presupuesto disponible para producir hidrocarburos de estos yacimientos no convencionales.

Por ejemplo la técnica de camisas deslizables en agujero descubierto puede ser una mejor alternativa que la técnica de tapón y disparo en liner cementado, debido a que elimina tiempos no productivos, pero la técnica de tapón y disparo presenta la ventaja de ser muy flexible y se puede hacer cambios durante la operación que en la técnica de camisas deslizables es prácticamente imposible

La técnica de perforación hydrajet por el contrario parece ser la mejor opción, ya que se puede llevar a cabo en agujero cementado y descubierto, la perforación es mucho más limpia y no crea daño por disparos y se puede hacer todo el proceso en una sola operación. Pero sus principales desventajas es que presenta un costo mucho más elevado que las dos mencionadas anteriormente, y la disponibilidad de la tubería flexible, ya que esta es indispensable durante toda la operación.

5.6.3 Secuencia de terminación.

Otro método para comparar estas metodologías es centrándose en las diferentes fases de la secuencia de terminación:

La secuencia de terminación se puede dividir en cuatro fases distintas: (1) Fase de Pre fracturamiento, que consta de la colocación de terminación (la TR o liner de producción) y prepararse para la primera etapa, (2) Fase de fracturamiento hidráulico, este es el núcleo de la secuencia de terminación y consiste, como dice el nombre, en el bombeo de todos los tratamientos de fractura planeados para el pozo, pero incluye

la secuencia de una etapa a la siguiente, (3) la fase posterior a la fractura durante el cual todos los tapones (o las bolas) se muelen y la tubería de producción es corrida en el agujero, y, finalmente, (4) la fase de limpieza cuando el pozo es puesto a producción.

Secuencia de fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales				
Fase	Etapas	Tapón y disparo	Camisas	Jeteo-TF
Pre fractura	Preparar el agujero/colocar TR en la cima del yacimiento		No siempre	
	Correr la TR/liner de producción	Requerido	Requerido	No siempre
	Cementar liner/casing de producción	Requerido		
	Abrir la primera etapa (con disparos o jeteo abrasivo)	No siempre		Requerido
Fractura hidráulica	Bombear el primer tratamiento de fractura	Requerido	Requerido	Requerido
	Sobre desplazamiento para tener limpieza en el fondo	Requerido	No siempre	No siempre
	Correr línea de acero para desplazar el tapón y perforar	Requerido		No siempre
	Bombear hacia abajo el cable en la sección horizontal	Requerido		
	Bombear las subsecuentes fracturas	Requerido	Requerido	Requerido
Post fractura	Moler tapones	Requerido		No siempre
	Moler asientos de balines		No siempre	
	Correr la TP	Requerido	Requerido	Requerido
Limpieza	Retorno del flujo del pozo	Requerido	Requerido	Requerido

Tabla 3 Comparación de la secuencia operacional de Perf and Plug, OHMS y Perforación Hydrjet-TF.

Tenga en cuenta que en un número de casos la TP se corre mucho tiempo después de la limpieza y el pozo se hace fluir a través de la TR por bastante tiempo. Dependiendo de cuál de los dos sistemas sea utilizado, las tres primeras fases pueden diferir de forma sustancial en términos de su costo, complejidad y duración. Un análisis de costos en general puede no ser posible ya que los costos implicados pueden ser dependientes de la estrategia contractual y organización estructural de la empresa. A modo de ejemplo, una empresa integrada verticalmente, puede ser dueña de las plataformas de perforación, unidades de fracturamiento y quizás minas de arena, por lo que no pueden encontrar ahorros adicionales con el bombeo continuo por lo que prefieren quedarse con el método Perf and Plug más establecido.

La familiaridad con el método puede ofrecer la eficiencia a través de la experiencia en lugar de los ahorros potenciales derivados de un sistema más eficiente en tiempo, tales como los OHMS, pero del cual se percibe un cierto grado de falta de fiabilidad y mayor complejidad. En cualquier caso, es bastante evidente a partir de la descripción previa, que la fase de fracturamiento hidráulico, si se asocia con los OHMS, puede ser en gran medida mejorada en términos de costo y la duración.

5.6.4 Características de las técnicas

En la **tabla 4** se muestran las características de cada una de las técnicas en comparación, tales como tiempo de perforación por etapa, total de perforaciones, número de intervalos, gastos de tratamiento, volúmenes de fluido-apuntalante, entre otros.

Método de fractura	Tapón y disparo	Camisas deslizables	Proceso Hydrjet-TF
Total de intervalos	30	30	30
Tiempo de perforación/etapas y/o tiempo de movimiento de BHA (hrs)	4	0.1	0.5
Total de perforaciones/ tiempo de movimiento (hrs)	40	3	15
Número de intervalos/etapas	3	1	1
Gasto de tratamiento (bls/min)	60	60	20
Volumen total de fluido (gal)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Volumen total de apuntalante (lbm)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Tiempo total de bombeo (hrs)	10.37	10.37	31.12
tiempo de diversión /etapa, (hrs)	0	0	0
Tiempo de diversión total	0	0	0
Potencia hidráulica (HP)	30,000	30,000	15,000
Tiempo total del método de fractura (hrs)	50.37	13.37	46.12

Tabla 4. Principales características de cada una de las técnicas s en comparación.



CAPÍTULO VI

DISEÑO Y EJECUCIÓN DE MULTIFRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO EN FORMACIONES DE ACEITE EN LUTITAS

Los diseños de terminación requieren el establecimiento de una terminación que permita al fracturamiento hacer la mejor conexión posible entre el yacimiento y el pozo. Cuando nos referimos al aceite de lutitas es muy importante tomar en cuenta que cada play es diferente de los demás; y por lo tanto el diseño del pozo debe ser detallado.

Multi-fractura de pozos no convencionales de aceite en lutitas.

6.1 CRÍTERIOS DE DISEÑO, TEORÍA.

6.1.1 Multi-fracturamiento Hidráulico

El multi-fracturamiento hidráulico (MFH) es una operación en la que se estimulan hidráulicamente numerosos intervalos del yacimiento de manera progresiva, con el fin de crear fracturas a lo largo de toda la longitud del pozo o en ciertas secciones previamente diseñadas.

El MFH es una de las tecnologías más avanzadas en la industria del petróleo y es la más eficiente en los pozos horizontales. Es notoria la gran diferencia entre los diseños de fracturas en yacimientos convencionales y no convencionales. Se diferencia de un trabajo fractura convencional principalmente en el hecho de que las múltiples operaciones de fracturamiento se llevan a cabo un ciclo tras otro. Además, de que se usan dispositivos especiales que sirven para separar el pozo en intervalos individuales, aislar cada intervalo y comunicar el pozo con el yacimiento a fin de bombear el tratamiento de la fractura. Otra gran diferencia se ve reflejada en las presiones en la que se trabaja en boca de pozo (más de 7000 psi), en el gasto de bombeo (alrededor de 60 bpm), en la cantidad de agua, agente sostén, polímeros y aditivos con los que se vencerá la presión de formación y se logrará fracturar.

La baja permeabilidad de las formaciones es la principal causa de la realización de un trabajo de este tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico, como es el caso de muchos pozos que son perforados en yacimientos de gas y aceite de lutitas, en donde el objetivo principal al realizar un multi-fracturamiento es contactar el mayor área del yacimiento mediante la intersección de dichas fracturas con los sistemas de fracturas naturales, es decir, “se crea el yacimiento”, proporcionando una canal de alta conductividad que facilite el drene de hidrocarburos y permita producciones comerciales.

En este tipo de formaciones, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación, es decir, los diseños de la perforación deberían ajustarse a los requerimientos de la operación de fracturamiento y no al revés como comúnmente suele ocurrir.

A continuación se explicaran brevemente los principales criterios de diseño involucrados en un multi-fracturamiento, los principales parámetros a considerar durante la ejecución y cuales son aquellas prácticas que en base a la experiencia de los pozos perforados en Estados Unidos principalmente, se han implementado como mejores prácticas operativas.

6.1.2 Diseño del pozo

Cuando nos referimos a yacimientos de lutitas es muy importante tomar en cuenta que cada play es diferente de los demás y por lo tanto, el diseño del pozo debe ser detallado para cada yacimiento en específico.

Se debe de tener especial cuidado en la selección de la tubería más adecuada para entubar el pozo tomando en cuenta las altas presiones internas (entre 7250 y 15000 psi) a las que estará expuesta. Así mismo dichas tuberías deben de soportar altos gastos de bombeo, en algunas ocasiones mayores a 100 bpm, con una mínima caída de presión por fricción y soportar la alta erosión y/o corrosión producida por el bombeo prolongado de apuntalante (de 100 a 125 toneladas por etapa de fractura) a alta velocidad y baja concentración. Para minimizar este inconveniente, usualmente se recomienda aumentar el peso unitario de la TR a colocar, es decir, incrementar el espesor del tubo.

También se debe de tener en cuenta, que las condiciones de la tubería empeoraran si en la producción posterior a la fractura se producen elementos indeseables, como H₂S y CO₂. En este caso, es recomendable el empleo de aceros de alta tenacidad, con propiedades anticorrosivas. Basados en todo lo anterior, la principal fuente de fallas reportadas por los operadores han sido fallas en las conexiones de la tubería, erosión de la tubería durante el fracturamiento hidráulico y agrietamiento de la misma por presencia de H₂S (Tenaris, 2011).

Los acontecimientos durante un fracturamiento en una lutita, pueden ser algo diferentes a los de formaciones convencionales. Las presiones de tratamiento que se generan al fracturar las lutitas, por lo general son bajas al inicio debido a los bajos gastos para romper la formación, pero aumentan a medida que el gasto se incrementa hasta el gasto de diseño e incluso pueden superar los 100 bpm (16 m³). Cuando se tienen gastos entre 80 y 100 bpm, se deben de considerar las cargas por presión y abrasión en la TR. Los límites de presión, son generalmente, fáciles de calcular y la selección de los materiales para satisfacer la cargas por corrosión, abrasión y térmicas son posibles siempre y cuando el diseño sea preciso.

Tuberías de revestimiento

TR Superficial: La profundidad TR superficial está destinada a aislar acuíferos. Las profundidades varían entre 150 y 600 metros y son perforados siempre verticalmente.

TR Intermedia: La TR intermedia es normalmente colocada en el intervalo de roca impermeable (por lo general, formaciones de calizas) justo por encima del yacimiento de lutitas. Cuando sea posible, esta TR se omite en función de la estabilidad de las formaciones que están por encima del yacimiento de lutitas y a medida que los operadores ganan experiencia en la perforación en un campo determinado.

TR producción (Tubing): El agujero de producción es perforado verticalmente a través de las capas de roca hasta el punto en el que inicia la curvatura (Kick-off Point, KOP) por encima del yacimiento de lutitas. Los tamaños de las tuberías de revestimiento varían de tamaño de 4 ½" a 5 ½" y normalmente, la tubería no va cementada hasta la superficie.

Grados de la tubería: Los principales factores que han impulsado a la selección del grado de la tubería son la disponibilidad y el costo, de manera que los grados de tubería API J-55, K-55, N-80 y P110 son los grados más comúnmente utilizados para las sartas de perforación. Basados en la experiencia, las tuberías API P-110 es seleccionada para la mayoría de aplicaciones de tuberías de producción, excepto donde hay potencial de encontrar ácido sulfhídrico en el yacimiento. Dichas tuberías deben de estar diseñadas en base a las cargas de estallidos, colapso, compresión y tensión.

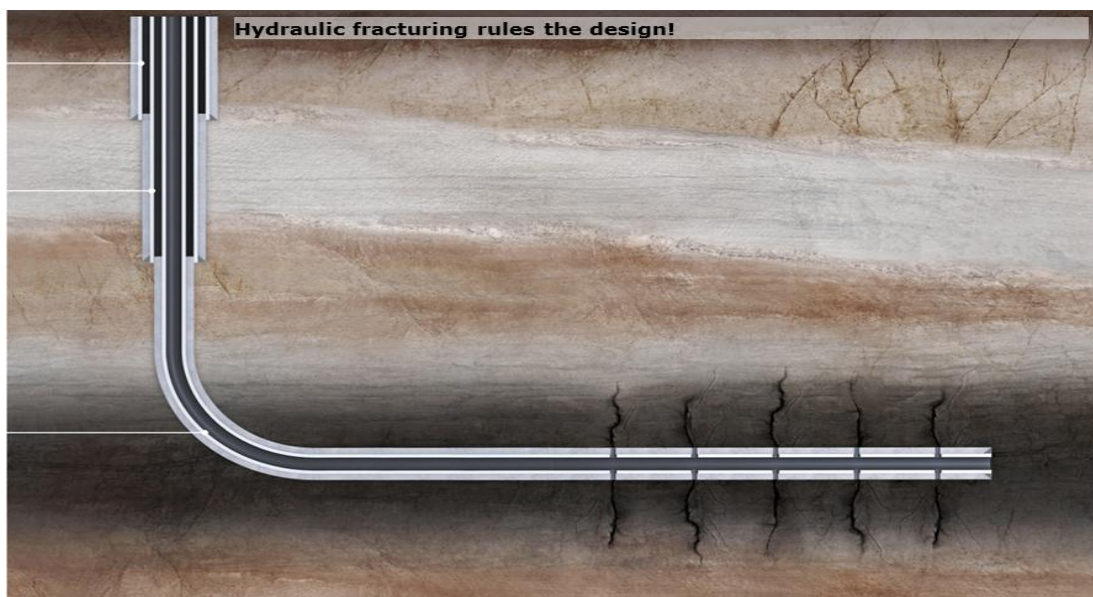


Figura 6.1. Tuberías de revestimiento para un pozo de shale. Fuente: TenarisTechnical, 2011.

Casos de carga por fracturamiento hidráulico.

Las TR's deben diseñarse para soportar las cargas más severas. Los casos de carga para estimulación por fracturamiento son:

Cargas de estallido. La estimulación por fracturas requiere de altas presiones que sean suficientes para romper la formación y entrar al yacimiento, tales presiones son usualmente las cargas más extremas a las cuales estará expuesta la TR de producción en un yacimiento de lutitas. El peor escenario para la carga por estallido es que ocurra un arenamiento.

Cargas por compresión térmicamente inducida. Las altas temperaturas del yacimiento, el contenido de agua y los gastos durante el periodo inicial de retorno de fluido de tratamiento significan que la TR de producción de los pozos de aceite en lutitas estará sujeta a significativo calentamiento. Este calentamiento da como resultado cargas por compresión y baloneo (buckling) de la sección no cementada de la TR de producción.

Cargas de colapso. La presión de los pozos de aceite en lutitas declina de forma que la presión del fondo fluyendo (P_{wf}) es inferior a la presión inicial del yacimiento, pero es probable que áreas (lejanas al pozo) de la zona estimulada estén sujetas a presiones externas cercanas a las condiciones originales del yacimiento.

Alta severidad (Dogleg): El pequeño espacio en locación y el impulso para maximizar la longitud lateral así como la relación entre la zona objetivo y el yacimiento, han llevado a los operadores a adoptar trayectorias agresivas. Los diseños suelen tener severidades de 10 a 14°/100ft, sin embargo, la tortuosidad en ocasiones conduce a severidades superiores a 20°/100 ft.

Diámetro de la TR

Como se mencionó anteriormente, la fractura se realiza a través de la TR de producción, y posteriormente a través de la misma el pozo descarga el fluido de fractura y conduce la producción de hidrocarburos con la finalidad de:

- Mejorar la limpieza de los fluidos de fractura tanto del pozo como del yacimiento.
- Lograr una alta producción de aceite y gas de la zona fracturada.

Considerando lo anterior, si se corre de inmediato un aparejo de producción que tiene un diámetro interno (ID) más pequeño, dará como resultado una restricción significativa del flujo. Incrementar el diámetro interno de la TR de producción maximizara la producción durante el período de flujo inicial. Una vez que la producción de aceite disminuya, entonces es conveniente correr un aparejo de producción (TP).

Por lo tanto, un tamaño de TR de producción lo más grande posible es beneficioso tanto para fines de instalación como de producción. Además durante la estimulación, los grandes diámetros externos de las TR reducen las pérdidas de presión por fricción y la potencia hidráulica necesaria para realizar la fractura. En las siguientes figuras se muestra cómo se comportan diferentes fluidos utilizados en los fracturamientos en función del gasto de bombeo. Se puede observar que a medida que el diámetro de la tubería sea mayor, la presión por fricción que generan dichos fluidos será menor.

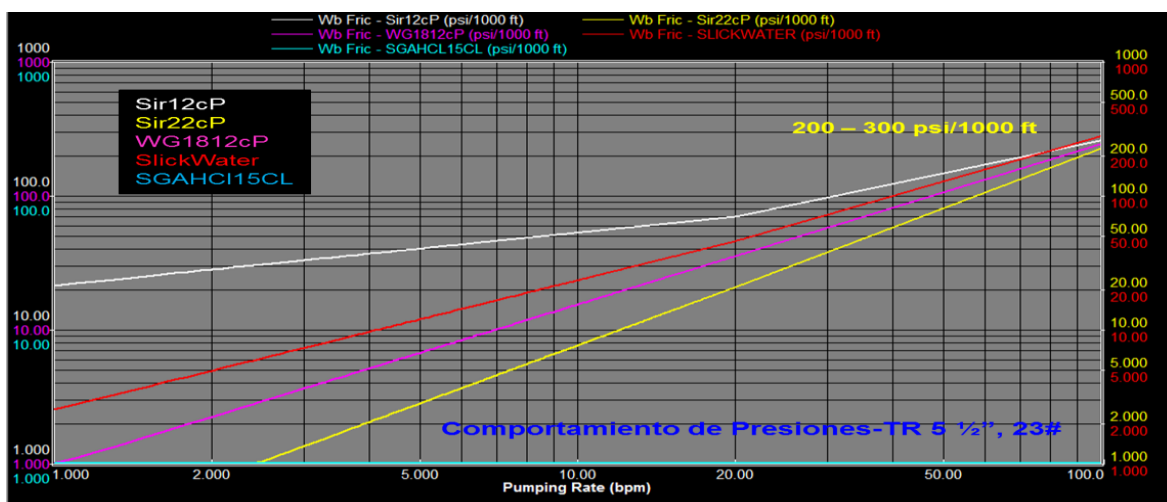
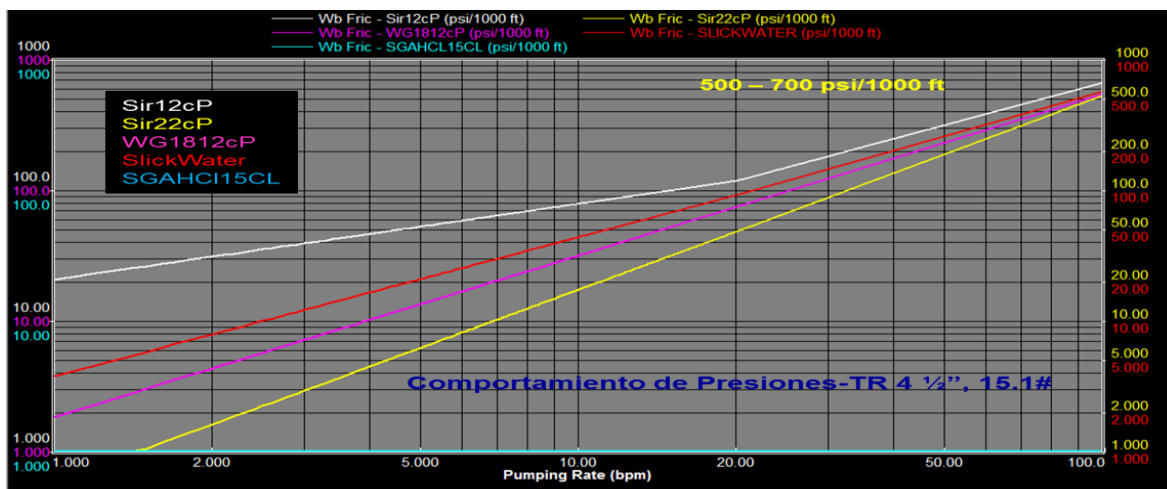


Figura 6.2. Comparaciones de las presiones por fricción generadas por el paso de los fluidos de fractura a través de las tuberías de diferentes diámetros. **Fuente:** PEMEX 2013.

Sin embargo, algunas restricciones del tamaño de la TR son de dos tipos:

- Se requiere un adecuado espacio anular en la sección de agujero descubierto para facilitar el viaje al fondo y una buena cementación.
- Con un diámetro externo (OD) mayor, se requiere de tubería más pesada y más cara para conseguir la misma resistencia a la rotura.

La tubería de producción debe de ser seleccionada de manera que permita las mejores condiciones para que a través de ella el hidrocarburo pueda fluir de manera natural del yacimiento al pozo; además de que estén disponibles en el mercado todos los accesorios de la terminación como tapones, empacadores, tubería flexible, pistolas, camisas, entre otros; y desde el punto de vista operativo, permitan bombear los volúmenes de fluido deseados y soporten las presiones de tratamiento que permitan realizar efectivamente la fractura diseñada.

Como resultado de una combinación de todos estos factores los tamaños de TR típicos e implementados como mejores prácticas operativas son 4 ½", 5", y 5 ½" (Tenaris Oilfield Services, 2011).

Cementación

Las terminaciones entubadas y cementadas en pozos horizontales son el método de terminación más común. Un buen trabajo de cementación, en este tipo de terminación, es importante para el aislamiento de las etapas fractura y desarrollo de la complejidad en el fracturamiento.

La TR debe ser cuidadosamente cementada de tal manera que se asegure una perfecta aislación entre la zona a fracturar y las formaciones adyacentes, con el fin de minimizar los riesgos de contaminación de acuíferos con agua de fractura, migración de gas, o la pérdida de producción hacia zonas de menor presión. Sin embargo, algunos autores advierten que la invasión del cemento puede causar graves daños en las formaciones donde existen fracturas naturales, por lo que se ha propuesto y utilizado, cemento soluble en ácido para permitir al menos alguna capacidad de eliminación. Otros motivos de preocupación en la cementación son problemas de pérdida de cemento y el asegurarse de que la cima superior del mismo se coloque lo suficientemente alto como para satisfacer las necesidades de presión y control de la corrosión. En algunas áreas se recomienda el uso de mezclas de cemento de peso ligero (cementos espumados).

Cabezal de pozo y equipo de superficie

Normalmente los altos gastos utilizados no permiten el uso de los cabezales de producción durante la fractura, ya que su diámetro interno (ID) limita la posibilidad de alcanzar altos gastos, a la vez que incrementa el riesgo de erosión. Luego, al no poder utilizarse elementos de control de flujo convencionales, se debe proveer al pozo de la seguridad adecuada en caso de ocurrir eventualidades. Esto se consigue colocando una válvula de compuerta (Fullbore) que vincula el equipo de superficie con el pozo, a modo de barrera entre la formación y la superficie. Por encima de ellas se coloca un elemento de flujo, una T especial, por ejemplo, que permite desarrollar el flujo de retorno de la fractura y calcular los flujos y retornos posteriores sin eliminar el tratamiento del pozo.

6.1.3 Pozo vertical o pozo horizontal

Los pozos verticales son pozos que fueron predominantemente usados en el pasado. Se utilizan comúnmente en la fase de exploración (pozo exploratorio), cuando se desean obtener núcleos, cuando se tiene alta frecuencia de riesgos geológicos, cuando se cuenta con equipo de fracturamiento pequeño o poco espacio en locación y también son comunes en zonas donde el intervalo productor se encuentra a gran profundidad.

Los pozos horizontales son tecnologías líderes en la actualidad. Durante los últimos años, se ha observado que la mayoría de los operadores de América del Norte utilizan terminaciones horizontales para yacimientos de gas y aceite de lutitas con el objetivo de aumentar el área de contacto con la formación, de manera que han abandonado el enfoque de "bajo costo" con la finalidad de "Maximizar la producción". **Figura 6.3.**



Figura 6.3. Incremento del área de contacto con el yacimiento de un pozo horizontal comparado con uno vertical. **Fuente:** East Resources inc.

Para tomar la decisión de perforar y terminar un pozo horizontal o vertical se requiere de toda una estrategia y diversos estudios tanto geológicos, sísmicos, topográficos, de yacimientos, técnicos y económicos que respalden dicha decisión.

Los principales beneficios de los pozos horizontales es que han demostrado que disminuyen el impacto visual, generan menos tráfico, menos contaminación, menos disturbios en la vida urbana y del campo, pero lo principal es que mejoran el contacto con el yacimiento al permitir colocar múltiples etapas de fractura a lo largo del pozo y por ende incrementan la producción.

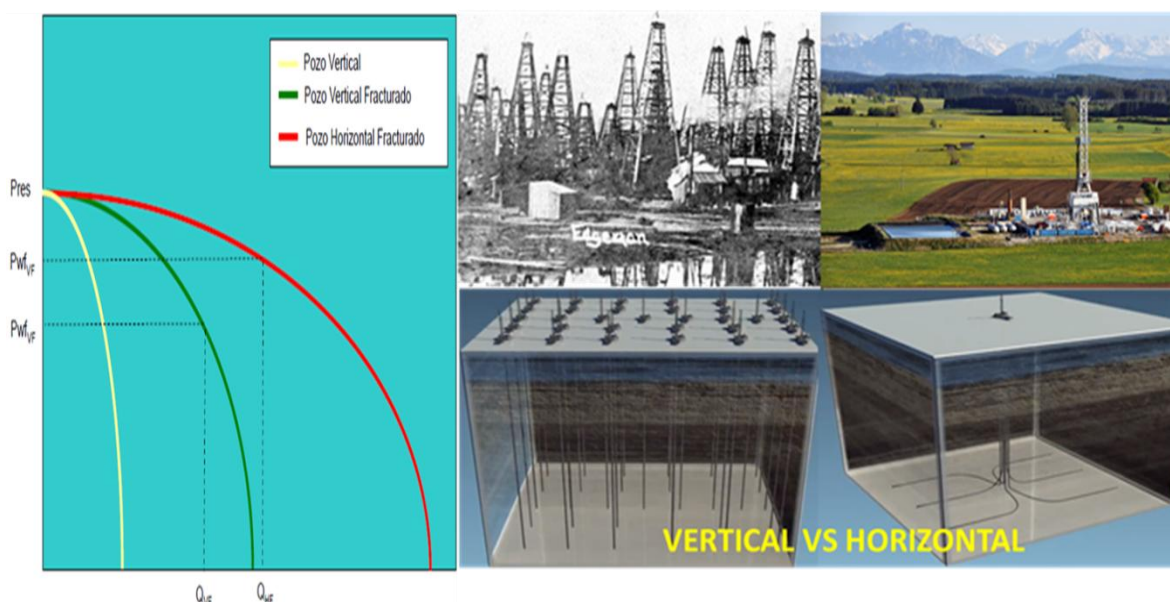


Figura 6.4 Comparación de producción y de impacto visual de pozos verticales vs horizontales **Fuente:** Elaboración propia.

La curva de aprendizaje que ha recorrido E.U.A desde sus inicios en la lutita de Barnett (Julio del 1981) hasta la fecha (Julio de 2000) se muestra en la **figura 5**. En ella se puede observar como la tendencia de perforación ha pasado de pozos verticales (puntos en blanco) a pozos direccionales (puntos amarillos) y con mayor frecuencia a pozos horizontales (puntos rojos), debido al incremento de producción asociado. Casi todos estos pozos horizontales están operando en campos de lutitas, con laterales muy largos y varias etapas de fractura, lo que permite que la extracción del aceite y gas de lutitas sea económicamente rentable.

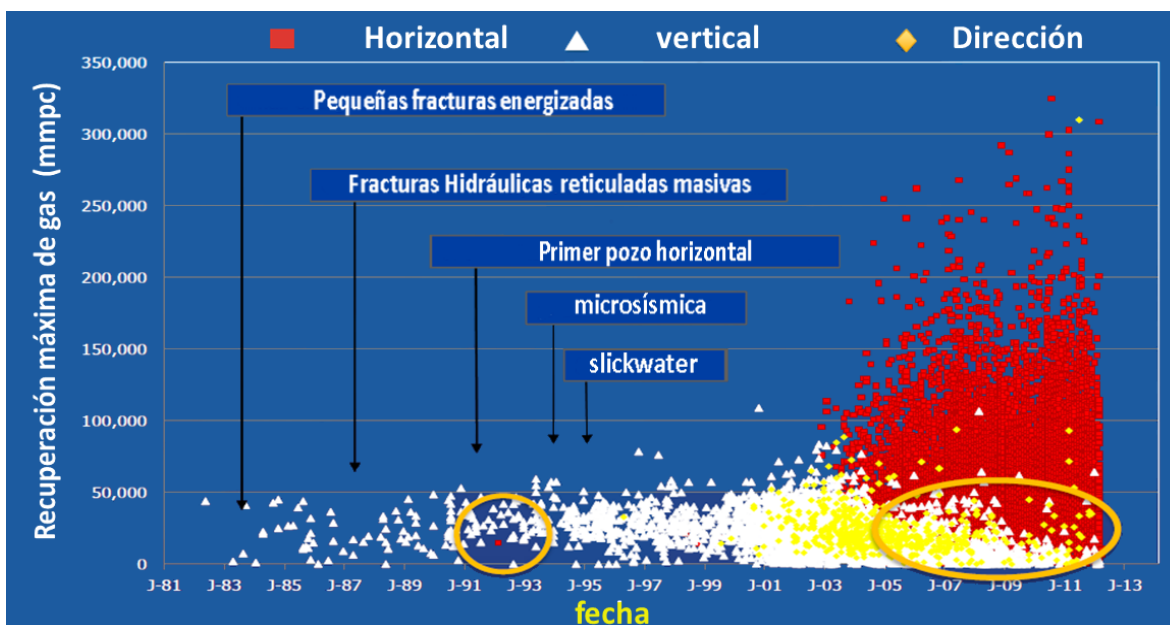


Figura 6.5. Se muestra la curva de aprendizaje en yacimientos de E.U.A **Fuente:** Baker Hughes, 2012

6.1.4 Fracturas transversales o longitudinales.

La dirección principal de la fractura es generalmente perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal. En la **Figura 7** se puede observar la justificación de la orientación preferencial de las fracturas. Del lado derecho, se muestra una vista de planta del inicio de una fractura a través de los disparos orientados en la dirección del esfuerzo máximo, por lo que el fluido de tratamiento que entra a la formación tendrá que vencer el mínimo esfuerzo que intentará cerrar la fractura creada, por lo que será más fácil extenderse hacia la formación. Por el contrario, en el lado izquierdo de la imagen se muestra que los disparos en este caso están orientados al esfuerzo mínimo y será el esfuerzo máximo de la formación el que actuara sobre el fluido de fractura, para intentar cerrarla por lo que la fractura no podrá extenderse fácilmente hacia la formación, lo cual se verá reflejado en mayor gasto y presión en superficie requerida para iniciar y propagar dicha fractura.

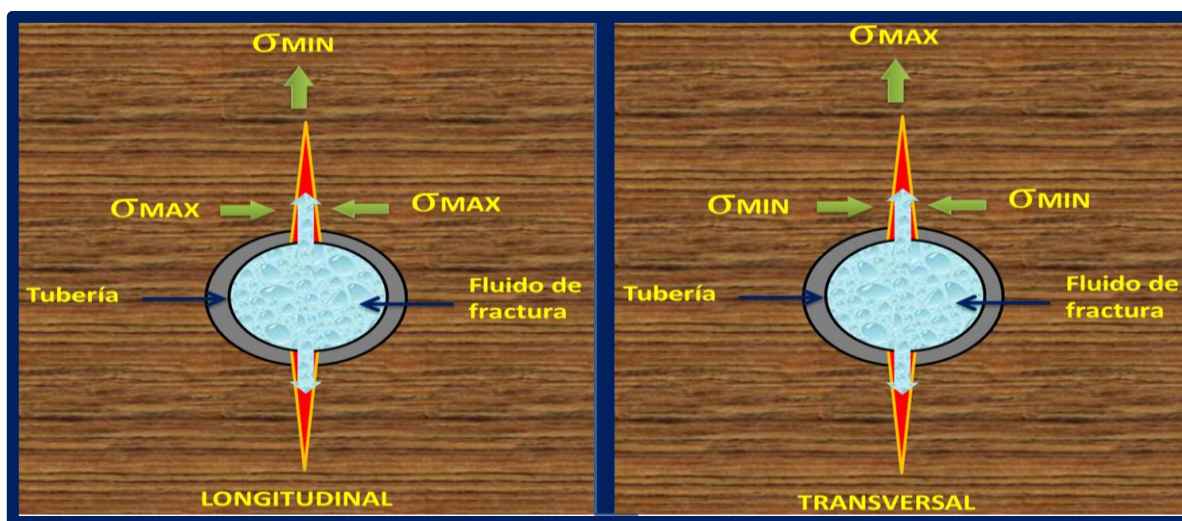


Figura 6.6. Vista de planta esquemática del inicio de una fractura a través de los disparos orientada tanto en la dirección del mínimo como del máximo esfuerzo asociada a la creación de fracturas longitudinales y transversales, respectivamente. **Fuente:** Elaboración propia.

En los yacimientos de baja permeabilidad las fracturas transversales han demostrado ser mejores que las longitudinales ya que incrementan fuertemente el contacto con la formación de lutitas (Mayerhofer, 2007), por lo que tienden a lograr mayores recuperaciones (**Tabla 1**).

Rango de Permeabilidad, Md.	Mejor solución técnica
Mayor a 10	Pozo Horizontal Fracturas longitudinales o pozos verticales con fractura
Menor a 10	Pozo Horizontal Fracturas transversales

Tabla 1. Comparación de fractura transversal vs fractura longitudinal con respecto al rango de permeabilidad del yacimiento. **Fuente:** Mayerhofer 2007.

Las principales ventajas y desventajas asociadas a una fractura longitudinal o transversal se resumen en la **Tabla 2**.

Fractura	Fractura longitudinal	Fractura Transversal
Ventajas	1.- Mejor limpieza del gel después de la fractura.	1.- Es necesario un estudio de buena calidad de la "dirección de esfuerzos en la matriz de la formación".
	2.- Puede propagarse a lo largo de todas las longitudes del fondo del pozo.	2.- Cubre menos espacio del yacimiento que las fracturas transversales.
	3.- Menos presión de iniciación de fracturamiento hidráulico y propagación.	3.- Baja productividad de las fracturas longitudinales comparado con las transversales en yacimientos de baja permeabilidad.
Desventajas	1.- Cubre menos volumen del yacimiento que las fracturas transversales.	1.- Las fracturas transversales son más complejas de crear.
	2.- Pueden ser creadas fracturas de pequeños tamaños previniendo su avance hacia los intervalos superiores o inferiores.	2.- Se requieren de altas presiones de iniciación de fractura y propagación.
	3.- Preferible en yacimientos de baja permeabilidad	3.- La limpieza de las fracturas pueden ser problemáticas.
	4.- Se pueden crear fracturas transversales entre las fracturas existentes.	
Imagen	<p>Fractura longitudinal</p>	<p>Fractura transversal</p>

Tabla 2. Principales ventajas y desventajas de las fracturas transversales **Fuente:** Samoilov 2013.

6.1.5 La orientación del pozo.

Como ya se mostró anteriormente, para los yacimientos de lutitas, la creación de fracturas transversales suelen ser mejores que las longitudinales, por lo tanto, la orientación del pozo, debe ser resuelta para garantizar que las fracturas transversales sean posibles, es decir, el pozo debe de ser perforado en la dirección del mínimo esfuerzo, aunque esto implique enfrentar problemas durante la perforación, como la inestabilidad del agujero. Si el pozo horizontal se perfora paralelo a mínimo esfuerzo horizontal, se espera que las fracturas creadas sean perpendiculares al mismo, es decir, se crean fracturas transversales. En otro caso, si el pozo horizontal se perfora perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal, las fracturas creadas serán longitudinales (**Figura 6.7**).

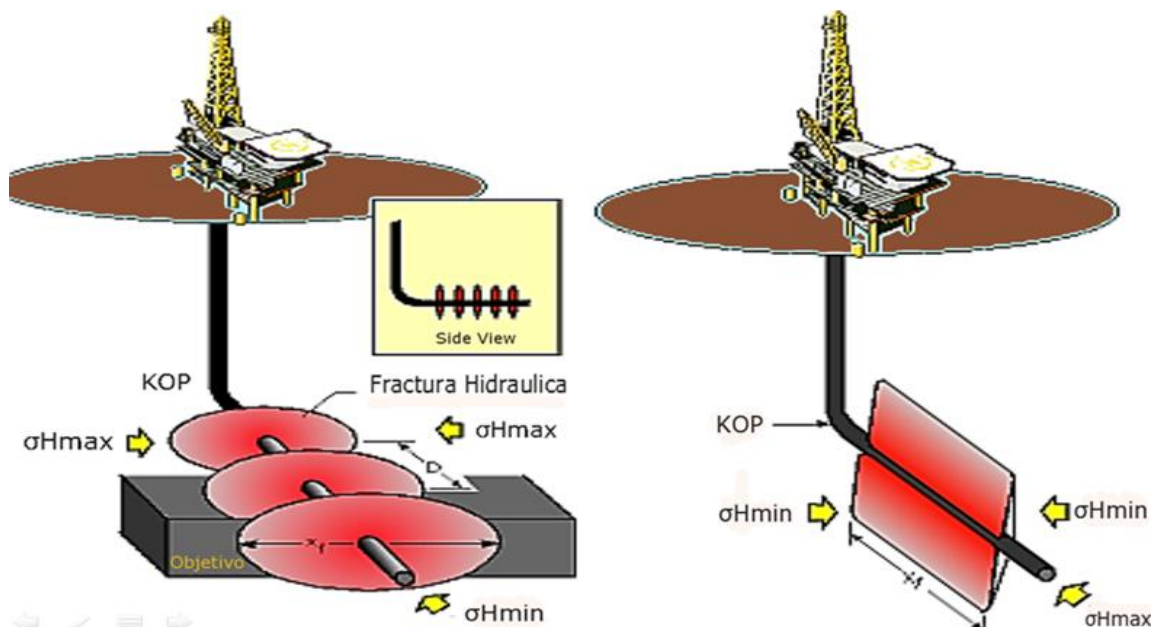


Figura 6.7 Fracturas longitudinales y transversales en pozos horizontales. **Fuente:** Bader Al- Matar, 2008

Cualquier desviación en la orientación del pozo de la dirección del mínimo esfuerzo, generará que la fractura se reoriente para tratar de crecer y propagarse perpendicularmente a dicho esfuerzo, lo cual afectará la eficiencia del diseño.

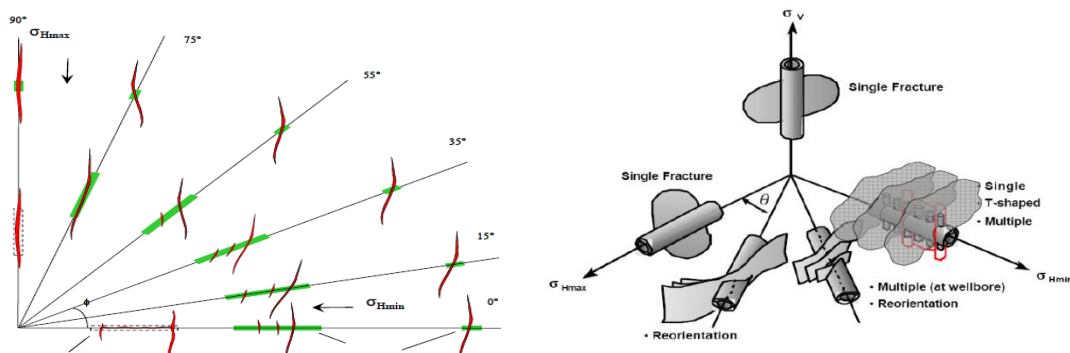


Figura 6.8 Reorientación del pozo en dirección del mínimo esfuerzo. **Fuente:** Weatherford 2011 y Soliman 2008.

La orientación del pozo horizontal deberá de ser desarrollada en función de un análisis derivado de un pozo vertical o agujero piloto. Se buscarán las zonas más frágiles, es decir, con mayor contenido de cuarzo, para asegurar permanecer en la mejor sección del yacimiento mientras se perfora. Como se ha señalado anteriormente, el estado de esfuerzos geomecánicos puede influir en los datos de presión en pozos horizontales. Una vez que se ha tomado la información necesaria, se establece una base de diseño para "validar" la orientación del pozo horizontal diseñado. Es importante destacar que el pozo debe de ser diseñado y perforado para fracturarlo y no al revés.

6.1.6 Longitud de la lateral del pozo.

Los pozos horizontales iniciaron en E.U.A con longitudes del orden de 600 m y han aumentado a 1500 m o más, a medida que la confianza en la fase de perforación ha crecido y que la tecnología y la eficiencia en los procesos han mejorado. Estas longitudes más largas, por lo general, ofrecen menor costo por metro e incrementan las etapas de fracturamiento, lo cual se traduce en un rompimiento más efectivo de la formación de lutitas expuesta por la extensión del fondo del pozo.

A nivel mundial, el fracturamiento hidráulico de múltiples etapas con laterales cada vez más largas en yacimientos de baja permeabilidad se está convirtiendo poco a poco en una práctica común. Esto parece haber sido un factor importante para muchas terminaciones en la formación de lutitas Bakken (Shale oil) en Montana y Dakota del Norte durante varios años, donde longitudes laterales de 3000 m (10,000ft) llegaron a ser comunes.

De vez en cuando, la longitud lateral máxima puede ser dictada por algún tipo de límite, sin embargo, en muchos campos los límites que rigen se basan en la capacidad de fracturar efectivamente y estimular todo el lateral perforado. La longitud óptima de los laterales por lo general es otro punto determinado por la tecnología disponible para explotar este tipo de yacimientos y en función del costo-beneficio, es decir la longitud de la lateral se ve limitada por los altos costos asociados a cada etapa de fractura, que no son justificados con las bajas producciones comunes en este tipo de yacimientos, además de las dificultades asociadas al fracturamiento y operaciones de limpieza.

En la **figura 6.9** se observa la relación existente entre la longitud de la lateral y las etapas de fractura, a medida que la longitud aumenta, es posible la realización de un mayor número de etapas de fractura.

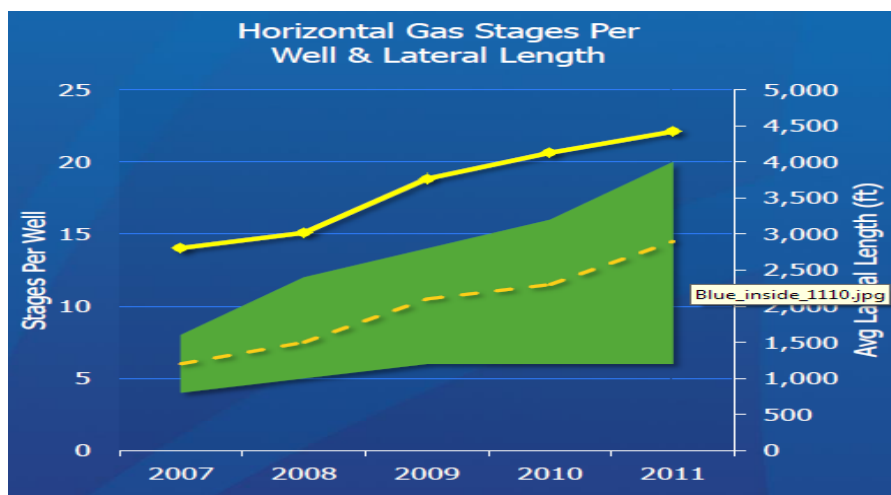


Figura 6.9. Tendencia al incremento de la longitud de la lateral y etapas de fractura en E.UU. **Fuente:** CSUR 2011.

6.1.7 Arquitectura de una etapa de fractura o etapa de bombeo.

Se le llama etapa de fractura a una sección del yacimiento donde se bombean un número determinado de fracturas en una sola operación continua. Una etapa de fractura puede contener tantas fracturas como número de clústers, es decir, un clúster de perforación equivale a una fractura. En la **Figura 6.10** se pueden observar un ejemplo de 3 etapas de fracturamiento, con 3 clústers de perforación cada una, lo que da como resultado 9 fracturas.



Figura 6.10. Tres etapas de fractura con tres clusters lo que equivalen a una fractura. **Fuente:** CSUR 2011.

Número y espaciamiento de etapas de fractura.

El número de etapas y el espaciamiento entre las mismas es una decisión que se basa principalmente en el balance del costo-beneficio que podría proporcionar aumentarlas o disminuirlas. Cipolla (2009) realizó comparaciones en cuanto a la mejora de la producción en función del número de etapas y concluyó que con un mayor número de etapas se incrementan la complejidad, la productividad y la recuperación.

El número de etapas varía de formación en formación. Las Lutitas que tienen menores espesores requieren de más numerosas etapas y de menor volumen de fracturamiento para evitar pérdida de fluido (zonas ladronas), mientras que las lutitas de mayor espesor pueden necesitar menos etapas si un mayor gasto de bombeo promueve la complejidad y el crecimiento de la altura de la fractura en la zona. El cálculo del número de etapas debería tomar en cuenta la longitud de la etapa de fractura contra el ancho de la misma, el número de clusters de perforación necesario para desarrollar efectivamente la etapa de fractura, la capacidad de aislar las etapas, el costo de la operación y la disponibilidad del agua.

Longitud de las etapas de fractura.

La longitud de las etapas de fractura ha decrecido de longitudes iguales al total del fondo del pozo (de 900m a 1200m) en Barnett en el 2002, a fracturar etapas de 75 a 105 metros con clusters de perforación en terminaciones entubadas y cementadas. La mayoría utilizan longitudes de etapa de 90 a 120 m, sin embargo se ha demostrado que empleando longitudes más cortas se incrementan el volumen de yacimiento estimulado y la producción, pero implica un mayor costo asociados a la tecnología requerida y a los tiempos de ejecución.

6.1.8 Diseño de los clusters de perforación

Un clúster de perforación, es un cierto número de perforaciones que se agrupan con la finalidad de ser tratados simultáneamente. Cada clúster equivale a 1 fractura y se realizan normalmente 20 perforaciones por clúster. Cada etapa fractura es perforada con un cierto número de clusters de perforación. La intención de dichos clusters es que sean tratados simultáneamente, mediante la desviación de fluido a altos gastos de bombeo mientras se fractura.

En la **figura 6.11** se muestra un acercamiento en una etapa de fractura, en la cual se observan 3 clusters de perforación con una longitud equidistante entre cada uno de ellos. Sin embargo, los rangos normales son de 4 a 6 clústers por etapa; con una longitud de cada clúster que puede variar de 30 o 60 cm de largo (1 a 2 ft), con espaciamiento entre ellos de 15 o 20 metros (50 ft a 65 ft) de distancia, considerando que entre menor sea el espaciamiento, menor será la conductividad y complejidad de la fractura.

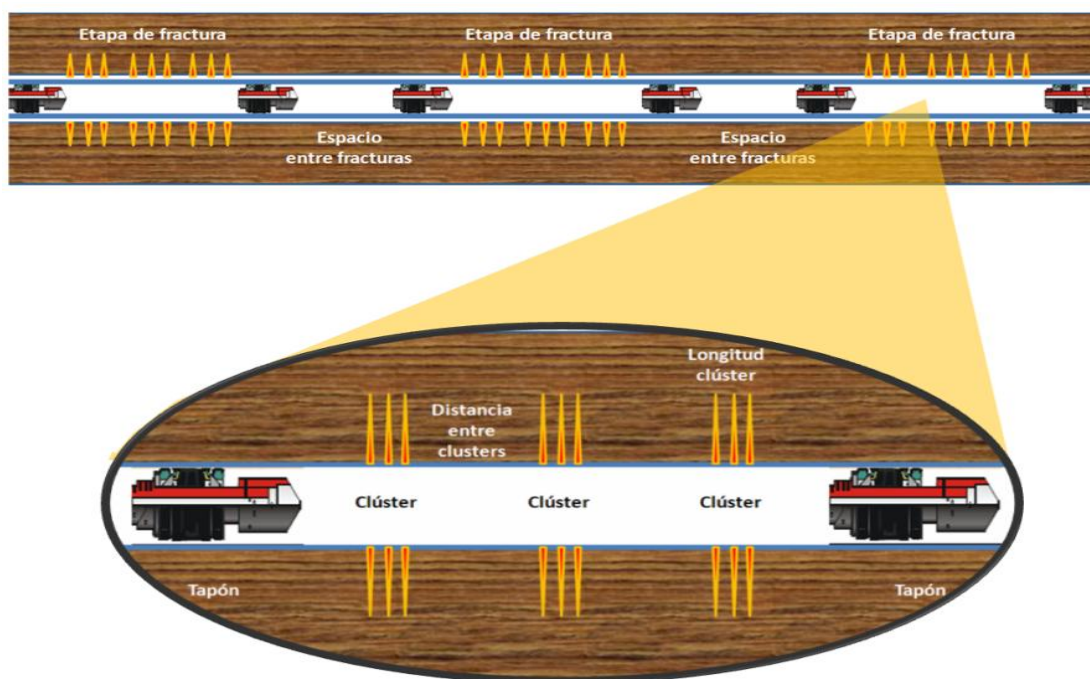


Figura 6.11. Esquema de la arquitectura de los clusters de perforación. **Fuente:** Elaboración propia.

La geometría de dichos clusters puede variar de formación a formación, de un operador a otro y será necesaria mucha experimentación para determinar el criterio apropiado de selección adecuada para un área o pozo en particular.

A continuación se describen cada uno de los parámetros involucrados en el diseño de un cluster de perforación y se mencionan los principales criterios de elección (implementados como mejores prácticas) en los que se basan.

Espaciamiento entre clústers

Los clusters de perforación normalmente se diseñan espaciados equidistantemente a lo largo del intervalo de la etapa, sin tomar en cuenta la calidad de la roca. Sin embargo, colocar los clusters en las zonas con mejores características (fragilidad y COT principalmente) podría mejorar el volumen de yacimiento estimulado y la producción, (**Figura 6.12**) lo que es relativo, debido a la escasa profundidad de investigación de los registros y a la alta heterogeneidad en las características de las lutitas, por lo que es muy difícil extrapolar dichas características a toda la formación. También pueden ser colocados en la ubicación de las fracturas naturales, dependiendo de que tanto se conozca el comportamiento de las mismas y los esfuerzos de la lutita a lo largo del pozo. Las fracturas parecen iniciar más fácilmente en áreas de bajos esfuerzos y en la mayoría de zonas con fracturas naturales.

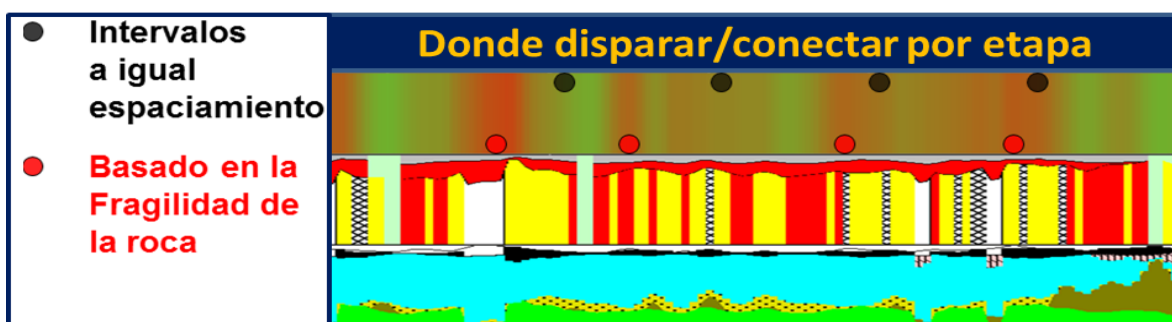


Figura 6.12. ¿Disparar en base a la fragilidad de la roca o igual espaciamiento? **Fuente:** Halliburton 2009.

Los esfuerzos más altos que afectan la iniciación de la fractura se notan cuando hay poco espaciamiento entre ellas, pero estos disminuyen rápidamente si se separan. Wathers (2009), presentó datos sobre los cambios de esfuerzo contra el espaciamiento de la fractura. Señala que a los 30 cm (1 ft) de espaciamiento, los esfuerzos serían de alrededor de 4000 psi, lo que es suficiente para detener un segundo inicio de fractura cerca de la primera. A los 7.5 m (25 ft) de espaciamiento entre clusters, la roca con alto módulo de Young generaría una diferencia de esfuerzos de 800 psi sobre la fractura iniciada, mientras que una roca con bajo módulo generaría una diferencia de 170 psi.

Longitud de clusters

Existen límites impuestos por el módulo de Young, el ancho de la fractura, e indirectamente por la profundidad de enterramiento. Para la mayoría de los casos, sin embargo, los datos sugieren que clusters de perforación cortos, espaciados de 10 m a 20 m o más, reducen el riesgo de falla para iniciar una fractura en cada clúster. Una de las conclusiones de Ketter (2008) y Reigle (2007) fue de limitar la longitud de clústers a menos de cuatro veces el diámetro del pozo (ya que 22 de los 31 pozos problemáticos de su estudio tenían una longitud de clúster superior a 4 veces el diámetro del pozo).

Número de clusters

Es función de la longitud de la etapa de fractura y el gasto total para conseguir diversión hidráulica. La divergencia hidráulica, es la desviación de fluido al punto de interés. La desviación por disparos involucra número, diámetro y eficiencia de flujo de las perforaciones. El número de perforaciones afectara la técnica de entrada limitada (menos disparos a altos gastos de bombeo). La fricción por disparos se ve cuando la relación gasto entre perforación es mayor que 0.5 bpm/Perf, pero la desviación comienza cuando la relación alcanza mínimo 1.0 bpm/Perf. La desviación más efectiva probablemente sea en 2.0 -2.5 bpm/Perf.

En una longitud de etapa típica entre 60 m y 90m (200-300 ft); con longitudes de clústers de 30 cm a 60 cm (1 o 2 ft) con densidad de disparos de 12 a 20 por cada metro (es decir, 4 a 6 disparos por pie); y una separación entre clusters de 10 a 25 metros o más (35 a 75 ft); dará como resultado, dependiendo el diseño, la elección de 4 a 7 clusters de perforación por etapa

Gasto

El gasto de inyección es el principal elemento a considerar en el diseño. La mayoría de los operadores han encontrado que, cuando existen barreras de fracturamiento efectivas (por ejemplo, un alto contraste de esfuerzos), los gastos deben de ser altos para lograr la máxima complejidad de la fractura. Aunque bajos gastos de fracturamiento en las lutitas (15 a 20 bpm), han tenido éxito en la apertura de las fracturas naturales; no han tenido éxito en el desarrollo de producción perdurable de hidrocarburos incluso con grandes volúmenes de fracturamiento.

En términos más generales, el gasto de inyección de la fractura produce la presión necesaria para crear las fracturas en una terminación, pero para iniciar fracturas en múltiples puntos de iniciación se requiere pensar acerca de cómo iniciar e impulsar o propagar una fractura. Si únicamente una etapa fractura es creada, el diseño debería ser mucho más simple. Sin embargo, para puntos de iniciación múltiple (necesarios para el aumento de la complejidad de la fractura), requieren ser cuidadosamente espaciados en clústers de perforación y con suficiente gasto para impulsar e iniciar dichas fracturas. En algunos casos, un gasto de 20 bpm por clúster de perforación es utilizado como un mínimo, pero a medida de que la fractura crece y la pérdida de fluido incrementa, cualquier gasto de inyección llegará a un punto en el que el fluido inyectado sea completamente perdido por filtrado y la fractura ya no crecerá más (Alexander, 2009).

6.1.9 Opciones de terminación.

La mejor terminación para maximizar la recuperación de hidrocarburos debe de tomar en cuenta las siguientes consideraciones, las cuales son específicas para cada lutita que está siendo desarrollada:

- El conocimiento de la dirección de las fracturas y la dirección óptima del pozo.
- Suficiente experiencia en el conocimiento de la mecánica de rocas para realizar efectivamente los disparos de los clústers, desarrollar fracturas dominantes y maximizar la complejidad de la fractura.
- El conocimiento de la interferencia máxima de fractura-a-fractura

Las terminaciones en una formación de lutitas pueden ser en agujero descubierto o agujero entubado y cementado. Dichas terminación deberán ser seleccionados en función de la lutita y del área en específico; de su sensibilidad respecto a la profundidad; de la complejidad de los requerimientos de la operación; de la capacidad de descarga de fluido del pozo; de si es necesario un sistema artificial de producción; y la mas importante, de su compatibilidad con el fracturamiento multi-etapa.

La terminación operativamente más adecuada es la primera. Sin embargo, de acuerdo con los estudios realizados en la lutita de Barnett, desde el punto de vista de producción no ha habido grandes diferencias entre los dos tipos de terminación, pero desde el punto de vista económico hay muchas diferencias, siendo la segunda opción la menos costosa.

(Liner/TR) entubado, cementado y perforado (Técnica Perf and Plug).

Un resumen de la secuencia operativa a seguir para una terminación entubada y cementada se enlista a continuación. Para una información más detallada véase capítulo 5.

- Se introduce y coloca el Liner o TR de producción y se cementa en la zona productiva.
- Mediante línea de acero (wireline) o tubería flexible se introduce la pistola de disparos.
- Se ubica la pistola en la profundidad de la primera etapa de fractura, cercana al fin o a la punta (toe) del pozo y acciona la pistola para disparar y perforar la TR o Liner. Se retira la herramienta de disparos.
- Se bombea el tratamiento de la primera etapa de fractura en el Casing de producción.
- Se instala un tapón (bridge plugs) mediante tubería flexible para aislar la primera etapa.
- Se repiten las operaciones 3-4-5 para todas las etapas restantes.
- Finalmente se muelen los taponos y el pozo comienza a producir.

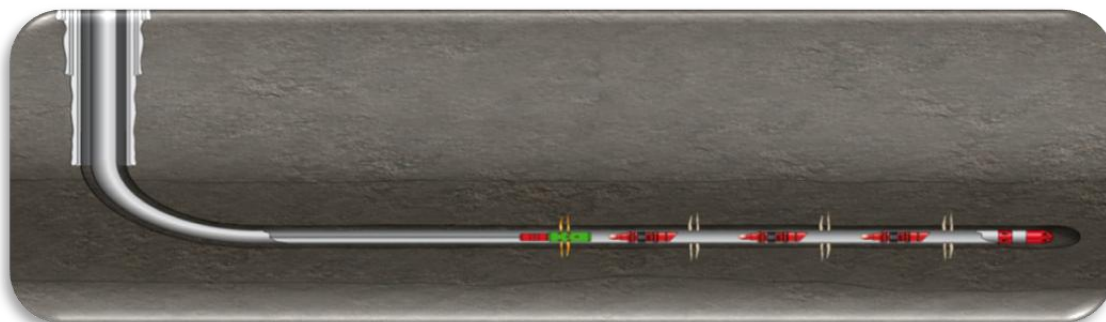


Figura 6.13. Liner entubado, cementado y perforado (Técnica Perf and Plug). **Fuente:** Halliburton 2012.

Agujero descubierto (Camisas Deslizables Activadas por Bolas).

1. La TR de producción (también llamada Tubing) se corre en el agujero descubierto con sus respectivos accesorios: Empacadores (para aislar las etapas) y herramientas de fracturamiento (dispositivos especiales, caracterizados por tener apertura y diámetros internos diferentes).
2. El pozo se somete a circulación.
3. A cierta presión los empacadores se expanden y se preparan para aislar las etapas en el agujero descubierto.
4. Una pequeña bola se inserta en la TR de producción y es bombeada hacia abajo. La bola con el diámetro más pequeño se lanza primero y después de su viaje a través de la TR, aterriza en el último asiento de la herramienta de fractura (primera etapa, al final del pozo).
5. A medida que la presión se eleva contra la bola previamente asentada, el puerto de fractura adyacente abre y permite el flujo de fluidos en la etapa en cuestión, empezando el fracturamiento.
6. Operación 4 y 5 se repiten para todas las etapas. Las bolas irán aumentando sus diámetros en cada lanzamiento.
7. Las herramientas de fracturas son molidas internamente y empieza la producción.



Figura 6.14. Agujero descubierto (Camisas deslizables activada por bolas) **Fuente:** Halliburton 2012.

6.1.10 Selección del tratamiento de la fractura.

La selección de los fluidos y materiales de fracturamiento deberán estar basados en los objetivos del tratamiento, en los parámetros geológicos críticos determinados por la evaluación petrofísica de laboratorio, en el modelo petrofísico de registros durante la etapa de caracterización, y en el potencial de daño a la formación. (Tabla 3).

Parámetros que influyen en el tratamiento de la fractura	Qué obtenemos con estos parámetros
Mineralogía	Selección del apuntalante, fluido de fractura.
Fragilidad, TOC, permeabilidad.	Iniciación de la fractura
Dureza	Selección de apuntalante
Resistencia de la roca	Presión de fractura
Presión de cierre	Selección de apuntalante
Tipo y volumen de arcilla	Selección del fluido

Tabla 3: Parámetros que influyen en la selección del tratamiento de fractura. **Fuente:** Shale Developments 2011

La selección del tratamiento óptimo debe realizarse en función no solo de la eficiencia económica, sino también de la compatibilidad del mismo con la roca a la temperatura y la presión de yacimiento en el momento de la fractura, en la conductividad que se requiere para que los hidrocarburos fluyan libremente hacia el pozo y el efecto de daño por cualquiera de los componentes del fluido. En el caso de estas operaciones también tiene importancia el volumen de agua a utilizar. Hay algunos operadores que restan importancia a la limpieza posterior del pozo, especialmente cuando se fracturan las lutitas para producir gas. No obstante, la experiencia señala que a mejor una recuperación de los fluidos inyectados, mejores resultados.

Las lutitas poseen un alto contenido de arcillas, por lo tanto, la presencia de aditivos para el control de las mismas es importante en estas operaciones. Los aditivos utilizados deben de ser respetuosos con el medio ambiente, especialmente si son utilizados en grandes cantidades, ya que el volumen a bombear de agua es enorme en la mayoría de los casos.

Los métodos más comunes de fracturamiento en las lutitas incluyen fluidos espumados con y sin apuntalante, tanto dióxido de carbono como nitrógeno, geles lineales y reticulados, geles viscoelásticos, fracturamientos Slickwater, fluidos reactivos y una variedad de fracturamientos híbridos (combinación entre cualquiera de los anteriores). Sin embargo, ha habido muchos otros fluidos propuestos o probados en las lutitas como el gas licuado-gelificado, CO₂ licuado, entre otros, en la mayoría de los casos, el apuntalante ha mostrado ser necesario para mantener la producción después del primer mes. Todos los componentes del tratamiento de la fractura (sistemas de fluido, apuntalante y aditivos) para una formación de lutitas serán descritos a continuación así como sus principales criterios de selección.

Aditivos

Los productos químicos normales en el agua para el fracturamiento de lutitas pueden incluir reductores de fricción (poli acrilamida en 0,01 a 0,1%) y biocidas (por ejemplo, amina cuaternaria 0,005 a 0,1%), depurador de oxígeno y/o inhibidor de incrustaciones (por ejemplo, fosfonatos, ésteres de fosfato o polímeros). Los reductores de fricción, tal como la poliacrilamida u otros polímeros son requeridos cuando se bombean altos gastos de fracturamiento (por ejemplo 50 bpm en una TR de 5 1/2") para reducir la presión por fricción y la potencia necesaria. Los biocidas son necesarios en los fracturamientos Slickwater, especialmente cuando se utilizan aguas recicladas para prevenir la acidificación de los pozos (bacterias reductoras de sulfato o SRB) y/o la corrosión del ácido producido por las bacterias (APB). Los capturadores de oxígeno (mecánicos o químicos) pueden ser añadidos para el control de la corrosión e inhibidores de incrustaciones como los ésteres de fosfato o polímeros pueden utilizarse si las incrustaciones son un problema. Algunos aditivos especiales están empezando a ser probados en aplicaciones de lutitas. El propósito es recuperar el agua más fácilmente y minimizar los daños por bloqueo por agua. Además, algunas compañías están agregando productos químicos a la fractura para tratar de recuperar más reservas y establecer más vías de flujo conductivas. Para una lutita, (por ejemplo, Marcellus en EE.UU.) el total de aditivos químicos utilizados en un tratamiento de fractura es del orden de 0,40% a 0,50% del volumen total de fluido bombeado (Modern shale 2009). Para un fracturamiento la mayoría de los aditivos químicos son pensados para ser adsorbidos o absorbidos en la formación y muy pocos son recuperados (**Figura 6.15**).

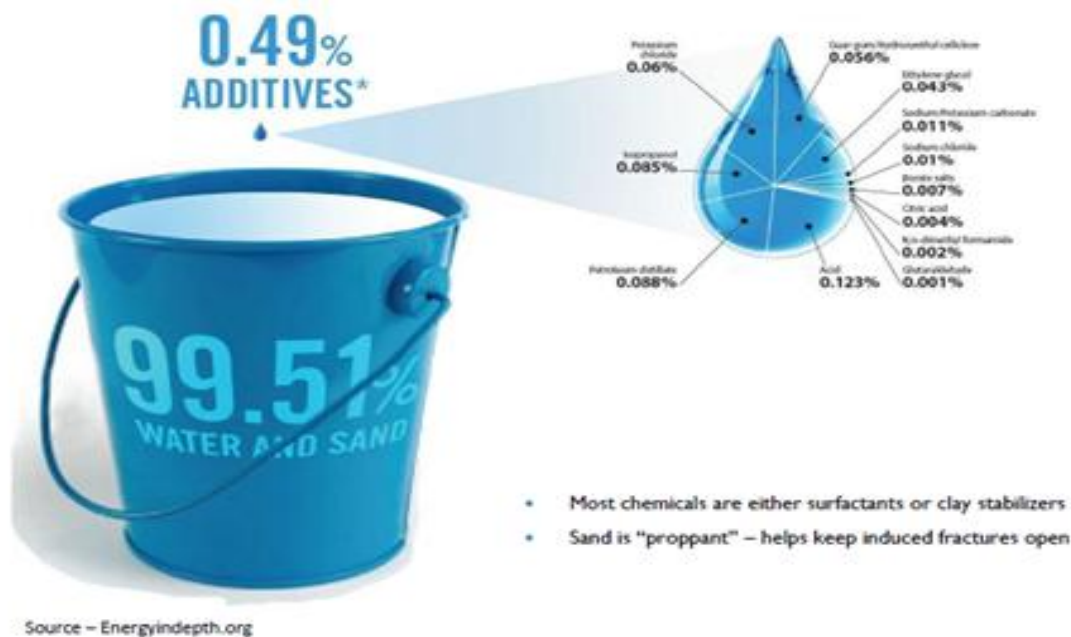


Figura 6.15. Uso de aditivos en un multi-fracturamiento hidráulico. **Fuente:** Source-Energy depth.org

Tipos de Sistema de fluidos

Slickwater: Es el fluido de fractura más común para el shale gas. El Slickwater es un fluido de tratamiento de fractura muy simple con mínimo contenido de polímero que cuando se bombean a altos gastos y en rampa tienen la capacidad de crear fisuras, micro-grietas y abrir fracturas naturales, generando grandes áreas de contacto con la formación, pero transportan bajas concentraciones de arena y tienen un rápido asentamiento de apuntalante (Settling), por lo tanto, las capacidades de flujo de la fractura pueden ser limitadas. Si se falla al crear conductividad sobre la altura total de la fractura se puede limitar considerablemente la productividad. Los Slickwater no son fluidos de fractura ideales para todas las lutitas y de hecho puede ser una opción incorrecta para algunas de ellas. Es reciclable, daña menos que los geles y es moderadamente menos costoso. Los componentes del Slickwater son Agua (puede ser salmuera) + KCL + Reductores de fricción + Bactericida.

Gel Lineal: Son fluidos base agua con baja carga de polímeros, sin activar. Los sistemas de gel lineal (cadenas de polímero lineales) ofrecen un transporte de baja fricción similar al del agua con reductores de fricción (Slickwater). Sus componentes principales son: Agua+ KCL+ Gel (10 lb/gal) + rompedor + surfactante + bactericida.

Gel Activado: Son fluidos base agua de baja a alta carga polimérica, que luego son activados, según diseño. Son sistemas de alta viscosidad, robustos, fácilmente degradables, y de alta confiabilidad. Este fluido contiene Goma Guar como gelificantes y se reticulan a alto pH (Buffer 9.5-10.5) en presencia de activadores (Boratos) y estabilizadores de temperatura. Los aditivos rompedores se añaden al fluido de fractura para mejorar su limpieza. La capacidad de transporte de apuntalante es función de la viscosidad del gel. A pesar de que pueden transportar altas concentraciones de apuntalante, son muy caros y pueden dejar residuos de gel que dañan a la formación, reduciendo la conductividad de la fractura. Sus componentes son: Agua + KCL + Gel (25 lb/gal) + activador + variador de pH + rompedores + surfactantes + bactericidas. Cabe mencionar que los componentes tanto como las concentraciones de los mismos para cada fluido de fractura varían de una compañía a otra y en función de la compatibilidad de dicho fluido con la formación objetivo.

Sistemas híbridos: Un sistema híbrido es la combinación de 2 o más sistemas de fluidos de fracturamiento en una sola operación. Normalmente los tratamientos híbridos combinan los beneficios del Slickwater y el gel, ya sea lineal, reticulado o ambos. Consisten en un fracturamiento inicial con agua utilizando altos volúmenes de fluido y altos gastos de inyección para generar una red de fracturas, mientras se controla el crecimiento de la fractura, y en seguida, se inyecta gel reticulado a con altas concentraciones de apuntalante altamente resistente a la compresión para alcanzar máximas longitudes y optimizar la conductividad a largo plazo de la fractura.

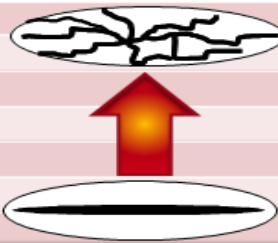

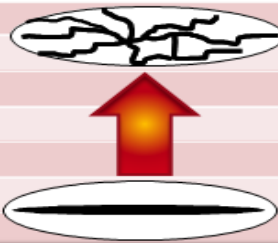

Selección del sistema de fluido

La selección de un fluido de fracturamiento para las lutitas depende de las propiedades de la formación. Las principales consideraciones a tomar en cuenta son la sensibilidad y la capacidad para romper la formación e iniciar la fractura; la necesidad de penetrar y mantener abierto el sistema de fracturas naturales; la capacidad de transportar y colocar el apuntalante; la necesidad de incrementar el área de contacto con la lutita; la eficiencia en la recuperación de la carga de fluido; el mínimo daño a la formación; el poder reciclar el fluido así como saber donde depositarlo y la más importante, lograr resultados de producción. En general, la elección de agua (Slickwater) o fluidos gelificados se realiza de acuerdo a la necesidad de control de pérdida de fluido y la conductividad de la fractura. La sensibilidad de la roca, puede forzar la adición de sales al agua para controlar el hinchamiento de las arcillas, sin embargo esta necesidad es rara en rocas de baja permeabilidad (Jones, 1980). La elección de Slickwater, fluidos gelificados, o fluidos híbridos debe ser basada sobre las características individuales de cada lutita y los requerimientos para una producción estable.

Los fluidos no gelificados o Slickwater son una consideración inicial en donde las rocas son frágiles, de bajo contenido de arcilla y generalmente no son reactivas. Aunque los fracturamiento con Slickwater han dominado las aplicaciones de fracturamiento de las lutitas, no se debe de asumir que sea el fluido de elección de fracturamiento, particularmente cuando se ha probado la necesidad de colocar apuntalante. Los fluidos gelificados son útiles en las lutitas menos dúctiles y en rocas de mayor permeabilidad (donde es necesaria una mayor cantidad de apuntalante) para el barrido y en casos raros para ayudar en el control de la pérdida de fluidos.

Hasta hace poco el fluido Slickwater era la opción adecuada, si el objetivo era incrementar la conductividad de fractura. Si el objetivo es maximizar el transporte de apuntalante, la opción adecuada era el uso de gel, ya sea lineal o reticulado. Sin embargo, hoy en día los operadores se están inclinando por el uso de tratamientos de fractura híbridos en vez de los que utilizan solo Slickwater, con la finalidad de obtener los beneficios del fracturamiento con agua y los del fracturamiento con geles.

En la figura 3 se muestra una guía base para la selección del tipo del fluido en función de la fragilidad de la formación. A medida que la fragilidad incrementa, la geometría de la fractura llega a ser más compleja. En lutitas con alta fragilidad, el apuntalante puede actuar como una cuña que proporcione vías de flujo de alta conductividad para que los hidrocarburos migren hacia el pozo. A medida que la lutita es más dúctil (bajos valores de fragilidad), la fractura tendrá una geometría más convencional: fractura plana o de dos alas. En esta tabla se puede también visualizar en general, según la fragilidad y geometría de fractura esperada, que tipo de sistema de fluido se debe de utilizar, si se requerirán un alto o bajo volumen de fluido y apuntalante, una baja o alta concentración de apuntalante y como se espera que será la producción.

Fragilidad (%)	Tipo de Fluido	Geometría de Fractura	Perfil de Fractura
70	Agua		
60	Agua		
50	Hibrido		
40	Gel Lineal		
30	Gel Reticulado		
20	Gel Reticulado		
10	Gel Reticulado		

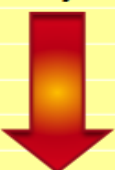



Fragilidad (%)	Concentración Apuntalante	Volumen Fluido	Volumen Apuntalante	Producción Líquidos
70	Bajo	Alto	Bajo	Bajo
60				
50				
40				
30				
20				
10	Alto	Bajo	Alto	Alto

Figura 6.16: Importancia de la fragilidad en la selección del fluido de fractura. Fuente: Shale Developments 2011.

En la siguiente **tabla 4** se muestra otra guía para la selección del tipo de fluido y concentración de apuntalante en función de la fragilidad y del contenido de arcilla en la lutita y del tipo de fractura que se espera sea creada.

Tipo de lutita	Tipo de Fractura	Tipo de fluido y concentración de apuntalante.
Frágil y con bajo contenido de arcilla	Redes complejas Incrustamiento nulo	Agua 0-2 % KCL 0.1-2 ppg
Frágil y con alto contenido de arcilla	Redes complejas Incrustamiento bajo	Agua 2-7 % KCL Gel lineal 0.1-3 ppg
Dúctil y con bajo contenido de arcilla	Menos Complejas Incrustamiento moderado	Agua 0-2% KCL Gel lineal y reticulado 0.5-5.0 ppg
Dúctil con alto contenido de arcilla	Fracturas planas Incrustamiento alto	Gel lineal 2-7% KCL Reticulado 0.5-10 ppg

Tabla 4.: Guía para la selección del tipo de fluido y selección de apuntalante Fuente: Halliburton 2009

En la **Figura 6.17** se muestran recomendaciones para la selección de las terminaciones de acuerdo a la combinación de parámetros como la fragilidad, el gasto de bombeo, la viscosidad del fluido de fractura, la concentración de apuntalante y el tipo de fractura que se generara. En dicha figura se puede observar lo siguiente:

Para yacimiento de lutitas frágiles, se recomienda utilizar un fluido fractura de agua con reductores de fricción (Slickwater) y con altos gastos de bombeo, aunque también aplica el uso de un tratamiento con fluido híbrido. Para yacimientos de lutitas dúctiles se requiere el uso de geles lineales, hasta geles reticulados, a menor gasto de bombeo.

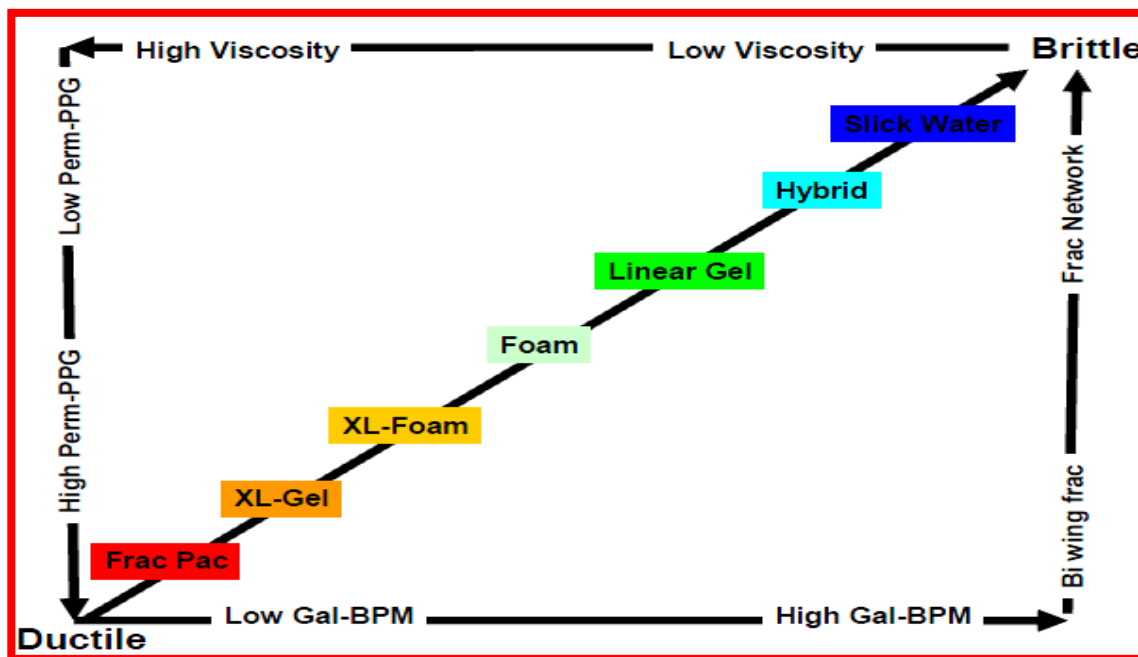


Figura 6.17. Criterios de Selección de Fluido y Apuntalante Recomendaciones del tipo de fluido fracturante de acuerdo al tipo de yacimiento. Fuente: Shale Developments 2011.

En general, en un yacimiento de lutitas frágil se busca crear una compleja red de fracturas conectando la fractura creada con las fracturas naturales de la formación y para uno dúctil se busca penetrar el yacimiento creando una fractura principal lo más grande que la roca lo permita.

La tendencia general en muchos plays de aceite en lutitas está pasando de los sistemas basados en polímeros (geles) a los sistemas híbridos que incluyen características de los sistemas basados en agua (Slickwater) y geles, con la finalidad de disminuir los problemas ambientales, los costos y mejorar la conductividad. Son los más comunes para pozos de shale oil, por ejemplo Bakken.

Cuando se selecciona el fluido de fractura se deben considerar tres elementos: disponibilidad, costo y calidad técnica.

Tipo y tamaño y concentración de apuntalante.

El tipo, cantidad y colocación del apuntalante controlan la capacidad de flujo de las fracturas principales e influyen en algunas de las fracturas más pequeñas. Los apuntalantes utilizados en la mayoría de los fracturamientos de las lutitas son arenas de diferentes cualidades.

Tamaño: El uso de apuntalante se ha encontrado adecuado para los yacimientos de gas lutitas, particularmente en los tamaños más pequeños como de malla 100 (nominal de 70 a 140). Los tamaños más grandes, en particular 40/70, 30/50, 20/40 y en algunos casos 16/30, han sido utilizados en yacimientos de aceite en lutitas donde la conductividad es muy importante. Sin embargo, a medida de que son investigados yacimientos de lutitas más profundos, se ha observado que la arena no puede proporcionar la conductividad adecuada a altos esfuerzos y dar lugar al requerimiento de apuntalantes resistentes a mayores esfuerzos y de mejor tecnología para su colocación. Una arena de malla 100 se ha usado en el fracturamiento para detener el crecimiento de fractura, particularmente cuando el tamaño del colchón (pad) esta restringido y el gasto es reducido.

Tipos de apuntalante:

- **Arena natural:** (Ottawa, Blanca o Café): Son arenas naturales con granos poco uniformes, usadas en aplicaciones de bajos esfuerzos de formación, generalmente en pozos de hasta 2400 m. Presenta ventajas en su relativo bajo costo y que es apta para emplearse en pozos someros y de baja permeabilidad.
- **Arena Resinada:** Cada grano de arena natural es cubierto con resina para controlar el retorno de arena a superficie así como para distribuir los esfuerzos y encapsular la generación de finos, por lo que tiene mayor resistencia a la compresión.
- **Arena Sintética:** Los apuntalantes sintéticos pueden ser ligeros, de resistencia media (Bauxita y cerámicas) y de alta resistencia (Bauxita). Se utilizan en formaciones mas profundas y soportan mayores esfuerzos compresivos.

Concentración de apuntalante: La concentración de apuntalante depende de la velocidad, viscosidad del fluido, fragilidad de la formación, esfuerzos locales y la presencia de barreras efectivas de fractura. Normalmente, el punto de partida es una concentración de 0.2 a 0.25 ppg (24 a 40 kg/m³) con incrementos comunes de 0.25 ppg (40 kg/m³) después que la presión se estabilice. El límite superior de la concentración de apuntalante en los fracturamientos con agua (Slickwater) depende del tamaño del apuntalante (tanto la capacidad de acarreo y la limitación del ancho de fractura), y es a menudo en el rango de 2,5 ppg (300 kg/m³) para arena de malla 100 y 2 ppg (240 kg/m³) para malla 40/70. Los apuntalantes sintéticos han incluido bauxita de malla pequeña para la creación de la erosión en la formación y apuntalantes de resistencia media y de peso ligero para barreras inferiores de la formación.

Selección del Apuntalante

Los criterios de selección del apuntalante pueden depender de una gran cantidad de variables; entre ellas, del fluido de fractura que se va a utilizar en la estimulación, de la profundidad y en gran medida en la disponibilidad de apuntalante en el lugar.

En función del tipo de fluido: A medida que se ha utilizado con mayor frecuencia fluidos de baja viscosidad (Slickwater), se ha vuelto necesario seleccionar apuntalantes de diámetros más pequeños, debido a la incapacidad de dichos fluidos para transportar apuntalante (Palisch, 2008). En general, pequeñas mallas de apuntalante son utilizadas con fluidos de baja viscosidad, y apuntalantes de malla moderada a grande se emplean con fluidos reticulados.

En función de la profundidad: La selección del tipo de apuntalante también se puede basar en la profundidad a la que se encuentre el yacimiento, Figura 4.16. Si la formación de lutitas es somera, será suficiente si se emplea arena natural; pero a medida que la profundidad vaya aumentando, el apuntalante debe de soportar mayores esfuerzos, por lo que recomienda el uso de arena resinada o sintética (ligera, cerámica o Bauxita) que son las de mayor resistencia sin embargo son más costosas.



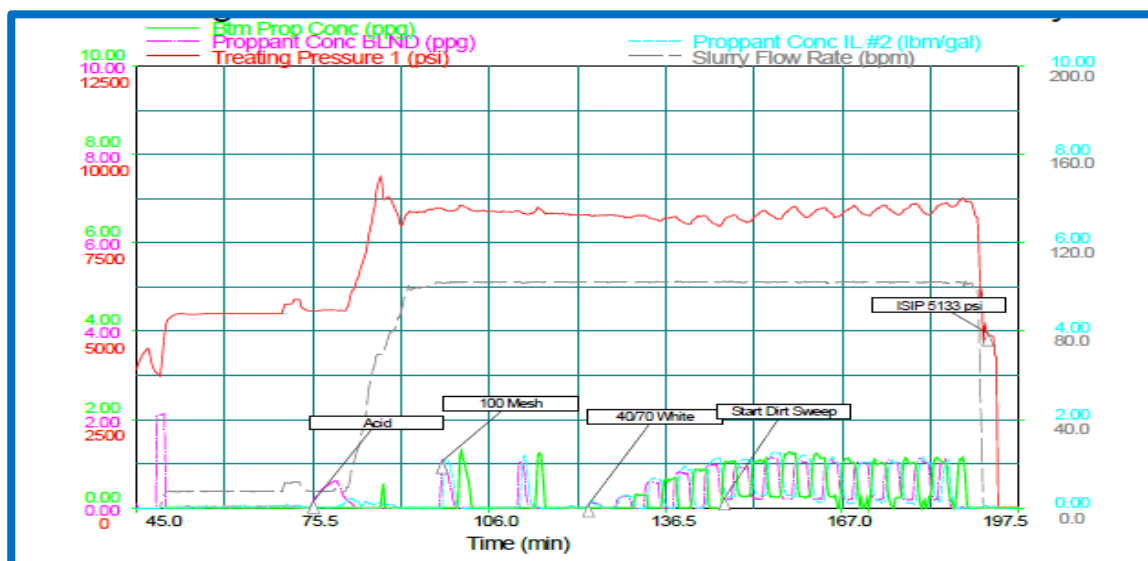
Figura 6.18 La profundidad como criterio para la selección de apuntalante. **Fuente:** Pemex 2013

En función de la disponibilidad del apuntalante: En los últimos años la utilización de apuntalante en el mundo ha incrementado cerca de 15 veces. Se estimó que el uso total de apuntalante en el 2011 fue de 60 a 70 billones de libras, de hecho, solo en la formación de Eagle Ford se utilizaron más de 12 billones de libras; comparado con los 5 billones de libras anuales que se utilizaban en los inicios del desarrollo de Barnett en el 2004. Hablando de logística, este incremento dramático en la demanda, ha puesto a prueba el suministro de apuntalante (particularmente apuntalante de alta calidad) en todos los niveles. Con una alta demanda, las minas de arena no entregan la misma calidad y distribución de tamiz como tradicionalmente se espera, y debido a que las operaciones de recubrimiento con resina dependen de dichas minas, la calidad de los apuntalantes se ve afectada negativamente. Además, las fábricas de cerámicos requieren más capital y tiempo de ejecución, y muy pocos proveedores tienen la experiencia para construir productos de calidad, dando lugar a escasos de cerámica de alta calidad y la importación de cierta cerámica china que en otros momentos fue rechazada por su pobre calidad. Debido a la cantidad insuficiente de apuntalantes de calidad que permitan satisfacer la demanda, en los últimos años, la selección del apuntalante por muchos ingenieros se ha reducido a la frase “tráeme el que esté disponible”.

Cédula de tratamiento

Fractura Slickwater: Se bombea normalmente un bache de ácido HCL al 15% abajo gasto (10 bpm), seguido de baches con arena de malla pequeña (en este caso malla 100) a concentraciones de máximo 1 ppg. A continuación, se divide el volumen de agua a utilizar igualmente durante el trabajo, mandando baches de agua limpia en medio de cada bache de agua y arena de mayor tamaño (en este caso malla 40/70), incrementando en 0.25 PPA la concentración hasta llegar a una concentración máxima de 2 PPA. **Figuras 6.19 y 6.20.**

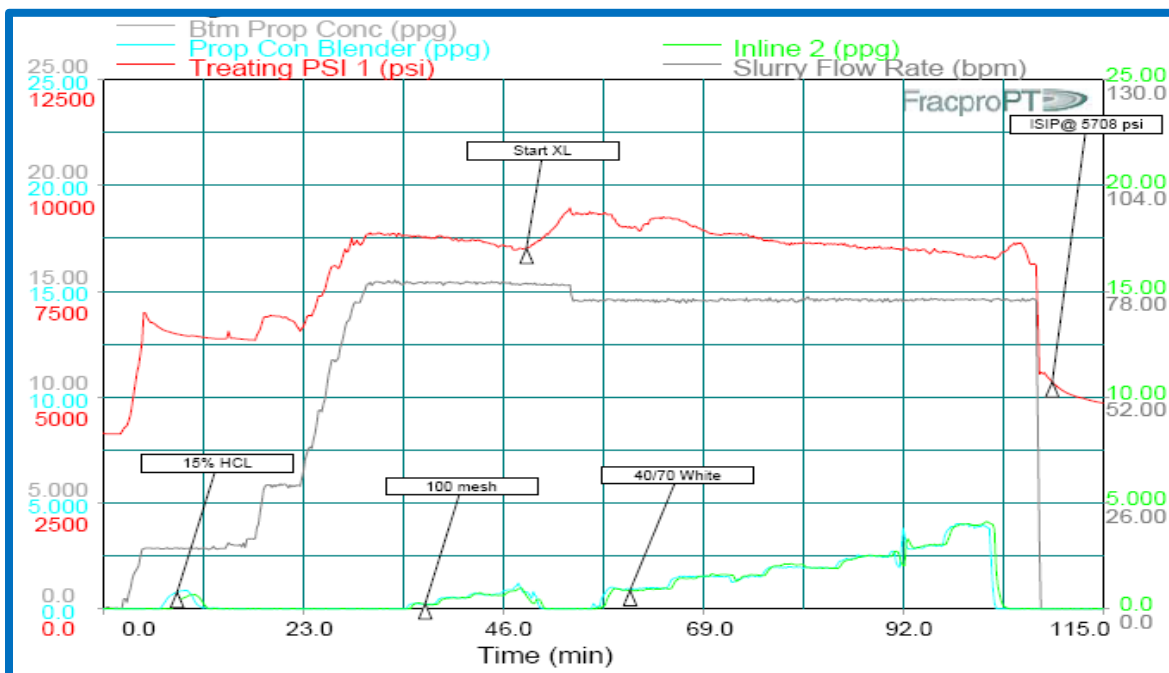
Stage	Fluid Type	Stage Volume (gals)	Slurry Volume (gals)	Rate (bpm)	Stage Time (min)	Prop Conc. (ppg)	Stage Prop (lbs)	Cumul. Prop (lbs)	Prop Type
1	15% HCl Acid	2,000	2,000	10	4.8				
2	Slickwater	50,000	50,000	100	11.9				
3	Slickwater	7,500	7,839	100	1.9	1	7,500	7,500	100 mesh
4	Slickwater	50,000	50,000	100	11.9				
5	Slickwater	7,500	7,839	100	1.9	1	7,500	15,000	100 mesh
6	Slickwater	42,000	42,000	100	10.0				
7	Slickwater	10,878	10,927	100	2.6	0.1	1,088	16,088	40/70 White
8	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
9	Slickwater	10,878	11,001	100	2.6	0.25	2,720	18,807	40/70 White
10	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
11	Slickwater	10,878	11,124	100	2.6	0.5	5,439	24,246	40/70 White
12	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
13	Slickwater	10,878	11,247	100	2.7	0.75	8,159	32,405	40/70 White
14	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
15	Slickwater	10,878	11,370	100	2.7	1	10,878	43,283	40/70 White
16	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
17	Slickwater	10,878	11,370	100	2.7	1	10,878	54,161	40/70 White
18	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
19	Slickwater	10,878	11,370	100	2.7	1	10,878	65,039	40/70 White
20	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
21	Slickwater	10,878	11,370	100	2.7	1	10,878	75,917	40/70 White
22	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
23	Slickwater	10,878	11,370	100	2.7	1	10,878	86,795	40/70 White
24	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
25	Slickwater	10,878	11,493	100	2.7	1.25	13,598	100,392	40/70 White
26	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
27	Slickwater	10,878	11,617	100	2.8	1.5	16,317	116,709	40/70 White
28	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
29	Slickwater	10,878	11,740	100	2.8	1.75	19,037	135,746	40/70 White
30	Slickwater	10,878	10,878	100	2.6				
31	Slickwater	10,777	11,753	100	2.8	2	21,554	157,300	40/70 White
32	AquaVis 20G	840	840	100	0.2				
33	Slickwater	10,993	10,993	100	2.6				



Figuras 6.19 y 6.20. Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento slickwater en la formación Eagle Ford. Fuente Weatherford 2011.

Fractura Híbrida: Para una cédula de tratamiento híbrida puede haber varias opciones disponibles según sea el requerimiento, puede optarse por fracturamientos que inician con slickwater seguido de gel lineal y posteriormente gel reticulado, o bien, uno de los más comunes, gel lineal seguido de gel reticulado, como el que se muestra en las figuras 6.21 y 6.22. En este último tipo de diseño normalmente se divide la estimulación en Gel Lineal y Gel Activado. Las primeras etapas se bombea con Malla 100 con incrementos en la concentración en 0.25 PPA hasta máximo 1 PPA sin baches de gel en medio, seguidas por un colchón, y de allí se cambia a gel activado, incrementando la concentración de arena de malla más grande (en este caso 40/70) hasta llegar a un máximo de 5 PPA.

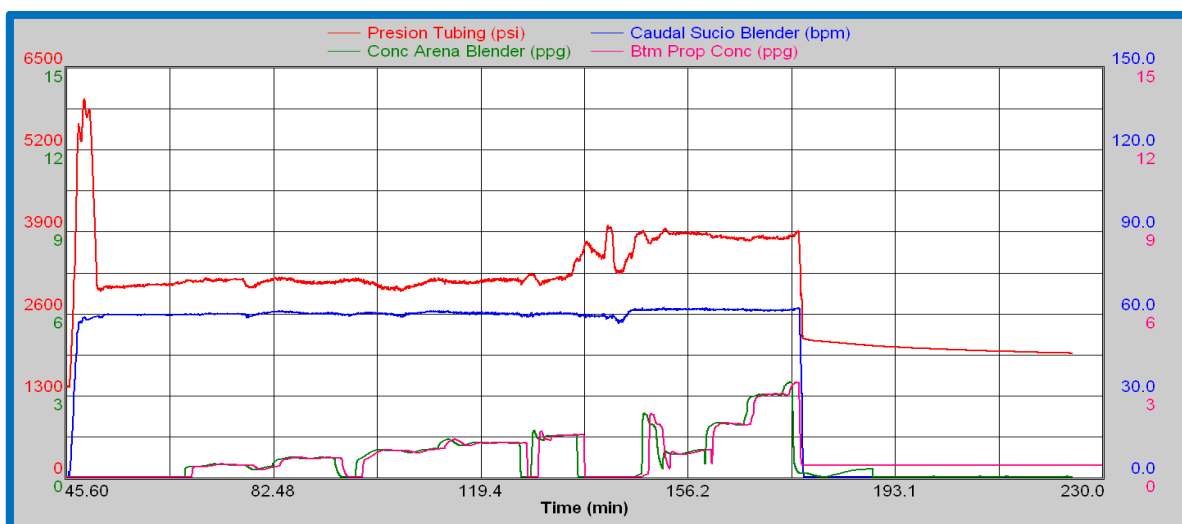
Stage	Fluid Type	Stage Volume (gals)	Slurry Volume (gals)	Rate (bpm)	Stage Time (min)	Prop Conc. (ppg)	Stage Prop (lbs)	Cumul. Prop (lbs)	Prop Type
1	15% HCl Acid	2,000	2,000	20	2.4				
2	AquaVis 10G	42,000	42,000	70	14.3				
3	AquaVis 10G	12,000	12,136	70	4.1	0.25	3,000	3,000	100 mesh
4	AquaVis 10G	12,000	12,272	70	4.2	0.5	6,000	9,000	100 mesh
5	AquaVis 10G	12,000	12,407	70	4.2	0.75	9,000	18,000	100 mesh
6	AquaVis 20G	12,000	12,543	70	4.3	1	12,000	30,000	100 mesh
7	DynaFrac HT 20	12,000	12,000	70	4.1				
8	DynaFrac HT 20	24,500	25,609	70	8.7	1	24,500	54,500	40/70 White
9	DynaFrac HT 20	32,000	34,173	70	11.6	1.5	48,000	102,500	40/70 White
10	DynaFrac HT 20	24,000	26,173	70	8.9	2	48,000	150,500	40/70 White
11	DynaFrac HT 20	19,000	21,150	70	7.2	2.5	47,500	198,000	40/70 White
12	DynaFrac HT 20	16,000	18,173	70	6.2	3	48,000	246,000	40/70 White
13	DynaFrac HT 20	11,750	13,877	70	4.7	4	47,000	293,000	40/70 White
14	AquaVis 20G	4,200	4,200	70	1.4				
15	AquaVis 10G + Additives	10,000	10,000	70	3.4				



(Figuras 6.21 y 6.22. Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento híbrido slickwater-gel lineal en la formación Eagle Ford. Fuente Weatherford 2011.

la cual se hace uso de apuntalante slickwater y gel reticulado. En este caso, se utiliza arena malla 40/80 a una concentración máxima de 1 PPA para bombear junto con slickwater a 60 bpm (menor gasto y mayor tamaño de apuntalante comparado con los ejemplos anteriores); seguido del bombeo de gel reticulado con apuntalante malla 20/40 a una concentración máxima de 3 PPA. Las diferencias mencionadas anteriormente son debido a que esta es una cedula diseñada para la formación Vaca Muerta productora de aceite en lutitas donde debido a los requerimientos de conductividad el apuntalante debe de ser de mayor tamaño y el fluido debe de tener la suficiente capacidad de transportarlo.

Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop. (klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Main frac pad	66:27	Slickwater	48459	0.00	0.0	56.51	
Main frac slurry	81:38	Slickwater	37609	0.41	15.5	59.85	Sinter Lite 40/80
Main frac slurry	93:57	Slickwater	30532	0.68	20.7	60.40	Sinter Lite 40/80
Main frac pad	96:39	Slickwater	6787	0.02	0.1	59.71	Sintered Bauxite 30/60
Main frac slurry	111:29	Slickwater	36262	0.92	33.3	60.16	Sintered Bauxite 30/60
Main frac slurry	126:21	Slickwater	36005	1.27	45.7	60.32	Sintered Bauxite 30/60
Main frac pad	128:59	Slickwater	6482	0.36	2.3	59.37	Sintered Bauxite 30/60
Main frac slurry	136:24	Slickwater	17727	1.52	27.0	60.08	Sintered Bauxite 30/60
Main frac slurry	147:39	Slickwater	28012	0.03	1.0	59.36	Sintered Bauxite 30/60
Main frac pad	151:28	MagnumFrac H 20	9160	1.54	14.1	61.54	EconoProp 20/40
Main frac slurry	159:06	MagnumFrac H 20	18939	0.90	17.0	61.71	EconoProp 20/40
Main frac slurry	166:08	MagnumFrac H 20	16629	1.87	31.1	61.57	EconoProp 20/40
Main frac slurry	174:58	MagnumFrac H 20	19795	3.02	59.8	61.36	EconoProp 20/40
Main frac flush	176:35	Slickwater	3755	0.39	1.5	56.72	EconoProp 20/40
Shut-in	2176:35	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	



Figuras 6.23 y 6.24. Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento híbrido slickwater- gel reticulado en la formación Eagle Ford. Fuente Weatherford 2011.

Finalmente otro diseño comúnmente empleado en formaciones de lutitas productoras de aceite en lutitas es como la que se muestra en la **Figura 6.25**. De dicha figura se puede observar que la cédula de bombeo está compuesta por slickwater, gel lineal y gel reticulado.

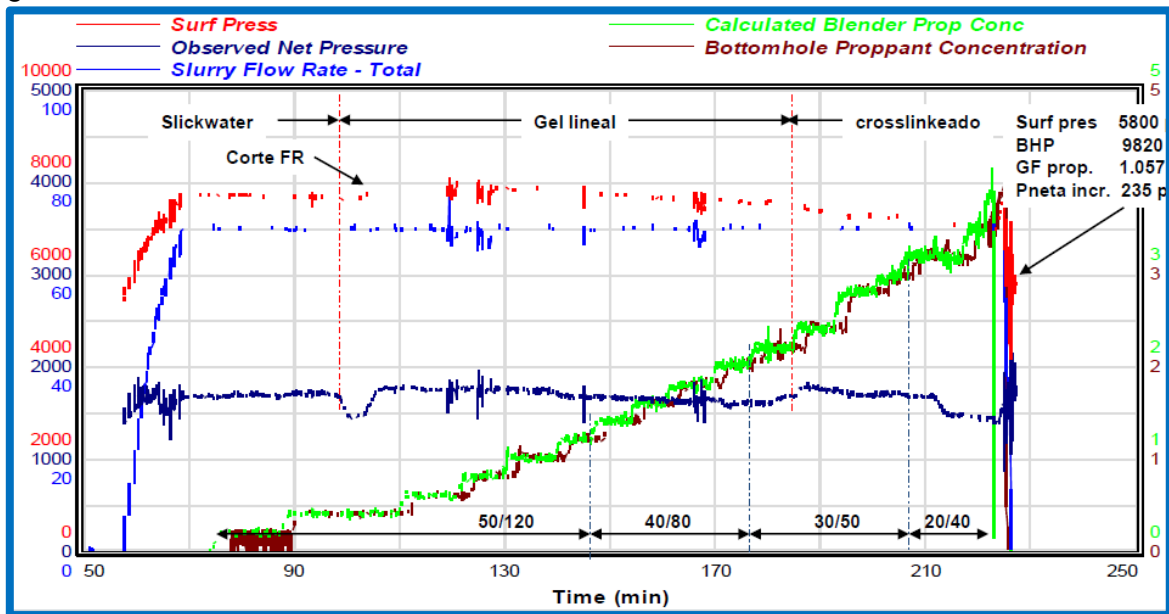


Figura 6.25. Cedula representativa de un tratamiento de fractura híbrido. **Fuente:** YPF 2012.

Junto con el sistema Slickwater se bombea apuntalante de malla 50/120 a concentraciones iniciales de 0.25 PPA y máximo de 0.5 PPA. Posteriormente gel lineal con apuntalante malla 50/120 hasta una concentración máxima de 1.0 PPA y apuntalante malla 40/80 hasta una concentración máxima de 2.0 PPA. Enseguida se inicia el bombeo de apuntalante de malla 30/50 a medida que se va cambiando el fluido a gel reticulado hasta una concentración máxima de 3.0 PPA. Finalmente junto con gel reticulado se bombea la malla de mayor tamaño 20/40 a una concentración máxima de 4.0 PPA. Nuevamente el uso arena de mayor tamaño es necesaria debido a los requerimientos de conductividad de la fractura para lograr que el aceite fluya libremente hacia el pozo, por lo que el uso de sistemas lineales y reticulados se vuelve necesario para lograr transportar adecuadamente el apuntalante. El gasto de bombeo en este caso, se mantiene constante en 70 bpm y la presión en superficie por debajo de los 8000 psi.

Sin embargo el diseño de la cédula de bombeo más adecuada debe seleccionarse en función del yacimiento, de los fluidos del yacimiento, del estado mecánico del pozo, capacidad de las tuberías y accesorios en superficie de soportar las presiones, composición geológica del yacimiento, es decir si es compatible o no con el tratamiento, de la mineralogía del yacimiento asociada con la fragilidad del mismo y de la disponibilidad de agua para usarse durante la operación.

Todas las consideraciones para el diseño de un multifracturamiento mencionadas anteriormente se han tomado en cuenta para el diseño de los pozos exploratorios de las formaciones de gas y aceite en lutitas en México. Un resumen de los diseños se muestra en la siguiente figura donde se presentan datos reales de cada operación.

Concepto	Emergente-1	Percutor-1	Habano-1	Arboledo-1	Anhelido-1
Formación	Eagle Ford	Eagle Ford	Eagle Ford	Pimienta	Pimienta
Resultado	Gas	Gas	Gas	Gas	Aceite
Profundidad, mdbmr/mvbm	4,071/2,550	3,436/1,649	3,710/2,057	4,007/1,636	3,945/2,155
Técnica Fracturamiento	Hibrida (SlickWater, Gel Lineal. Hall.	Hibrida, SLB.	Hibrida (SlickWater, Gel Lineal) SLB.	Hibrida, SLB.	SlickWater, Disp. Abrasivos. Hall.
Numero de Etapas/Clusters	17/4-5	16/5-6	16/5	11/4 (40-102 m)	17/5
Arquitectura Mecánica	5 ½" x 4 ½"	4 ½"	5 ½" x 4 ½"	5"	5 ½" x 4 ½"
Gasto, bpm	72	55-60	53.5-65	62	63-73
Presión Máx., psi	8,000-9,400	7,100-8,600	8,350-9,860	8,965-10,000	7,500-11,500
Sacos/Etapa	2,500	2,500	3,000-3,600	3,500	2,000-3,500
Máxima Concentración Arena, ppg	4	4.5	3	3	4
Arena Malla	20/40	20/40 o 16/30	100, 40/70	100, 40/70, 20/40	(5) 100, 40/70, 20/40; (12) 100, 40/70, 20/40, 16/30
Volumen, bls/etapa	8,700-12,000	4,400-4,600	4,600-9,336	7,500-8,100	6,500-7,750
Producción Aceite, bpd	-	-	34.50	-	432 (31-12-12) 92 (30-05-13)
Producción Gas, MMpcd	0.8760	2.069	2.710	1.142	1.925 (31-12-12) 0.551 (30-05-13)

Tabla 5. Experiencia en multi-fracturamiento en México. Fuente: PEMEX 2013.

Es importante resaltar que de todos los pozos el que resulta de mayor interés para los fines que persigue esta investigación es el pozo Anhelido-1 el cual es el único productor de aceite en lutitas existente a la fecha (2013) en la formación pimienta en la cuenca de Burgos, y el cuál proporciona los parámetros de diseño claves para el diseño de los demás pozos exploratorios.

En el pozo Anhelido se diseñaron y ejecutaron 17 etapas de fractura, con 5 clusters de perforación por etapa. El sistema de fluido empleado fue Slickwater a gastos de bombeo entre 63 y 73 bpm generando presiones máximas entre 7500 y 11 500 psi. En total se bombearon de 2000 a 2500 sacos de apuntalante por etapa; de los cuales en las primeras 5 etapas de fractura se logró colocar malla 100, 40/70 y 20/40; y en las 12 etapas restantes se colocó arena malla 100, 40/70, 20/40 y por primera vez malla 16/30; cumpliendo con las mejores prácticas operativas en las cuales se considera que entre mayor sea el tamaño del apuntalante, mayor será la conductividad de la fractura. La concentración máxima de apuntalante bombeada fue de 4 PPA. Los volúmenes de fluido bombeado fueron de 6500 a 7750 bls por etapa.

En cuanto al estado mecánico del pozo, la TR de producción fue una combinación de 4 ½- 5 ½". El pozo Anhelido fue diseñado para ser terminado mediante la técnica Perf and Plug, sin embargo, esto no fue posible debido a la dificultad de bombear la sarta a través del comienzo de la sección horizontal por lo que se terminó utilizando la técnica de disparos abrasivos asistidos con tubería flexible.

Modelado del fracturamiento.

Los diseños de terminación requieren el establecimiento de una terminación que permita al fracturamiento hacer la mejor conexión posible entre el yacimiento y el pozo. Los detalles de la fractura incluyen:

1. Cómo iniciar una fractura principal en cada etapa.
 - Cómo ubicar los clusters en lugares óptimos, no sólo puntos matemáticos.
 - Espaciamiento de los clusters para lograr la mínima interferencia con los esfuerzos de las fracturas adyacentes, pero permitir el desarrollo de fracturas complejas.
 - La optimización del número de clusters de perforaciones para aprovechar el gasto de diseño (correlacionar los clusters al gasto).
 - El establecimiento de una fractura en cada clúster durante un gasto en rampa, incluso cuando el gasto está todavía por debajo del mejor gasto para lograr la diversión hidráulica (direccionar el flujo).
2. Cómo hacer crecer la fractura, creando una longitud óptima y comunicar las áreas entre las etapas de fractura con redes de fracturas naturales abiertas y efectivas.

Algunas variables son:

- El aumento en rampa del gasto óptimo.
- Espesor neto y bruto del intervalo (fragilidad y ductilidad de la lutita y cómo se comporta cada uno).
- Límites de la fractura y cómo evitar las actividades que violen esos límites.
- La presencia, ubicación, densidad y presión de apertura de las fracturas naturales primarias, secundarias e incluso terciarias.
- Los riesgos geológicos y / o interferencias de los límites.

Sin embargo, profundizar más en el modelado de este tipo de yacimientos queda fuera del alcance de este trabajo de investigación. A continuación nos centraremos en el enlistado y descripción de los principales requerimientos para la ejecución de un multi-fracturamiento hidráulico.

6.2 EJECUCIÓN DE LA FRACTURA

Las principales características a considerar para organizar la logística necesaria son:

1. Localización del pozo.

La localización debe estar preparada y adecuada a la numerosa cantidad de equipos que se montarán para realizar la operación. En ciertas localizaciones, la disposición es un elemento decisivo para determinar si la fractura se realiza en una sola etapa o en varias menos prolongadas. Este factor siempre debe ser revisado en la etapa de planificación para evitar tiempos no productivos y costos no previstos.

2. Enorme volumen de agua

En los pozos horizontales se utilizan de 8000 a 12000 bls de agua por etapa de fractura. Dicha agua, puede almacenarse en tanques o depósitos de agua construidos para tal efecto. El transporte a la localización se hace en auto-tanques o mediante líneas de irrigación alimentadas con bombas centrifugas de gran caudal.

3. Gran cantidad de apuntalante

Las concentraciones de apuntalante varían de 0.5 a 5.0 PPA y en general se utilizan alrededor de 2000 a 3500 sacos de arena por etapa de fractura. El transporte hacia la locación es continuo durante la operación.

4. Equipo de fracturamiento

Este tipo de operaciones requiere una gran cantidad de equipo entre los que se encuentran tanques de almacenamiento, bombeadores, mezcladores/hidratadores, alimentadores de apuntalante, líneas de tratamiento y equipo de registros, entre otros; los cuales requieren de una logística adecuada como se describe a continuación.

✓ Líneas de tratamiento

Los altos gastos involucrados determinan la necesidad de utilizar varias líneas de tratamiento de alta presión a gran diámetro. Usualmente son de 4" de diámetro nominal con junta bridada, a diferencia de las de 3 1/2" con junta roscada. Las primeras permiten caudales máximos de 50 bpm, mientras que las segundas utilizan hasta 30 bpm. El caudal esta principalmente limitado por la corrosión de la tubería. El gasto que se va a bombear a través de cada línea, se calcula con una relación simple $d^2 \times 2$, donde d es el diámetro interno de la tubería. Por ejemplo, para una tubería de 3 1/2" con un diámetro interno de 3", el gasto de bombeo dentro de ella, será igual a 18 bpm ($3^2 \times 2 = 18$ bpm). Ahora, bien, considerando que los gastos normales de bombeo en las formaciones de aceite en lutitas oscila entre 60 y 70 bpm, se requerirán 4 líneas de 3 1/2" para obtener el gasto deseado.

✓ *Equipo de bombeo.*

Las bombas a utilizar deberán ser del tipo de alta presión y alto gasto, con una potencia hidráulica nominal de 2000 a 3000 HHP. Al seleccionarlas debe de tenerse cuidado con el uso de las bombas por encima de la presión estimada de trabajo, ya que muchas veces solo se tiene en cuenta el caudal máximo, pero no la presión a la que lo suministran. La potencia hidráulica (que es un poco inferior a la potencia del motor, por razones de pérdidas y rendimiento mecánico e hidráulico), puede calcularse a través de la siguiente expresión:

$$N[HHP] \frac{Q (bpm) \times P (psi)}{40.8} = constante$$

Luego, fijando la presión de trabajo, podemos calcular el gasto suministrado por una bomba genérica y ese dato nos permitirá conocer la cantidad de bombas necesarias para realizar el trabajo. Por ejemplo, a una presión de 1000 psi y un gasto de 80 bpm ($1000 \times 80 / 40.8 = 19\ 608 \sim 20\ 000$ HHP) se requerirán mínimo de 20 bombas de 1000 HP ó 10 bombas de 2000 HHP para cumplir con el gasto requerido.

Como se trata de un equipo que trabajara a potencia máxima durante largos periodos (usualmente no menos de 3 horas), debemos de tener en cuenta la provisión de capacidad de bombeo de respaldo suficiente, como parte del plan de contingencia ante cualquier inconveniente mecánico que surja o simplemente como alternativa que facilite el reabastecimiento de combustible con seguridad. Una bomba de 1000 HHP, dependiendo de la configuración de los pistones (mínimo de 4 ½" y máximo de 6"), puede desarrollar un rango de gastos de bombeo de 11 a 20 bpm a una presión de 10 000 a 15 000 psi.

✓ *Equipo de mezcla.*

Generalmente los equipos de mezcla de apuntalante y fluido, conocidos comúnmente como "blenders", tienen suficiente capacidad para poder manejar una operación convencional a alto caudal y concentración. Ahora, cuando hablamos de caudales mayores a 70 bpm, debemos de asegurar que el blender provea apuntalante a la concentración indicada en el diseño, por lo tanto, es común en estos casos tener dos "blenders" trabajando en paralelo, con sus respectivos alimentadores de arena. Este método se desarrolla no solo como acción preventiva, sino, lo que es aún más importante, para asegurar la correcta mezcla de apuntalante en todas las etapas del proceso. Normalmente los blenders son computarizados y son capaces de mezclar y bombear fluido y arena (hasta 85bpm) en "rampa", es decir, elevando la concentración lentamente a lo largo de la operación, para finalizar con la concentración máxima de diseño con una mejor distribución del apuntalante dentro de la fractura. En la mayoría de los casos, es el operador quien decide sobre el manejo de las variables involucradas en dicha técnica. Alimenta las bombas de alta presión a través de su manifold de descarga y recibe el fluido base a través de su manifold de succión.

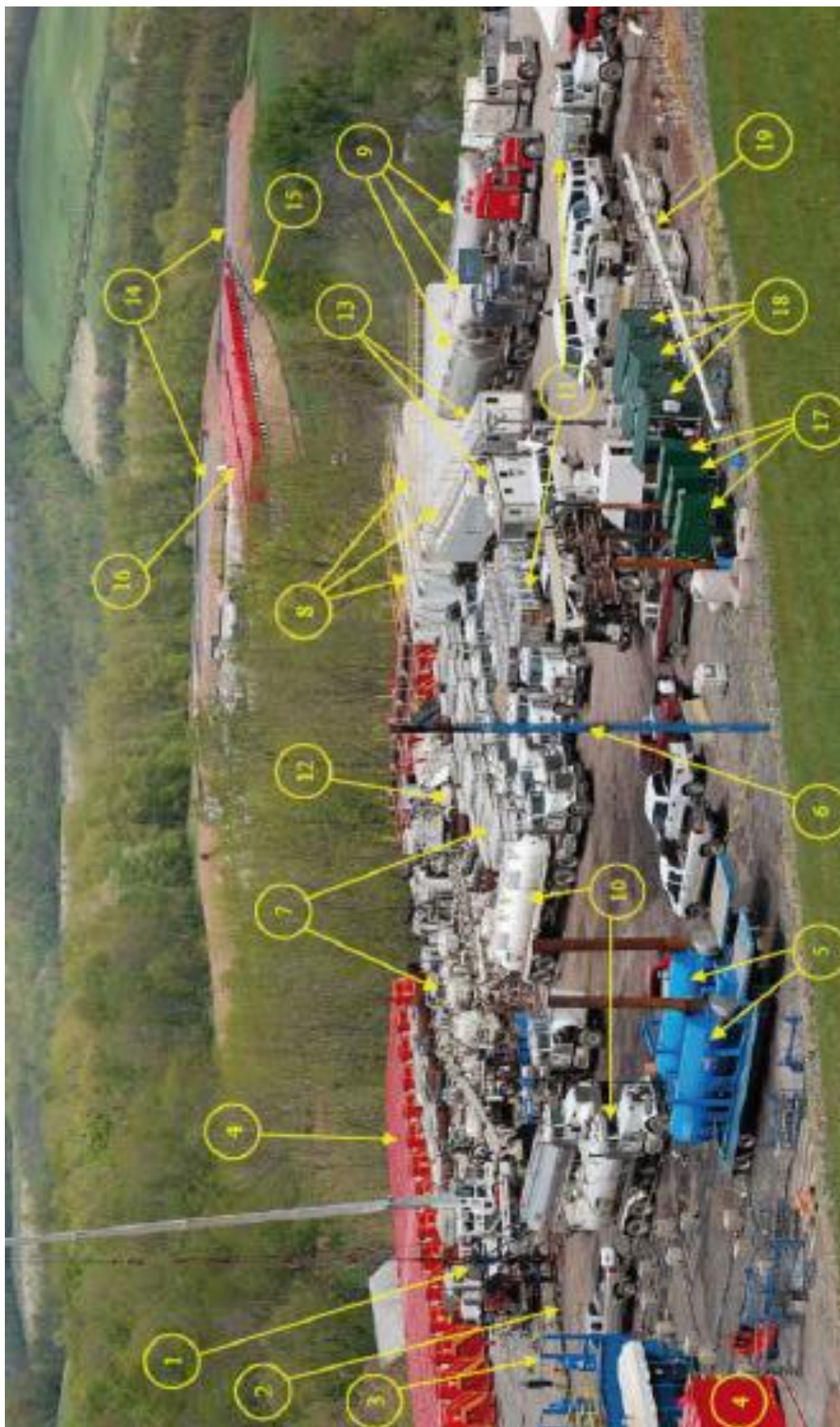
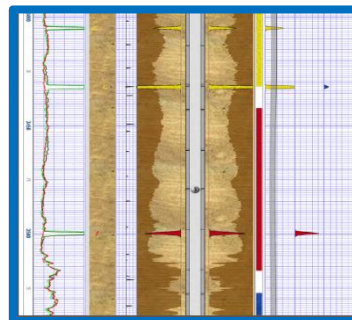


Figura 6.26. Equipo de Multi-fracturamiento hidráulico. (1) Árbol de válvulas – (2) Líneas de flujo – (3) Separador de arena para reflujos – (4) Tanques de almacenamiento de fluido- (5) Calentadores de línea- (6) Quemador - (7) Camiones de bombeo – (8) Depósitos de arena - (9) Camiones transportadores de arena – (10) Camiones para el transporte de ácido – (11) Camiones con aditivos Químicos – (12) Mezclador – (13) Centro de Monitoreo y Control de Fractura – (14) Presas de agua – (15) Tuberías de abastecimiento de agua – (16) Tanques extras – (17) Calentadores de líneas – (18) Separador deslizando – (19) Colector de Producción. **Fuente:** Roig 2011.

6.3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

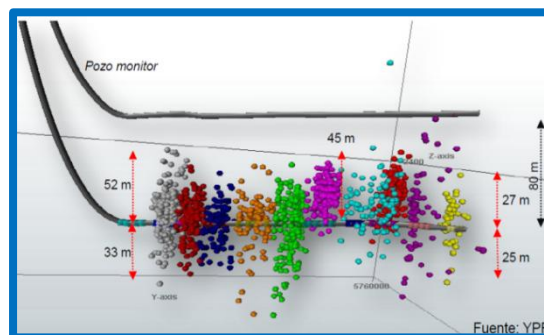
Para evaluar la operación se utilizan diversos métodos con el objetivo de ayudar a optimizar el desarrollo del campo y economía del pozo. Esto incluye la optimización de tratamientos de fractura individuales para obtener el diseño más económico y que cubra de manera óptima el intervalo u optimice el desarrollo completo del campo en términos de espaciamiento entre pozos y ubicación. El diagnóstico de la fractura puede ser benéfico en la colocación de numerosas estimulaciones.

Trazadores radioactivos (RA): Dichos trazadores son agregados al fluido de fractura y apuntalante mientras es bombeado el tratamiento de la fractura. Después del tratamiento, un registro de rayos gamma y herramientas de imagen son utilizadas para medir la radioactividad dentro de 1 o 2 ft del pozo. Múltiples isotopos radioactivos pueden ser utilizados para ayudar a definir la colocación del pad y varias etapas de apuntalante.



Registros de producción (PLT). Normalmente no todas las zonas perforadas (clusters) aportan producción al pozo. Este registro permite determinar cuáles son esas y hacer una valoración cuantitativa de la producción individual. Estos registros usan el sonido que es creado por la entrada del fluido dentro del pozo para identificar los puntos de entrada. En conjunto con múltiples sensores como medidores de flujo, temperatura, presión, densidad del fluido y rayos gamma para permitir una completa evaluación del al cantidad y tipo de fluido que está siendo producido dentro del pozo de cada conjunto de perforaciones abiertas. Este metodo puede ser utilizado únicamente en agujero descubierto como una herramienta de diagnóstico de fractura para determinar la altura de la fractura en el pozo. En agujero entubado, identifican las perforaciones que fueron fracturadas y que enseguida produjeron. Esto puede ser importante porque en las fracturas multi etapas indica cuales intervalos fueron tratados.

Microsísmica. Proporciona una imagen de la fractura por la detección de los microsismos que son generados por el fluido de fractura al entrar en la formación. La ubicación de estos eventos se obtiene mediante geófonos o acelerómetros instalados en herramientas de fondo posicionadas a la profundidad de la fractura hidráulica en uno o más pozos vecinos. Los datos obtenidos son procesados con un sistema de adquisición de datos superficial, y los microsismos son localizados con técnicas basadas en las ondas P y S que proporcionan imágenes dependientes del tiempo de la geometría y crecimiento de la fractura.



6.4 IMPACTO AMBIENTAL

Una repercusión inevitable de la extracción del aceite y gas de lutitas es un alto índice de ocupación de tierra debido a las plataformas de perforación, las zonas de acaparamiento y maniobra para camiones, equipos, instalaciones de procesamiento y transporte de gas, así como las carreteras de acceso al lugar. Las principales repercusiones posibles son la emisión a la atmósfera de contaminantes, la contaminación de aguas subterráneas debido a los flujos incontrolados de gas o fluidos causados por erupciones o derrames, la fuga de fluidos de fractura y la causa que genera gran preocupación para las autoridades y organizaciones competentes, es el uso de inmensos volúmenes de agua para perforar y fracturar este tipo de formaciones. Los fluidos de fracturamiento contienen sustancias peligrosas, (cuando retorna a la superficie) metales pesados y materiales radiactivos procedentes del yacimiento.

La figura 6.28 se puede utilizar para identificar las posibles repercusiones en el medio ambiente a lo largo de este proceso. Estas repercusiones son:

- La ocupación de tierras, ya que las plataformas de perforación necesitan espacio para el equipo técnico, el almacenamiento de fluidos y el acceso por carretera para su suministro.
- La contaminación atmosférica y acústica, ya que la maquinaria es accionada por motores de combustión, los fluidos (incluso las aguas residuales) podrían permitir que sustancias nocivas se evaporen en el aire, los camiones podrían emitir compuestos orgánicos volátiles, otros contaminantes atmosféricos y ruido debido a sus frecuentes actividades de transporte.
- El agua podría contaminarse con sustancias químicas procedentes del proceso de fracturamiento, pero también con aguas residuales procedentes del yacimiento que contienen metales pesados (por ejemplo, arsénico o mercurio) o partículas radiactivas.
- Los accidentes de los camiones de transporte, las fugas de las tuberías de recolección, Tanque de almacenamiento de aguas residuales, compresores, etc., los vertidos provocados por accidentes (por ejemplo, la explosión de una fuente de fluido de fracturación o aguas residuales), los daños en la cementación y la tubería de revestimiento o simplemente los flujos no controlados en el subsuelo debido a grietas artificiales o naturales en la formaciones podrían constituir posibles vías de migración hacia aguas subterráneas y de superficie.
- Los sismos provocados por el proceso de fracturación hidráulica o la inyección de aguas residuales.
- La movilización de partículas radiactivas procedentes del subsuelo.

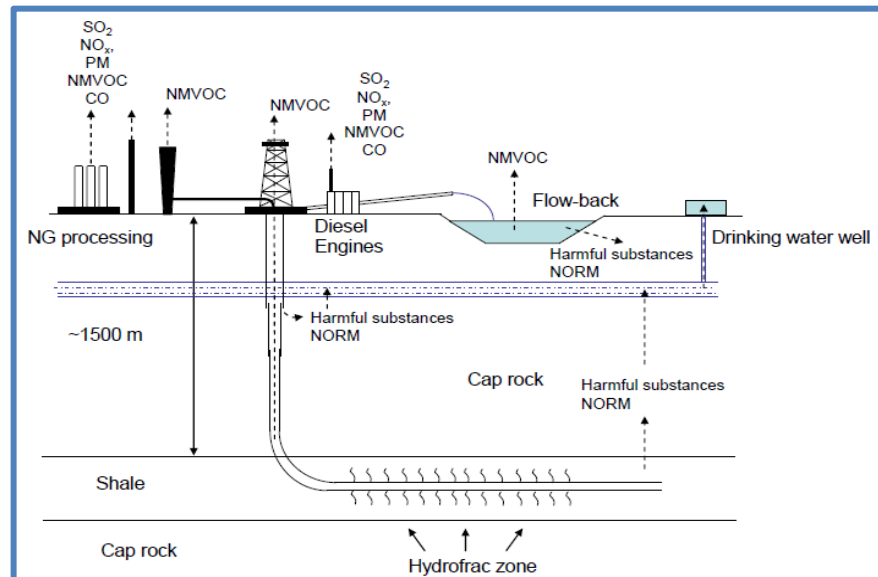


Figura 6.27. Repercusiones en el medio ambiente a lo largo del proceso de fracturamiento hidráulico. **Fuente:** ENVI 2011

Consumo de agua

Durante la perforación convencional del pozo se consumen grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar la barrena de perforación, pero también para retirar el lodo y los recortes que se producen con la perforación. En el fracturamiento hidráulico se consume diez veces más agua para estimular el pozo mediante la inyección de agua a alta presión para crear las fracturas.

En el año 2007 en Texas se llevó a cabo un amplio estudio sobre la demanda de agua para la explotación de la lutita de Barnett en EE.UU. Este estudio arrojó los siguientes resultados sobre el consumo de agua: los pozos horizontales en agujero descubierto (de una sola fase de fractura) necesitan aproximadamente cuatro millones de galones (aproximadamente 95 mil barriles) de agua. Para pozos horizontales con múltiples etapas de fractura en donde una distancia típica entre dos etapas de fractura sería 400 a 600 pies, (entre 130 y 200 m) el resultado del estudio arrojó que un consumo típico de agua va de 2000 a 2400 galones/pie (entre 25 y 30 m³/m) [Grieser 2006].



Figura 6.28. El uso de agua de ríos y mantos acuíferos para el fracturamiento hidráulico.

Contaminación del agua: La contaminación del agua puede ser provocada por:

- Desborde de lodo de perforación, retorno de agua salada procedente del mismo yacimiento que provocan contaminación y salinización.
- Fugas o accidentes de actividades de superficie, (por ejemplo, fugas en las tuberías o tanque de almacenamiento de fluidos o aguas residuales (**Figura 6.29**).
- Fugas provocadas por un cementado incorrecto de los pozos.
- Fugas a través de estructuras geológicas, ya sea a través de grietas o vías naturales o artificiales.



Figura 6.29. Almacenamiento de fluido de aguas residuales.

Tratamiento del agua de retorno.

Usualmente, entre la organizaciones ambientalista y gubernamentales existe una preocupación acerca del volumen de agua dulce utilizada para este tipo de operaciones y su correspondiente impacto ambiental, al ser extraída de fuentes que alimentan también el consumo humano, agrícola e industrial de la zona.

Estudios llevados al cabo al respecto por la Texas Water Development Board (TWDB) sobre las fractura realizadas y proyectadas hasta el año 2025 en la lutita de Barnett, en el norte y centro de Texas, han concluido que actualmente el uso de agua para fractura es menor al 1% de la cantidad disponible utilizada en la región y predice que dicho porcentaje puede elevarse hasta el 13% hacia el año 2025, dependiendo del régimen de lluvias y sequías y de la demanda de gas en los Estados Unidos.

Las zonas más expuestas ante dicha extracción de agua serían las rurales, ya que dependen del agua subterránea que es la fuente usualmente utilizada en las áreas como proveedora del agua de fractura. Una de las posibles soluciones al respecto, que si bien todavía se encuentra en desarrollo y ha superado diversas pruebas piloto, es reciclar el agua producida(o de retorno) luego de la fractura.

El agua no es apta para el consumo humano por el alto contenido de sales que posee y, por lo tanto, debe desecharse en pozos inyectores realizados para tales fines, con el consecuente costo adicional del proyecto.

CONCLUSIONES

1.- El desarrollo del recurso Shale Oil (aceite en lutitas) ha cobrado mayor importancia a nivel mundial en los últimos años, considerando que múltiples factores han contribuido a ello, principalmente motivados por la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos, los altos precios del petróleo, las nuevas tecnologías de recuperación, el aumento de la demanda mundial de hidrocarburos líquidos, así como la continua disminución de la producción de petróleo convencional y de los precios del gas en Estados Unidos.

2.- Los yacimientos de hidrocarburos en lutitas se localizan en cuencas sedimentarias donde existen rocas con gran contenido de materia orgánica en condiciones de presión y temperatura altas, de tal manera que transforman la materia orgánica en aceite y/o gas.

3.- Los yacimientos de lutitas se clasifican como no convencionales; debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, y a su vez como roca sello, además de que son de muy baja permeabilidad, por lo cual requiere de tratamientos a gran escala, tales como perforación de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir comercialmente.

4.- No todas las lutitas son generadoras de hidrocarburos. Para determinar si una lutita es productora de aceite o no, se requiere: caracterizar el yacimiento, optimizar los tratamientos de estimulación, determinar su productividad y planificar su desarrollo. Para ello durante la evaluación de una lutita es necesario entender y describir las variables correspondientes a: la petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), petrografía (mineralogía, fragilidad, tipo y tamaño de poros), geoquímica (TOC, S1, madurez) y geomecánica (esfuerzos horizontales, propiedades elásticas, comportamiento del apuntalante). Para la obtención de dichas variables se requieren diferentes fuentes de información, herramientas y estudios.

5.- El éxito de la producción de un yacimiento de lutitas depende tanto de la calidad del yacimiento, como de la estimulación multi-fractura. Sin una estimulación exitosa, estos yacimientos no serían económicamente rentables, por lo tanto, la caracterización precisa de la calidad y heterogeneidad del yacimiento son vitales.

6.- El objetivo de cualquier tratamiento de la fractura es maximizar el área de contacto con el yacimiento, y, cuanto más compacta es la formación, será necesaria mayor área de contacto para alcanzar el objetivo económico. El área máxima de contacto de las formaciones de lutitas se logra mejor mediante la creación de múltiples fracturas transversales que intersectan los pozos horizontales.

7.- Se presta especial atención a las formaciones de lutitas por dos razones: por el potencial de hidrocarburos que puede contener, y por las características que hacen a la lutita única y desafiante, que representa retos a resolver para extraer hidrocarburos con rendimiento económico.

8.- Novedosas tecnologías de multi-fracturamiento de pozos horizontales en lutitas han hecho posible la explotación comercial de los yacimientos de lutitas, aun cuando estos presentan una muy baja permeabilidad (en el rango de nano Darcies). La técnica de estimulación necesita ser adaptada de manera individual al tipo de yacimiento y al tipo de lutita.

9.- No hay dos lutitas iguales. Las lutitas varían areal y verticalmente dentro de una tendencia, incluso a lo largo del fondo del pozo. Por lo tanto No hay un óptimo ni un único diseño de terminación o estimulación para todos los pozos de lutitas.

10.- Cuando planeamos la estimulación del pozo, el pozo debe de ser perforado y construido para soportar las más rigurosas condiciones de tratamiento previstas, es decir, el pozo debe de ser construido y perforado para la fractura.

11.- Los mapeos microsísmicos han demostrado que las fracturas hidráulicas a menudo crean redes de fracturas complejas que contienen múltiples fracturas en distintas orientaciones. Estas redes de fracturas son a menudo muy variables de pozo a pozo e incluso entre las etapas de fracturamiento en un solo pozo.

RECOMENDACIONES:

1.- El valor de la información es relativo a la etapa en la que se encuentra un proyecto. En una etapa exploratoria se debe de considerar la mayor cantidad de datos a adquirir, los cuales se deben de optimizar al entrar en la etapa de desarrollo.

2.- Las terminaciones Plug-and-Perf son una opción atractiva para la creación de múltiples fracturas en pozos horizontales entubados y cementados. Ellos representan el sistema más utilizado para la producción de muchos yacimientos no convencionales de aceite y gas de lutitas. En general, una terminación de pozo entubado proporciona más libertad para la experimentación con el diseño de fractura, el aumento del número de fracturas. Sin embargo, la molienda y la eliminación de los tapones al final del tratamiento de fractura en algunas ocasiones pueden ser complicadas.

3.- Debido a que en estos yacimientos de lutitas su producción presenta un rápido decremento. PEMEX debe de considerar en su cartera de proyectos la perforación y terminación de pozos exploratorios de manera secuencial, tanto en las cuencas con potencial de aceite en lutitas como las formaciones prospectivas en México, para que el proyecto presente una mayor rentabilidad a largo plazo.

LISTA DE FIGURAS

INTRODUCCIÓN.

- **Figura 1** Impacto de la oferta excesiva de gas natural en América del Norte. Fuente: CSUR, 2012.
- **Figura 2** Tendencia de producción al 2035 de aceite en E.U.A. Fuente: World Energy Outlook 2011.
- **Figura 3.** Relación de importaciones y exportaciones de hidrocarburos.
- **Figura 4.** Pirámide de los recursos de los combustibles fósiles.
- **Figura 5.** Desarrollo tecnológico impulsado por el precio del aceite.
- **Figura 6.** Recursos mundiales técnicamente recuperables de aceite en lutitas. Fuente: Elaboración propia con información de la evaluación EIA 2013.
- **Figura 7.** Recuperación económica de los recursos de aceite en lutitas.
- **Tabla 1** Muestra la localización y el volumen de recursos técnicamente recuperables de las formaciones potencialmente productoras de aceite en lutitas en el mundo. Fuente: Realización propia en base a EIA, junio 2013.
- **Tabla 2.** Primeros diez países con mayores recursos de aceite en lutitas Fuente: Elaboración propia con información de la evaluación EIA, ARI, junio 2013.
- **Tabla 3.** Reservas remanentes de recursos no desarrollados en E.U.A. Fuente: Elaboración propia con información de la evaluación EIA, ARI, junio 2013.
- **Figura 8: Gráfico de Producción actual acumulada de petróleo no convencional en Estados Unidos.**

CAPITULO I.

- **Figura 1.1.** Sección geológica conceptual mostrando la ubicación geológica de los recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos. Fuente: www.neftex.com.
- **Figura 1.2.** Correlación de la permeabilidad con la porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales.
- **Figura 1.3.** Clasificación de los recursos convencionales y no convencionales de aceite. Fuente: Imagen modificada de Mcquarie Research, 2010.
- **Figura 1.4.** El diagrama ilustra la posición relativa de algunas formaciones de lutitas en E.U.A basados en la relación de la permeabilidad y viscosidad. Fuente: Bohacs, 2013.
- **Figura 1.5** Clasificación de los yacimientos por: 1) por las características de litofacies, 2) por el sistema permeabilidad-porosidad, 3) por las propiedades de los hidrocarburos contenidos, 4) por la arquitectura estratigráfica, 5) por la distancia de migración. Fuente: Bohacs 2013.
- **Figura 1.6.** Resumen esquemático y fotomicrografías de bajo aumento de los principales sistemas de producción. Fuente: Bohacs, 2013.
- **Figura 1.7** Esquemas de los tipos de porosidad en yacimientos de grano fino. Fuente: Bohacs, 2013.
- **Figura 1.8.** Características y atributos de varios tipos de yacimientos de grano fino.

CAPITULO II

- **Figura 2.1** Características de la lutita. Fuente: AAPL, Boston 2011.
- **Figura 2.2.** Esquema de adquisición de información y toma de muestras en una etapa exploratoria para un pozo con objetivo no convencional. Fuente: Ana Curcio et al. SPE.
- **Figura 2.3** Esquema de variables que caracterizan un yacimiento de lutitas y que permiten optimizar los tratamientos de estimulación. Fuente: Elaboración propia.
- **Figura 2.4.** Número de días para que una molécula viaje un metro. Fuente: East Resources inc.
- **Figura 2.5.** Fluidos y porosidades presentes en un shale.
- **Figura 2.6.** Grafica de saturación de agua de los pozos de lutitas en México. Fuente: PEMEX
- **Figura 2.7** Grafica que muestra el tamaño de poro necesario para que puedan fluir las moléculas de aceite. Fuente: Macquarie Reserch, 2011.
- **Figura 2.8** Imágenes SEM para determinar los tipos de porosidad presentes en las lutitas. Fuente: Bohacs 2013.
- **Figura 2.9** Gráfica que ilustra la variación en la mineralogía. Fuente: Modificada de Schlumberger, 2011
- **Figura 2.10.** Ejemplos de imágenes SEM y resultados de Difracción de rayos X (DRX). Fuente: Pemex, 2013.
- **Tabla 1** Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos. Fuente: Macquarie Research, 2010.
- **Figura 2.11** Grafica de COT contra S2 de los pozos de lutitas de México. Fuente: PEMEX
- **Figura 2.12** Grafica de Tmax contra HI de los pozos de lutitas de México. Fuente: PEMEX
- **Tabla 2** Generación de hidrocarburos y reflectancia de la vitrinita (%Ro).
- **Figura 2.13.** Módulo de Young y Relación de Poisson, que determinan el grado de deformación de una roca.
- **Tabla 3.** Criterios mínimos para que una lutita sea productora de aceite. Fuente: YPF, 2012
- **Figura 2.14.** Información necesaria para caracterizar cada una de las variables se obtiene a partir de diferentes fuentes: muestras de roca, registros y Microsísmica. Fuente: elaboración propia.
- **Figura 2.15.** Set de registros útiles para una buena caracterización del yacimiento. Fuente: PEMEX
- **Tabla 4.** Principales registros y la información que se obtiene considerando la confiabilidad de la misma. Fuente: Ana Curcio et al. SPE.
- **Figura 2.16** Interpretación de datos microsísmicos de las fracturas hidráulicas. Fuente: Schlumberger 2012.
- **Figura 2.17** Monitoreo microsísmico en tiempo real. Fuente: Schlumberger 2012.
- **Tabla 5.** Cuáles son los registros más recomendados para las formaciones de lutita, según la fase del proyecto. **Fuente.** Ana Curcio et al. SPE

- **Tabla 6.** Fuentes de información, herramienta empleada y la confiabilidad de la información obtenida y observaciones para cada una de las propiedades petrofísicas, petrográficas, geoquímicas y geomecánicas de las lutitas. **Fuente:** Ana Curcio et al. SPE.

CAPITULO III

- **Figura 3.1.** Sub-cuencas de aceite y gas de lutitas. Fuente: EIA 2013.
- **Figura 3.2.** Principales formaciones de lutitas en México y sus respectivas provincias geológicas.
- **Figura 3.3** Estratigrafía de las rocas del Jurásico y Cretácico en la Cuenca del golfo de México, México y EE.UU... Se ponen de relieve los objetivos de gas y aceite de lutitas.
- **Figura 3.4.** Cuenca de Burgos. Área prospectiva.
- **Figura 3.5** Plays de lutitas en la Cuenca de Burgos.
- **Figura 3.6** Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos. Área Prospectiva
- **Figura 3.7.** Formación la casita Turoniano.
- **Figura 3.8** Formación la casita Tithoniano
- **Tabla 1.** Actividades de perforación y terminación recientes en lutitas de las cuencas Sabinas y Brugos. Fuente: PEMEX 2012.
- **Figura 3.9** Cuenca Tampico- Misantla.
- **Figura 3.10** Formación agua nueva y pimienta de la cuenca Tampico-Misantla
- **Figura 3.11.** Cuenca de Veracruz. Área prospectiva.
- **Figura 3.12** Formación cretácico superior Maltrata.
- **Figura 3.13.** Recursos de gas de lutitas técnicamente recuperables.
- **Figura 3.14** Distribución de los recursos de aceite y gas de lutitas en México.
- **Figura 3.15.** Potencial de recursos de aceite y gas de lutitas en México.
- **Figura 3.16.** Presenta jerarquización de PEMEX para evaluar y explorar el potencial de aceite y gas de lutitas.
- **Tabla 2.** Presenta las características principales de las principales cuencas potenciales y los recursos técnicamente recuperables de aceite en lutitas de cada una de ellas.

CAPITULO IV.

- **Figura 4.1.** Expresión gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico típico. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 4.2.** Presiones consideradas durante el bombeo del tratamiento de la fractura.
- **Figura 4.3.** Muestra los esfuerzos principales a los que está sometida la fractura. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 4.4** Etapa del bombeo del fluido (pad) con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 4.5** Etapa del bombeo del apuntalante con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 4.6.** Etapa de desplazamiento del apuntalante (bombeo del flush) con vista de

- perfil de la fractura y gráfica de bombeo. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 4.7.** Etapa de cierre de la fractura (paro de bombeo) con vista de perfil de la fractura y gráfica de bombeo. Fuente: Halliburton 2013.
 - **Figura 4.8.** Esfuerzo principal menor y orientación de fractura.
 - **Figura 4.9** Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucrados en la propagación de una fractura vertical. Fuente: Halliburton 2013.
 - **Figura 4.10** A) Crecimiento vertical de fractura limitada, superior e inferiormente, por estratos con mayores esfuerzos (izquierda). B) Presencia de contraste de esfuerzos sólo en uno de los estratos limitantes de la zona de interés (derecha).
 - **Figura 4.11.** Ejemplo de cálculo de la geometría de la fractura. Fuente: PEMEX.
 - **Figura 4.12.** Apuntalante sosteniendo paredes de la fractura. Fuente: Weatherford 2010.
 - **Figura 4.13.** Geometría dinámica y estática de una fractura. Fuente: Schlumberger 2010.
 - **Tabla 1.** Principales componentes del fluido de fractura, su propósito y ejemplos de productos empleados.
 - **Figura 4.14.** Muestra de fluido SlickWater. Fuente. Halliburton 2010.
 - **Figura 4.15.** Comparación de los mapas microsísmicos de fractura en dos pozos en la lutita Barnett. Fuente: Shale Developments 2011.
 - **Figura 4.16** Muestra de fluido Gel lineal. Fuente. Schlumberger 2010.
 - **Figura 4.17.** Sistemas reticulados sin apuntalante (arriba) y con alta concentración del mismo (abajo). **Fuente:** Elaboración propia.
 - **Figura 4.18.** Sistemas Viscoelásticos. Fuente: SLB 2010.
 - **Figura 4.19.** Acción del apuntalante dentro de la fractura. Fuente: Halliburton 2013.
 - **Figura 4.0** Tipos de apuntalantes existentes ordenados según su costo y conductividad. Fuente: Elaboración propia.
 - **Figura 4.21** Tipos de apuntalantes existentes en el mercado.
 - **Figura 4.22.** A) Norma API para esfericidad y redondez. B) distribución de esfuerzos en el grano dependiendo de la esfericidad y redondez.
 - **Figura 4.23.** Numero de malla de los granos de arena. Fuente: Halliburton 2013.
 - **Figura 4.24.** Resistencia al esfuerzo de cierre de los diferentes tipos de apuntalantes. Fuente: Halliburton 2013.
 - **Figura 2.25** Conductividad de fractura para diferentes apuntalantes. Fuente: Halliburton 2013
 - **Figura 4.26** Asentamiento vs conductividad. Fuente: Ybáñez 2011.
 - **Figura 4.27** Arena pulverizada. Fuente. Halliburton 2013.
 - **Figura 4.28** Arena incrustada en la formación. Fuente. Halliburton 2013.
 - **Figura 4.29** Residuos de gel disminuyen el área de flujo de la fractura. Fuente. Halliburton 2013.
 - **Figura 4.30** Migración de finos de la formación Fuente. Halliburton 2013.
 - **Figura 4.31** Conductividad de fractura para diferentes tamaños de grano de apuntalantes. **Fuente:** Ybáñez 2011.
 - **Figura 4.32** Conductividad de fractura para diferentes apuntalantes. **Fuente:** Ybáñez 2011
 - **Figura 4.33.** Conductividad de fractura para diferentes concentraciones de apuntalantes.

CAPITULO V.

- **Figura 5.1.** Terminación en Liner cementado. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 5.2.** Terminación en Agujero descubierto. Fuente: Halliburton 2013.
- **Figura 5.3** Muestra la operación del método tapón y disparo que se efectúa con línea de acero. Fuente: Soliman 2012, SPE 150949.
- **Figura 5.4.** Descripción de la herramienta de fondo de la técnica tapón y disparo (Perf and Plug). Fuente: Elaboración propia
- **Figura 5.5.** Tipos de tapones y los materiales con que se componen.
- **Figura 5.6.** Disparos con cargas explosivas y las zonas de permeabilidad creadas por los mismos. Fuente: McDaniel 2012.
- **Figura 5.7** Cargas por disparo con cargas explosivas desfasadas 60°.
- **Figura 5.8** La figura explica el funcionamiento de un tapón mecánico en operación. Fuente: Halliburton 2012.
- **Figura 5.9** Cargas por disparo con cargas explosivas desfasadas 60°.
- **Figura 5.10.** Entre mayor sea el número de cargas en un cluster, el gasto de bombeo debe de ser mayor para lograr una buena distribución del tratamiento de fractura en cada uno de los disparos. Fuente: Halliburton 2012.
- **Figura 5.11.** El efecto de sobredesplazamiento reduce la conductividad en la cara de la fractura. Fuente: Modificada de Halliburton 2011.
- **Figura 5.12.** Ensamblaje de fondo para la terminación OHMS. Fuente: Baker 2009.
- **Figura 5.13** Guía de especificaciones de equipo. Fuente: Baker Hughes, 2009. Nota: En esta tabla solo hay disponibles 12 etapas, lo cual no es una regla ya que depende en sí de la tecnología con la que cuente cada compañía.
- **Figura 5.14** Gama tecnológica que se presenta para una terminación en OHMS. Fuente: Baker 2009
- **Figura 5.15** Gama tecnológica que se presenta para una terminación en OHMS. Fuente: Baker 2009
- **Figura 5.16** La variedad de camisas disponibles en el mercado para una terminación en OHMS. Fuente: Halliburton 2009.
- **Figura 5.17** Apertura de camisas activadas por bola para una o varias etapas en una terminación en OHMS. Fuente: Halliburton 2009.
- **Figura 5.18 (A)** se muestran en diferentes tamaños de bolas disponibles en el mercado. En **(B)** se muestra una prueba realizada a una bola en donde se somete a una concentración de ácido clorhídrico del 3% a una temperatura de 65 ° C. Claramente se puede observar como después de 250 horas (aproximadamente 10 días) la bola ha prácticamente desaparecido. En 5.18 **(C)** se muestra el lanzador de bolas en superficie.
- **Figura 5.19.** Secuencia operativa de la técnica. Fuente: Elaboración propia
- **Figura 5.20.** Representación de los tamaños relativos de los túneles de perforación basados en el tipo de pozo terminación siendo perforado con las mismas condiciones (favorables) y tiempos de jeteo. Fuente: McDaniel et al; 2008. SPE 114695.
- **Figura 5.21.** BHA de la herramienta de jeteo. Fuente: Sharlene 2012.
- **Figura 5.22.** Proceso de perforación hydrjet en 6 pasos. Fuente: Mc Neil et al. 2011.

- **Figura 5.23.** Proceso de perforación de la roca usando el principio de Bernoulli. Fuente: Beaman Daniel 2012.
- **FIGURA 5.24.** Método de perforación hydrajet con tapones de arena y diámetro pequeño de la TF. Fuente: Soliman et al. 2013.
- **Figura 5.25:** El método HP-DM muestra que el apuntalante es bombeado a través de la TF y se mezcla con el fluido de fractura en el fondo del pozo el cual es bombeado por el espacio anular.
- **Figura 5.26.** Criterios de selección de la técnica adecuada. Fuente Soliman 2012.
- **Tabla 1.** Comparación de ventajas y desventajas de los métodos CLMS Y OHMS.
- **Tabla 2** Diferencias operacionales entre terminaciones entre los métodos de terminación multi-etapa en Liner cementado o agujero descubierto.
- **Tabla 3** Comparación de la secuencia operacional de Perf and Plug, OHMS y Perforación Hydrajet-TF.
- **Tabla 4.** Principales características de cada una de las técnicas en comparación.

CAPITULO VI.

- **Figura 6.1.** Tuberías de revestimiento para un pozo de shale. Fuente: Tenaris Technical, 2011.
- **Figura 6.2.** Comparaciones de las presiones por fricción generadas por el paso de los fluidos de fractura a través de las tuberías de diferentes diámetros. Fuente: PEMEX 2013.
- **Figura 6.3.** Incremento del área de contacto con el yacimiento de un pozo horizontal comparado con uno vertical. Fuente: East Resources inc.
- **Figura 6.4** Comparación de producción y de impacto visual de pozos verticales vs horizontales **Fuente:** Elaboración propia.
- **Figura 6.5.** Se muestra la curva de aprendizaje en yacimientos de E.U.A Fuente: Baker Hughes, 2012
- **Figura 6.6.** Vista de planta esquemática del inicio de una fractura a través de los disparos orientada tanto en la dirección del mínimo como del máximo esfuerzo asociada a la creación de fracturas longitudinales y transversales, respectivamente. Fuente: Elaboración propia.
- **Tabla 1.** Comparación de fractura transversal vs fractura longitudinal con respecto al rango de permeabilidad del yacimiento. Fuente: Mayerhofer 2007.
- **Tabla 2.** Principales ventajas y desventajas de las fracturas transversales Fuente: Samoilov 2013.
- **Figura 6.7** Fracturas longitudinales y transversales en pozos horizontales. Fuente: Bader Al- Matar, 2008
- **Figura 6.8** Reorientación del pozo en dirección del mínimo esfuerzo. Fuente: Weatherford 2011 y Soliman 2008.
- **Figura 6.9.** Tendencia al incremento de la longitud de la lateral y etapas de fractura en E.UU. Fuente: CSUR 2011.
- **Figura 6.10.** Tres etapas de fractura con tres clusters lo que equivalen a una fractura. Fuente: CSUR 2011.
- **Figura 6.11.** Esquema de la arquitectura de los clusters de perforación. Fuente:

- Elaboración propia.
- **Figura 6.12.** ¿Disparar en base a la fragilidad de la roca o igual espaciamiento? Fuente: Halliburton 2009.
 - **Figura 6.13.** Liner entubado, cementado y perforado (Técnica Perf and Plug). Fuente: Halliburton 2012.
 - **Figura 6.14.** Agujero descubierto (Camisas deslizables activada por bolas) Fuente: Halliburton 2012.
 - **Tabla 3:** Parámetros que influyen en la selección del tratamiento de fractura. Fuente: Shale Developments 2011.
 - **Figura 6.15.** Uso de aditivos en un multi-fracturamiento hidráulico. Fuente: Source-Energy depth.org
 - **Figura 6.16:** Importancia de la fragilidad en la selección del fluido de fractura. Fuente: Shale Developments 2011.
 - **Tabla 4.** Guía para la selección del tipo de fluido y selección de apuntalante Fuente: Halliburton 2009
 - **Figura 6.17.** Criterios de Selección de Fluido y Apuntalante Recomendaciones del tipo de fluido fracturante de acuerdo al tipo de yacimiento. Fuente: Shale Developments 2011.
 - **Figura 6.18** La profundidad como criterio para la selección de apuntalante. Fuente: Pemex 2013
 - **Figuras 6.19 y 6.20.** Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento slickwater en la formación Eagle Ford. **Fuente** Weatherford 2011.
 - **Figuras 6.21 y 6.22.** Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento híbrida en la formación Eagle Ford. **Fuente** Weatherford 2011.
 - **Figuras 6.23 y 6.24.** Cedula de bombeo y su gráfica de un tratamiento híbrido slickwater- gel reticulado en la formación Eagle Ford. Fuente Weatherford 2011.
 - **Figura 6.25.** Cedula representativa de un tratamiento de fractura híbrido. Fuente: YPF 2012.
 - **Figura 6.26.** Equipo de Multi-fracturamiento hidráulico. Fuente: Roig 2011.
 - **Figura 6.27.** Repercusiones en el medio ambiente a lo largo del proceso de fracturamiento hidráulico. Fuente: ENVI 2011.
 - **Figura 6.28.** Uso de agua de rios y mantos acuíferos para operaciones de fracturamiento hidráulico.
 - **Figura 6.29** Almacenamiento de fluido de aguas residuales. Fuente: ENVI 2011.

BIBLIOGRAFÍA.

- Appleton Joel, SPE, and Rivenbark Mark; “Cemented Versus Open Hole Completions: Wat is the best for Your Well?” SPE 163946.
- Asamblea de Burgos; 2011. “Asamblea contra la fractura hidráulica Burgos”.
- Beaman Daniel and McNeil Fraser, SPE, Halliburton; 2012. “New Hydraulic-Fracturing Process Enables a Low-Risk, Operationally Efficient Solution While

Maximizing Stimulation Effectiveness in Unconventional Reservoirs”. Society of Petroleum Engineers SPE 150856.

- Baker Hughes; 2006. “Sistemas de Fracturamiento Múltiple/Selectivo en Pozos Horizontales y Multilaterales” Taller de tecnología Baker Hughes.
- Baker Hughes; 2013. Karim Chagoya O. “Presentación de empacadores”
- Benedetto Fabián, “Shale in Argentina”. www.Tenaris.com.
- Bohacs K.M., Passey Q.R., Rudincki M., Esch W.L., Exxon Mobil Upstream Research Co; 2013. “The Spectrum of Fine-Grained Reservoirs from ‘shale gas’ to ‘Shale Oil’ /Tight Liquids: Essential Attributes, key controls, practical Characterization”. International Petroleum Technology Conference SPE 16676.
- Cander Harris; 2012. “Wath Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability”. Presentation at Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California.
- CSUR; 2012. “Recursos no convencionales Oportunidades y desafíos que crean tecnologías.”. www.csur.com.
- Curcio Ana, Pan América Energy, Jait Damián Mariano “El valor de la información para reservorios no convencionales”.
- Chong King Kwee, Griesser B., Jaripatke O., and Passman Andrea, SPE, Halliburton; 2010. “A Completions Roadmap to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades” SPE 130369.
- Dave Thompson, Keith Rispler, Shawn Stadnyk, Ottmar Hoch, McDaniel B.W. Halliburton; 2011. “Operators Evaluate Various Stimulation Methods for Multizone Stimulation of Horizontals in Northeast British Columbia”. SPE 119620.
- Dusterhoft Ron, Williams Ken, Kumar Amit, and Croy Matt, Halliburton; 2013. “Understanding Complex Source Rock Petroleum Systems to Achieve Success in Shale Developments”. SPE 164271.
- EIA; 2013. “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States”.
- EIA; 2011. “World Shale Gas Resources: An initial Assessment of 14 Regions outside the United States”.
- Escalera Alcocer José Antonio; 2012. “Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”.
- Exxon Mobil; 2011. “Shale plays: basic geologic and engineering concepts”.

- Halliburton; 2007. "Horizontal Well Stimulation". Williston Basin Petroleum Conference.
- Halliburton; 2011. Shale developments.
- Halliburton; 2013. "Estimulación de reservorios no convencionales.
- King E. George, Apache Corporation; 2010. "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: Wath Have We Learned?" SPE 133456.
- King E. George, Palmer Ian; 2011. "Shale Gas Completions, Fracturing, and Production.
- Maugeri Leonardo; 2012. "OIL: The Next Revolution" Harvard Kennedy School 2012.
- McNeil Fraser, Harbolt William, Bivens Eric, Lindsay Sharlene y Paterniti Melanie; 2011. "Low Rate Fracture Treatment in the Bakken Shale Using State-of-Art Hybrid Coiled-Tubing System". SPE 142774.
- Palisch Terry, SPE, Chapman Mark A., Godwin Jonathan, CARBO Ceramics Inc.; 2012. "Hydraulic Fracturing Design Optimization in Unconventional Reservoirs- A case History". SPE 160206.
- Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Exxon Mobil Upstream Research Co.; 2010. "From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoir". SPE 131350.
- PEMEX; 2009. "Proyecto de Exploración Aceite y gas en Lutitas".
- PEMEX; 2012. "Aceite y Gas en Lutitas: Avances en la evaluación de su potencial en México".
- PEMEX; 2011. "Estimulación en Yacimientos No convencionales".
- Rickman Rick, Mullen Mike, Petre Erik, Grieser Bill, SPE, and Halliburton; 2008. "A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Desing Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale". Society of Petroleum Engineers SPE 115258.
- Roch Romanson, Reinhard Pongratz and Loyd East, Halliburton; 2011. "Novel, Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch Fracturing and Increase Stimulated Reservoir Volume for Unconventional Reservoirs". SPE 142959.
- Saldugaray Pedro, Palisch Terry, SPE, CARBO Ceramics Inc.; Shelley Robert; 2013. "Hydraulic Fracturing Critical Design Parameters in Unconventional reservoir". SPE 164043.
- SENER; 2012. "Prespectivas para el desarrollo de gas y Aceite de lutitas (shale

gas/shale oil).”

- Sharlene Lindsay, Colt Ables, and Holden Dustin, Halliburton. Copyright 2012 “Re-Innovating Old Technology Improves Efficiency of Proven Coiled-Tubing Stimulation”. Society of Petroleum Engineers SPE 158373.
- Schlumberger; 2010. “Multifractured Horizontal Well Completions Stage FRAC Completion Technology”.
- Sheehan John “Europe Gas Up Gears Up for the Shale Gale”. JPT Contributing Editor.
- Silva López Pedro; 2011. “Estrategia de Shale Oil/ and gas en México”.
- Soliman M.Y., East Loyd, and Daal Johan, Texas Tech University, SPE, Halliburton; 2012 “Impacto of Fracturing and Fracturing Techniques on Productivity of Unconventional Formations”. SPE 150949.
- Stanojcic M., Jaripatke O. sharma A. Halliburton; 2009. “Pinpoint fracturing technologies: A Review of successful Evolution of Multistage Fracturing in the last decade”. Society of Petroleum Engineers SPE130580.
- Stegent N.A, Wanger A.L., Mullen J., Halliburton, GeoSouthern Energy; 2013. “Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale”. SPE 136183.
- Surjaatmadja Jim B., East Loyd jr., McDaniel B.W, Halliburton; 2011 “Use of Hydrajet Perforating Success Sees Global Expansion”, SPE 114695.
- Van Gijtenbeek Klaas, McNeil Fraser y Massaras Leon, SPE Halliburton; 2012. “New Coiled-Tubing-Deployed Multizone Hydraulic Fracturing Unconventional Process for Unconventional Reservoirs”. SPE159340.
- The American Oil & Gas Reporter.; 2012. “Trends Take Fracturing ‘Back To Future’.”
- Wan J., Barnum R.S, DiGloria D.C., Exxon Mobil Development Company; 2013. “Factors Controlling Recovery in Liquids Rich Unconventional Systems”. International Petroleum Technology Conference, SPE 17103.
- www.doc88.com; www.neftex.com.; www.pemex.pep.com.
- Ybáñez Alberto J. Blanco; 2010. “Fractura Hidráulica: El Proceso Completo”.
- Ybáñez Alberto J. Blanco; 2011. “Shale Frac: Ingeniería aplicada a un reservorio no-convencional”.
- YPF; 2012. Plan Exploratorio para Activos de Hidrocarburos No convencionales Cuenca Neuquina.