



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA**

*ANÁLISIS Y RETOS TÉCNICOS DEL DESARROLLO
DE SHALE GAS EN MÉXICO*

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

ENDO HERNÁNDEZ EDUARDO KHOJI

DIRECTOR

ING. CLAUDIO CESAR DE LA CERDA NEGRETE



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., MAYO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*“Mi País Es El Mundo
Y Mi Religión Es
Hacer El Bien”*

Thomas Paine

Agradecimientos

A MIS PADRES

*María de Jesús Hernández y Alberto Endo Fonseca
Por darme la vida y estar siempre al pendiente de mí,
por todas sus noches de desvelo, por procurar siempre
darme lo mejor, por sus consejos y experiencias, por
poner mis intereses primero antes que los suyos, por
ser mis más grandes maestros, por todo su apoyo y
darme hasta lo que no tienen, por hacer de mí una
mejor persona, sin ustedes esto no sería posible,
muchas gracias.*

A MI HERMANO

*Mario Takeshi Endo Hernández
Gracias por todo tu apoyo, tus
porras, por tu exquisita compañía,
por siempre consentirme y confiar
en mí.*

Gísela Fabiola Ventura Alcaraz

*Gracias por llegar a mi vida en
el momento exacto y compartir
este momento tan especial a mi
lado, por ser mi más grande
amiga, por todo tu amor, cariño
y paciencia, sé que siempre podré
contar contigo.*

Jalan atthirari anni.

*A **María del Refugio** por todo su amor, sabiduría y paciencia, por siempre dibujar una sonrisa en mi cara, por ser tan fuerte en todos los momentos, por todo el cariño y amor que sólo una abuelita sabe dar, espero me estés cuidando desde donde te encuentres “Cuquita”.*

*A **Benita Fonseca**, por siempre estar al pendiente de nosotros, por su apoyo incondicional, su cariño y sabios consejos.*

*A la familia, **Pérez Orozco**, por todas sus porras, apoyo y cariño, por robarme tantas risas, nunca cambien.*

*A la familia **Aspeitia Morales**, gracias por su apoyo y por estar al pendiente de nosotros.*

*A la familia **Gonzales Moreno**, por considerarme un integrante más de su familia, por todo su apoyo, cariño y consejos.*

*A la familia **Alonso Vranty**, por abrirme las puertas de su casa y considerarme parte de su familia, por sus sabios consejos y apoyo incondicional, en verdad muchas gracias.*

*A la familia **Castillejos Rodríguez**, gracias por todas las porras, apoyo y muestras de cariño.*

*A la familia **Gamido Torres**, por su apoyo y consejos, por considerarme parte de su familia.*

*A **Alvar, Alejandro, Luis, Guillermo y Mario** por su fiel amistad, por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, por sus sabios consejos, por ser más que mis amigos... mis hermanos.*

*A todos mis amigos por compartir grandes momentos en mi vida universitaria, **Roberto, Lalo, Leo, Rafa, Omar, Memo, Jesús, Luis, Fredy, Jorge, Diego, Morby, Daniel, Edmundo, Eduardo, Gerardo, Cesar, Luis Cesar, Humberto, Arturo, Mañís, Víctor, Marco, Sra. Rocío***

*Al **Ingeniero Claudio Cesar De La Cerda Negrete** por confiar en mí y brindarme parte de su valioso tiempo, por todo su apoyo y sabios consejos, muchas gracias.*

*A la gloriosa **Universidad Nacional Autónoma De México**, por darme el orgullo de pertenecer a esta gran comunidad y prestarme sus instalaciones para formarme como profesionista, ciudadano, y sobre todo, como humano. ¡¡¡México, Pumas, Universidad!!!...*

Índice

Introducción.....	1
1 Conceptos Básicos Y Antecedentes.....	4
1.1 Yacimientos De Gas.....	4
1.1.1 Yacimiento De Gas Y Condensado.....	4
1.1.2 Yacimiento De Gas Húmedo.....	4
1.1.3 Yacimiento De Gas Seco.....	5
1.2 Recursos No Convencionales.....	5
1.2.1 Aceite/Gas En Lutitas (Shale Oil/Gas).....	5
1.2.2 Gas En Arenas Compactas (Tight Gas).....	6
1.2.3 Metano En Capas De Carbón (Coal Bed Methane).....	6
1.2.4 Hidratos De Gas.....	7
1.3 Comportamiento De La Roca.....	7
1.3.1 Esfuerzo.....	7
1.3.2 Deformaciones.....	8
1.3.3 Deformación Unitaria.....	8
1.3.4 Módulo De elasticidad o Modulo De Young “E”.....	8
1.3.5 Relación De Poisson.....	9
1.3.6 Efectos De La Presión De Poro En El Estado De Esfuerzos.....	9
1.3.7 Efecto De La Temperatura En El Estado De Esfuerzos.....	10
1.3.8 Orientación De La Fractura.....	10
1.3.9 Presión De Fractura.....	10
1.4 Antecedentes.....	11
1.4.1 Perspectivas Globales.....	12
1.4.2 Evaluaciones De <i>Shale Gas</i>	14
1.5 Mercados De Gas Natural en 2011.....	35
1.6 Bibliografía Del Capítulo.....	37
2 Diseño Y Equipo De Fractura Necesario En Shale Gas, Descripción General Y Variables A Considerar En La Terminación De Un Pozo.....	38
2.1 Diseño Del Fracturamiento Hidráulico En <i>Shale Gas</i>	39
2.1.1 Características De Los Yacimientos De <i>Shale Gas</i>	40

Índice

2.1.2	Análisis Geoquímico	43
2.1.3	Volumen Y Capacidad Del Gas.....	45
2.1.4	Madurez Térmica	47
2.1.5	Permeabilidad	48
2.1.6	Mineralogía	48
2.1.7	Datos Petrofísicos.....	48
2.1.8	Geomecánica.....	56
2.1.9	Rocas De Calidad	57
2.2	Equipos De Fractura	62
2.2.1	Líneas De Tratamiento	62
2.2.2	Componentes De Alta Presión Para Manifolds	62
2.2.3	Equipo De Bombeo.....	63
2.2.4	Equipo De Mezcla.....	64
2.2.5	Unidades Para Suministro De Arena Y “Conveyors” (Cintas Transportadoras)	67
2.3	Terminación Del Pozo.....	68
2.3.1	Procesos De Fracturamiento Multietapas.....	69
2.3.2	Métodos De Evaluación.....	74
2.4	Cabezal De Pozo Y Equipo De Superficie	74
2.4.1	Plataforma De Pozos	75
2.5	Bibliografía Del Capítulo.....	77
3	Tipos De Fluidos Y Apuntalantes Utilizados	78
3.1	Selección De Fluidos.....	79
3.1.1	Propiedades Friccionales Del Fluido.....	79
3.1.2	Pérdidas De Filtrado	80
3.1.3	Otras Características Del Fluido	80
3.1.4	Tipos De Fluidos De Fracturamiento	80
3.2	Apuntalantes	89
3.2.1	Disponibilidad De Apuntalante	90
3.2.2	Selección Del Fluido Fracturante.....	91
3.2.3	Requisitos De Conductividad.....	92
3.2.4	Distribución Del Apuntalante	97

Índice

3.2.5	Transporte Del Apuntalante.....	98
3.2.6	Consideraciones	100
3.3	Impacto Ambiental Del Sistema De Fracturamiento Hidráulico Para La Extracción De Gas No Convencional	101
3.3.1	Estados Unidos	101
3.3.2	Otros Países.....	102
3.3.3	Contaminación Del Agua Subterránea Y De Superficie	103
3.3.4	Gestión De Residuos.....	105
3.3.5	Uso Excesivo De Agua. Presión Sobre Los Suministros Locales	106
3.3.6	Emisiones De Gases De Efecto Invernadero (Metano Y CO ₂).....	106
3.3.7	Riesgo Químico.....	107
3.3.8	Otros Impactos Locales	109
3.3.9	Balance Energético De La Técnica Y Su Papel En El Futuro Mix Energético	109
3.4	Tecnologías.....	111
3.4.1	Técnica De Fracturamiento Hidráulico Con Canales De Flujo <i>Hiway</i>	111
3.4.2	Sistema De Fractura Multietapas (RapidFrac).....	122
3.4.3	Fractura Utilizando Propano En Forma De Gel (<i>Fracking 2.0</i>)	123
3.4.4	Fracturamiento Hidráulico Con Propano Líquido.....	125
3.5	Bibliografía Del Capítulo.....	131
4	Medición Del Desarrollo De La Fractura	132
4.1	Dirección De La Fractura	132
4.2	Conductividad De La Fractura	132
4.3	Geometría de la Fractura	133
4.4	Conservación De La Energía	134
4.5	Ley De Conservación De La Masa.....	134
4.6	Modelo PKN.....	136
4.7	Modelo KGD	139
4.8	Presión De Fractura.....	140
4.9	Presión De Cierre.....	140
4.10	Presión Instantánea Al Detener El Bombeo, ISIP	140
4.11	Presión Neta	140
4.12	Presión De Fricción Total Y Presión De Fricción En La Cercanía Del Pozo.....	141

Índice

4.13	Tamaño De La Fractura	141
4.13.1	Módulo De Young.....	142
4.13.2	Relación De Poisson	142
4.13.3	Optimización Del Tamaño De La Fractura.....	142
4.13.4	Gradiente De Fractura.....	143
4.13.5	Perfil De Esfuerzos.....	143
4.14	Microsísmica.....	145
4.14.1	Inclinómetro (Tiltmeter).....	146
4.14.2	Software De Diseño De Terminaciones Multietapas Y Fracturamiento Hidráulico (Mangrove).....	146
4.15	Análisis De Núcleos	149
4.15.1	Optimización De Las Terminaciones	150
4.15.2	Modelo De Esfuerzos Anisótropos	150
4.16	Bibliografía Del Capítulo.....	156
5	Desarrollo E Infraestructura.....	157
5.1	Mercado Prospectivo De Gas Natural, 2010-2035.....	157
5.1.1	Demanda Mundial De Gas Natural, 2009-2035	159
5.1.2	Oferta Mundial De Gas Natural, 2010-2035	161
5.1.3	Comercio Mundial De Gas Natural, 2010-2035	164
5.2	Escenarios De Producción Nacional, 2012-2026.....	165
5.2.1	Volumen Físico De Transporte De Gas Natural	169
5.3	Prospectiva Del Mercado Nacional De Gas Natural 2012-2026.....	170
5.3.1	Prospectiva De Infraestructura De Gasoductos	170
5.3.2	Comercio Exterior Del Gas Natural	181
5.3.3	Evolución De La Demanda De Gas Natural, 2012-2026	182
5.4	Contenido Nacional	184
5.5	Logística.....	186
5.6	Factores Económicos.....	186
5.6.1	Estados Unidos	186
5.6.2	México	188
5.7	Reforma Energética Y <i>Shale Gas</i>	189
5.8	Reto Ambiental Y Regulatorio	191

Índice

5.8.1	El Gas Natural Contra El Cambio Climático	192
5.9	<i>Shale Gas Factory</i>	194
5.9.1	Fábrica De Automatización De <i>Shale Gas</i>	195
5.9.2	Entorno De Colaboración, Operación Remota	196
5.9.3	La Reducción De Los Costos De Desarrollo De <i>Shale Gas</i>	196
5.10	Bibliografía Del Capítulo.....	197
6	Conclusiones Y Recomendaciones.....	198
6.1	Conclusiones.....	198
6.2	Recomendaciones	199

Introducción

Con el desarrollo de técnicas y tecnologías en fracturamiento hidráulico, en conjunto con los avances en la perforación horizontal se ha ampliado en gran medida la capacidad para producir de forma rentable el gas natural en formaciones geológicas de baja permeabilidad, en particular, las formaciones de lutitas. La aplicación de técnicas de fracturamiento para estimular la producción de aceite y gas comenzó a crecer rápidamente en la década de 1950, aunque los experimentos se remontan al siglo XIX. A partir de mediados de 1970, una asociación de operadores privados, *The U.S. Department of Energy* (DOE) y *The Gas Research Institute* (GRI) realizaron los primeros esfuerzos por desarrollar tecnologías para la producción comercial de gas natural desde la lutita relativamente poco profunda Devónico (Huron) al Este de los Estados Unidos. Esta asociación ayudó a promover tecnologías que eventualmente se convirtieron cruciales para la producción de gas natural de la roca de lutita, incluyendo los pozos horizontales, fracturamiento de múltiples etapas, y *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción”. La aplicación de la perforación horizontal para la producción de aceite comenzó en la década de 1980, momento en la llegada de la perfección de motores de fondo para la perforación y la invención de otros equipos de apoyo necesarios, materiales y tecnologías, en particular los equipos de telemetría de fondo de pozo, habían traído algunas aplicaciones en el ámbito de la viabilidad comercial.

La llegada de la producción a gran escala de shale gas no se produjo hasta que *Mitchell Energy and Development Corporation* experimentó durante los años 1980 y 1990 para hacer una realidad comercial la producción de lutitas gasíferas profundas en Barnett Shale en el norte-centro de Texas. Como el éxito de *Mitchell Energy and Development Corporation* se volvió evidente, otras empresas agresivamente entraron en este juego de modo que para el año 2005, la lutita Barnett Shale estaba produciendo casi la mitad de un billón de pies cúbicos por año de gas natural. Como los productores de gas natural ganaron confianza en la capacidad de producir de forma rentable el gas natural en la lutita Barnett y la confirmación de esta capacidad fue proporcionada por los resultados de la lutita de Fayetteville en el norte de Arkansas, comenzando a perseguir otras formaciones de lutitas, entre ellos Haynesville, Marcellus, Woodford, Eagle Ford, entre otras.

Durante las últimas dos décadas se ha introducido una nueva técnica de fractura hidráulica que se realiza en formaciones no convencionales y que a pesar de constituir enormes yacimientos de gas, sus características petrofísicas no permitían desarrollarlas en forma económica.

En efecto, dichas formaciones, conocidas como *shales* (lutitas), poseen enormes reservas de gas, pero hasta hace pocos años atrás no se había desarrollado una tecnología capaz de extraer estas riquezas en forma económica. En el sur de Texas, en Estados Unidos, se ha estado aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo en las terminaciones horizontales para incrementar el volumen efectivo de yacimiento estimulado mediante la creación de canales estables para que los hidrocarburos fluyan a través de éstos, lo que incrementa el volumen efectivo de los yacimientos estimulados, en las lutitas de Eagle Ford se incrementó la producción inicial de gas en un 43%.

La contribución de empleos adquiere mayor relevancia en un momento cuando los puestos de trabajos se han convertido en una cuestión nacional. En 2010, la industria de shale gas apoyó con más de 600,000 puestos de trabajo, que incluían 148,000 puestos de trabajo directos en los EE.UU., cerca de 194,000 empleos indirectos en industrias proveedoras, y más de 259,000 puestos de trabajo inducidos. Para 2035, la industria de shale gas apoyará un total de más de 1.6 millones de empleos a través de la economía de los EE.UU., compuesta por más de 360,000 puestos de trabajo directos, más de 547,000 puestos de trabajo indirectos, y más de 752,000 puestos de trabajo inducidos de acuerdo con *IHS Global Insight*.

La exploración y el arrendamiento del *shale gas* ya están en marcha en Polonia, se estima que Polonia cuenta con 792 billones de pies cúbicos de gas de lutita, 514 billones de pies cúbicos en la cuenca del Báltico, 222 billones de pies cúbicos en la cuenca de Lublin y 56 billones de pies cúbicos en la cuenca Podlaquia. La Agencia Internacional De La Energía (AIE) de los EU estimó 187 billones de pies cúbicos técnicamente recuperables.

China tiene dos grandes cuencas sedimentarias que contienen lutitas ricas en materia orgánica con un excelente potencial para el desarrollo de shale gas. Las dos grandes cuencas de lutitas de China, Sichuan y la del Tarim, cuentan con 1275 billones de pies cúbicos técnicamente recuperables de acuerdo con la AIE de los EU.

En Argentina la cuenca de Neuquén parece ser el más prospectivo, aunque las lutitas del Cretácico en el Golfo San Jorge y Austral-Magallanes tienen un gran potencial a pesar del riesgo por el contenido de arcilla. Argentina cuenta con 774 billones de pies cúbicos técnicamente recuperables.

De acuerdo con la AIE de los EU, México actualmente es cuarta potencia mundial en cuanto a recursos prospectivos de shale gas con 681 billones de pies cúbicos técnicamente recuperables, Petróleos Mexicanos continúa con los esfuerzos de caracterizar y cuantificar esos yacimientos y recursos. Ante la posibilidad de que en México se utilice la técnica de fracturamiento hidráulico en sus yacimientos en un futuro cercano, se realiza el presente

Introducción

trabajo con el propósito de recopilar información que sirva de referencia para este desarrollo en nuestro país, así como aplicar la esencia de la metodología utilizada, sus fundamentos técnicos y el modo de aplicación a nivel operativo, presentando atención especial en la extracción de gas en dichas formaciones.

Capítulo I

1 CONCEPTOS BÁSICOS Y ANTECEDENTES

El gas natural ha producido algunos de los mayores cambios en los mercados energéticos mundiales de los últimos años: en primer lugar, se produjo un rápido aumento en el comercio, en especial del GNL, que ha conectado regiones antes segmentadas de forma cada vez más flexible. Y en segundo, el desarrollo de recursos no convencionales en los EE.UU., que ha hecho que todo el mundo se preguntara en dónde el gas podrá convertirse en un recurso relativamente abundante más adelante. Ambos hechos dieron forma al año 2011, y a medida que se producían, también tuvieron un papel vital en la respuesta a las alteraciones del año pasado.

Dentro de los conceptos básicos a considerar en el tema de fracturamiento hidráulico en *shale gas*, debemos definir los conceptos básicos de geomática y los antecedentes a nivel mundial de explotación de recursos de shale gas.

1.1 Yacimientos De Gas

Los yacimientos de gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Se clasifican en yacimientos de: Gas seco, Gas húmedo y Gas condensado.

1.1.1 Yacimiento De Gas Y Condensado

En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido. Yacimiento cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

1.1.2 Yacimiento De Gas Húmedo

Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

1.1.3 Yacimiento De Gas Seco

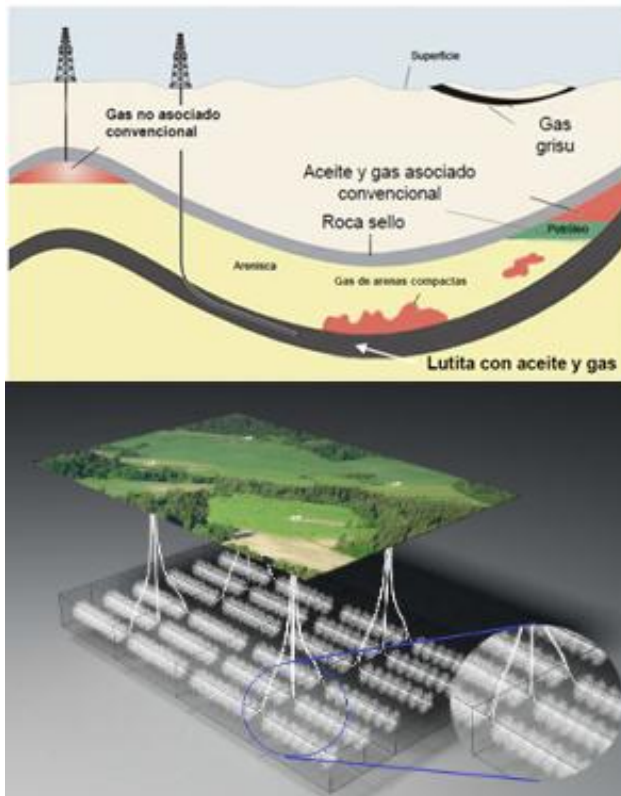
Son yacimientos con características similares al anterior, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases.

1.2 Recursos No Convencionales

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales incluyen el gas en areniscas compactas, el gas del carbón, los hidratos de metano, las arenas/lutitas bituminosas y el aceite/gas en lutitas (shale oil/gas).

La Agencia Internacional de Energía define el gas no convencional como el “gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. Una definición generalmente aceptada en la industria es la de “reservas que no tienen una producción de gas natural económicamente rentable salvo que se utilicen tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales de recuperación”.

1.2.1 Aceite/Gas En Lutitas (Shale Oil/Gas)



Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema (*play*) de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

Para que este funcione de manera rentable se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con multifracturamiento hidráulico, su explotación demanda un desarrollo masivo continuo (Figura 1.1).

Para considerar un *play* no convencional de aceite y gas en lutitas se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca:

- Riqueza orgánica total: COT > 2%, kerógeno tipo II y III.
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$, $T_{max} > 440^\circ\text{C}$.

Figura 1.1 Geología Esquemática de Recursos Shale Oil/Gas (Superior) y Desarrollo masivo con pozos horizontales con multifractura (Inferior).

- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

El volumen original *in situ* de aceite y gas en lutitas es de magnitud mayor comparado con los convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados.

1.2.2 Gas En Arenas Compactas (Tight Gas)

Se conoce como gas en arenas compactas al gas natural encontrado en formaciones areniscas (o calizas) de baja porosidad y permeabilidad.

La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con:

- Porosidad < 10%
- Permeabilidad < 0.1 mD.

Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales y no hay una distinción clara entre ambos.

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

1.2.3 Metano En Capas De Carbón (Coal Bed Methane)

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y se le da un uso convencional, pero es la producción la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o térmico (el aumento de la temperatura de los sedimentos debido a la profundidad de estos). A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua.

Puesto que el metano en capas de carbón está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas. Su atractivo consiste en que es ubicable y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y ambientales, puesto que involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos.

1.2.4 Hidratos De Gas

Los hidratos de gas no son más que una mezcla de agua y gas (fundamentalmente metano) que se acumulan en estado sólido, bajo ciertas condiciones de alta presión y baja temperatura. Se ha comprobado que existen naturalmente sólo en dos tipos de áreas donde se tienen estos recursos; la primera bajo tierra en latitudes extremas con bajas temperaturas y la segunda bajo el lecho del fondo marino en distintos lugares de los océanos, en aguas profundas.

Si una muestra de hidrato de gas se transporta a condiciones normales sobre la superficie de la tierra, es decir a unos 20° Celsius y 1 Atmósfera de presión, el gas se multiplica por 164, es decir, 1 m³ de hidrato de gas se transforma en 164 m³ de gas más 0.84 m³ de agua.

1.3 Comportamiento De La Roca

La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante. Existe una amplia gama de modelos que intentan representar el comportamiento mecánico de la roca. Los hay desde el modelo lineal elástico hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones físico-químicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura.

El modelo más conocido es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad (modelo de dos parámetros). Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ϵ).

1.3.1 Esfuerzo

Considerando un plano cualquiera, sujeto a una fuerza, donde la fuerza F somete al plano de área A a dos esfuerzos definidos por:

Esfuerzo normal:

$$\sigma = \frac{F \cos \theta}{A}$$

Siendo $F \cos \theta$ la componente de la fuerza perpendicular al plano.

Esfuerzo cortante:

$$\tau = \frac{F \sin \theta}{A}$$

Siendo $F \sin \theta$ la componente de la fuerza en la dirección del plano.

En el caso de que la fuerza F esté dirigida hacia el plano, los esfuerzos generados son de compresión y si están en sentido contrario son de tensión. En la mecánica de rocas, los

esfuerzos de compresión son tomados por convención como positivos y los de tensión como negativos. En el caso de que la fuerza sea aplicada en forma perpendicular al plano, no existe componente en la dirección del plano y por lo tanto no genera esfuerzo cortante. En este caso, el esfuerzo se le denomina **Esfuerzo Principal**.

1.3.2 Deformaciones

Cuando un cuerpo está sujeto a un esfuerzo, este sufre una deformación, la cual puede medirse. En un cuerpo cilíndrico de roca sujeto a un esfuerzo se tienen dos deformaciones, una en sentido axial o longitudinal (δ), y otro en sentido radial o transversal (ε).

1.3.3 Deformación Unitaria

Es la relación entre la deformación absoluta sufrida por el cuerpo entre su dimensión original (adimensional).

$$\text{Deformación Unitaria} = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

Axial o longitudinal

$$\delta = -\frac{\Delta L}{L_o}$$

Radial o transversal

$$\varepsilon = -\frac{\Delta r}{r_o}$$

1.3.4 Módulo De elasticidad o Modulo De Young “E”

Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (δ), los cuales relaciona la **Ley de Hooke** expresada en la siguiente ecuación.

$$\sigma = E\delta$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como **módulo de elasticidad (Young)**. El módulo de Young es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse.

1.3.5 Relación De Poisson

Es un parámetro de trascendente importancia, pues caracteriza los diferentes materiales. La relación de Poisson, se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal, expresada en la siguiente ecuación.

$$\nu = \frac{\epsilon}{\delta}$$

Dónde:

ϵ es la expansión lateral de la roca y δ es la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

La relación de Poisson es adimensional y su rango de variación está entre 0.1 y 0.4.

Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Uno de los más comunes es el coeficiente poroelástico (constante de Biot) α , el cual es, para fines prácticos, igual a uno ($\alpha = 1$), aunque algunas referencias sugieren este valor $\alpha = 7$ para yacimientos petroleros.

1.3.6 Efectos De La Presión De Poro En El Estado De Esfuerzos

La siguiente ecuación ilustra el efecto de la presión de poro (p) en el esfuerzo efectivo de la roca.

$$\sigma = \sigma - \alpha p$$

A partir de un simple análisis de esta ecuación, se observa que si la presión de poro incrementa, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye.

Dos casos son particularmente interesantes respecto a la variación de la presión de poro:

- a) La inyección de fluidos al yacimiento.
- b) La declinación natural de presión del yacimiento.

En el primer caso, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta es un filtrante, que ocasiona disminución de la presión efectiva, lo que permite iniciar la fractura más fácilmente. Un análisis similar permite establecer que la disminución de presión de poro en un yacimiento maduro incrementa el esfuerzo efectivo de la roca. En otras palabras, es más difícil iniciar una fractura cuando el campo petrolero está en su etapa madura que en su etapa inicial de explotación. Estos conceptos son esenciales cuando se selecciona el apuntalante.

1.3.7 Efecto De La Temperatura En El Estado De Esfuerzos

Cuando se inyecta un fluido a menor temperatura que los fluidos contenidos en el yacimiento, se origina un súbito cambio de temperatura que altera el estado de esfuerzos de la roca. La magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía directamente proporcional a la variación de la temperatura (dT). Por ello, el enfriamiento ocasionado a la formación con el fluido fracturante disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y facilita el inicio de la fractura hidráulica. El conocimiento del coeficiente de expansión térmica es importantísimo para diseñar el volumen de frente filtrante que se inyectará durante un fracturamiento.

1.3.8 Orientación De La Fractura

Es importante resaltar que la orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera. El estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular a σ_h , como lo ilustra la **Figura 1.2**, independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos.

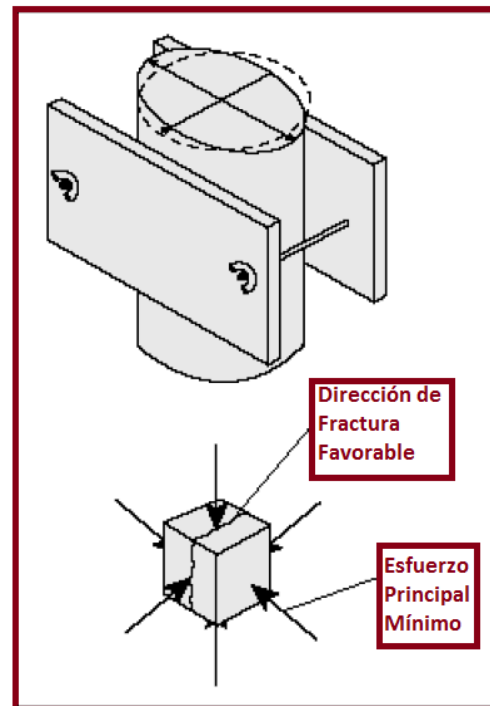


Figura 1.2 Orientación de la fractura creada por tensión.

1.3.9 Presión De Fractura

La presión de fractura es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla y puede variar durante la operación. La presión de fracturamiento es conocida como la presión de tratamiento en el fondo (BHTP).

La presión de cierre instantánea (P_{ci}) es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones internas de la fractura y la hidrostática del pozo.

La presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$P_{ef} = P_{ci} + P_h$$

La presión hidrostática se calcula como:

$$Ph = 0.4334 * \rho * D$$

La pérdida por fricción (P_{frictp}) en la tubería puede ser calculada mediante un diagrama de Moody, si el fluido es newtoniano.

Para fluidos no newtonianos (geles), el cálculo de la pérdida de carga por fricción es mucho más complejo. La norma Api describe un método de cinco parámetros, calculados por un viscosímetro.

Una vez obtenidas las diferentes presiones y pérdidas por fricción, se puede obtener la presión de tratamiento en superficie (P_s) y la potencia hidráulica (P_{Hid}). La presión en superficie será:

$$P_s = P_{ef} + P_{frictp} + P_{fricP} - Ph$$

La potencia hidráulica (P_{Hid}) es:

$$P_{Hid} = \frac{P_s * Q}{40.8}$$

1.4 Antecedentes

Como resultado de varios años de experimentación en el laboratorio y estudios en el campo, en marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizó en forma simultánea los primeros dos tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en el estado de Texas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la Industria Petrolera.

Las estimulaciones más conservadores demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción provechosos y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos.

En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comerciales.

Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el fracturamiento hidráulico pues los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con ½ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande.

En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1,500 a 2,000 galones y se le consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de producción mayor y continuo, gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

Las tasas de inyección más altas permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos, con muy buenos resultados. A finales de 1952 se popularizó el uso de residuales refinados y crudos más pesados que permitió un mayor volumen por dólar y a partir de ese momento la curva del tratamiento comenzó a crecer interrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37,000 galones con 45,000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1.25 libras por galón.

1.4.1 Perspectivas Globales

Hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de *shale gas* fuera de América del Norte, pero esa situación puede cambiar rápidamente. Existen proyectos de exploración de *shale gas* en curso en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia.

En todo el mundo, las compañías de E&P están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de capacidades para la producción de gas. Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente. Un estudio reciente estimó que el potencial de gas natural global proveniente de las lutitas era de 716 billones de m³. No obstante, en muchos casos, el camino del desarrollo plantea desafíos significativos.

A diferencia del desarrollo de las lutitas en EUA, donde los operadores más pequeños resultaron esenciales para gran parte de la actividad, las operaciones de exploración y desarrollo de *shale gas* en Europa tienden a ser dominadas por las grandes compañías de energía multinacionales y las compañías petroleras estatales. Entre las compañías de Europa que tienen posiciones sustanciales en términos de extensión areal se encuentran *ExxonMobil Corporation*, *Total S.A.*, *ConocoPhillips Company* y *Marathon Company*. Con limitada experiencia en exploración y desarrollo de lutitas, estas compañías se están asociando con las compañías que desarrollaron la industria de las *shale gas* de América del Norte. Por ejemplo, *Total* adquirió una participación importante en *Chesapeake Energy Corporation*, una empresa protagonista activa en diversos desarrollos de lutitas en EUA. *ExxonMobil* acaba de adquirir *XTO Energy Inc*, movimiento al que muchos analistas energéticos ven como un intento para adquirir conocimientos técnicos especiales en el desarrollo de los recursos de lutitas.

Más allá de la falta de experiencia técnica, existen muchos otros factores que impiden el desarrollo de los recursos de lutitas en Europa, Asia y América del Sur. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituye una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros; principalmente los del tipo utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Además, se plantea problemas con respecto al uso potencial del suelo en las zonas densamente pobladas de Europa Occidental. Mientras que los derechos al subsuelo en relación con gran parte de las tierras en EUA son controlados por los terratenientes, no sucede lo mismo en otros países en los que el Estado es el propietario de los recursos subterráneos. Los conflictos potenciales entre los superficiarios y los responsables del desarrollo de los recursos constituyen quizás el desafío más desalentador para las operaciones de desarrollo en Europa.

En la urgencia por proceder al desarrollo, es difícil ignorar los problemas no técnicos, entre los que se encuentran la geopolítica, la percepción pública y una diversidad de otras preocupaciones. A pesar de estos factores, y debido a la naturaleza revolucionaria de las extensiones productivas de *shale gas* de EUA, el interés global se ha intensificado. En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de EUA en el año 2011 se evaluaron 48 cuencas de *shale gas* de 32 países, **Figura 1.3**, y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas. Según este informe, el mundo parece estar preparado para la revolución del *shale gas*.

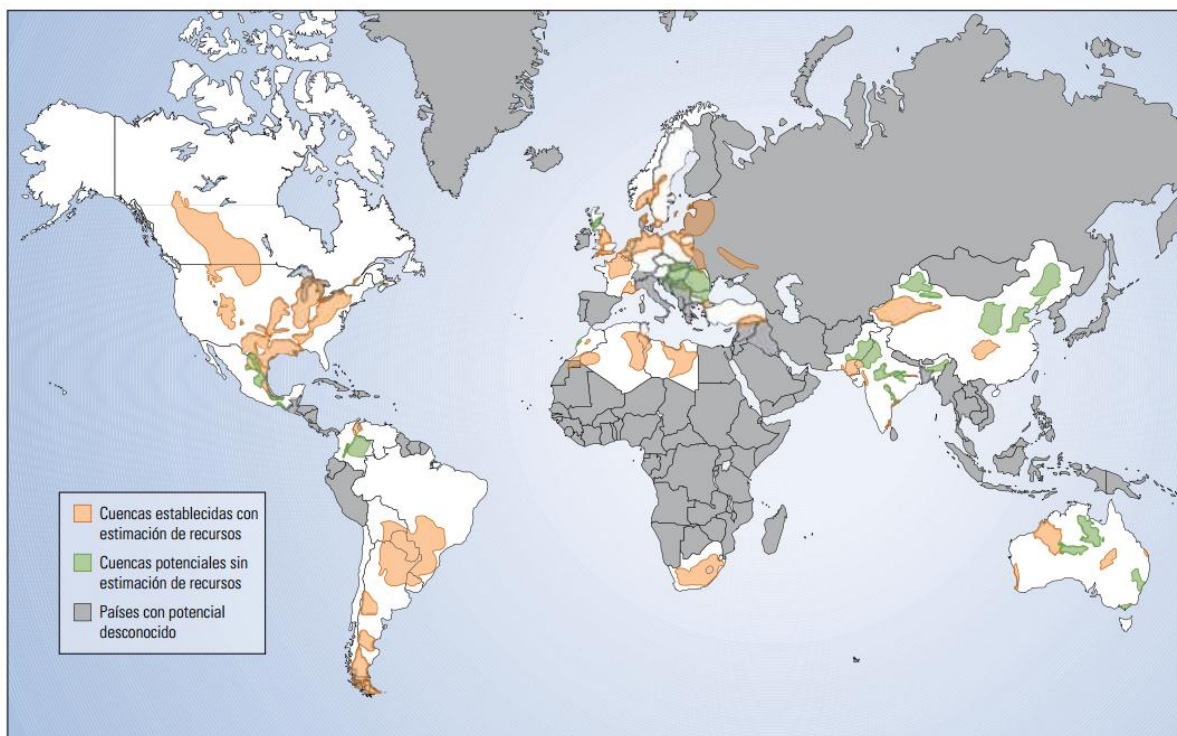


Figura 1.3 Recursos Globales de gas de lutita estudiados por la AIE de EUA.

1.4.2 Evaluaciones De *Shale Gas*

Los antecedentes más relevantes por sus reservas, exploración y producción de *shale gas* son Estado Unidos, Canadá, México, Argentina, Polonia y China. A continuación se describen sus principales características.

1.4.2.1 Estados Unidos

La lutita Marcellus, en el noroeste de EUA, es sin duda la extensión productiva más grande ya que posee una superficie de 246,000 km² (95,000 mi²). A ésta le sigue la lutita de New Albany, con un tamaño que equivale aproximadamente a la mitad de la primera. Otras zonas de *shale gas* importantes de EUA oscilan en extensión entre 13,000 y 30,000 km² (5,000 y 12,000 mi²), y algunas demostraron ser productoras prolíficas.

Sobre la base de las estimaciones del año 2011, las formaciones líderes con las tasas diarias combinadas más altas de producción son las lutitas *Barnett* y *Haynesville-Bossier*. La clasificación por producción, si bien constituye un indicador significativo, puede conducir a errores porque las diferentes extensiones productivas han experimentado niveles de desarrollo variables. Por el contrario, si las extensiones productivas de EUA se clasifican de acuerdo con las estimaciones del gas original en sitio (GIP), la lutita Marcellus, con 42.5 billones de m³ (1,500 Bpc), está a la cabeza de todas las demás. Si bien la lutita Marcellus parece alojar el mayor potencial, los operadores de la región recién han

comenzado a explorarla y desarrollarla. De las lutitas explotadas activamente en nuestros días, la más vasta es la lutita *Haynesville-Bossier* con un GIP estimado en 20.3 billones de m³ (717 Bpc). Le sigue la lutita Barnett con 9.3 billones de m³ (327 Bpc).

Pero existen diversos recursos de lutitas actualmente en producción. Algunos de los más notables son *Fayetteville*, *Woodford*, *Antrim*, *Eagle Ford* y *New Albany*.

1.4.2.2 Canadá

Numerosas cuencas de Canadá cuentan con un potencial significativo de *shale gas*. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de *Horn River*, la bahía de Córdova, la cuenca de *Laird*, la cuenca Profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas cinco cuencas contienen en forma conjunta 37.6 billones de m³ (1,326 Bpc) de GIP de los cuales 10 billones de m³ (355 Bpc) se consideran técnicamente recuperables.

Los sedimentos de *Horn River*, Córdova y *Laird* son de edad Devónico, y las principales formaciones de interés corresponden a las lutitas *Muskwa*, *Otter Park*, *Evie*, *Klua* y *Lower Besa River*. Diversos operadores involucrados activamente en estas áreas han obtenido resultados positivos. Las extensiones productivas *Triassicage Montney shale* y *Doig Phosphate* de edad Triásico se encuentran en la cuenca Profunda. Para julio de 2009, en la lutita *Montey* se habían perforado 234 pozos horizontales que producían 10.7 millones de m³/d (376 MMpcd) de gas natural.

En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas potenciales de lutitas, si bien no han sido tan extensivamente estudiadas como las del oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovícico Superior en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA y aloja un GIP estimado de 4.4 billones de m³ (155 Bpc), de los cuales 877 000 millones de m³ (31 Bpc) son técnicamente recuperables. En la lutita Utica se han perforado pocos pozos, y durante las pruebas se recuperó gas pero con tasas de producción bajas.

1.4.2.3 México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las *shale gas* productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas *Eagle Ford*, *Hayneville-Bossier* y *Pearsall*. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noroeste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

En el año 2011 con el objetivo de evaluar el potencial de hidrocarburos de los *plays* no convencionales en el norte y noroeste de México, se plantearon entre otras las siguientes acciones:

- Documentar un proyecto de inversión de alcance regional para formalizar los requerimientos de recursos de inversión.
- Realizar estudios geológicos y geoquímicos, para dar certidumbre a los volúmenes de aceite, condensado y gas esperado.
- En base a los resultados obtenidos, proponer pozos exploratorios para probar el concepto y la productividad de los *plays* y áreas asociadas.

PEMEX ha implementado un proceso para reducir la incertidumbre de los modelos geológicos y de la estimación de recursos potenciales, y así, definir las bases para su desarrollo masivo, considerando la normatividad ambiental y privilegiando el desarrollo sustentable.

Fase 1: Evaluación de la prospectividad e Identificación de Recursos

- Análisis Regional
- Identificación de *plays* potenciales
- Jerarquización de cuencas y niveles de lutitas
- Estimación de Recursos
- Portafolio de localizaciones exploratorias
- Perforación de pozos piloto
- Prueba del Concepto
- Evaluación de pozos piloto

Fase 2: Caracterización geológica reducción de incertidumbre

- Detallar estudios de *plays*
- Identificación y delimitación de áreas de mayor productividad
- Perforación de pozos de evaluación y delimitación
- Caracterización inicial de yacimientos
- Adquisición en pozos de datos geoquímicos y geomecánicos
- Diseños eficientes de terminaciones de fracturas múltiples
- Monitoreo del fracturamiento en pozos y rendimiento de la producción

Fase 3: Desarrollo masivo

- Plan de desarrollo

- Desarrollo de fracturamiento de pozos para aumentar la producción
- Eficiencia de costos
- Desarrollo sustentable

Los *plays* del Cretácico Superior (Ojinaga, 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 en el sur de Estados Unidos.

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

Los *plays* del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta) están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA (Figura 1.4, 1.5, 1.6).

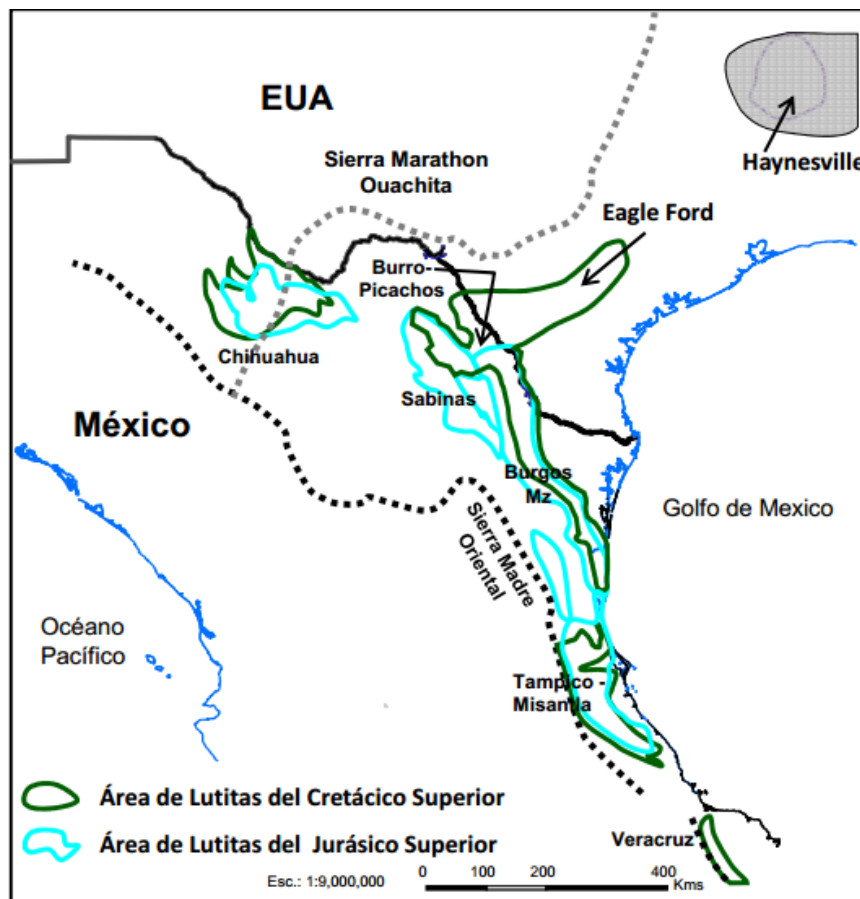


Figura 1.4 Perspectiva Regional de Plays de Shale Oil/Gas

Fuente: PEMEX

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).

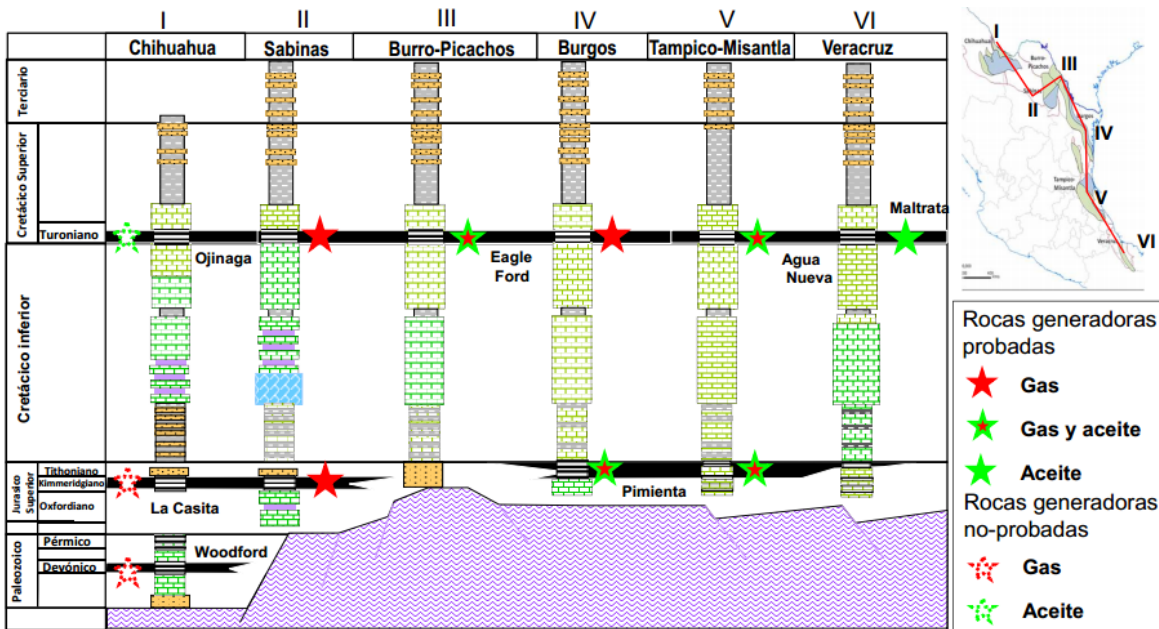


Figura 1.5 Posición Estratigráfica de los Plays de Shale Oil/Gas
 Fuente: PEMEX

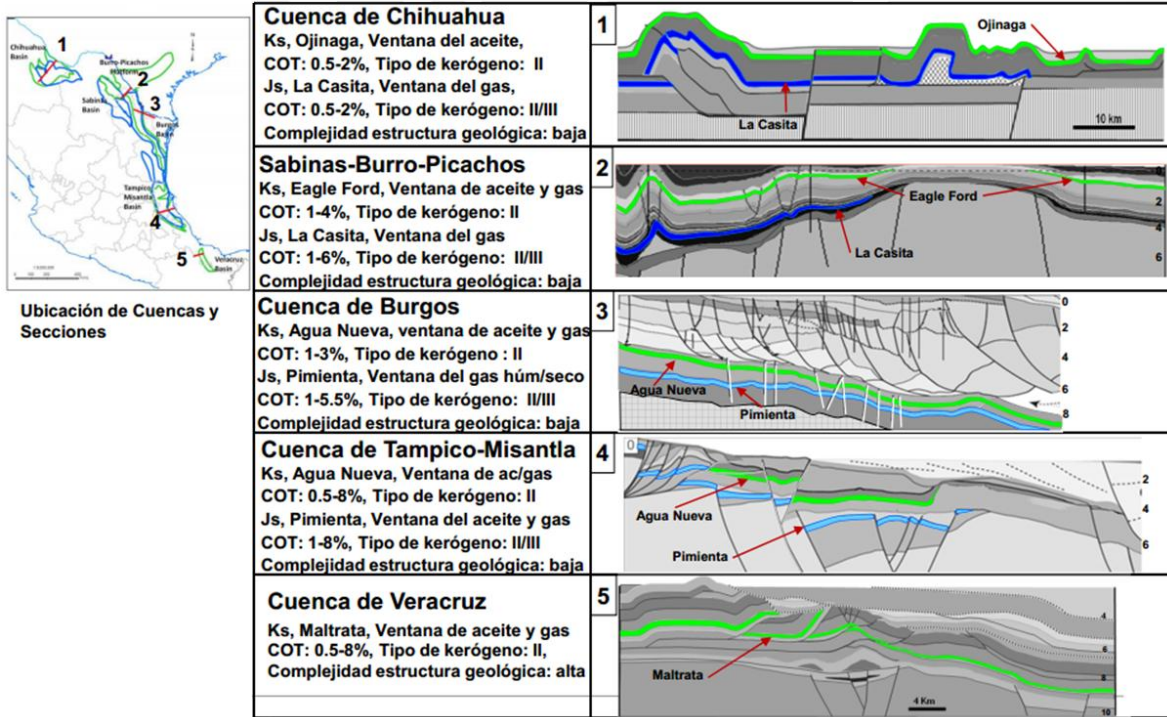


Figura 1.6 Características de las Cuencas Precursoras de Shale Oil/Gas
 Fuente: PEMEX

1.4.2.3.1 Área Sabinas – Burro-Picachos – Burgos (Play Eagle Ford)

Tiene un área prospectiva de 34,700 km², el tipo de hidrocarburo esperado es primordialmente gas seco y húmedo, el Cretácico Superior Eagle Ford tiene un recurso del orden de 27 a 89 con una media de 55 MMMMpc (Figura 1.7).

Resultados

- Con los pozos Emergente-1 se obtuvo la primera producción de shale gas con un flujo inicial de 2.9 MMpcd y junto con Habano-1 se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo del play Eagle Ford.
- El pozo Percutor-1 productor de gas seco probó la extensión de este play hacia la cuenca de Sabinas.

- Con los pozos Nómada-1 y Montañés-1 se exploraron las zonas de aceite y gas húmedo, respectivamente, con resultados parcialmente concluyentes.

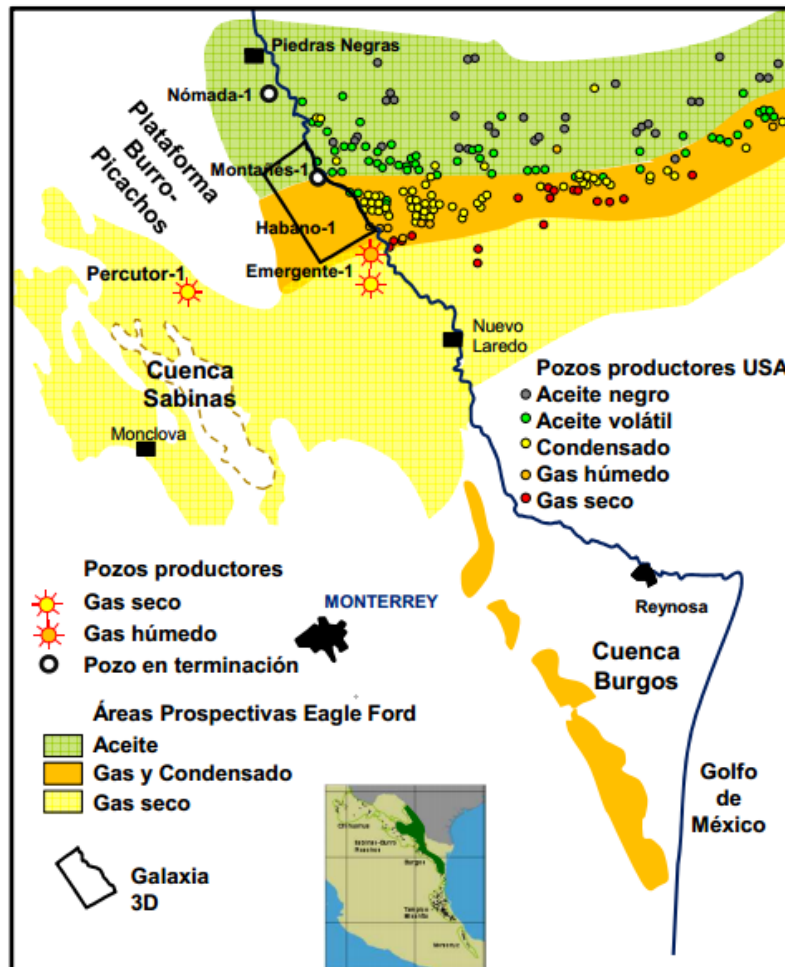


Figura 1.7 Área Sabinas – Burro-Picachos – Burgos (Play Eagle Ford)
Fuente: PEMEX

1.4.2.3.2 Área Sabinas – Burro-Picachos – Burgos (Play Jurásico Superior)

Tiene un área prospectiva de 42,300 km², el tipo de hidrocarburo esperado es gas seco, húmedo y aceite ligero. El *play* Jurásico La Casita-Pimienta cuenta con un recurso de 54 a 163 con una media de 109 MMMMpc (Figura 1.8).

Resultados

- El pozo Arbolero-1 comprobó el concepto shale gas en el Jurásico Superior de la Cuenca de Sabinas.

Con el fin de evaluar el Jurásico Superior en el área sur de Burgos, se perfora el pozo Anhélido-1 y posteriormente se perforará la localización Nuncio-1.

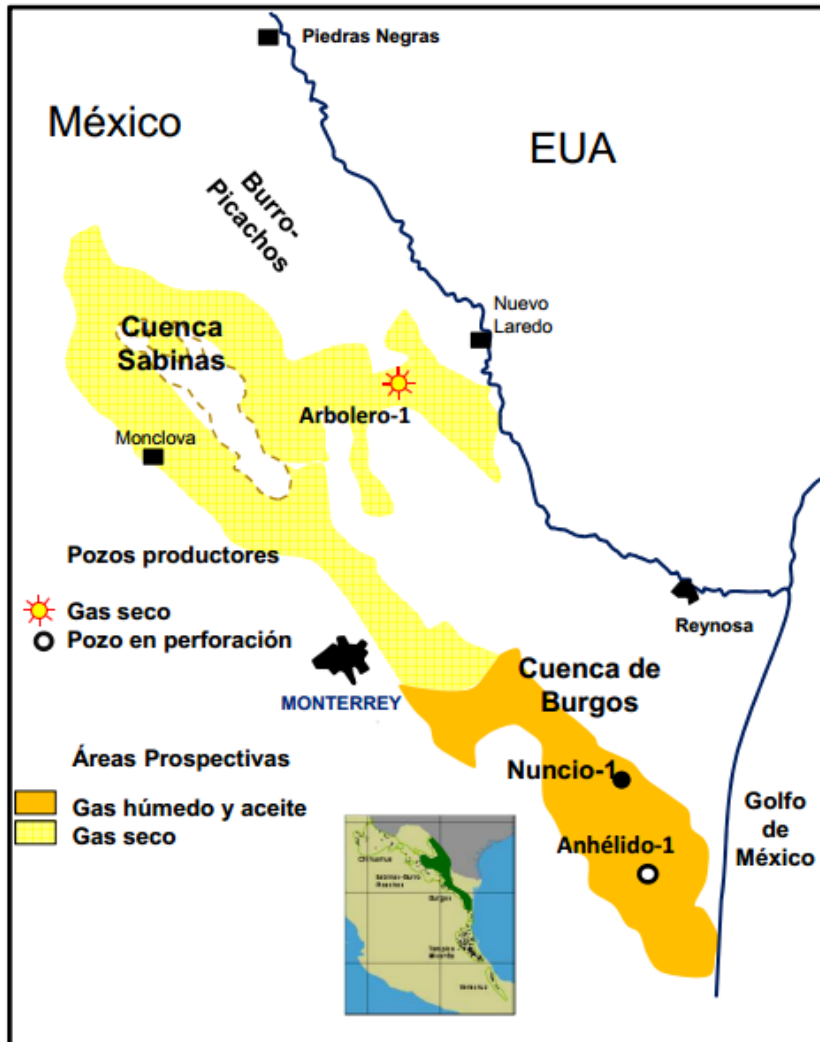


Figura 1.8 Área sabinas – Burro-Picachos – Burgos (Play Jurásico Superior)

Fuente: PEMEX

1.4.2.3.3 Cuenca Tampico-Misantla

En el 2011 el Departamento de Energía de EUA estimó, en Tampico-Misantla y la Plataforma de Tuxpan, recursos técnicamente recuperables de shale gas por 65 y 16 MMMMpc de gas, respectivamente. Ese mismo año PEMEX estimó en Tampico-Misantla recursos por 42 MMMMpc de gas para la Formación Agua Nueva (Turoniano) y de 82 MMMMpc para la formación Pimienta (Tithoniano).

Durante el 2011 y 2012 se han estado realizando trabajos geológicos regionales para mejorar el conocimiento de las cuencas, estableciéndose una metodología de evaluación de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas (Figura 1.9).

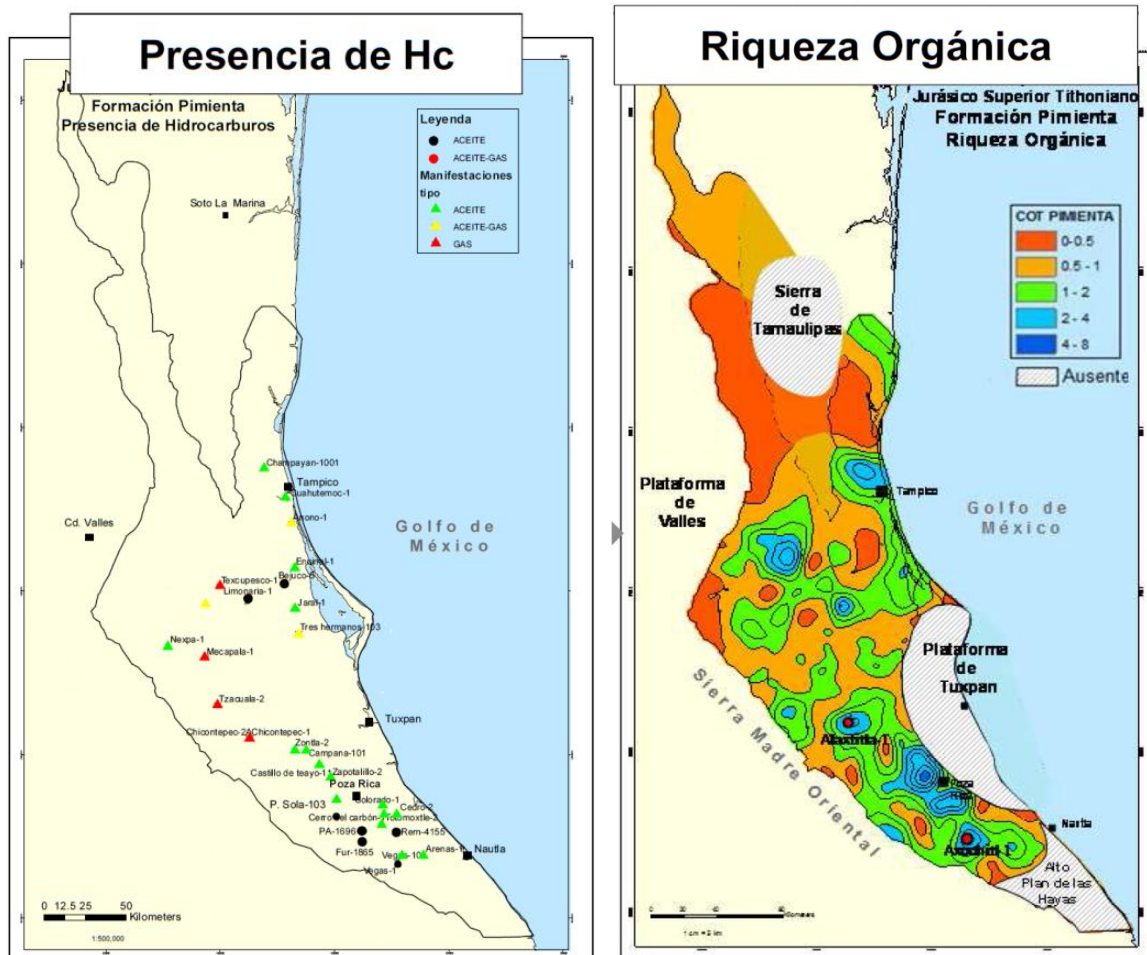


Figura 1.9 Cuenca Tampico-Misantla
Fuente: PEMEX

De comprobarse el potencial de la cuenca Tampico-Misantla se abrirá una gran área de oportunidad. Si se considera como análogo la evolución y resultados del play Bakken, productor de aceite en lutitas en la cuenca de Williston del norte de EUA, este play se distribuye en un área de 17 mil km², con recursos técnicamente recuperables del orden de 3.6 MMMbpce; el cual inició su producción en el año 2000.

Con la perforación del orden de 4000 pozos de este *play* alcanzó una producción de 520 Mb/d en el 2011. Mientras que el *play* Jurásico Pimienta (**Figura 1.10**), se estima que se distribuye en un área prospectiva de más de 25,000 km² y con recursos estimados por 20.8 MMMbpce. Por lo que de comprobarse el potencial y la productividad de este *play*, se estaría ante un importante polo de desarrollo económico petrolero.

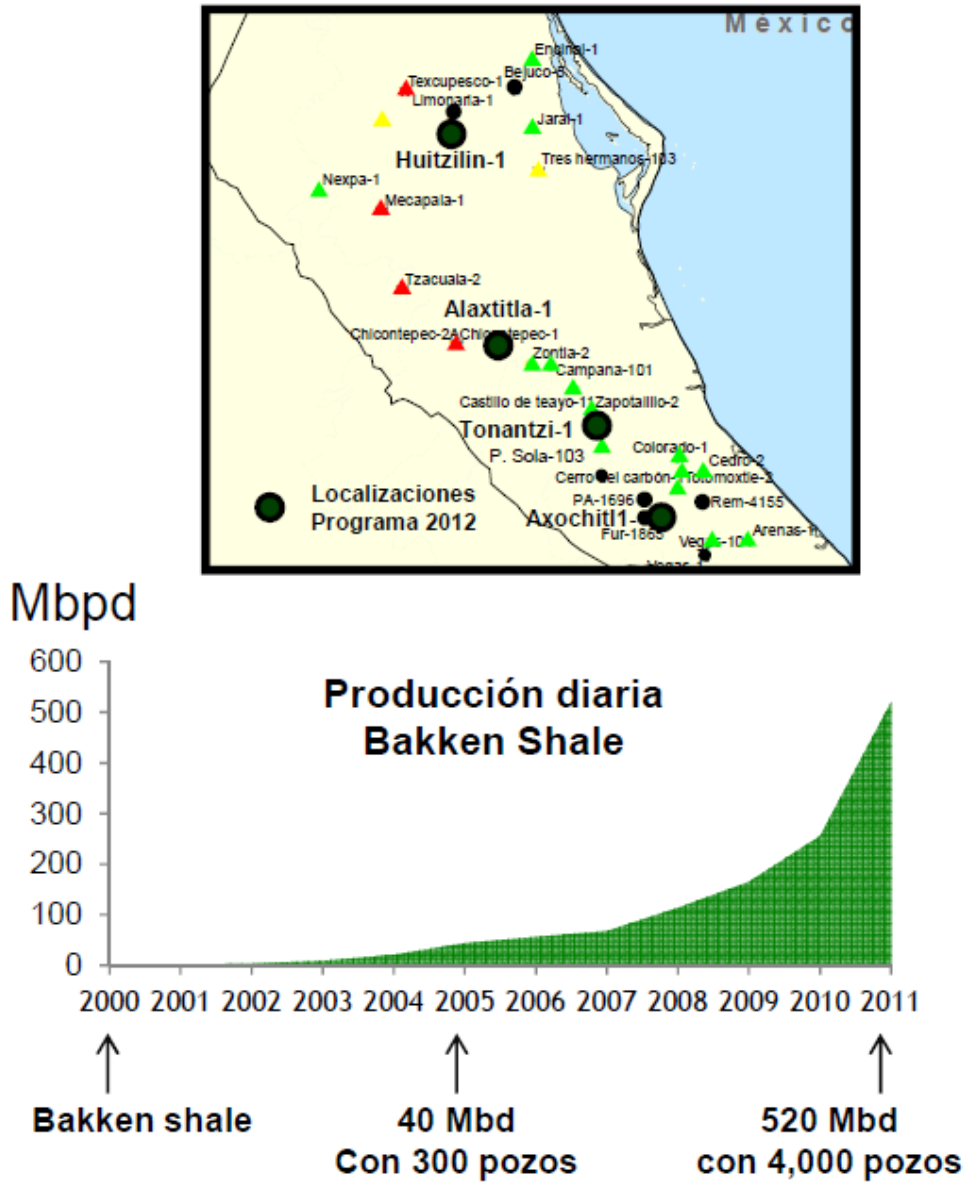


Figura 1.10 Cuenca Tampico-Misantla y Producción Bakken Shale 2000-2011
Fuente: PEMEX

1.4.2.3.4 Antecedentes De Producción En Los *Plays* Pimienta Y Agua Nueva

En los plays Pimienta (Jurásico Superior) y Agua Nueva (Cretácico Superior) (**Figura 1.11**) ya se ha establecido producción de aceite y gas húmedo en pozos verticales, por ejemplo:

- En la porción norte, el pozo Limonera-1 resultó productor de aceite (420 b/d) y gas asociado en el play Pimienta.
- En el sur, ocho pozos han sido productores de aceite y gas en la Formación Pimienta: Palma Sola-103, Vegas-1, Presidente alemán-69, 1658, 1674, 1676, 1696; Furbero-1865 y Remolino-4155.
- En el play Agua Nueva en el campo Santiago resultaron productores de aceite seis pozos, mientras que en la margen occidental, el pozo Maguey-2^a fue productor de gas húmedo.

El aceite descubierto en ambas formaciones es ligero (40° API) y de bajo contenido de azufre.

En base de lo anterior se actualizaron los recursos no convencionales de la cuenca Tampico-Misantla. Los trabajos modelos indican que los hidrocarburos esperados son principalmente aceite y gas húmedo hacia el Frente de la Sierra Madre Oriental.

Se estimaron recursos totales en la cuenca Tampico-Misantla por 36.4 MMMbpce, de los cuales 20.8 MMMbpce corresponden al play Pimienta y 15.6 MMMbpce al play Agua Nueva. Del total de los recursos se considera que el 90% corresponde a hidrocarburos líquidos.

Con el fin de acelerar la evaluación de este potencial se jerarquizaron las áreas

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

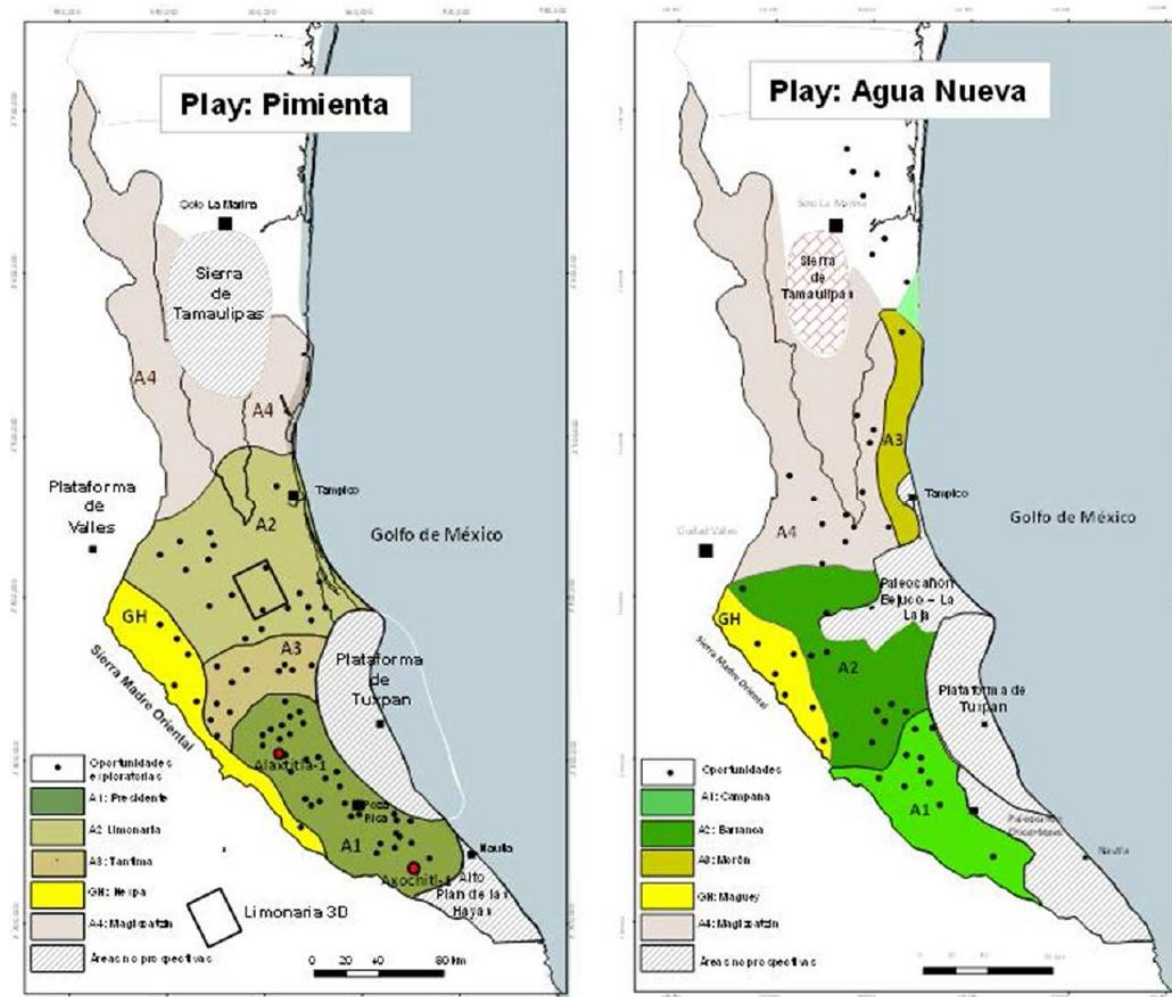


Figura 1.11 Plays Pimienta y Agua Nueva

Fuente: PEMEX

Sísmica Limonaria 3D (**Figura 1.12**): Diseñar, adquirir, procesar e interpretar información 3D de alta resolución en 1200 Km², enfocada a la evaluación de los plays Cretácico Superior Agua Nueva y Jurásico Superior Pimienta en la zona de aceite y gas húmedo.

- Para realizar esta actividad se plantea aplicar recursos financieros del Fondo Sectorial CONACYT – SENER.
- El IMP es responsable de la administración de este proyecto.
- PEP realizó el diseño de la adquisición.
- Actualmente este proyecto está en proceso de dictamen técnico.

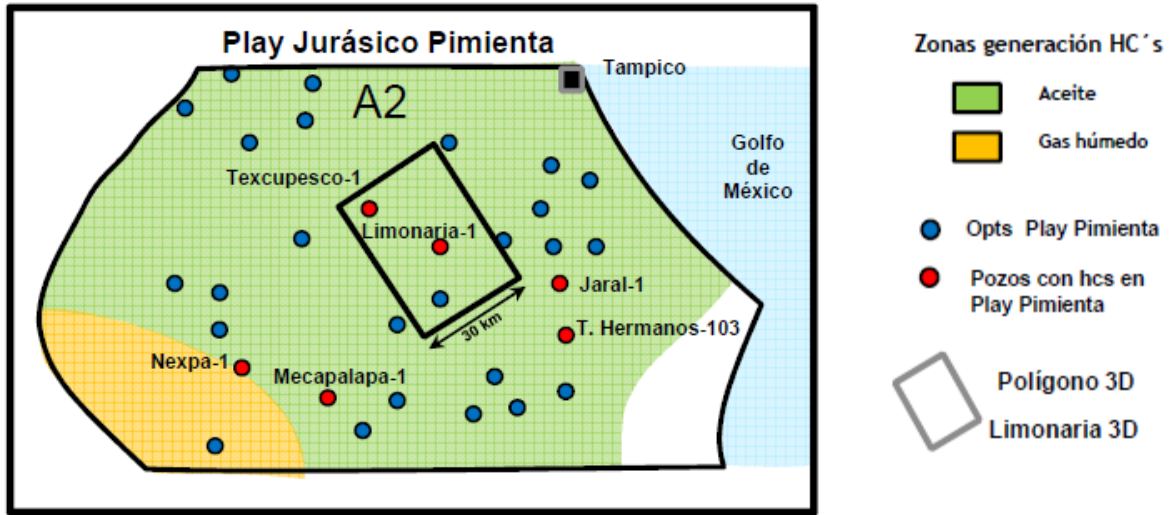


Figura 1.12 Play Jurásico Pimienta
Fuente: PEMEX

Los trabajos realizados han permitido actualizar la estimación del potencial de aceite y gas en lutitas. En la primera estimación se evaluaron recursos por 297 MMMMpc, considerándose primordialmente gas. En base a los estudios geológicos-geoquímicos efectuados en Tampico-Misantla, se considera el aceite como el hidrocarburo predominante, en los plays 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 ha estimado que los recursos medios ascienden a 60.2 MMMbpce, con la siguiente distribución (Figura 1.13).

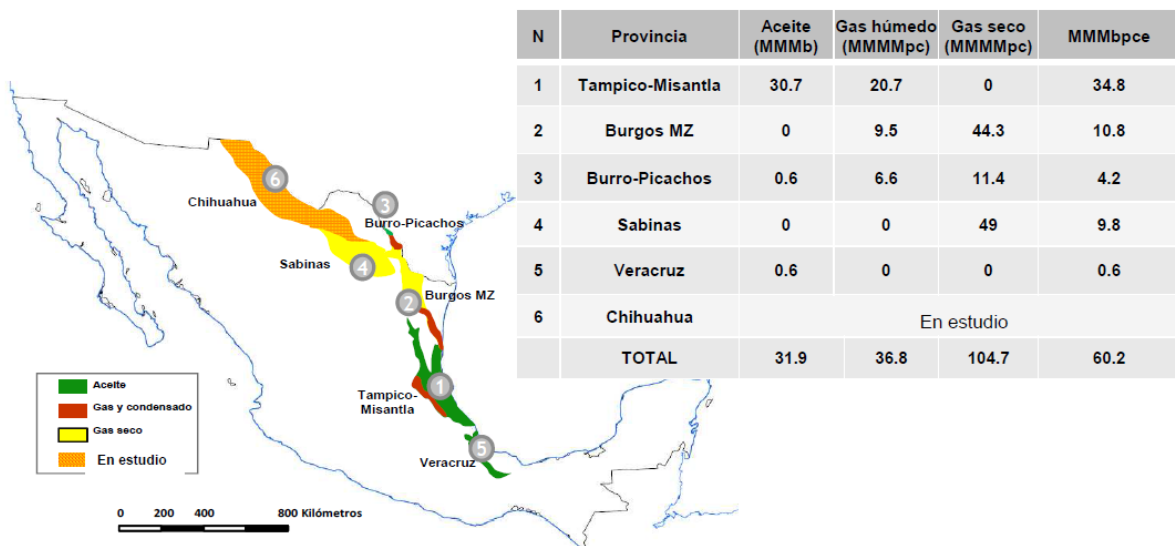


Figura 1.13 Jerarquización de áreas Shale Oil/Gas
Fuente: PEMEX

1.4.2.4 Argentina

En América del Sur (**Figura 1.14**) se localizan varias cuencas de *shale gas* potenciales. Sin lugar a dudas, Argentina posee el potencial de recursos más grande, con un GIP de 77 billones de m^3 (2,732 Bpc), de los cuales 21.9 billones de m^3 (774 tcf) se consideran técnicamente recuperables. Le sigue Brasil con 25.7 billones de m^3 (906 Bpc), de los cuales 6.4 billones de m^3 (226 Bpc) se consideran recuperables. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

La cuenca Neuquina, en la porción centro-occidental de Argentina, parece alojar parte del mayor potencial para el desarrollo de *shale gas*. Se trata de una región que ya se define como importante productora de petróleo y gas de areniscas convencionales y compactas. La formación Los Molles de edad Jurásico Medio y la formación Vaca Muerta de edad Cretácico Temprano contienen sedimentos ricos en materia orgánica. Estas dos lutitas marinas de aguas profundas constituyeron la fuente de la mayoría de los campos de petróleo y gas de la cuenca Neuquina, **Tabla 1.1**.

La formación Vaca Muerta exhibe algunas de las mejores características para el desarrollo, con niveles promedio altos de carbono orgánico total (COT) (4.0%), una profundidad moderada 2 440 m (8 000 pies) y condiciones de sobrepresión.

La formación Los Molles es más madura que la formación Vaca Muerta y se encuentra a una profundidad promedio de 3 810 m (12 500 pies). Si bien cubre un área geográfica más grande, los valores del COT más bajos (1.5% en promedio) de la formación Los Molles proporcionan menos GIP neto que en la formación Vaca Muerta. No obstante, existen secciones más ricas en la formación Los Molles con valores del COT que promedian entre 2% y un 3%.

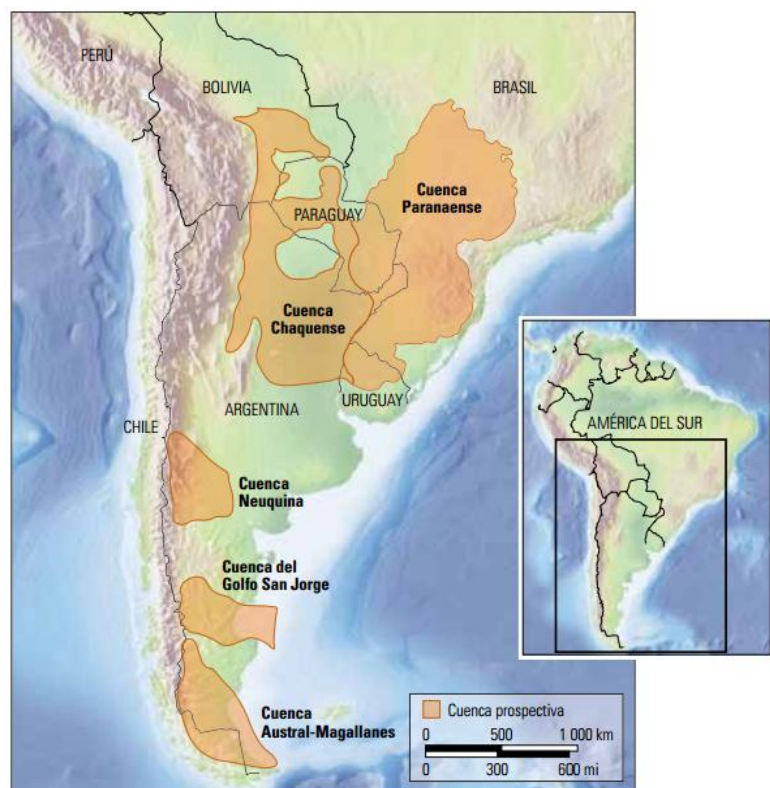


Figura 1.14 Cuenca de lutitas de América del Sur. (Adaptado de Kuuskra et al, referencia 6.)

Recientemente, Repsol YPF S.A. comenzó a perforar, terminar, estimular por fracturamiento y probar algunos pozos en la cuenca Neuquina y terminó recientemente un pozo de lutita en la formación Los Molles que produjo cantidades significativas de gas.

La cuenca del Golfo San Jorge, en la Patagonia central da cuenta del 30% de la producción convencional de petróleo y gas de Argentina. La lutita de la formación Aguada Bandera de edad Jurásico Tardío y Cretácico Temprano fue la roca generadora predominante para estas acumulaciones. Con un buen grado de madurez térmica en la mayor parte de la cuenca y valores del COT entre medios y altos, la formación Aguada Bandera posee potencial para la producción de gas de lutitas. Se encuentra a profundidades que oscilan entre 3 487 y 3 706 m (11 440 y 12 160 pies).

El ambiente de depósito lacustre de estos sedimentos plantea un riesgo potencial para el desarrollo porque las lutitas lacustres se consideran objetivos generalmente peores que las lutitas marinas.

La lutita lacustre, la lutita Pozo D-129 de edad Cretácico Temprano, también se localiza en la cuenca del Golfo San Jorge. Exhibe un espesor consistente de 915 m (3 000 pies) en la porción central de la cuenca, y el análisis inicial de los sedimentos indica la existencia de valores del TOC moderados y buena madurez térmica. Los mejores prospectos para los desarrollos de *shale gas* se encuentran en las porciones central y septentrional de la cuenca debido a la naturaleza potencialmente petrolífera de las porciones australes.

La cuenca Austral-Magallanes del sur de la Patagonia se extiende a lo largo del límite entre Argentina y Chile. La porción chilena de la cuenca, es decir Magallanes, da cuenta de la producción de petróleo esencialmente de todo el país. La roca generadora principal para la cuenca es la formación Inoceramus Inferior de edad Cretácico Inferior, que contiene depósito de lutitas ricos en contenido orgánico. Esta formación posee un espesor de 200 m (656 pies) aproximadamente, se encuentra a profundidades comprendidas entre 2 000 y 3 000 m (6 562 y 9 842 pies) y exhibe valores del TOC oscilantes entre bajos y medios.

Datos Básicos	Cuenca/Área Total		Cuenca Neuquina (66 900 mi ²)	
	Formación de Lutita		Los Molles	Vaca Muerta
	Edad Geológica		Jurásico Medio	Cretácico Temprano
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		9730	8540
	Espesor (ft)	Intervalo	0 – 3300	100 – 750
		Rico Orgánicamente	800	500
		Neto	300	325
	Profundidad (ft)	Intervalo	6500 – 15000	5500 – 10000
Promedio		12500	8000	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Sobrepresionados	Sobrepresionados
	Promedio COT (wt. %)		1.10%	4.00%
	Madurez Térmica (%Ro)		1.50%	1.25%
	Contenido de Arcilla		Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Concentración GIP (MMpc/mi ²)		123	168
	Recursos Prospectivos (Bpc)		478	687
	Recursos Técnicamente Recuperables (Bpc)		167	240

Datos Básicos	Cuenca/Área Total		Cuenca San Jorge (46 000 mi ²)		Cuenca Austral-Magallanes (65 000 mi ²)
	Formación de Lutita		Aguada Bandera	Pozo D-129 Fm	Inoceramus Inferior
	Edad Geológica		Jurásico Tardío y Cretácico Temprano	Cretácico Temprano	Cretácico Temprano
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		8380	4990	19500
	Espesor (ft)	Intervalo	0 - 15000	800 - 4500	400 - 2000
		Rico Orgánicamente	1600	1200	600
		Neto	400	420	300
	Profundidad (ft)	Intervalo	6500 - 16000	6600 - 15800	6000 - 10000
Promedio		12000	10500	8500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal	Ligeramente Sobrepresionado
	Promedio COT (wt. %)		2.20%	1.50%	1.60%
	Madurez Térmica (%Ro)		2.00%	1.50%	1.30%
	Contenido de Arcilla		Bajo/Medio	Bajo/Medio	Medio
Recursos	Concentración GIP (MMpc/mi ²)		149	151	86
	Recursos Prospectivos (Bpc)		250	180	420
	Recursos Técnicamente Recuperables (Bpc)		50	45	84

Tabla 1.1 Propiedades y Recursos de los Yacimientos de shale gas de Argentina

1.4.2.5 Polonia

Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de *shale gas*. Dado que parece alojar el mayor potencial, Polonia, **Figura 1.15**, es uno de los países de Europa más activos en la exploración de *shale gas*. Las cuencas del Báltico y de Lublin de edad Silúrico se disponen en dirección centro-norte o sudeste a través del país y están limitadas por la zona de falla transeuropea. La cuenca de Podlasie se encuentra ubicada al este de estas dos cuencas. Las cuencas de Lublin y Podlasie son similares entre sí y se diferencian de la cuenca del Báltico por los rasgos geológicos y el fallamiento tectónico regional. El volumen de gas en sitio correspondiente a estas tres cuencas se estima en 22.4 billones de m³ (792 Bpc), de los cuales 5.3 billones de m³ (187 Bpc) se consideran técnicamente recuperables. Si bien la cuenca de Podlasie exhibe algunas de las mejores características, la cuenca del Báltico es, sin dudas, la más grande en extensión real y en GIP total, **Tabla 1.2**.

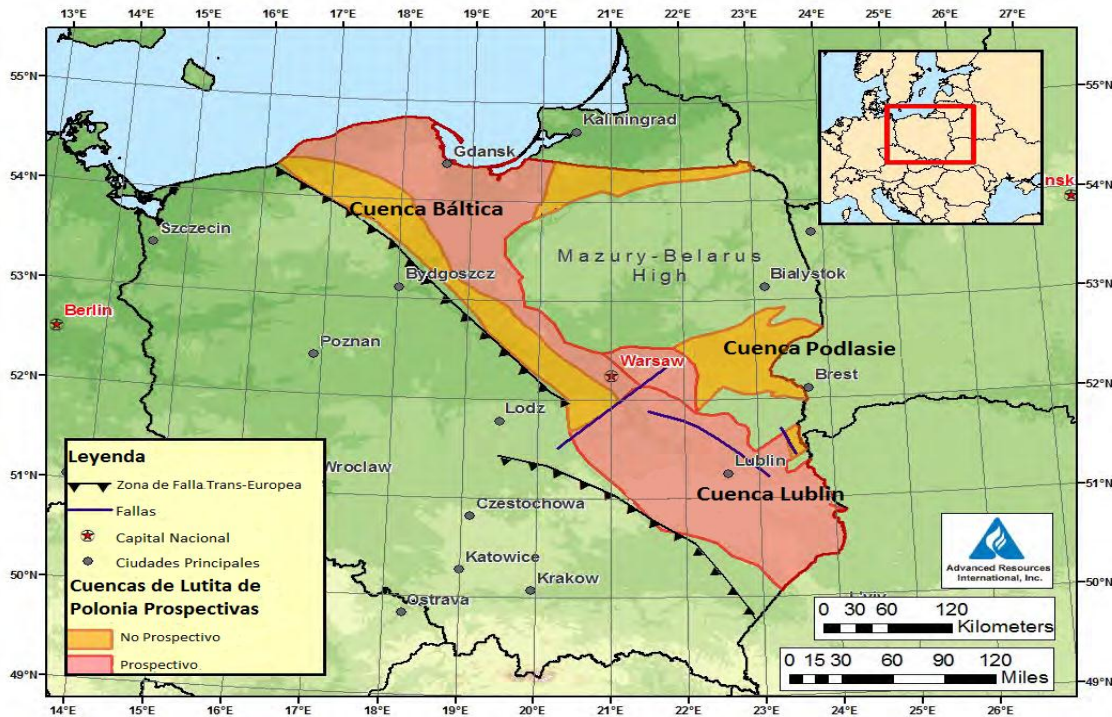


Figura 1.15 Cuencas de shale gas en Polonia
Fuente: AIE

Datos Básicos	Cuenca/Área Total		Cuenca Báltica (101 611 mi ²)	Cuenca Lublin (11 882 mi ²)	Cuenca Podlasie (4 306 mi ²)
	Formación de Lutita		Silúrico Inferior	Silúrico Inferior	Silúrico Inferior
	Edad Geológica		Llandovery	Wenlock	Llandovery
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		8846	11660	1325
	Espesor (ft)	Intervalo	330-820	330-1115	360-720
		Rico Orgánicamente	575	415	540
		Neto	316	228	297
	Profundidad (ft)	Intervalo	8200 - 16400	6560 - 13450	5740 - 11350
Promedio		12300	10005	8545	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Sobrepresionados	Sobrepresionados	Sobrepresionados
	Promedio COT (wt. %)		4.00%	1.50%	6.00%
	Madurez Térmica (%Ro)		1.75%	1.35%	1.25%
	Contenido de Arcilla		Regular	Regular	Regular
Recursos	Concentración GIP (MMpc/mi ²)		145	79	142
	Recursos Prospectivos (Bpc)		514	222	56
	Recursos Técnicamente Recuperables (Bpc)		129	44	14

Tabla 1.2. Propiedades y Recursos de los Yacimientos de shale gas de Polonia

Existen varias compañías de exploración con una participación activa en Polonia, y el primer pozo de exploración de lutitas fue perforado en la cuenca del Báltico en el año 2010. El pozo de evaluación vertical constituyó una operación conjunta entre 3Legs Resources y ConocoPhillips Company. BNK Petroleum Inc perforó y probó algunos pozos en la cuenca del Báltico, en busca de las formaciones de edad Silúrico y Ordovícico.

1.4.2.6 China

En China se han identificado muchas lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales, **Figura 1.16**. Con un GIP estimado de 5,101 tcf y 1,275 tcf de gas técnicamente recuperable, **Tabla 1.3**, el potencial es comparable con el de América del Norte.

Existen dos grandes cuencas sedimentarias de interés: la cuenca de Sichuan al sur y la cuenca de Tarím al oeste. Con depósitos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo.

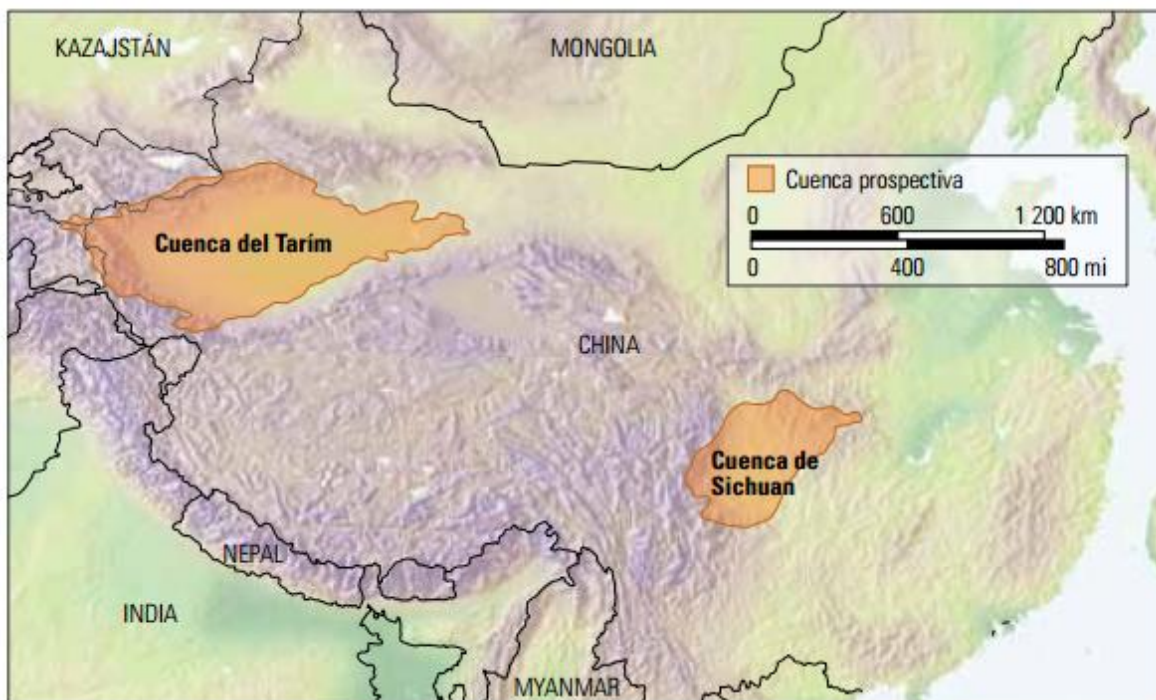


Figura 1.16 Cuencas de lutita de China. (Adoptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

En la cuenca de Sichuan, se observan lutitas marinas térmicamente maduras de edad Cámbrico Inferior (formación Qiongzhusi) y Silúrico Inferior (formación Longmaxi). Las compañías de exploración han manifestado un interés considerable en estas formaciones debido a los rastros de gas hallados en los pozos exploratorios. Su bajo contenido de arcillas también constituye una ventaja, lo que las convierte en candidatos potencialmente buenos para los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. No obstante, la presencia extensiva de pliegues y fallas plantea una importante complejidad estructural, lo que introduce para el desarrollo futuro.

Actualmente, algunos operadores están efectuando evaluaciones y pruebas en la cuenca de Sichuan, aunque no se ha confirmado la existencia de producción comercial. No obstante, según se informa, en el año 2010 China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) produjo cantidades comerciales de gas a partir de pruebas realizadas en dos partes diferentes de la cuenca de Sichuan; el distrito de Yuanba al noreste y el distrito de Fuling al sudeste.

La cuenca de Tarím, en el oeste de China, es una de las cuencas de exploración más grande del mundo. Las lutitas de interés son de edad Cámbrico y Ordovícico y actuaron como roca generadora de los 5,000 millones de bl de hidrocarburo de petróleo equivalente de los yacimientos carbonatados convencionales de la región. No obstante, las condiciones áridas de la región –que yace por debajo del desierto de Taklimakán– dejan en claro que la obtención de agua para los procesos de fracturamiento será difícil.

Las lutitas de edad Cámbrico alojadas en las depresiones de Manjiaer y Awati tienen más de 1 km (3,280 pies) de espesor, y ambos depósitos se encuentran en la ventana de gas seco. La profundidad excesiva de estos depósitos limita el metraje neto de lutitas ricas en materia orgánica accesibles, pero la alta calidad de este recurso –bajo contenido de arcilla, gas seco, TOC moderado y buena porosidad– las convierte en objetivos preferenciales para la exploración y la evaluación.

Los potenciales como recurso de las lutitas de edad Ordovícico contenidas en la depresión de Manjiaer son aún mayores que los de las lutitas Cámbricas, con un espesor neto de 1 600 m (5 250 pies) de depósitos ricos en contenido orgánico. Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, alojadas en la depresión de Awati, poseen un espesor de 400 m (1 300 pies). Lamentablemente, gran parte de los recursos de estas dos formaciones se encuentran a demasiada profundidad para proceder al desarrollo de las lutitas utilizando la tecnología disponible actualmente. No se ha informado acerca de actividades de exploración y evaluación de lutitas en la cuenca de Tarím.

Existen otras cinco cuencas sedimentarias en China pero son cuencas no marinas y carecen de madurez térmica, si bien esto no ha impedido la exploración y evaluación de su potencial. Sobre la base de los primeros resultados, las cinco cuencas parecen no prospectivas en cuanto al gas de lutitas, si bien continúan las actividades de adquisición y evaluación de datos.

Datos Básicos	Cuenca/Área Total		Cuenca Sichuan (81,500 mi ²)	
	Formación de Lutita		Longmaxi	Qiongzhusi
	Edad Geológica		Silúrico	Cámbrico
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		56875	81500
	Espesor (ft)	Intervalo	300 – 1600	200 - 1400
		Rico Orgánicamente	560	390
		Neto	280	195
	Profundidad (ft)	Intervalo	7900 – 13500	8500 - 15000
Promedio		10700	11500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio COT (wt. %)		3.00%	3.00%
	Madurez Térmica (%Ro)		2.30%	2.50%
	Contenido de Arcilla		Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Concentración GIP (MMpc/mi ²)		80	57
	Recursos Prospectivos (Bpc)		1373	1394
	Recursos Técnicamente Recuperables (Bpc)		343	349

Datos Básicos	Cuenca/Área Total		Cuenca Tarím (234 200 mi ²)	
	Formación de Lutita		Lutita O1/O2/O3	Lutita Cámbrica
	Edad Geológica		Ordovícico	Cámbrico
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		55042	63560
	Espesor (ft)	Intervalo	0 – 5200	0 - 1500
		Rico Orgánicamente	520	808
		Neto	260	404
	Profundidad (ft)	Intervalo	6500 - 19700	7500 - 21000
Promedio		13000	14000	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio COT (wt. %)		2.00%	2.00%
	Madurez Térmica (%Ro)		2.00%	2.50%
	Contenido de Arcilla		Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Concentración GIP (MMpc/mi ²)		102	141
	Recursos Prospectivos (Bpc)		897	1437
	Recursos Técnicamente Recuperables (Bpc)		224	359

Tabla 1.3 Propiedades y Recursos de los Yacimientos de shale gas de China

1.5 Mercados De Gas Natural en 2011

El crecimiento de la producción y el consumo de gas natural se moderaron durante el 2012 en comparación con los excepcionales aumentos del año pasado. La producción internacional subió en un 3.1% (98 Bcm), ligeramente por encima de la tendencia (2.8%). El crecimiento tuvo su origen en Oriente Próximo (11.4%, 54 Bcm), Norteamérica (5.5%, 45 Bcm) y la antigua Unión Soviética (4.6%, 34 Bcm). El consumo aumentó en un 2.2 % (70 Bcm), por debajo de la tendencia (2.7%) y fue liderado por Asia-Pacífico (5.9%, 33 Bcm), Norteamérica (3.2%, 28 Bcm) y Oriente Próximo (6.9%, 26 Bcm). El consumo europeo, por el contrario, sufrió un descenso sin precedentes 7.8% (42 Bcm).

No existe un precio global para el gas natural (**Figura 1.17**). Por tanto, los cambios de los precios regionales son los que aportan un primer atisbo de las tendencias de la demanda y el suministro, así como los patrones de cambio de cualquier período en particular. Los precios al contado medios anuales del GNL subieron en Asia en un 82% hasta 14\$/MMBTU en 2011, impulsados por la combinación de la subida de precios de petróleo (que aumentaron los precios de los contratos indexados con respecto al petróleo) y una gran demanda adicional de GNL por parte de Japón, para compensar la pérdida de energía nuclear. Desde entonces, han aumentado en un 16% adicional en lo que llevamos de 2012. En el otro extremo de la balanza, los precios estadounidenses descendieron en un 8% hasta una media de 4\$/MMBTU en 2011; desde entonces han bajado otro 42% hasta una medida de 2.3\$/MMBTU en 2012. Los precios Henry Hub de EE.UU. también han conocido una reducción récord tanto respecto al petróleo como respecto a los precios de gas internacionales.

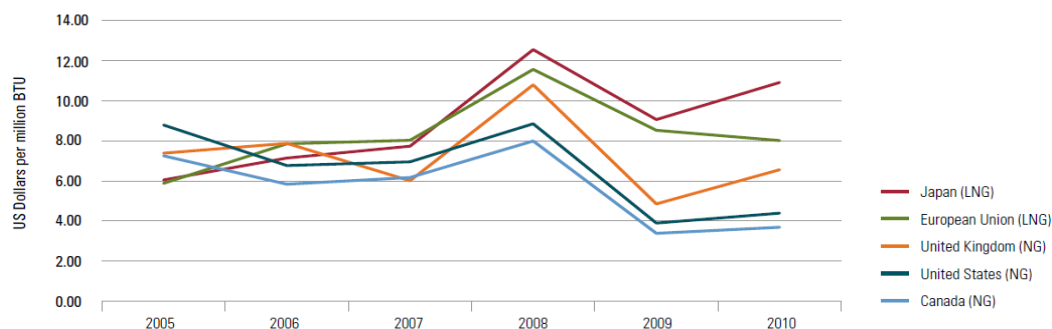


Figura 1.17 Promedio de Precios Internacionales de Gas Natural 2005-2010

Los precios al contado y de los contratos oscilaron entre los extremos estadounidense y asiático; los precios al contado del Reino Unido llegaron a una media de 9\$/MMBTU en 2011, incremento del 37% con respecto al año anterior. El clima más templado de Europa ayudó a que los precios al contado europeos se mantuvieran muy por debajo de los precios de contrato vinculados al petróleo a lo largo de 2011 (AGIP, aumentado un 32% y

alcanzando una media de 10.65\$/MMBTU) en lo que llevamos de 2012, a pesar de la pérdida de suministros libios y el traspaso de cargamentos de GNL a Asia (Figura 1.18).

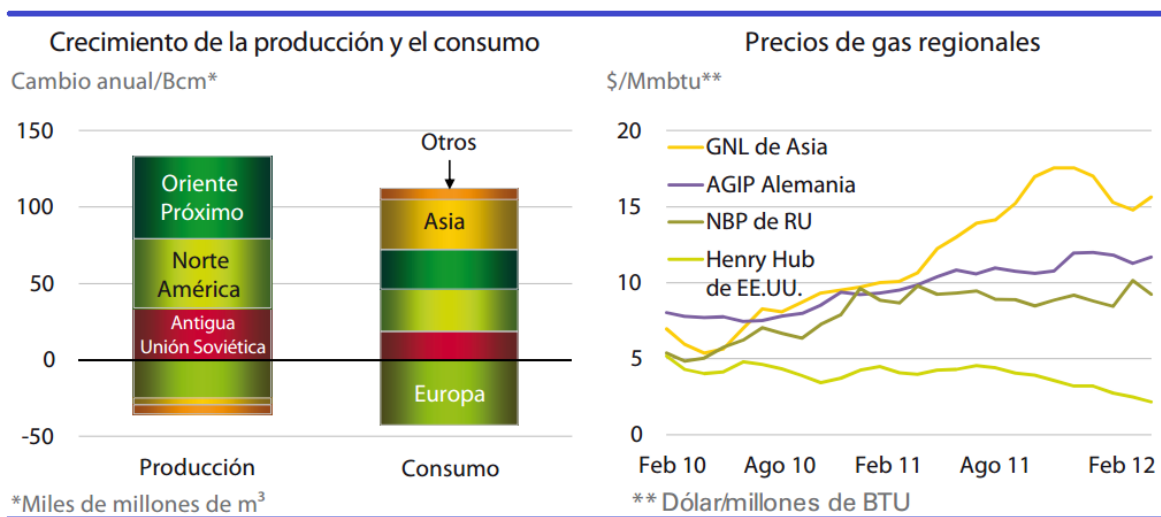


Figura 1.18 Crecimiento De La Producción, Consumo Y Precios Del Gas Natural

Mientras los mercados asiáticos buscaban suministros para satisfacer la creciente demanda y Europa se defendía frente al descenso de la producción, el mercado del gas norteamericano se topó con un desafío muy distinto. El ímpetu constante del crecimiento de suministro de gas no convencional hizo que la producción de gas estadounidense aumentara hasta llegar al récord de 47 Bcm, cubriendo el 48% del crecimiento de la producción mundial de gas en 2011 y llevando la producción de gas estadounidenses a nuevas cotas, por encima del anterior pico alcanzado en 1973. El 30% de este total consistía en gas de lutita.

La demanda no pudo seguir este ritmo (2.4%, 17 Bcm), a pesar de la reducción de importaciones netas y de unos precios del gas bastante más económicos con respecto al carbón como para alentar una importante sustitución en la generación de electricidad. El aumento de suministro resultante acabó siendo adsorbido por un gran aumento de los inventarios.

El crecimiento del comercio de GNL y la producción de gas no convencional continúan transformando el mundo del gas natural. En 2011, se combinaron para dar a los mercados del gas, la flexibilidad para acomodar la demanda japonesa de GNL, sin interferencias en otras partes del sistema.

1.6 Bibliografía Del Capítulo

- Escalera Alcocer Antonio, *Potencial De Recursos No Convencionales Asociados A Plays De Aceite Y Gas De Lutitas En México*, Pemex Exploración y Producción, México, Agosto 2012.
- U.S. Energy Information Administration, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment Of 14 Regions Outside The United States*, E.U.A., Abril 2011.
- Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP, *Guía De Diseño Para Fracturamientos Hidráulicos*, Pemex Exploración y Producción, México, 2008.
- Ing. Blanco Ybáñez Alberto Julio, Dr. Vivas Hohl Julio, *Shale Frac: Un Acercamiento A Esta Nueva Tecnología*, Petrotecnia, Abril 2011.
- Rühl Cristof, *BP Statiscal Review Of World Energy*, E.U.A., Junio 2012.
- Chuck Boyer, Bill Clark, Valerie Jochen, Rick Lewis, *Gas De Lutita: Un Recurso Global*, Oilfield Review Schlumberger, E.U.A., Otoño 2011.

Capítulo II

2 Diseño Y Equipo De Fractura Necesario En Shale Gas, Descripción General Y Variables A Considerar En La Terminación De Un Pozo

En todo el mundo, las compañías están explorando activamente recursos en lutitas, con la esperanza de encontrar la próxima lutita *Barnett*. Sin embargo, el desarrollo y la producción de estos enigmáticos recursos requieren algo más que encontrar lutitas ricas en contenido orgánico y fracturarlas hidráulicamente. A medida que la revolución del gas de lutita gana impulso a nivel mundial, las compañías de exploración y producción están descubriendo que para lograr el éxito, es esencial un enfoque integrado. El aprendizaje a partir de las experiencias pasadas y la mejora continua de las metodologías, pueden no garantizar el éxito, pero aumentan su probabilidad en gran medida.

Desde el advenimiento de la industria moderna del petróleo y el gas, los geólogos de esta industria han seguido una ruta convencional para la exploración: buscar rocas madres impregnadas de hidrocarburos, encontrar rocas de calidad de yacimiento en las que los hidrocarburos puedan acumularse, identificar un mecanismo de entrapamiento y luego perforar el pozo. Pero se está produciendo una revolución en la industria de Exploración y Producción. Las rocas que en el pasado eran de poco interés, excepto como rocas madres potenciales, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales. Cuando se consideran recursos no convencionales, el objetivo es encontrar lutitas orgánicas.

Se llama *Shale Play* al hidrocarburo natural producido desde una lutita. El volumen y el caudal de producción dependen de las características del yacimiento y de la roca madre.

En términos químicos, es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse también húmedo, dando origen a alguna recuperación de aceite liviano por condensación. También puede ser producido en combinación con porcentajes variables de agua.

Las *shales* productoras de gas suelen ser ricas en material orgánico y constituyen la roca madre y el sello del yacimiento no convencional simultáneamente, con permeabilidades matriciales del orden de 10^{-2} a 10^{-5} mD. Así el gas que migra lentamente puede ser almacenado en un sistema macroporoso local dentro de la *shale*, dentro de los microporos de la roca o puede ser adsorbido dentro del mineral o material orgánico presentes en la matriz de la roca.

Para que la producción de una shale pueda ser económicamente rentable, es necesario que la misma sea una roca madre competente. Su potencial puede ser evaluado identificando las propiedades de dicha roca, tales como su Contenido Total de Carbono Orgánico (COT), su madurez térmica y su análisis kerogénico. Estos indicadores se utilizan para predecir si una roca puede producir gas natural en forma económicamente viable, aunque esto no será posible sin la terminación y el fracturamiento hidráulico adecuados.

Las propiedades principales de un shale play son:

- Carbono Orgánico Total (COT): > 2% Peso.
- Madurez Térmica: > 1.1% Ro (Reflectancia)
- Espesor: > 15 metros.
- Sobrepresión: >0.45 psi/pie.
- Material Orgánico: Tipo II (Marino)
- Almacenamiento de Gas en Matriz: Evidencias.
- Matriz de sílica o carbonato.
- Bajo contenido de arcilla.
- Baja saturación de agua.
- Roca sello por encima y debajo del yacimiento no convencional.

2.1 Diseño Del Fracturamiento Hidráulico En *Shale Gas*

Para poder diseñar un tratamiento adecuado de fracturamiento hidráulico es necesario tener información del pozo y del yacimiento, como lo es: perfil de esfuerzos in-situ, permeabilidad de la formación, características de pérdida de fluidos, volumen total de fluido bombeado, tipo y cantidad del agente apuntalante, volumen del precolchón, viscosidad del fluido de fractura, gasto de inyección y módulo de la formación. Es necesario saber interpretar registros, núcleos, información de producción y de pruebas de presión, así como también de indagar la información posible del pozo.

Se debe determinar cómo afectarán la longitud y la conductividad de la fractura a la productividad del pozo y al factor de recuperación. Es recomendable hacer un análisis de sensibilidad para evaluar las incertidumbres, como la estimación de la permeabilidad y el daño. Para poder determinar la longitud óptima y conductividad de la fractura es necesario tener en cuenta el modelo del yacimiento y analizarlo económicamente.

Para diseñar un fracturamiento hidráulico debe utilizarse la ayuda de un modelo de propagación de la fractura para conseguir la longitud y la conductividad deseada al menor costo posible. El modelo de propagación se utiliza para saber qué necesita mezclarse y bombearse en el pozo para mejorar los valores de la longitud de la fractura apuntalada y

la conductividad. Como se mencionó anteriormente, se debe hacer un análisis de sensibilidad junto con el modelo de propagación para estimar los valores de las características antes mencionadas.

La ingeniería de yacimientos clásica aplicada a los yacimientos convencionales podría no ser aplicable a yacimientos no convencionales. Existen varias limitaciones tales como la relación del volumen en sitio; el balance de materia, la afluencia, que no se relaciona directamente con el draw-down aplicado, no se conoce fehacientemente el efecto de las fracturas y el Análisis de la Curva de Declinación (DCA) es impracticable e incierto. El conocimiento y aplicación de estos factores es el desafío tecnológico que actualmente se está desarrollando.

Las dos principales tecnologías habilitantes que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. Sin embargo, se ha descubierto que para poder producir el gas de las rocas madres se necesita mucho más que perforar pozos horizontales y luego fracturarlos hidráulicamente.

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

2.1.1 Características De Los Yacimientos De *Shale Gas*

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

A pesar de su abundancia, pocos yacimientos de lutita pueden ser desarrollados como recursos hidrocarburiíferos. Los objetivos de exploración de *shale gas* son los sedimentos ricos en materia orgánica que se depositaron de tal manera como para preservar una parte importante de su materia orgánica original, la que finalmente funcionó como

materia prima para la generación de hidrocarburos. Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permaneció atrapado en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad, sin poder migrar.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas. Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el periodo Devónico durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la tierra estaba cubierta por mares tropicales. Pero el período Devónico no fue el único durante el cual se formaron los gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período Precámbrico hasta los tiempos modernos. Sin embargo, para cumplir con el criterio de madurez térmica, la mayoría de las *shale gas* se concentran en sedimentos de un rango de tiempos geológicos que comienza en el período Ordovícico y se extiende a lo largo del período Pensilvaniense.

La materia orgánica, que consiste principalmente en restos de plantas y animales, se deposita en el fondo de lagos u océanos y se convierte en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, en ambientes anóxicos, las bacterias anaeróbicas, que son consumidoras menos eficientes que las aeróbicas, son las únicas bacterias capaces de consumir la materia orgánica. Así, los sedimentos pueden retener gran parte de su material orgánico original.

A medida que se acumula más material y el lodo subyace se va compactando, los sedimentos se van hundiendo a mayores profundidades y quedan sometidos a presiones y temperaturas más elevadas. También se desarrollan las laminaciones. En los ambientes marinos profundos, estos procesos pueden transcurrir muy lentamente y abarcar largos períodos de tiempo; la acumulación de unos pocos centímetros podría tardar miles de años. El peso de los sedimentos suprayacentes expulsa los líquidos y compacta la lodolita, los cuales son pasos que forman parte del proceso de litificación. La materia orgánica se cocina lenta y parcialmente, y se transforma en kerógeno, un material insoluble del cual se pueden generar los hidrocarburos, tanto petróleo como gas.

Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y no hidrocarburos. Durante el proceso de soterramiento y maduración, el kerógeno pasa a través de una gama de temperaturas y presiones. En primer lugar está la ventana de petróleo, en la que se puede generar petróleo líquido a partir de kerógeno propenso a generar petróleo, o gas húmedo a partir

de kerógeno propenso a generar gas. Esta etapa de maduración se conoce como Catagénesis. A mayor profundidad de soterramiento, el kerógeno pasa a la ventana del gas seco. Mediante el proceso de Metagénesis, se genera gas por la conversión del kerógeno restante y la transformación de los hidrocarburos más pesados generados durante la Catagénesis. Las lutitas que son ricas en materia orgánica y han estado sometidas a temperaturas y presiones correspondientes a la ventana de gas seco constituyen los principales objetivos para la exploración de *shale gas*.

Los procesos de soterramiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos pueden resumirse en tres pasos. **Diagénesis:** caracterizada por la baja temperatura, inferior a 50°C (122°F), conversión de la materia orgánica en kerógeno. Las bacterias pueden digerir y convertir parte de la materia orgánica en metano biogénico. **Catagénesis:** generalmente se produce a medida que el mayor soterramiento genera más presión y más temperatura en el rango de 50° a 150°C (122° a 302°F), lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno. **Metagénesis:** la última etapa, en la que el calor y los cambios químicos transforman el kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con otros gases, que incluyen CO₂, N₂ y H₂S. Los hidrocarburos producidos en las primeras etapas con el paso del tiempo también se convierten en metano. Las temperaturas varían aproximadamente de 150°C a 200°C (302° a 392°F) o más elevadas. (**Figura 2.1**).

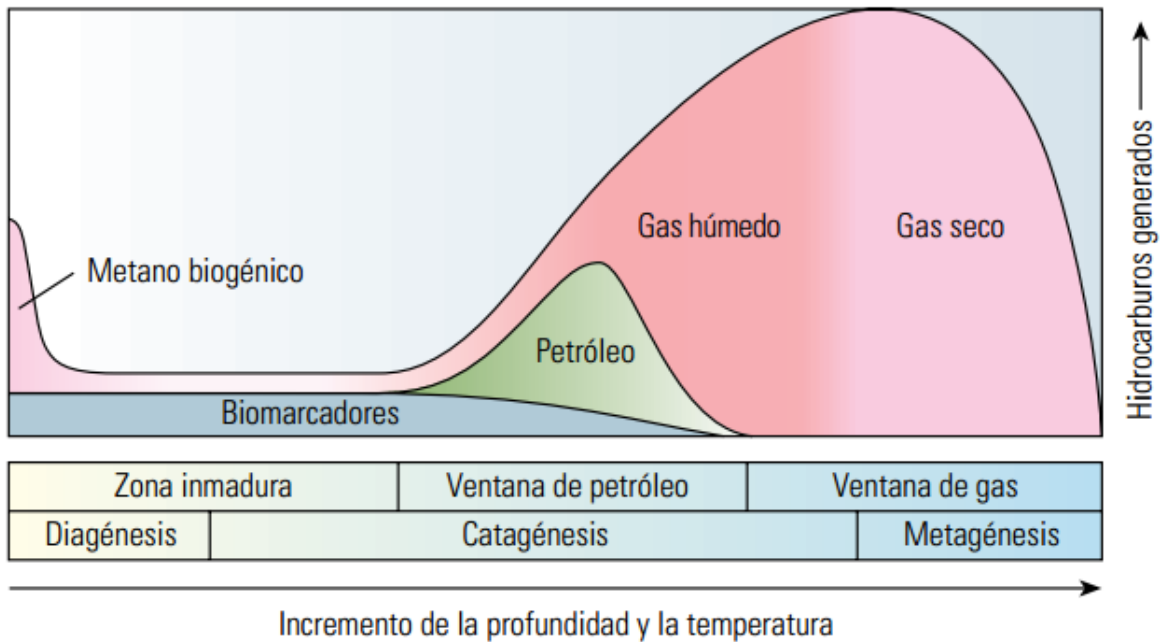


Figura 2.1 Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.

Sin embargo, sólo porque los sedimentos hayan pasado a través de las etapas de maduración, no significa necesariamente que sean rocas de calidad de yacimiento. Utilizando las propiedades geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas obtenidas de diversas fuentes, los geólogos e ingenieros determinan la factibilidad de continuar con la exploración de *shale gas*.

2.1.2 Análisis Geoquímico

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

COT: Una lutita orgánica, por definición, debe tener carbono orgánico, y el COT determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del COT son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen los valores del COT en el rango general de 2% a 10%.

El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico, los ingenieros utilizan una técnica de combustión. Primero se trata una pequeña parte de la muestra de roca con ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico. Luego los sedimentos se secan y se queman a 1,350 °C (2,462 °F) en un ambiente rico en oxígeno. El carbono orgánico se oxida para formar CO₂, el cual fluye a través de una celda de detección infrarroja no dispersiva sintonizada para responder al CO₂. El volumen de gas medido se convierte a una medición COT y se registra como un porcentaje en peso de la roca.

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

Otro elemento a considerar es el fenómeno de la desadsorción de hidrocarburos, que originan un movimiento no-darcy significativo dentro del yacimiento. Su cuantificación depende de varios factores, como son:

- Concentración del Kerógeno.
- Efecto térmico (Isotérmico).
- Presión del yacimiento.
- Presión de afluencia en el fondo del pozo.

En general, hay dos tipos de procesos de adsorción:

- La Adsorción Física o Adsorción de Van Der Waals.

Principalmente, el gas se almacena por el proceso de adsorción física. El gas natural es adsorbido sobre la materia orgánica presente en las lutitas y en algunos casos en ciertos minerales de arcilla. La adsorción física es el resultado de las fuerzas intermoleculares de atracción entre las partículas de arcilla y el gas natural y es un fenómeno fácilmente reversible. Las fuerzas intermoleculares entre las partículas de arcilla y el gas natural son mayores que las que existen entre las moléculas mismas de gas, de modo que el gas se condensa sobre la superficie sólida (partículas de arcilla), aunque su presión puede ser más baja que la presión de vapor correspondiente a la temperatura del yacimiento. Cuando la sustancia adsorbida (gas natural) permanece unida a la superficie de arcilla, la presión parcial de la sustancia adsorbida es igual a la de la fase gaseosa en contacto. El gas natural unido a la matriz puede ser removido mediante la reducción de la presión de la fase gaseosa, o bien aumentando la temperatura del gas adsorbido.

- Adsorción Química o Quimisorción.

Quimisorción o adsorción activada es la interacción química entre el gas y la sustancia absorbida. Aquí, la fuerza adhesiva es generalmente mucho mayor que la encontrada en la adsorción física, y una gran cantidad de calor es liberada. Esto significa que hay pocas posibilidades de quimisorción de gas natural en la matriz de lutita. Además, el proceso es frecuentemente irreversible y en la desorción, la sustancia original se somete a un cambio químico. Por lo tanto, el gas natural adsorbido químicamente no puede ser producido en su forma original. Así, debemos limitar nuestro enfoque a la adsorción física.

La mineralogía de las lutitas juega un papel importante en la determinación de la cantidad de gas que está físicamente absorbida a las superficies de las lutitas. Debido a que la mayoría de los yacimientos de *shale gas* son isotérmicos, la temperatura tiene poco efecto en la desorción, mientras que la presión juega un papel dominante.

2.1.3 Volumen Y Capacidad Del Gas

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas adsorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas adsorbido será liberado, o desorción, desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que la desorción también es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando ellos estiman el potencial de los recursos.

Carbono Orgánico Total, % en peso	Potencial de los recursos
<0.5	Muy Pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy Bueno
>10	Desconocido

Tabla 2.1 Relación entre el Carbono Orgánico Total y el Potencial de los Recursos

Los científicos a veces utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes para determinar el GIP total a partir de núcleos. Inmediatamente después de recuperadas, las muestras de núcleos recién cortadas se sellan dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis. El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza composicionalmente en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. Este análisis es sensible al tiempo que se tarda en recuperar los núcleos desde el fondo del pozo.

Para determinar el volumen de gas adsorbido de las lutitas, los ingenieros utilizan las relaciones de presión que estiman el potencial de sorción de la roca. Las muestras se pulverizan para maximizar la superficie y luego se calientan para eliminar todo el gas adsorbido. Luego las muestras se exponen a metano a presiones cada vez más elevadas mientras se mantienen a una temperatura constante. El volumen de gas adsorbido por la muestra de la roca, presentado en unidades de pies cúbicos estándar/tonelada (pc/ton), se describe mediante una curva de isoterma de Langmuir.

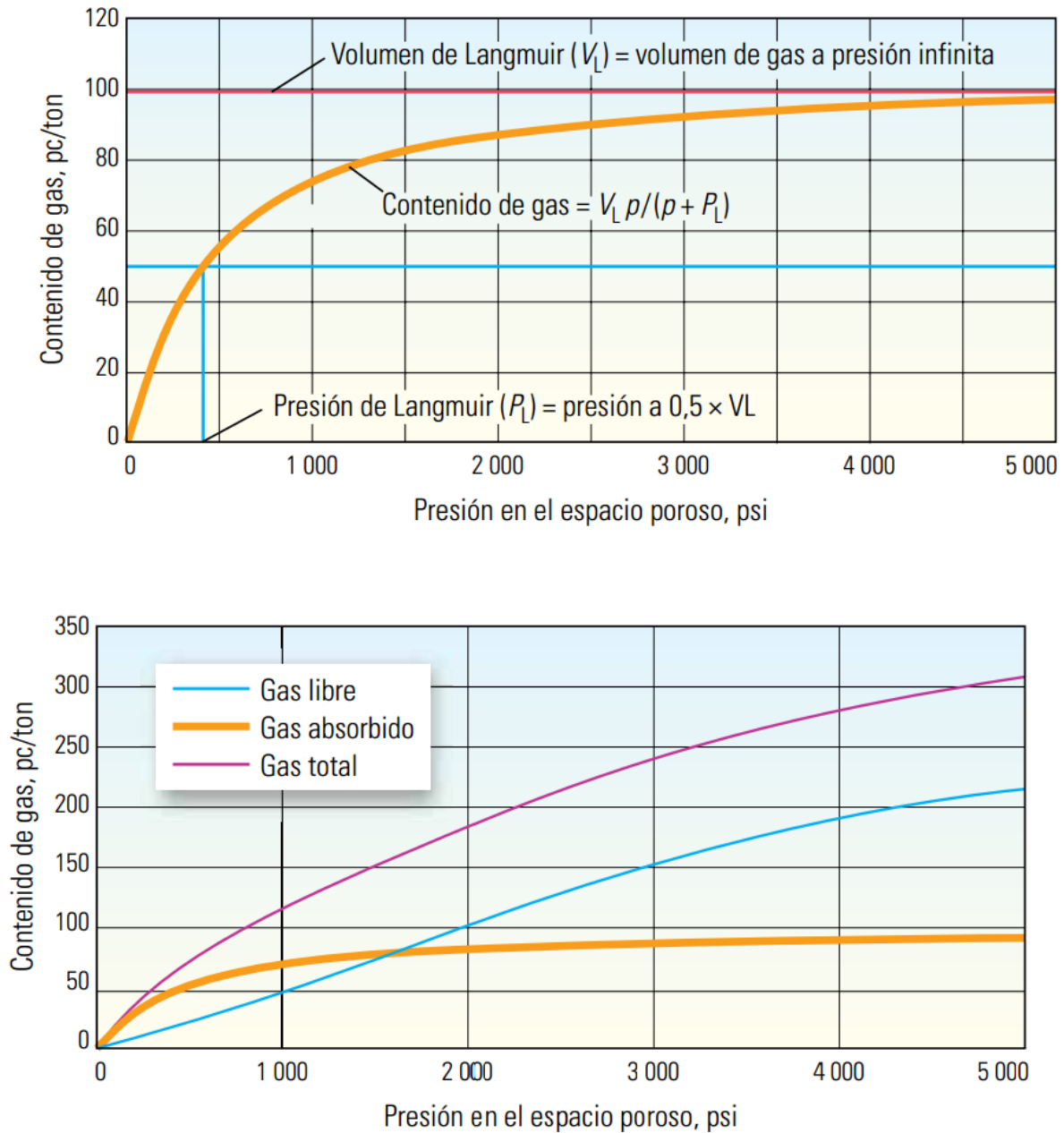


Figura 2.2 Isothermas de Langmuir y capacidad de almacenamiento de gas.

Las isothermas de Langmuir (**Figura 2.2**, dorado, arriba) se derivan de las muestras de roca triturada y cuantifican la capacidad de almacenamiento adsorbido de dicha roca. El volumen de Langmuir, V_L (línea roja, arriba), es el límite teórico para el gas adsorbido a presión infinita. La capacidad de almacenamiento a una presión dada, p , se puede determinar a partir del gráfico. La presión de Langmuir, P_L (línea azul vertical, arriba), es la presión a la mitad del volumen de Langmuir. Utilizando las isothermas de Langmuir, se

puede determinar el GIP total (magenta, abajo) para un yacimiento específico como una función de la presión. El gas total es el gas adsorbido en el kerógeno (dorado, abajo) y el gas libre almacenado en los poros (azul, abajo). A bajas presiones, la adsorción es un mecanismo efectivo de almacenamiento de gas. A medida que la presión aumenta, el gas de los poros aumenta proporcionalmente. La productividad de la mayoría de los yacimientos de lutitas orgánicas que se están desarrollando en la actualidad se deriva del volumen de gas que ocupa el espacio poroso. La desorción se torna importante a medida que disminuye la presión dinámica de fondo de pozo. Una vez que se establece una isoterma, se puede determinar la capacidad de almacenamiento de la roca mediante una referencia a la presión de poro de la formación, la cual es representativa de la presión de yacimiento en sitio.

Los ingenieros utilizan las isothermas de Langmuir de los datos de núcleos para calcular el gas adsorbido a partir de los valores del COT derivados de registro. Calculan los volúmenes de gas libre a partir de los valores de porosidad efectiva y saturación de gas derivados de los registros, después de sustraer el cálculo de volumen poroso ocupado por el gas adsorbido. Una evaluación adecuada requiere datos de entrada geoquímicos y petrofísicos, que incluyen el tipo y contenido de arcilla, densidad de la matriz, resistividades del agua de formación y del agua ligada, porosidad efectiva y saturación de gas.

2.1.4 Madurez Térmica

La madurez térmica es una función de la historia depositacional. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

La reflectancia R_o se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca: los valores generalmente varían de 0% a 3%. Las mediciones mayores que 1.5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de *shale gas*. Los valores de R_o entre 0.6% y 0.8% indican petróleo y entre 0.8% y 1.1% indican gas húmedo. Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de lutitas; sin embargo, algunos operadores han tenido éxito produciendo petróleo y condensado de lutitas, y en estos casos los valores de R_o más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos. Un valor de reflectancia menor que 0.6% es un indicador de kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las condiciones térmicas suficientes

durante un período de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.

2.1.5 Permeabilidad

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0.001 a 0.0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas. Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra. La permeabilidad de las lutitas en el rango de los nanodarcies imposibilita la implementación de estos enfoques convencionales.

TerraTek desarrolló los análisis de rocas compactas TRA con la técnica de pirolisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. Además de permeabilidad, la técnica TRA proporciona densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

2.1.6 Mineralogía

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

2.1.7 Datos Petrofísicos

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y

gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

Los petrofísicos utilizan los datos de los registros triple combo convencionales (**Figura 2.3**) para identificar los posibles depósitos de lutita orgánica. Los últimos 50 pies de este registro abarcan una lutita convencional (sombreado azul). El rayo gamma (Carril 1) lee menos de 150 gAPI. La resistividad (Carril 2) es baja y tiene un valor estable. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón (Carril 3) están separadas y muestran poca variabilidad. En comparación con la lutita convencional, la sección de lutita orgánica (sombreado rojo) tiene mayores lecturas de rayos gamma, valores de resistividad más elevados y variables, y mayores valores de porosidad del registro de densidad; la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

Los análisis petrofísicos de las lutitas comienzan con una de las mediciones más básicas: el registro de rayos gamma, el cual puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales. Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran cuentas de rayos gamma de más de 150 gAPI. Los petrofísicos utilizan las cuentas elevadas de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico; sin embargo, algunas formaciones del cretácico, mesozoico y era terciaria pueden no mostrar esta particularidad.

Las sargas de herramientas conocidas como tripe combo, tales como la herramienta integrada de adquisición de registros con cable *Platform Express*, proporcionan las mediciones de resistividad y porosidad. Proveen además características petrofísicas para ayudar a los analistas de registros a identificar las potenciales lutitas gasíferas. Por ejemplo, las mediciones de resistividad en las lutitas gasíferas generalmente son más elevadas que en las lutitas circundantes que no tienen potencial de gas.

Las mediciones de porosidad también tienen características diferentes en las lutitas gasíferas. En general, las lutitas convencionales muestran una separación uniforme entre las mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón.

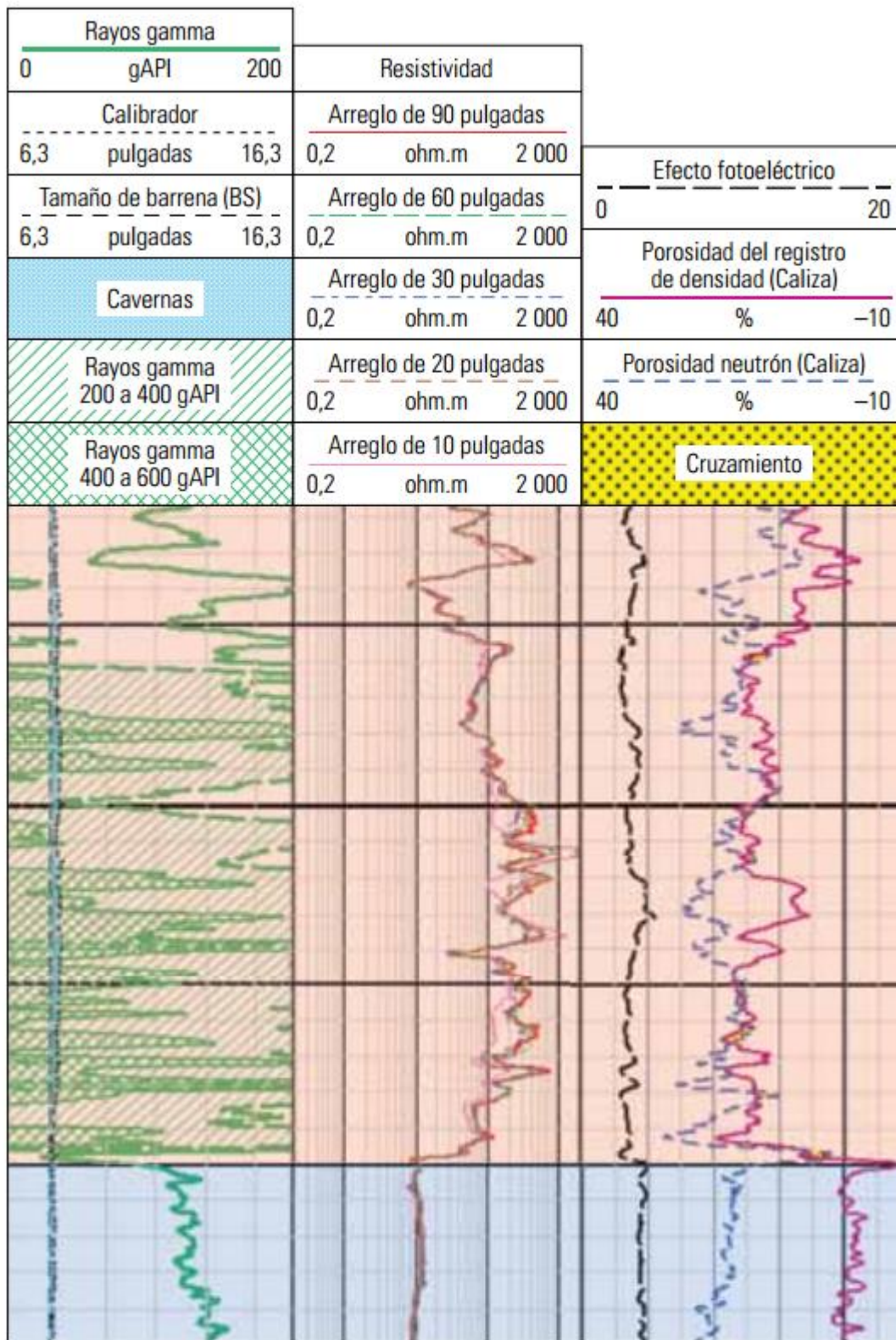


Figura 2.3 Prospección con datos de registros existentes

Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos, en cambio, muestran mayor variabilidad, mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad neutrón. Esta respuesta se debe en parte a la presencia de gas en la roca, la cual disminuye el índice de hidrógeno y la porosidad neutrón resultante. En una lutita orgánica también puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en las lutitas orgánicas en comparación con las lutitas típicas.

En cuanto a la medición de porosidad del registro de densidad, el material constituyente que conforman las lutitas generalmente tienen mayores densidades aparentes que las rocas de yacimientos convencionales tales como areniscas o calizas. En contraste, el kerógeno tiene una densidad aparente mucho menor (1.2 g/cm^3) que la de las areniscas o calizas, y su presencia puede llevar al cálculo de una mayor porosidad. Para calcular correctamente la porosidad a partir del registro de densidad en una lutita, se debe conocer la densidad de grano de la roca en cuestión. La densidad de grano se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopía de captura elemental (ECS) la herramienta ECS también proporciona una estimación del kerógeno para la corrección de la densidad de grano.

La evaluación de la formación para caracterizar yacimientos no convencionales depende en gran medida de la comprensión de la mineralogía de la roca. La caracterización puede realizarse mediante el análisis de núcleos, pero este método no es ni eficiente ni rentable a través de intervalos extensos. Las mediciones continuas de las herramientas de adquisición de registros tales como la sonda ECS proporcionan rendimientos elementales que conducen a la estimación del porcentaje en peso para diversos minerales que son comunes en las lutitas orgánicas.

Las principales respuestas de la herramienta de espectroscopía incluyen Silicio (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Sulfuro (S), Titanio (Ti), Gadolinio (Gd) y Potasio (K). El procesamiento de litología *SpectroLith* se utiliza para procesar los datos de las herramientas de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones para calcular los datos geoquímicos y de mineralogía. Luego se calibran los resultados del procesamiento *SpectroLith* con las relaciones empíricas derivadas de una extensa base de datos químicos y de mineralogía de los núcleos. La densidad de grano de la matriz puede determinarse a partir de estos datos y utilizarse para el cálculo de la porosidad. Ciertos tipos de cantidades de minerales pueden indicar rocas que se quiebran y se fracturan más fácilmente. Los analistas de registros utilizan esta información para identificar los intervalos en los cuales ubicar los pozos verticales y horizontales e iniciar el fracturamiento hidráulico. Los datos de espectroscopía también pueden obtenerse

durante la perforación, utilizando el servicio multifunción de adquisición de registros durante la perforación *EcoScope*.

Juntos con los datos de mineralogía, las mediciones de espectroscopía proporcionan información acerca de los tipos de arcilla. El tipo de arcilla se utiliza para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturación y para comprender las características de fracturación de la formación. El contacto con el agua producirá que algunas arcillas se hinchen, lo cual inhibe la producción de gas y genera una gran cantidad de problemas operativos. La esmectita es la arcilla hinchable más común.

Además de indicar la sensibilidad a los fluidos, el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles, y que por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar apuntalante. Otros tipos de lutitas son más quebradizas y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua. La presencia de esmectita generalmente indica arcillas dúctiles.

Las mediciones acústicas, especialmente aquellas que proporcionan las propiedades mecánicas para los medios anisótropos de lutitas, también son muy necesarias para comprender la productividad a largo plazo de los pozos de *shale gas*. La plataforma de barrido acústico Sonic Scanner proporciona datos que se utilizan para mejorar los modelos mecánicos del subsuelo y optimizar la perforación y la estimulación. Las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de las herramientas acústicas incluyen el módulo de compresibilidad, el coeficiente de Poisson, el módulo de Young, el límite elástico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.

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

Cuando se presenta una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre será mayor que en las rocas isotropas. Estos intervalos anisótropos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla así como también con arcillas hinchables. Estas rocas ricas en arcilla son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la

estimulación por fracturamiento hidráulico. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse en la formación dúctil.

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

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

Aunque hay métodos para adquirir datos petrofísicos en tramos laterales, la mayoría de los pozos se perforan verticalmente y se registran con un conjunto completo de herramientas antes de perforar la sección lateral. Los datos pueden adquirirse utilizando herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD), que proveen la ventaja adicional de permitir a los perforadores direccionales orientar de forma óptima la barrena en los posibles sectores ideales, conocidos en inglés como *sweet spots*. El servicio de generación de imágenes durante la perforación *geoVISION* puede proporcionar resistividad junto con imágenes para la identificación de estratificaciones y fracturas; la herramienta de adquisición de registros sónico multipolares durante la perforación ***SonicScope*** puede proporcionar las mediciones acústicas.

Las mediciones de las diferentes herramientas pueden combinarse en una vista integrada tal como el despliegue de registros combinados para lutitas. Las propiedades de la formación se presentan utilizando una plataforma común, y los geólogos pueden comparar directamente la calidad de las rocas (**Figura 2.4**). La saturación de agua y la porosidad se calculan a partir de la resistividad (Carril 2) y la porosidad (Carril 3) de las herramientas de adquisición de registros convencionales. La herramienta ECS proporciona

la mineralogía (Carril 5) y la densidad de la matriz (Carril 4) para el cálculo de la porosidad mejorada y distingue el COT de la porosidad (sombreado rosa). La densidad de grano de las rocas también se puede calcular y utilizar para corregir la porosidad derivada del registro de densidad (Carril 4). Los datos de muestras de núcleos proporcionan las isotermas de Langmuir para la capacidad de almacenamiento de gas y confirman los datos calculados para garantizar la validez de los resultados de los modelos tales como la densidad aparente, densidad de la matriz, saturación de agua, porosidad total y COT (círculos, Carriles 4, 6 y 7). La saturación de los fluidos, corregidas por litología, están presentes en el Carril 6. Los geólogos utilizan GIP total, gas adsorbido y gas libre (Carril 8), para determinar el potencial del yacimiento. Otras características adicionales del despliegue de registros combinados para lutitas son las salidas numéricas en los Carriles 4, 6, 7 y 8, las cuales permiten a los geólogos leer valores directamente desde el registro. Por ejemplo, a XX 350 pies, la permeabilidad efectiva (número rojos, Carril 7) es de 313 mD y el volumen de gas libre acumulado (números azules, Carril 8) es de 32 pc/ton. En este intervalo, a diferencia de la mayoría de las lutitas orgánicas, los rayos gamma (Carril 1) no sobrepasan los 150 gAPI.

El gas libre y el adsorbido se calculan y se presentan en unidades de pc/ton, una unidad común de medición en las operaciones de explotación de carbón. Algunos operadores prefieren que el gas adsorbido, libre y total se muestre en miles de millones de pies cúbicos por milla cuadrada (MMMpc/mi²). La concentración de los recursos de gas presentada en miles de millones de pies cúbicos/sección ayuda a cuantificar el potencial total de un yacimiento de lutitas prospectivas.

El producto de registros integrados, además de caracterizar las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento, ayuda a determinar la profundidad para comenzar a perforar el tramo lateral (**Figura 2.5**). La caracterización del yacimiento es esencial en el desarrollo de *shale gas*, pero la perforación del tramo lateral requiere más que petrofísica y geomecánica. Los parámetros clave que controlan la calidad de terminación (CQ) deben ser tomados en cuenta. El módulo de compresibilidad es un indicador de la calidad CQ. La roca con mayor módulo tiene más probabilidades de tener menor contenido de arcilla y por lo tanto un menor esfuerzo de cierre y además una menor tendencia a la incorporación del apuntalante durante la producción. En la **Figura 2.5** se muestra un perfil de pozo con respecto a una proyección de la estructura geológica y el módulo de compresibilidad. Los primeros dos tercios del tramo lateral se mantuvieron en el intervalo de interés. La sección del extremo final se encuentra en rocas de menor módulo de compresibilidad, las cuales son productoras más pobres. No sólo fue más difícil la estimulación de la sección final que la del resto del tramo lateral, sino además la producción de los intervalos con bajo módulo de compresibilidad fue menor en comparación con la producción de las rocas de mejor calidad. La estrategia preferida es perforar en la dirección de menor esfuerzo horizontal, el cual es perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

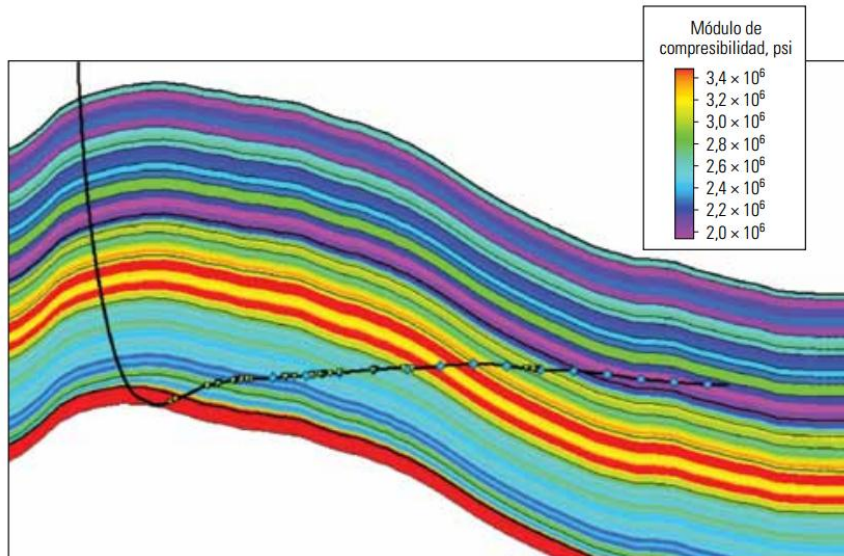


Figura 2.5 Posicionamiento de tramos laterales.

2.1.8 Geomecánica

Esta ciencia aplica la mecánica de los sólidos y fluidos, la ingeniería, la geología y la física para determinar cómo las rocas y los fluidos que éstas contienen responden a la fuerza o a

los cambios en los esfuerzos, la presión y la temperatura, producidos por las operaciones de perforación, terminación, estimulación y producción de pozos.

El hecho de ignorar la importancia de la geomecánica puede acarrear consecuencias severas. Un grado excesivo de pérdida de lodo, inestabilidad del pozo, compactación del yacimiento, subsidencia de la superficie, producción de arena, reactivación de fallas y pérdida de sello del yacimiento puede, en todos los casos, ser una manifestación de cambios en los esfuerzos ejercidos sobre una formación.

A través de las pruebas de núcleos y del modelado geomecánico de la resistencia, la deformación y el comportamiento de las rocas sometidas a esfuerzos, están diseñando mejores pozos y desarrollando mejor los campos petroleros.

Las características mecánicas de la formación controlan el diseño de las fracturas hidráulicas. La altura de la fractura está relacionada al contraste de las magnitudes de los esfuerzos principales menores en los diferentes estratos geológicos. La presión de rompimiento y el gradiente de fractura están relacionados al esfuerzo principal menor y a la resistencia de la roca.

La dirección de los esfuerzos indica la dirección de la fractura hidráulica, ya que la misma es perpendicular a la dirección del esfuerzo principal menor. La longitud de la fractura y su propagación están relacionadas con la resistencia al corte y dureza de la roca.

2.1.9 Rocas De Calidad

Un estudio realizado en el año 2007 concluyó que menos del 30% de los pozos en la lutita Barnett serían rentables para los niveles de precios que existían en ese momento. La mayor parte de los datos se obtuvieron de pozos que fueron terminados cuando los operadores todavía estaban aprendiendo cómo aprovechar correctamente las lutitas. Los datos de los registros de producción (PL) obtenidos de varios pozos de la lutita Barnett indicaron que el 30% de los intervalos de disparos proporcionaban el 70% del total del flujo de gas, y en algunos pozos, el 50% de los intervalos de disparos no estaban fluyendo en el momento en que se realizó la adquisición de registros. Teniendo en cuenta todas las cuencas, el estudio de registros de producción mostró que aproximadamente el 30% de los intervalos de disparos no estaban contribuyendo a la producción. Estas estadísticas evidenciaron que cuando no se dispone de los datos de registros, perforar a ciegas y fracturar hidráulicamente intervalos distribuidos geoméricamente, puede no ser la estrategia óptima.

Antes de perforar, los geólogos e ingenieros deben identificar las capas que tienen las mejores características geomecánicas y de yacimiento, luego perforar y terminar dentro

de estos intervalos de alta calidad. Los recursos en lutitas generalmente cubren grandes áreas geográficas y sus características de registros pueden no variar significativamente en sentido lateral en toda la cuenca. Sin embargo, la sutil, y a veces no tan sutil, heterogeneidad lateral dentro de estas secuencias resulta en áreas con características que contribuyen a una mejor producción y estimulación por fracturamiento hidráulico. Estos sectores ideales, incluyen zonas con alto potencial de gas; es decir, que tienen buena calidad de yacimiento (RQ) y zonas que pueden ser estimuladas de manera óptima; es decir, que tienen buena calidad de terminación (CQ). Los geólogos construyen modelos detallados para estimular el yacimiento e intentar identificar las partes del yacimiento con las mejores calidades RQ y CQ. Estos modelos pueden perfeccionarse a medida que se perforan más pozos y se dispone de mayor cantidad de datos.

Las características geológicas, especialmente las fracturas naturales, afectan la productividad del pozo. El conocimiento de la densidad y orientación de las fracturas, y de las propiedades de los esfuerzos locales, puede ayudar a los ingenieros a tomar las decisiones sobre la ubicación y espaciamiento de los pozos, así como también a optimizar el programa de estimulación por fracturamiento. Los yacimientos convencionales se pueden drenar a través de grandes distancias, en cambio la recuperación de estos recursos depende de un óptimo espaciamiento entre pozos y de la maximización del volumen estimulado mediante fracturación.

El régimen de esfuerzos locales es importante tanto para la perforación como para la estimulación. Los esfuerzos a lo largo del pozo son una función de las fuerzas tectónicas, la profundidad y el espesor de la formación, además de los cambios originados por estimulaciones anteriores y producción en pozos cercanos. Para una estabilidad de pozo óptima, la perforación debe estar orientada en la dirección del mínimo esfuerzo principal. Es importante comprender cómo reaccionará el yacimiento y la red de fracturas naturales, a medida que se los somete a los esfuerzos asociados con la perforación, estimulación y producción. Los cambios en el yacimiento debidos a la producción y los esfuerzos inducidos, repercutirán en las decisiones relacionadas con la organización de las etapas de estimulación, ubicación de los disparos y espaciamiento entre los pozos. Este tipo de información puede ser cuantificada en estudios geomecánicos.

El estado inicial de los esfuerzos de una región es el resultado de su historia tectónica y sedimentaria. Los esfuerzos están además inducidos por una variedad de procesos comunes a las operaciones de la industria petrolera, que incluyen los efectos de la perforación y los cambios en la presión de los fluidos por la inyección y la producción. Todos estos efectos pueden simularse utilizando modelos sísmicos del subsuelo en 3D y

4D, los cuales permiten que los ingenieros pronostiquen el comportamiento del yacimiento como respuesta a la perforación, estimulación y futura producción.

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

Combinando la simulación en 3D del programa *ECLIPSE* con el simulador *VISAGE*, se pueden crear un modelo 4D que simula los cambios en la magnitud y orientación de los esfuerzos de fondo de pozo que se producen con el transcurso del tiempo. Toda la historia de producción de un único pozo, múltiples pozos o de un campo completo pueden simularse y visualizarse utilizando la combinación de los programas *ECLIPSE* y *VISAGE*.

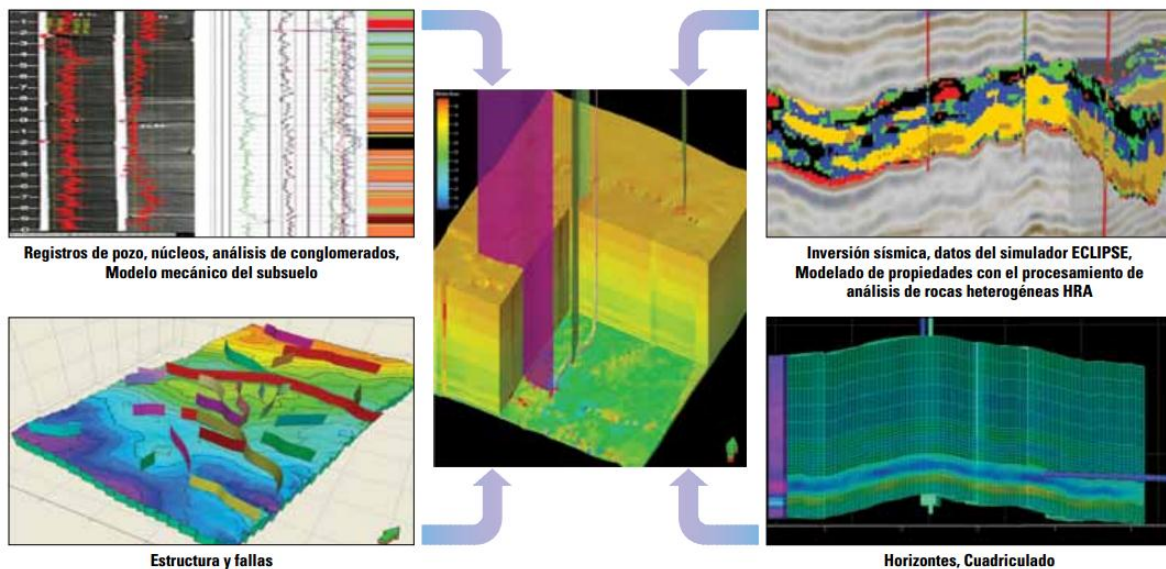


Figura 2.6 Geomecánica en el diseño de pozos.

La **Figura 2.6** muestra que el modelador *VISAGE* utiliza los datos sísmicos (arriba derecha), modelos 3D generados con el programa *Petrel* (abajo izquierda, abajo derecha) y datos de registros de pozo y muestra de núcleos (arriba izquierda) para construir un modelo geomecánico que incluye esfuerzos y propiedades mecánicas (centro). Una vez que el modelo 3D ha sido creado, se le puede agregar el elemento temporal, creando un modelo 4D. Los cambios en los esfuerzos afectan la perforación e inciden en la efectividad de las estimulaciones, las cuales determinan en gran medida la productividad.

La identificación de los posibles peligros de la perforación, estimulación y producción, es otra pieza de la información crucial obtenida de los datos sísmicos. La existencia de fallas

puede ser un gran problema cuando se está fracturando hidráulicamente un intervalo de lutita. Una falla puede dominar efectivamente el crecimiento de la fractura y reorientar toda la energía del tratamiento dentro del sistema de fallas y fuera de la zona de destino. Las subsecuentes etapas de fracturación pueden crecer a través de las fallas estimuladas previamente, lo cual agrega muy poco al volumen total estimulado. Las fallas también funcionan como conductos que dirigen los tratamientos de fracturamiento hidráulico hacia zonas productoras de agua, lo cual puede potencialmente anular o reducir en gran medida la producción de gas.

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

Otra práctica común en los programas de fracturamiento de lutitas es dividir la sección lateral del pozo en segmentos espaciados uniformemente (**Figura 2.7**). Este proceso pasa por alto la heterogeneidad vertical y lateral de la formación y ha dado lugar a casos de grandes pérdidas de capital invertido en el fracturamiento. Sin embargo, los ingenieros de terminación pueden diseñar programas utilizando los datos adquiridos durante la perforación para mejorar el programa de estimulación.

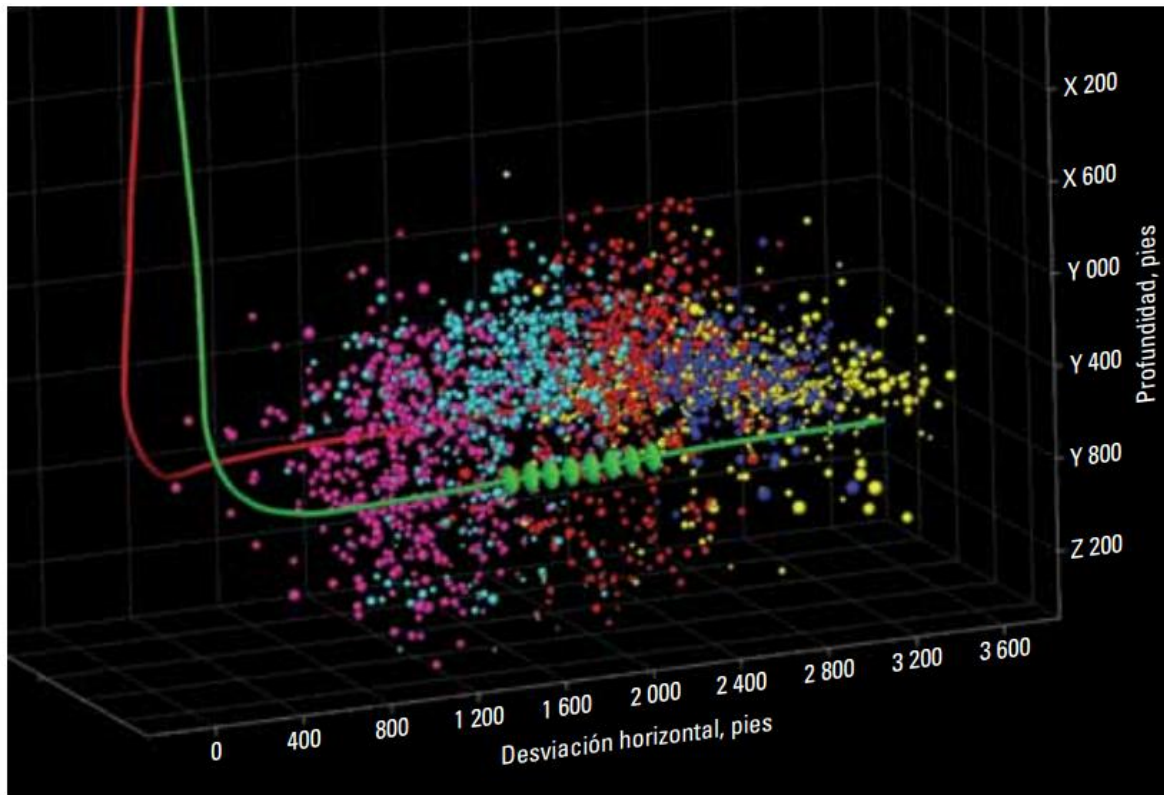


Figura 2.7 Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral

El análisis de datos microsísmicos, puede proporcionar información sobre la efectividad del tratamiento por fractura hidráulico. En la **Figura 2.7** muestra que se bombearon cinco etapas desde el pozo de tratamiento (línea roja) mientras se monitoreaba desde un segundo pozo (línea verde con las ubicaciones de los geófonos representadas como círculos verdes). La primera etapa (puntos amarillos) en el extremo final del tramo lateral generó una compleja red de fracturas; sin embargo, la segunda etapa (puntos azules) se superpone al volumen estimulado de la primera etapa. La tercera y quinta etapa (puntos rojos y magentas) desarrollaron fracturas complejas. La cuarta etapa (puntos cian) tiene una dirección preferencial por lo que se deja parte de la formación sin cubrir. Es importante identificar estas variaciones en la calidad de las fracturas para optimizar los futuros diseños de estimulación, el posicionamiento de los pozos y el espaciamiento entre pozos. Las herramientas tales como el servicio de diagnóstico *StimMAP LIVE* para el monitoreo microsísmico de las fracturas en tiempo real, puede proporcionar a los ingenieros de terminación la posibilidad de ajustar las operaciones durante la ejecución del trabajo para mejorar la efectividad del tratamiento.

2.2 Equipos De Fractura

Ya diseñado el tratamiento, llega la hora de seleccionar la correcta combinación de equipos para realizar el trabajo eficientemente: líneas de tratamiento, equipo de bombeo, blenders, camiones, monitores y equipo electrónico.

2.2.1 Líneas De Tratamiento

Los altos caudales 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 ½ " con junta roscada. Las primeras permiten caudales máximos de 50 bpm, mientras que las segundas se utilizan hasta 30 bpm. El caudal está principalmente limitado por la erosión.

2.2.2 Componentes De Alta Presión Para Manifolds

Los tanques de fractura están provistos de manifolds de hasta 12" de diámetro, con tres o cuatro salidas de 4". En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre sí, cuando las necesidades operativas lo requieran.

2.2.2.1 Conexiones Giratorias

Hay varios estilos de conexiones giratorias ("Chicksans"TM) disponibles. Todas las conexiones giratorias que se utilizan vienen en cuatro presiones nominales y con dos uniones o tres uniones giratorias.

Estas conexiones giratorias vienen en dos versiones: estándar o de curva abierta (*long sweep*- largo barrido). No obstante, se recomiendan las *long sweep*. Todos los tipos se pueden ajustar con conexiones de rosca de una mariposa o de doble mariposa (terminales macho/hembra o macho/macho).

2.2.2.2 Válvulas Check

Se usan varios tamaños y tipos de válvulas check. El tipo de disco con varilla (*dart type*) se activa mediante un resorte. Esta válvula de control se puede usar solamente en las líneas de CO₂ y Nitrógeno. Este tipo de válvulas emplea un émbolo con resorte que se activa mediante el movimiento del fluido. La válvula se abre contra el resorte y se cierra por el accionar del resorte. El émbolo se puede operar en cualquier orientación del cuerpo de la válvula.

2.2.2.3 Válvula De Control Por Oscilación

Comúnmente, es la más utilizada. Su uso es requerido cuando se bombean sólidos en los trabajos de ácidos o fractura. Las válvulas check no se requieren en las líneas para lechadas de cemento.

Estas válvulas deben ser instaladas en posición horizontal hacia arriba debido a que la bisagra cierra por gravedad.

2.2.2.4 Válvulas Tapón

Aunque se usan tamaños y marcas diferentes, la mayoría de las válvulas tapón son de la serie FMC-D, vienen en tamaños diferentes de acuerdo a los requerimientos de presión y el lugar de la aplicación. Los siguientes tamaños son los que se emplean más frecuentemente:

- DR-150, 1"x 2", presión de trabajo de 15 000 psi
- DR-150, 2 x 2", presión de trabajo de 15 000 psi
- DR-150, 3", presión de trabajo de 15 000 psi con operación a manija.

2.2.2.5 Líneas Para Fractura

Las conexiones de las líneas para tratamientos de fractura utilizadas en el Manifold de los equipos hacia la cabeza de pozo deben poseer en los extremos roscas del tipo con sello sin presión. Se disponen varias longitudes nominales, desde 2 a 12 pies. Las líneas de descarga están construidas de diferentes tamaños de acuerdo a la presión de trabajo.

2.2.3 Equipo De Bombeo

El equipo de bombeo es el que provee la potencia en las operaciones de fractura. La ejecución eficiente de cualquier trabajo de estimulación exige la combinación correcta de equipos a boca de pozo.

Las bombas a utilizar deberían ser del tipo de alta presión y alto caudal, con una potencia hidráulica nominal de 2000 a 3000 HHP, **Figura 2.8**.

Al seleccionarlas debe tenerse cuidado con el "ranqueado" de las bombas por encima de la presión estimada de trabajo, ya que muchas veces sólo se tienen en cuenta el caudal máximo, pero no la presión a la que lo suministran.



Figura 2.8 Equipo de Bombeo

Para hacer un cálculo ligero, se requiere tener en cuenta que la potencia es suministrada por un motor industrial montado en el chasis del equipo (Caterpillar V12, por ejemplo).

Este motor tiene una potencia máxima y una curva de utilización determinada y constante.

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 en psi, podemos calcular el caudal suministrado por una bomba genérica y este dato nos permitiría conocer la cantidad de bombas necesarias para realizar el trabajo.

Como se trata de un equipo que trabajará a potencia máxima durante largos períodos, usualmente no menos de tres horas, debemos de tener en cuenta la provisión de capacidad de bombeo de respaldo suficiente, como plan de contingencia ante cualquier inconveniente mecánico que surja o simplemente como alternativa que facilite el reabastecimiento de combustible con seguridad.

2.2.4 Equipo De Mezcla

Generalmente los equipos de mezcla de apuntalante y fluido, conocidos comúnmente como “blenders” (**Figura 2.9**), tienen suficiente capacidad para poder manejar una operación convencional a alto caudal y concentración.

Básicamente, sus elementos se dividen en:

- Manifold de succión
- Bombas de succión
- Contenedor de mezcla
- Bombas de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control



Figura 2.9 Equipo de Mezcla

Manifold de succión.- Cumple la función de coleccionar el fluido desde los tanques de fractura, y deberá tener salida hacia las bombas de succión.

Bombas de succión.- La función principal de estas bombas es aportar fluido desde el Manifold de succión hacia el Manifold de descarga y/o contenedor de mezcla, proporcionando aditivos por el sistema línea “limpia”, línea “sucia”, proporcionado adecuadamente caudales exactos de bombeo.

Contenedor de mezcla.- En este contenedor se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación precisa al bombeo si así se lo requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, y sirve como “pulmón” de fluidos para bombear hacia las bombas de alta presión.

Bomba de descarga.- Su función principal es aportar fluido a 35-60 psi desde el contenedor de mezcla al Manifold de descarga, y de allí a las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura.

Manifold de descarga.- Funciona como coleccionar de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea “limpia – línea “sucia”.

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4" que se conectan a un Manifold de succión de bombeadores, o directamente a las succiones de los bombeadores de alta presión.

Instrumentación y control.- En los *blenders*, salvo válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central. A éste llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y porción de arena, por lo que el operador de *blender* puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados.

La medición de flujo se obtiene de flowmeters de 8", 6" y 2", tipo turbina. Esta turbina es activada por el movimiento de fluido a través del cuerpo del equipo. Las paletas de la turbina, girando a una velocidad directamente proporcional al caudal de fluido, cortan líneas de fuerza magnética originada por un pick-up magnético, magneto permanente hilado por líneas de conducción. Esta acción crea impulsos eléctricos que son transmitidos por conductores eléctricos de flowmeter hacia cualquier instrumento de medida usado con la instalación (monitor del *blender* o fracmonitor).

En la dosificación de sólidos, la forma de originar la señal es a través de una cremallera con determinada cantidad de dientes que al girar ocasiona el mismo efecto que una turbina. De acuerdo con las exigencias de las operaciones, estos modelos pueden sufrir modificaciones en su construcción. Se produce variaciones en su contenedor de mezcla, sistema de agitación, y entrada de arena y aditivos para trabajar en operaciones con espuma.

Cuando haya caudales mayores a 70 bpm, debemos 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 sólo como acción preventiva, sino, lo que es aún más importante, para asegurar la correcta mezcla del apuntalante en todas las etapas del proceso. Normalmente se trata de *blenders* computarizados con capacidad de mezcla en "rampa", es decir, elevando la concentración lentamente a lo largo de la operación, para finalizarla a la concentración máxima de diseño en la última etapa. Este tipo de mezcla induce 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.

La adopción del equipo de mezcla del fluido (PCM) también requiere de una cuidadosa planificación. Usualmente el agua de mezcla, debido a su alto volumen de caudal, se toma

de una fuente natural (un río, laguna o presa) y se almacena en tanques ubicados en la localización, previo filtrado a $2\mu\text{m}$, los cuales son alimentados permanentemente mediante bombas de transferencia de alto caudal, Fig xx. Debe tenerse en cuenta la cantidad de equipos de filtrado necesario para cumplir con el programa.

El equipo de mezclado de fluido debe tener suficiente capacidad de tanques de residencia, a modo de “pulmón”, para asegurar una correcta hidratación de polímero, en caso de que este se utilice, antes de alcanzar el *blender* y mezclarse con la arena. Dicha hidratación depende de la temperatura del agua –a mayor temperatura, menor tiempo-. Así, para que la hidratación sea completa, es necesario alcanzar un factor que varía entre 90 y 95%, que se mide con técnicas de laboratorio de campo (QA/QC). A una temperatura ambiente normal (20 °C) este tiempo es de cinco minutos aproximadamente. Si se bombea a 100 bpm, necesitamos una capacidad de pulmón mínima de 500 bbls, para asegurar una correcta hidratación del fluido.

Dicho pulmón –uno o dos tanques de fractura- debe ser ubicado entre el mezclador de fluido (PCM) y el *blender*, de tal manera que este último succione permanentemente el fluido hidratado.

2.2.5 Unidades Para Suministro De Arena Y “Conveyors” (Cintas Transportadoras)

Las unidades para suministro de arena usualmente utilizadas incluyen tipos como estacionarias y móviles.

- **Unidades Estacionarias**

Hay tres tamaños de unidades estacionarias (también conocidas como *Sand Kings*) que se utilizan para almacenar arena en el lugar. La unidad más pequeña sirve para contener 250 000 libras de arena en 4 compartimentos. La arena es alimentada por gravedad a través de una válvula hidráulica de compuerta corrediza a un sistema transportador incorporado y transportada por una correa a la tolva del *blender*. Las unidades más grandes tienen capacidades de almacenaje de 320 000 y 390 000 libras. La configuración y operación de estas unidades grandes son las mismas que para las unidades más pequeñas.

- **Unidades Móviles**

Se utilizan dos tipos de unidades para trasladar arena y suministrarla a la tolva del *blender*, cuando se utiliza más de un *Sand King*. Las cintas transportadoras vienen en configuraciones de una o dos correas.

Las transportadoras de dos correas se utilizan algunas veces con un surtidor en la parte posterior; sin embargo, este surtidor se puede quitar y cambiar por una caja recolectora que se utiliza en los trabajos en los que se emplea un caudal muy grande de apuntalante. La caja recolectora tiene capacidad para contener una gran cantidad de arena y por esta razón es más fácil para los operadores del *Sand King* mantener la caja llena.

2.2.5.1 Volumen De Contingencia

Normalmente se dispone en locación de aditivos y apuntalante en exceso, como medida contingente ante una posible parada prematura de la operación y su reinicio posterior o como respaldo en caso de que se dedica prolongar la operación.

2.3 Terminación Del Pozo

Debido a la necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales se ha creado el fracturamiento hidráulico multietapas. Esta tecnología se desarrolló con la finalidad de realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo teniendo como ventaja una disminución en el tiempo de operación y de costos.

El fracturamiento hidráulico multietapas es un método donde se forman varias fracturas únicas; estos tratamientos se realizan comúnmente en yacimientos no convencionales. Debido a que las reservas de aceite y gas están declinando continuamente, las compañías están forzadas a explorar nuevas zonas que tienen condiciones extremas y que están ubicadas a grandes profundidades en el mar, encontrando yacimientos no convencionales, como los que están conformados por *shale gas* o yacimientos de baja permeabilidad.

Actualmente hay hasta 20 diferentes procesos de estimulación o fracturamiento multietapas. El procedimiento más común para realizar un fracturamiento hidráulico en pozos horizontales en yacimientos de *shale gas* debe contar con los siguientes aspectos para obtener el mayor éxito posible:

- Pozos con TR cementada
- Realizar perforaciones con pistolas TCP
- Realizar el fracturamiento bombeando los fluidos
- Dejar fluir el pozo para recuperar los fluidos
- Limpiar la TR utilizando TF o tubería articulada
- Aislar la fractura con un tapón o un puente

- Utilizar pistolas TCP para perforar el siguiente intervalo.

Un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal necesita lograr varios objetivos incluyendo:

- Tener un bajo riesgo de perder la pares lateral; es decir no dañar a la formación.
- Eficacia en la colocación de las fracturas en etapas específicas a lo largo del intervalo productor.
- Habilidad para dimensionar adecuadamente la fractura, así como los volúmenes de fluidos y apuntalante.
- Evitar problemas en el fracturamiento tales como: excesivas fracturas múltiples o excesiva tortuosidad en la cercanía del pozo, los cuales pueden causar avenamientos.
- Hacer el tratamiento un proceso efectivo y barato, mediante la selección del yacimiento en específico y el valor de la recuperación final estimada.

2.3.1 Procesos De Fracturamiento Multietapas

Como se ya se había mencionado el fracturamiento multietapas puede realizarse con diferentes procesos que utilizan diversas herramientas. Esto hace que se pueda adaptar para diferentes tipos de terminación y condiciones del pozo. A continuación se describirán algunos de los procesos que se utilizan en un fracturamiento hidráulico multietapas.

2.3.1.1 Esferas (Bolas) Selladoras

Son una tecnología muy conocida para desviar fluido de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico multietapas. En el proceso para emplear esferas selladoras, se utilizan pistolas convencionales que permanecen en la TR durante las operaciones de fracturamiento. Conforme cada uno de los fracturamientos se termina, las esferas selladoras se bombean para tapar momentáneamente los orificios abiertos. Con bombeo continuo, las esferas no permiten que haya ninguna interrupción y que se tenga una presión positiva sobre los asientos para lograr un sellado efectivo.

2.3.1.2 Proceso Con Tubería Flexible

Hay muchos procesos de fracturamiento hidráulico multietapas que utilizan TF. Por ejemplo:

Fracturamiento asistido por un sistema hidrojet (HJAF): es una técnica que utiliza agua u otro fluido, a alta presión. La aplicación de esta técnica puede ser en pozos horizontales con diferentes tipos de terminación, ya sea en agujero descubierto o entubado.

El proceso:

- El jet se coloca en los túneles en el plano de la fractura.
- La presión de estancamiento del fluido más la presión en el EA es lo que crea la fractura.
- La presión de inyección más la presión en el EA es lo que extiende la fractura.
- El concepto del efecto de Bernoulli explica cómo se mantiene la entrada del fluido en la fractura con la mínima presión en el pozo.
- El flujo complementario del EA hace que la fractura crezca.

Perforación con un sistema hidrojet con bombeo por el espacio anular HPAP: A menudo se inicia en la interface cemento/formación y se orienta alrededor de la región del túnel perforado. Utiliza un proceso de erosión para remover la roca, luego se presenta un daño resultante en la roca, debido a la compactación en el túnel erosionado por lo que la fractura puede propagarse a través de un túnel perforado de gran diámetro, no dañado y no compactado.

HPAP con desviación con tapón de apuntalante PPD: Este método utiliza TF, perforaciones con hidrojet, tratamiento con almohadillas en el espacio anular y desviación con tapones o baches apuntalantes. Proporciona un fracturamiento muy agresivo con un filtrado inducido, que logra una mayor conductividad entre la vecindad del pozo y este, mientras que se gestiona una total eficiencia del proceso.

2.3.1.3 Punzados

Por lo general, las formaciones de lutitas a ser tratadas poseen grandes espesores, lo que requiere un esfuerzo adicional para conseguir cubrir todo el espesor útil con apuntalante. Para ello debe considerarse una técnica especial denominada “punzado”. La técnica combina el uso de cañones con cargas de alta penetración y propelentes. Es un conjunto compuesto de camisas estimulantes de material propelente, colocadas externamente al cañón y se activan instantáneamente al momento del disparo y generan grandes cantidades de gases de alta presión sobre las perforaciones, creando microfracturas que

mejoran el canal de flujo de la formación hacia el pozo. Por lo general, se hace uso de simuladores que permiten variar ciertos parámetros, como son: propiedades petrofísicas, densidad de cañoneo, daño de formación, penetración de disparo, entre otros, con el fin de obtener el mejor diseño de cañoneo y de esta manera determinar la eficiencia de esta técnica, dependiendo de la cantidad de etapas en que se realiza la fractura.

Debido a los altos caudales de bombeo y a las características geomecánicas de las rocas a fracturar, las presiones de bombeo suelen ser muy altas. Por lo tanto la terminación del pozo debe asegurar la integridad mecánica del mismo durante la operación.

Se utilizan alguno de estos tres tipos de terminación:

- Revestidor o Casing de producción cementado y luego perforado. Diámetros normales en 5 ½ " o 4 ½ " P110.
- Liner con conjunto de Packers combinados con camisas deslizables asentados en agujero descubierto.
- Liner ranurado o perforado, sin cementar.

La terminación operativamente más adecuada es la primera. Sin embargo, de acuerdo con estudios realizados en la *Barnett Shale*, desde el punto de vista de la producción no ha habido grandes diferencias entre los tres tipos. Aunque la inversión en cada uno de los tres casos es muy diferente, siendo la tercera la menos costosa.

2.3.1.4 Casing Cementado

La terminación con Casing Cementado (**Figura 2.10**), es la terminación más idónea desde el punto de vista de la integridad del pozo. La cementación del pozo horizontal es crítica, especialmente si requerimos producir gas.

Una vez cementado, el pozo es perforado (o punzado) en diferentes ubicaciones a lo largo del pozo, desde el fondo hacia la superficie, de acuerdo al diseño previo. Dicho diseño puede contemplar la perforación de varias zonas (*clusters*) de una longitud no mayor a 1 m, o un diseño del tipo "Entrada Limitada", donde se perfora selectivamente todo el intervalo. En el primer caso la fractura se realiza en etapas aislando cada *cluster* con un packer mecánico accionado desde la superficie con un *Coiled Tubing* (CTU). En el segundo caso se fractura todo el pozo en una única operación.

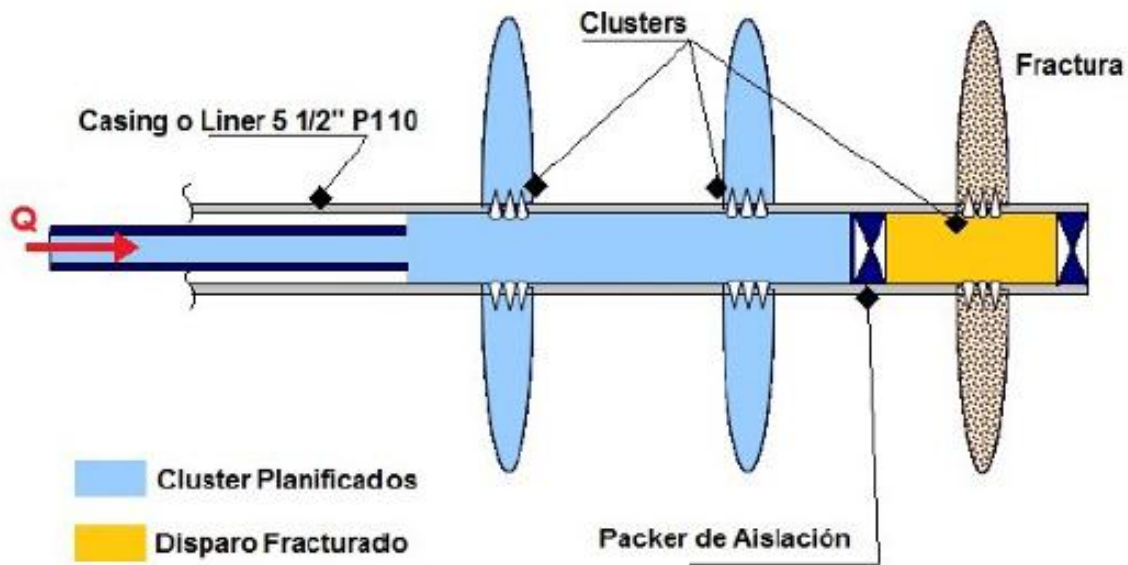


Figura 2.10 Terminación con Casing Cementado

2.3.1.5 Conjunto De Liner Packer Y Camisa En Agujero Descubierto

Es muy utilizada, consta de un liner de 4 ½ " P110 combinado en un solo conjunto con Packers de Agujero Descubierto (Tipo inflables o hinchables) y camisas deslizables que pueden ser accionadas mediante bolas (Sistema StageFRAC™) o con una herramienta especial manejada con un Coiled Tubing (Sistema DeltaFrac™). Las camisas se bajan al pozo normalmente cerradas –en una cantidad igual a las fracturas diseñadas- y una vez que los packers están asentados, se abren y se procede a fracturar una por una, comenzando desde el fondo (**Figura 2.11**).

Este tipo de terminación también puede ser realizado con Casing Cementado, por ejemplo, para una re-terminación o reparación de un pozo viejo.

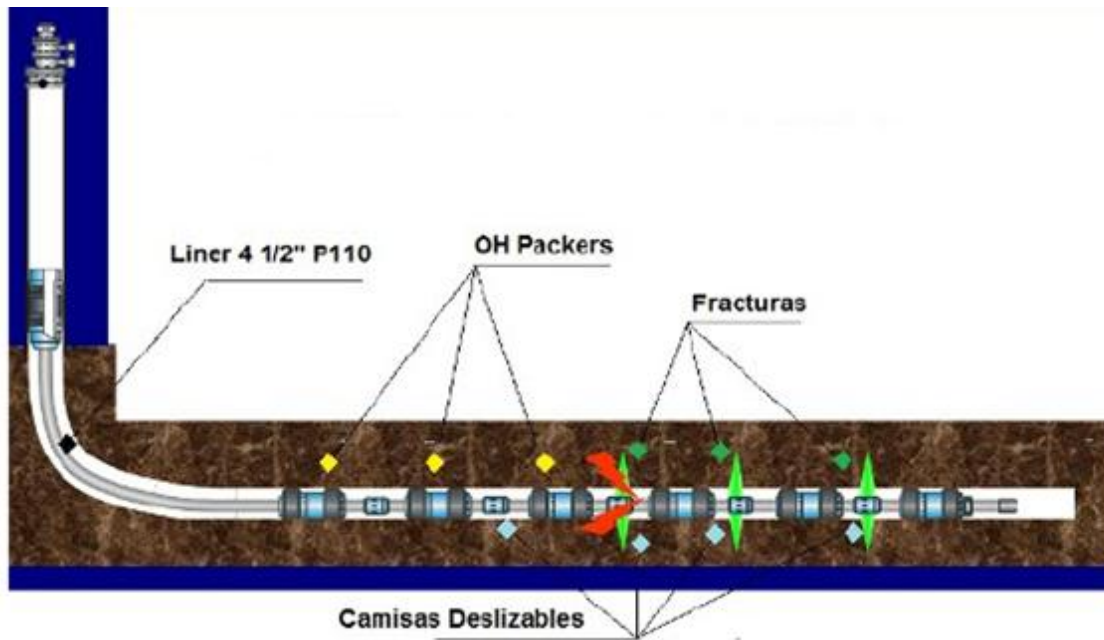


Figura 2.11 Terminación en Agujero Descubierto con Liner, Packer y Camisa Deslizable

2.3.1.6 Terminación En Agujero Descubierto Con Liner Ranurado

Es la terminación más rápida y barata y la menos recomendable desde los puntos de vista operacional y de producción. Consta de un liner que se coloca dentro del agujero abierto sin cementar (**Figura 2.11**).

No permite una ubicación adecuada de la fractura, ni de su cantidad ni ubicación relativa. Usualmente se utiliza con diseño elemental de "Entrada Limitada" para crear un "Efecto de Regadera" (*Sprinkler System*).

A veces suelen utilizarse sistemas de divergencia como bolas sellantes, por ejemplo –con el fin de crear varias fracturas, pero el sello solo es efectivo dentro del liner, ya que todo el espacio anular continúa totalmente expuesto a la presión de fractura.

Otras veces se usan tapones de arena o sal, pero requieren altas densidades que pueden restringir o taponar el anular, originando arenamientos prematuros.

Últimamente se puso de moda utilizar fibras como elemento divergente. En efecto, las fibras crean puentes a la entrada de la fractura, desviando el fluido hacia la próxima zona débil, creando una nueva fractura.

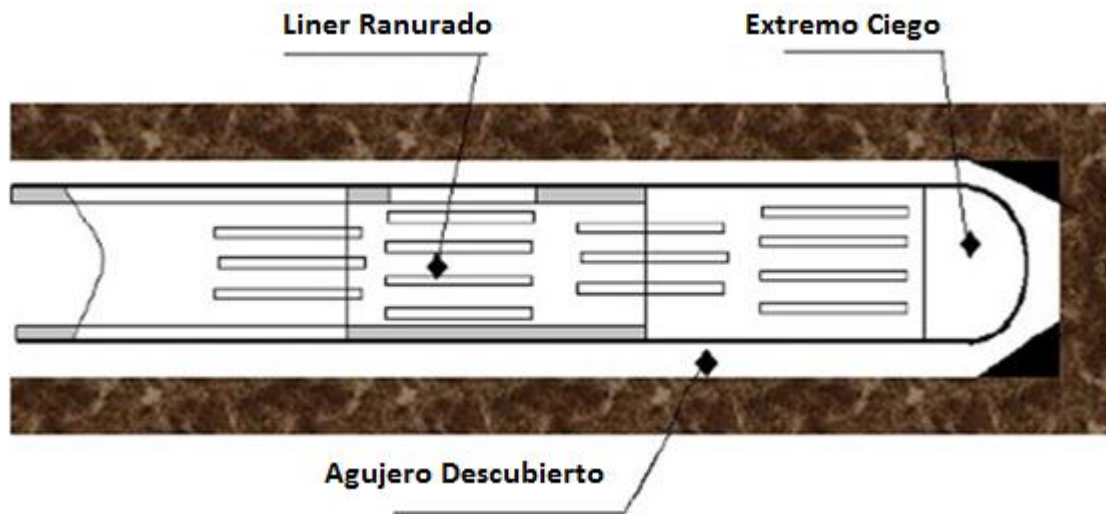


Figura 2.12 Terminación en Agujero Descubierto con Liner Ranurado

2.3.2 Métodos De Evaluación

Para evaluar la operación se utilizan diversos métodos como:

- Trazadores radioactivos o químicos.
- Microsísmica. Hoy en día constituye el mejor método de evaluación, especialmente en los casos de pozos horizontales. Indica donde fue el fluido y toma en tiempo real por lo que es posible hacer cambios en el bombeo de inmediato.
- Registros de producción (PLT). Normalmente no todas las zonas perforadas (*clusters*) aportan producción al pozo. Este registro permite determinar cuáles son esas zonas y hace una valoración cuantitativa de la producción individual.

2.4 Cabezal De Pozo Y Equipo De Superficie

Normalmente los altos caudales utilizados no permiten el uso de los cabezales de producción durante la fractura, ya que su diámetro interno (ID) limita la posibilidad de alcanzar altas velocidades, a la vez que incrementa el riesgo de erosión.

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 *Fulbore* que vincula el equipo de superficie con el pozo a modo de barrera entre la formación y la superficie.

Por encima de ella se coloca un elemento de flujo, una T especial, por ejemplo, que permite desarrollar el flujo de retorno luego de la fractura y calcular los flujos y ensayos

posteriores sin eliminar el tratamiento del pozo. Por encima se coloca la válvula maestra de fractura y el cabezal que vincula las líneas de tratamiento con el pozo.

2.4.1 Plataforma De Pozos

La utilización de las técnicas de perforación horizontal y fracturamiento multietapas genera diferencias con las explotaciones convencionales respecto de la cantidad y distribución de pozos sobre el yacimiento. Una de las formas más comunes consiste en la construcción de una “plataforma de pozos” (*well pad* en inglés), en el centro de lo que, por lo general, son formaciones de entre 6 y 12 pozos horizontales perforados secuencialmente en hileras paralelas, mismos que requieren caminos de acceso, embalses, fuentes de agua, ductos, etc.

Un único pozo, perforado verticalmente hasta 2 km, y horizontalmente hasta 1.2 km, remueve alrededor de 140m^3 de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de 830m^3 , casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2km de profundidad. Un pad (**Figura 2.13**) puede ser de hasta 20 mil metros cuadrados.

Cada plataforma puede acceder únicamente a una pequeña área del yacimiento que se pretende explotar, por lo que es común que se disponga múltiples plataformas sobre el mismo, y que se requiera una superficie lo suficientemente grande como para permitir el despliegue y almacenaje de los fluidos y el equipo necesario para las operaciones de fractura y las perforaciones horizontales.

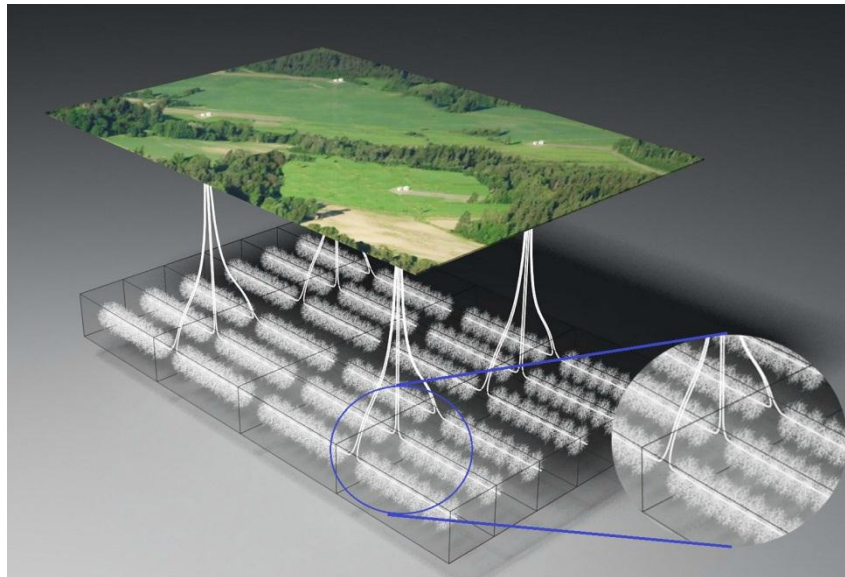


Figura 2.13 Cuatro Plataformas con 6 Perforaciones Horizontales Cada Una

El lugar debe estar preparado y adecuado a la numerosa cantidad de equipos que se montarán para realizar la operación (**Figura 2.14**). En ciertas zonas, la disposición es un elemento decisivo para determinar si la fractura se realiza en una sola etapa o en varias menos prolongadas (ubicaciones *offshore* o en flancos montañosos, por ejemplo). Este factor siempre debe ser examinado en la etapa de planificación, para evitar demoras (NPT) y costos no previstos.

El desarrollo de shale gas hasta hace poco no era considerado viable, pero la tecnología de perforación horizontal dirigida y la fractura hidráulica (fracking), la han hecho posible.



Figura 2.14 Despliegue Territorial Durante un Proceso de Fractura Hidráulica

2.5 Bibliografía Del Capítulo

- Rick Lewis, David Ingraham, Marc Pearcy, Jeron Williamson, Walt Sawyer, Joe Frantz, *New Evaluation Techniques For Gas Shale Reservoirs*, Schlumberger, 2004.
- Tom Alexander, Jason Baihly, Chuck Boyer, Bill Clark George Waters, Valerie Jochen, Joël Le Calvez, Rick Lewis Camron, Jhon Thaeler, Brian E. Toele, *Revolución Del Gas De Lutitas*, Oilfield Review Scmlumberger, E.U.A., Otoño 2011.
- Journal of Petroleum Technolog, *New Methods Boost Multistage Fracturing In Horizontals*, E.U.A., Julio 2007.
- CHEN Li, FENG Yunliang, *Analyze Fracturing Technology Of Horizontal Well*, China, 2007.
- Ing. Blanco Ybáñez Alberto, Dr. Vivas Hohl Julio, *Shale Frac: Ingeniería Aplicada A Un Reservorio No-Convencional*, Petrotecnia, 2012.
- Lucas W. Bazan, Bazan Consulting, Inc., Michael G. Lattibeaudiere, Rosetta Resources Inc., and Terry T. Palisch, *Hydraulic Fracture Design and Well Production Results in the Eagle Ford Shale: One Operator's Perspective*, SPE, 2012.

Capítulo III

3 Tipos De Fluidos Y Apuntalantes Utilizados

El fracturamiento hidráulico también llamado fracking o hydrofracking, consiste en bombear fluidos (por ejemplo: agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad del canal para que el gas natural fluya hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción de *shale gas*, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa.

Utilizado desde los años 40', el fracturamiento hidráulico ha aumentado la productividad de miles de pozos petroleros a lo largo y ancho del mundo.

No obstante, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de apuntalante a la solución líquida, la que mantiene condiciones de permeabilidad obtenidas en la lutita hasta después de apagada la bomba. Los apuntalantes más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.

La fractura hidráulica de rocas de baja permeabilidad es compleja, las lutitas se dispersan en varias ubicaciones geográficas y su mecanismo de sedimentación podría variar considerablemente entre ellos, así como el campo de esfuerzos y tectonismo al que están sometidos. En otras palabras, un diseño de fractura hidráulica que resulta exitoso en un área puede no serlo en otra.

La selección del fluido óptimo debe realizarse en función no sólo de su eficiencia económica, sino también de su compatibilidad con la roca a tratar a las condiciones del yacimiento en el momento de la fractura. En el caso de estas operaciones también tiene importancia el volumen de agua a utilizar.

La necesidad del apuntalante en la fractura ha sido verificada por numerosos tratamientos; una producción mayor y estable donde se utilizan los apuntalantes ha llevado a la conclusión de que sin ellos la fractura inducida se cierra resultando en una capacidad de flujo muy pobre o nulo.

Es una técnica de estimulación de yacimientos que consiste en el bombeo de fluido y un agente de apuntalamiento, por lo general arena a elevada presión, con el propósito de producir micro fracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros, manteniéndose abiertas por acción del agente apuntalante, permitiendo así la fluencia y

recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo, y por lo consiguiente, incrementar la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

3.1 Selección De Fluidos

Los fluidos fracturantes suelen contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. Esto sumado con la construcción de una “plataforma de pozos” (*well pad* en inglés) hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.

La selección de un fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar. Se deberá de considerar entre otros los siguientes factores:

- Compatibilidad con la roca
- Compatibilidad fluido del tratamiento – fluido de la formación
- Perdidas de filtrado
- Propiedades friccionales con la tubería
- Capacidad de transporte de apuntalante – viscosidad

3.1.1 Propiedades Friccionales Del Fluido

Al seleccionar el fluido de fracturamiento es igualmente importante conocer las pérdidas por fricción principalmente en la tubería de tratamiento que va a presentar el fluido. Estas pérdidas dependen del tipo de fluido, del diámetro interno de la tubería principalmente si las pérdidas por fricción son muy altas la presión en la cabeza y por lo tanto el caballaje requerido será excesivo, lo cual impedirá la realización del trabajo.

Se puede obtener alguna reducción en las pérdidas por fricción mediante la adición de productos químicos. En todos los casos, se deberá hacer un balance de presiones conociendo las limitantes mecánicas del pozo para determinar la factibilidad del trabajo. Esto llevará a la conclusión de que no siempre el fluido más barato es el mejor.

3.1.2 Pérdidas De Filtrado

Básicamente el fluido de fracturamiento tiene tres funciones principales:

- Iniciar la fractura
- Extender la fractura (crear geometría de fractura)
- Transportar el apuntalante a través de la tubería, perforaciones y fractura creada.

El tipo y concentración de aditivo de control de pérdida deberá ser cuidadosamente seleccionado, teniendo en cuenta las características de la roca y el tipo de fluidos producidos por la formación. Se deberá realizar pruebas de laboratorio para determinar compatibilidad y calcular los parámetros de pérdida de filtrado.

3.1.3 Otras Características Del Fluido

De mayor importancia del fluido de fracturamiento la cual va relacionada directamente con la capacidad de transportar el apuntalante efectivamente y la habilidad para generar el ancho de la fractura suficiente que permita acomodar el apuntalante a la concentración deseada. Estas propiedades deberán ser verificadas en el laboratorio con las condiciones principalmente de temperatura de fondo de pozo.

Se desea también que una vez logrado el objetivo de colocar el apuntalante uniformemente distribuido en la fractura, el gel rompa retomando a su viscosidad inicial, permitiendo que la gran parte del fluido invasor sea recuperado en superficie.

El potencial daño que pueda causar un fluido de fracturamiento y sus aditivos, debe ser considerado. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacondicionamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido. Existen dos posibles áreas de daño en una operación de fracturamiento. Primero, posibilidad de dañar la matriz de la formación impidiendo su habilidad para transmitir fluido a la fractura; y segundo, el posible daño que se le puede causar a la fractura misma, disminuyendo su capacidad de flujo.

3.1.4 Tipos De Fluidos De Fracturamiento

La composición del fluido utilizado para realizar las fracturas varía de acuerdo a la formación que se pretende explotar, por lo general se encuentra compuesto en un 98% de agua y arena, y un 2% de aditivos químicos, entre los que se encuentran:

Ácido: Limpia la perforación previamente a la inyección del fluido para la realización de las fracturas.

Bactericida/biocida: Inhibe el crecimiento de organismos que podrían producir gases que contaminen el gas metano, y reducir la capacidad del fluido de transportar el apuntalante.

Estabilizador de Arcilla: Previene el bloqueo y la reducción de la permeabilidad de poros por formaciones arcillosas.

Inhibidor de Corrosión: Reduce la formación de óxido en las tuberías de acero, los encamisados de los pozos, etc.

Reticulante: La combinación de esteres de fosfato con metales produce un agente reticulante que permite aumentar la viscosidad del fluido, y por lo tanto, transportar más apuntalante en las fracturas.

Reductor de Fricción: Reduce la fricción y permite que los fluidos fracturantes sean inyectados en dosis y presiones óptimas.

Agente Gelificante: Incrementa la viscosidad del fluido, permitiendo un mayor transporte de apuntalante.

Controlador de Metal: Previene la precipitación de óxidos de metal que podrían degradar los materiales utilizados.

Inhibidor de Sarro: Previene la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario), que podrían degradar los materiales utilizados.

Surfactante: Reduce la tensión superficial del líquido de fractura, y por lo tanto ayuda a la recuperación del mismo.

Las lutitas poseen un alto contenido de arcillas, por lo tanto la presencia de aditivos para control de las mismas es mandatorio en estas operaciones.

Los aditivos utilizados deben ser amigables con el ambiente, especialmente si son utilizados en grandes cantidades, ya que el volumen a bombear de agua es enorme en muchos casos.

Los geles para fracturamiento hidráulico son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades deseadas.

Existen fluidos de fracturamiento base agua, aceite, ácido, alcohol y combinaciones fluido-gas (con Nitrógeno y CO₂) para formar los geles de dos fases. También se pueden preparar emulsiones (60-70% aceite + 30-40% agua gelificada) mediante el uso de surfactantes apropiados. Los sistemas más usados son los geles base agua y base aceite.

3.1.4.1 Fluidos Base Agua

Se preparan a partir de agua dulce, filtrada @ 3 micrones y con bajo contenido de iones en solución. Entre los aditivos principales están:

Cloruro de potasio: Usado normalmente al 2% por peso de agua. Inhibe el hinchamiento de arcillas.

Bactericidas: Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias anaeróbicas en la formación.

Aditivos de control de pH: Se utiliza para ajustar y controlar el pH del fluido base para lograr la gelificación completa y controlar el tiempo y eficiencia del activador (cross-linker). Se da a continuación algunos de estos aditivos así como su rango de pH y sistema de fluido para el cual se utiliza, aditivos para control de pH:

- Control de gelificación
- Control de X – Linking
- Compatibilidad con la formación
- Estabilidad del gel
- Solución Buffer: evitar cambios del pH – desestabilizan gel

Gelificante: Aditivos para dar viscosidad (gelificar) el fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

Activadores (cross – linkers): Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

Surfactantes: Todo fluido base agua bombeado deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

Rompedores: Permiten, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso). Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo en producción.

Controladores de pérdida del filtrado: Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

Este aditivo y su concentración deberá ser cuidadosamente seleccionado basándose en las propiedades de la formación (k, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requerido dependerá de la selección adecuada de este aditivo. Los parámetros que afectan la eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores. Una vez formada el aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, este será el factor gobernante para controlar la eficiencia de fluido.

La eficiencia de fluido se calcula:

$$\eta = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol. inyectado} - \text{Vol. filtrado}}{\text{Volumen inyectado}}$$

La efectividad del aditivo para controlar el filtrado es función de la permeabilidad, tamaño de partículas y concentración del aditivo.

Reductores de Fricción: De gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales el fluido de fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en la cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Otros aditivos: Normalmente en el precolchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

Divergentes: De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a lo largo de todo el intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:

- Volumen de precolchón
- Volumen de colchón
- Volúmenes con apuntalante a concentraciones crecientes

Se recomienda acudir a divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no es permisible una tasa de bombeo muy alta.

Alternativamente, para intervalos productores de gran longitud se puede recurrir a otras técnicas como:

- Aislamiento selectivo por empaques
- Técnica de “Entrada Limitada”

Aditivos para consolidación del apuntalante: Utilizados normalmente cuando las presiones de cierre son bajas y se detecta producción de apuntalante post frac.

Se agrega con la última etapa de arena (mínimo 8000 – 10000 lbs) una serie de aditivos que ejercerán un ligamento grano a grano para consolidar la arena de fracturamiento.

Pruebas de laboratorio has demostrado que el utilizar estos aditivos de consolidación se obtienen fracturas de mayor conductividad aún bajo altos esfuerzos de cierre.

3.1.4.2 Fluidos Base Aceite

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden del 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprobaron una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

Se deberá tener en cuenta que los geles base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, por lo tanto estos últimos se recomiendan solo cuando se comprueba incompatibilidades de los primeros con la formación.

Entre otras ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite se puede mencionar:

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base

- Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrante)
- Permiten ser mezclados en forma continua, utilizando solo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

3.1.4.3 El Sistema De *Slickwater*

En un principio, entre las décadas de 1960 y 1980, se utilizaban (y aun se utilizan en muchos casos), fluidos a base de agua viscosificados con el agregado de un polímero –goma guar refinado (HPG o PSG), un elemento natural-, y reticulados con elementos metálicos como el borato. El agregado de determinados aditivos, como estabilizadores de viscosidad y de pH, controladores de filtrado y de arcillas, quebradores de gel, inhibidores de incrustaciones, entre otros, adecuaban las propiedades de este fluido a la roca, de manera de minimizar problemas de incompatibilidad química entre ambos elementos. La viscosificación del fluido, agregado al alto caudal de bombeo permitía crear la presión neta necesaria para mantener abierta la fractura y transportar el apuntalante necesario para mantener un canal de alta conductividad una vez que la presión hidráulica desapareciese luego de detener el bombeo.

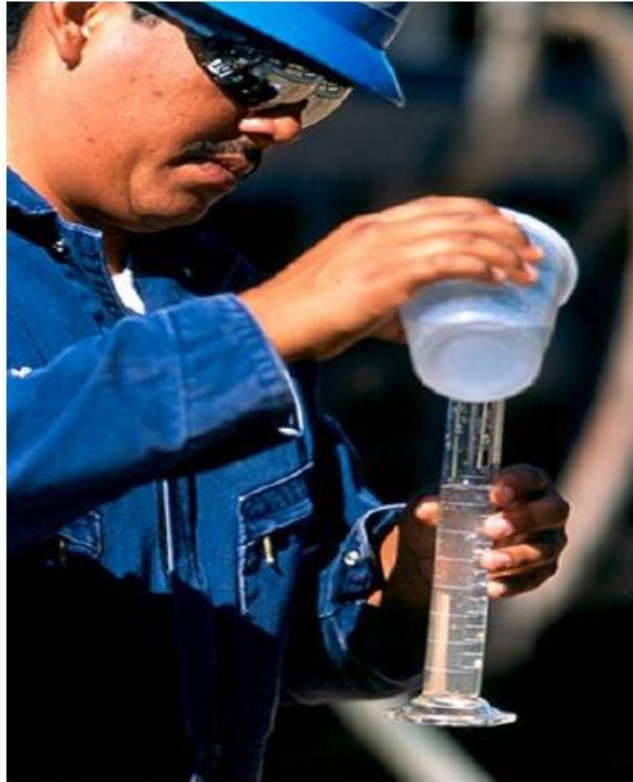


Figura 3.1 Sistema Slickwater

También se utilizaban fluidos bifásicos, como las espumas de nitrógeno (N_2) y dióxido de carbono (CO_2) con el fin de minimizar el volumen de agua introducido dentro del yacimiento, que podía generar restricciones a la producción posterior de gas debido a la retención de agua capilar en este tipo de roca tan compatible con esta última (*wáter-wet*).

No obstante los esfuerzos realizados para optimizar los fluidos utilizados, presentan dos grandes inconvenientes para afrontar fracturas masivas que involucran inmensos volúmenes de fluido: el costo y su manipulación. Así, las incipientes mejoras tecnológicas

produjeron sistemas fáciles de manipular y de bajo costo, aunque se sacrificaran algunas propiedades beneficiosas presentes en los fluidos convencionales y bifásicos.

El sistema de *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción” (**Figura 3.1**), que fue desarrollado inicialmente en la década de 1960 para fracturas convencionales, comenzó a ser utilizado nuevamente para la Barnett Shale en la segunda mitad de 1990. *Mitchell Energy* lo aplicó por primera vez exitosamente en 1997 bombeando 800,000 galones de agua con 200,000 libras de arena a caudales superiores a 60 bpm. Luego, su aplicación se expandió rápidamente a otros operadores y yacimientos similares.

Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho mayor que una fractura convencional y para este tipo de yacimientos es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido.

La *slickwater* es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que se confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo. Debido a que el apuntalante es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión.

Es el fluido preferido para yacimientos de baja permeabilidad naturalmente fracturados, ya que su baja viscosidad facilita el desarrollo de una compleja red de fracturas. Su pobre condición de transporte obliga a bombearlo a caudales muy altos.

3.1.4.4 Sistemas Reticulados Con Boratos

Los sistemas reticulados con boratos (**Figura 3.2**) son sistemas de alta viscosidad, robustos, fácilmente degradables, y de alta confiabilidad.

Este fluido contiene Goma Guar como gelificante y se reticula a alto pH en presencia de Sales de Boro (Boratos). Poseen las siguientes propiedades:

- Carga polimérica media. Daño



Figura 3.2 Sistema Reticulado con Boratos

- al empaque de medio a alto
- Muy alta viscosidad
- Alto pH.
- El proceso de reticulado puede retrasarse para disminuir la fricción generadas en los tubulares.
- Excelente transporte de apuntalante. Puede manejar altas concentraciones de apuntalante.
- Aptos para formaciones hasta 250 °C.
- Costo accesible.

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

3.1.4.5 Sistemas Viscoelásticos



Figura 3.3 Sistema Viscoelástico

Los sistemas viscoelásticos (**Figura 3.3**) son sistemas de alta viscosidad dinámica, muy limpios, que usan un surfactante –o mezcla de ellos- para generar viscosidad.

Usualmente no necesitan quebradores de gel, como en los sistemas anteriores, 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. Puede mezclarse a altas concentraciones de apuntalante.
- Se mezcla al vuelo durante el bombeo.
- No deja residuos. No daña ni la formación ni el empaque de la fractura. Alta permeabilidad retenida.
- Una vez recuperado puede ser reciclado.
- Apto para temperaturas hasta 115°C.

- Es compatible con Nitrógeno y CO₂ (Espumas de fractura).
- Muy costoso.

Su gran limitación es su costo, lo que lo hace prohibitivo si se va a fracturar yacimientos de baja presión y/o productividad.

3.1.4.6 Fluidos Energizados Y Espumas

Es un sistema muy apto para fracturar yacimientos de baja presión o depresionados y formaciones muy sensibles al agua.

Se forman con cualquiera de los sistemas anteriores, agregando un aditivo espumante (surfactante) y Nitrógeno y/o CO₂ a la pasada en la línea de tratamiento antes del cabezal de fractura. Su consistencia es la de una espuma de afeitar. Sus propiedades son:

- Mínima carga polimérica. Mínimo daño al empaque de la fractura.
- Alta viscosidad.
- Alta eficiencia.
- Excelente transporte de apuntalante, aunque la capacidad de bombear concentraciones altas está limitada por restricciones físicas de los equipos de mezcla utilizados, no por la espuma en sí.
- Fluidos energizados tiene una calidad de espuma inferior al 50%.
- Espumas tiene una calidad de espuma superior al 50%.
- Las espumas de fractura, muy estables, tienen una calidad de espuma entre el 70% y el 75%.
- Costo aceptable.
- Rápida limpieza del pozo. El mismo queda sobre presurizado por efecto de la separación del gas dentro del yacimiento.
- En caso de usarse CO₂, puede haber un efecto beneficioso adicional por la fluidificación del crudo al disolverse el gas dentro del mismo.

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.

3.2 Apuntalantes

Los apuntalantes o también conocidos como “arena de fractura”, es el único material que debe quedar dentro de la roca luego de que la fractura se ha cerrado. En efecto, si dicho material no existiese, al cerrarse la fractura, la roca vuelve a su condición inicial, desapareciendo los beneficios de operación. Es decir, este material “apuntala” la fractura abierta evitando que la roca se cierre totalmente y permitiendo, al mismo tiempo, que los fluidos provenientes de la matriz rocosa se vuelquen a este canal conductivo que se comunica a través del pozo hasta la superficie.



Figura 3.4 Apuntalantes

El apuntalante es el material encargado de crear la conductividad de la fractura, por eso es muy importante que quede lo más limpio posible de residuos dejados por el fluido de fractura luego de que este se degrada.

En la **Figura 3.4** se puede ver dos tipos de apuntalantes diferentes. El superior es arena natural de fractura y la inferior es una cerámica sintetizada de alta resistencia.

Uno de los factores predominantes que influirán en el resultado del fracturamiento hidráulico es la selección del apuntalante (agente de sostén) adecuado.

Su función es la de mantener un canal altamente conductivo para aumentar el índice de productividad del pozo.

Los apuntalantes más utilizados en la industria, se pueden clasificar de acuerdo con la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar:

Apuntalante	Presión de cierre, psi
Arena	<5000
Arena recubierta (resina)	4000 – 8000
Intermedio (materiales cerámicos)	5000 – 12000
Bauxita sinterizada	10000 – 15000

Tabla 3.1 Apuntalantes y su presión de cierre

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, éste será triturado resultando en una pérdida total de la conductividad de la fractura.

La selección de apuntalante en yacimientos no convencionales ha sido impulsada por cuatro parámetros: disponibilidad de apuntalante, selección de fluido fracturante, requisitos de conductividad y el análisis costo – beneficio. Dependiendo del operador y el yacimiento, cada parámetro puede ser más o menos importante en cualquier aplicación dada. Pero una buena comprensión de cada uno es crítica para optimizar exitosamente la terminación.

3.2.1 Disponibilidad De Apuntalante

En los últimos años, la amplia utilización de apuntalante se ha incrementado en casi 15 veces. Se estima que el consumo mundial de apuntalante en 2011 fue del 60-70 mil millones de libras por año, mientras que antes del desarrollo de la Formación Barnett Shale en 2004, el consumo anual fue de ~ 5 mil millones libras. De hecho, el apuntalante total que se entrega a la Eagle Ford Shale sobrepasa los 12 mil millones libras por año, más del doble del consumo mundial de 2004 (estimado a partir de equipos de perforación en curso (250), los días de perforación y un volumen promedio de apuntalante de 5 millones libras / pozo). Además de poner una enorme presión sobre la logística, este aumento espectacular de la demanda ha puesto a prueba la oferta de apuntalante (particularmente apuntalante de alta calidad) en todos los niveles. Nuevas minas de arena continuamente han abierto, las operaciones de recubrimiento de resina se están construyendo y se expandió, y las nuevas plantas de apuntalante de cerámica están siendo construidas. Sin embargo, como suele ser el caso, cuando la demanda aumenta de manera tan dramática, la calidad puede sufrir. En tiempos de alta demanda, las minas de arena no pueden ofrecer la misma calidad y distribución de tamiz como tradicionalmente se esperaba. Las operaciones de recubrimiento de resina dependen de estas mismas fuentes de arena como sustrato para la arena revestida con resina, por lo que el aumento de la demanda puede afectar negativamente a la calidad de estos productos también. Plantas de

cerámica requieren más capital y tiempo de entrega, y muy pocos proveedores tienen la experiencia para crear productos de calidad desde el principio, lo que lleva a una escasez de agente de sostén de cerámica de alta calidad y la importación de cierta cerámica china que pudo haber sido históricamente rechazado debido a la mala o de calidad variable. Desafortunadamente, la calidad del agente de apuntalantes de cerámica puede ser afectada adversamente por el suministro de baja calidad, la falta de control de procesos, métodos inferiores de cocción así como la falta de medidas de control de calidad. Esto puede llevar a formas irregulares y sinterización incompleta y puede resultar decepcionante la productividad del pozo. Debido a la cantidad insuficiente de apuntalantes de calidad para satisfacer la demanda, para muchos ingenieros, la selección de agente de apuntalante en los últimos años ha sido "traer lo que está disponible".

3.2.2 Selección Del Fluido Fracturante

Comenzando con el desarrollo de la Lutita Barnett, ha habido un cambio significativo de los tradicionales fluidos reticulados, a *slickwater* y otros fluidos de baja viscosidad. Como son utilizados fluidos de baja viscosidad, se ha hecho necesario especificar apuntalantes de menor diámetro debido a la incapacidad de transportar el apuntalante en estos fluidos de baja viscosidad. La ley de Stokes establece que a medida que aumenta de diámetro apuntalante, aumenta la velocidad de asentamiento de forma exponencial. El desarrollo de *Shale Plays* como Barnett, Haynesville y Marcellus condujo a utilizar mallas 40/70 o 40/80, y en muchos casos apuntalantes malla 100. En algunos casos los ingenieros comenzaron a usar apuntalantes de diámetros más grandes (tales como 30/50) para superar los impactos de flujo cerca del pozo, pero en esos casos es requerido con frecuencia un gel lineal.

En 2011, cuando la industria desaceleró el desarrollo de yacimientos de gas debido a la disminución de los precios del gas, y reasignar recursos hacia el petróleo no convencional y/o yacimientos de condensado como el Bakken y Eagle Ford, la necesidad de apuntalantes de mayor diámetro y concentraciones elevadas de apuntalante (debido a los requisitos de incremento de conductividad) se retomaron los fluidos de mayor viscosidad. En la mayoría de los casos los sistemas de fluidos utilizados en estos tratamientos son de naturaleza híbrida, es decir, los fluidos de viscosidad bajas (tales como *slickwater* o gel lineal) son bombeados en las etapas conductoras y después como la concentración de apuntalante y/o el diámetro incrementa, los fluidos reticulados son utilizados. Este paso de gas a líquidos ricos ha provocado un cambio de los apuntalantes de malla pequeña, a malla 30/50 y 20/40. De hecho, ha habido algunos experimentos con apuntalantes de malla 16/20 y 12/18 para una máxima conductividad cerca del pozo con resultados alentadores. En general, los apuntalantes de malla más pequeñas se utilizan con fluidos de

baja viscosidad, y apuntalantes de malla moderada a grande se emplean con fluidos reticulados.

3.2.3 Requisitos De Conductividad

La función principal de apuntalantes es proporcionar una vía suficientemente conductiva para el paso de los hidrocarburos hacia el pozo. Como tal, la selección de apuntalantes está dictada principalmente por cuanta capacidad de flujo se necesita en una fractura dada. El concepto de la conductividad de la fractura es a menudo pasado por alto como una variable importante en el diseño de la estimulación en yacimientos no convencionales, como la presencia de micro y nano Darcy no puede sugerir una necesidad crítica de conductividad de la fractura. Sin embargo, mientras que la conductividad de la fractura requerida para producir económicamente un pozo horizontal en yacimientos no convencionales varía en función del yacimiento, muchos ingenieros no llegan a reconocer los requisitos de conductividad para adaptar de manera óptima el flujo de hidrocarburos en estas fracturas transversales.

La conductividad de la fractura es calculada como el producto de la permeabilidad de la fractura y el ancho de la fractura, y puede ser representada por la ecuación siguiente:

$$\text{Conductividad} = k_{frac} * w_{frac}$$

La conductividad para un apuntalante dado está en función de muchas propiedades físicas, incluyendo el tamaño de partícula del apuntalante, la fuerza y la forma del grano del apuntalante (redondez y esfericidad), y se mide típicamente en el laboratorio en condiciones estándar. En 2006, la *International Organization for Standardization* (ISO) estableció el estándar actual bajo la norma ISO-13503-5 [ISO 2006] y en 2008 la API adoptó esta norma en virtud de la API-RP-19D. Aspectos destacados de la prueba de conductividad API/ISO incluyen los siguientes:

- El apuntalante se carga en la celda de conductividad a 2 lb/ft².
- El apuntalante se coloca entre cuñas de piedra arenisca Ohio con un módulo de Young de 5 millones de psi.
- La prueba se realiza a 65.6°C (150°F) para la arena y 121.1°C (250°F) para apuntalantes cerámicos.
- El estrés se incrementa a un ritmo uniforme, y se mantendrá durante 50 horas a la presión objetivo.
- 2% cloruro de potasio KCl líquido se distribuye a una tasa muy baja de 2 ml/min.
- La ley Darcy se utiliza para calcular la permeabilidad y la conductividad del empaque de apuntalante.

Esto no está destinado para uso en la obtención de los valores absolutos de las conductividades del empaque de apuntalante bajo condiciones de yacimiento. A pesar de estas condiciones estándar, permiten realizar pruebas comparables entre los apuntalantes, y dan cuenta de muchos parámetros, como el tamaño, la forma, el aplastamiento, los efectos térmicos y de densidad, rara vez representa las condiciones reales en las que el apuntalante se coloca en las fracturas hidráulicas. La conductividad también se ve afectado por las condiciones de fondo de pozo, incluyendo muchos efectos sobre el flujo de fluidos (flujo no Darciano y flujo multifásico), la reducción de las concentraciones de apuntalante, fracturando los residuos líquidos, la migración de finos y el estrés cíclico en el apuntalante. Al contabilizar estos efectos, no es raro que la conductividad real del empaque de apuntalantes se reduzca. Para mayor complicación, los diferentes tipos de apuntalantes pueden ser afectados diferencialmente por cada parámetro.

3.2.3.1 Flujo No Darciano Y Flujo Multifásico

La prueba ISO/API de velocidad de flujo de 2 ml/min no representa las tasas de flujo reales en un paquete de apuntalantes. Esta tasa sería equivalente a ~6 BPD en un pozo de aceite perforado verticalmente con 50 pies de altura, o ~15 Mscfd fluyendo a 1,500 psi y 121.1 °C (250°F) en un pozo de gas seco. Las velocidades de los fluidos resultantes de más pozos prolíficos causarán enormes cantidades de energía que se perderán, debido a las pérdidas de presión adicionales que no se describen en la Ley de Darcy. La ecuación de Forchheimer incluye la caída de presión no Darciana ($\beta\rho v^2$).

$$\frac{\Delta P_{frac}}{X_{frac}} = \frac{\mu_{fluid} \cdot v_{fluid}}{k_{frac}} + \beta \rho_{fluid} v_{fluid}^2$$

Adicionalmente, el fluido circulado en la prueba ISO/API es una solución de sílice saturada, libre de oxígeno 2% de KCl. En realidad los pozos de aceite y gas raramente producen 100% de agua. En su lugar, dos o tres fases están presentes típicamente (aceite, agua y gas), produciendo un régimen de flujo mucho más complejo que el probado en laboratorio. Los efectos de flujo multifásico se han descrito de muchas maneras por diversos investigadores. Los datos de laboratorio demuestran consistentemente que las pérdidas de presión en la fractura pueden aumentar significativamente cuando las fases líquida y de gas son móviles dentro de la fractura. Esto se atribuye generalmente al régimen de flujo altamente ineficiente que se produce cuando las moléculas de gas, aceite y agua se mueven a través del empaque de apuntalante, cada uno moviéndose a una velocidad diferente. De hecho, algunos tienden a considerar los impactos de flujo multifásico como un multiplicador de los efectos de flujo no-Darciano ya que los impactos son más pronunciados en el flujo a alta velocidad. Las pérdidas significativas de presión se

documentan incluso cuando sólo un pequeño porcentaje de la segunda fase son móviles dentro de la fractura. La Interpretación de la caída de presión adicional causada por flujo no Darciano y el flujo multifásico como una reducción de la conductividad típicamente muestra un deterioro de la conductividad de la fractura superior al 70%.

3.2.3.2 Concentración De Apuntalante

Se acepta en general que en la mayoría de *slickwater* o estimulaciones de fractura híbridos, la carga efectiva de apuntalante logrado en la fractura es mucho menor que 2 lb/ft^2 , y en la mayoría de los casos se estima en menos de 1 lb/ft^2 . Esto significa que la fractura es frecuentemente mucho más estrecho que en la prueba ISO/API. Además de afectar directamente la conductividad a través de la ecuación de conductividad (permeabilidad de la fractura * ancho de la fractura), la anchura mucho más estrecha sostenido por la concentración de apuntalante reducida también aumenta la velocidad del fluido a través del paquete para un caudal dado. Esto a su vez agrava los efectos de flujo no-Darciano y de flujo multifásico en la fractura. Si el ancho de la fractura se redujo a la mitad, y la velocidad de hidrocarburos se duplica, las pérdidas de presión no Darcy se aumentan por un factor de cuatro.

3.2.3.3 Migración De Finos Y Estrés Cíclico

Los finos pueden ser generados por el apuntalante cuando se aplasta, y el apuntalante incrustado en la cara de fractura. En cualquier caso, los finos que se desplazan a través del empaque de apuntalante pueden conectar los poros y disminuir el flujo. El impacto de estos finos a la conductividad pueden variar según el tipo y el tamaño de apuntalante. Además, el impacto de la migración de finos, como otros parámetros, debe considerarse en el contexto de la prueba.

La conductividad también puede verse influida negativamente cada vez que cambia la presión de fondo de pozo. Esto ocurre principalmente cuando la presión cambia de la tubería que fluye, ya sea debido a los pozos cerrados o en línea de las fluctuaciones de presión. Se ha demostrado que cada vez que la presión de fondo de pozo cambia, el estrés del apuntalante es "cíclico" y la conductividad de la fractura se pierde. Aunque es difícil medir todos los escenarios posibles, los efectos cíclicos de estrés deben ser vistos como otro impacto negativo sobre conductividad de la fractura cuando los apuntalantes se colocan en condiciones realistas. En general, el ciclo de estrés es más perjudicial para apuntalantes de baja resistencia, mientras que el apuntalante de alta calidad es más resistente a la degradación cíclica de estrés.

3.2.3.4 Impacto De Conductividad Acumulada

Cuando todos estos efectos se toman conjuntamente, el impacto global de estos mecanismos de daño en la conductividad a las condiciones reales de fondo del agujero

que fluyen pueden ser graves. De hecho, las pruebas de laboratorio en condiciones más realistas típicamente muestran la pérdida general de conductividad superior a 90%. Además, mientras que todos los apuntalantes experimentan varios órdenes de magnitud en la reducción de la conductividad, los mecanismos de daño individuales pueden tener diferentes impactos en los diversos tipos de apuntalante. Independientemente de la magnitud exacta de estas reducciones, la conclusión es que la conductividad realista en todas las fracturas hidráulicas es significativamente menor que el medido en las pruebas estándar de laboratorio y reportados en la literatura de la industria. Además, si estas reducciones no se tienen en cuenta en el diseño de las fracturas hidráulicas y/o selección del apuntalante apropiado, la producción puede ser diferida o en algunos casos no es recuperado en la terminación existente.

3.2.3.5 Impactos Adicionales De Conductividad

Los mecanismos de daño discutidos anteriormente se encuentran en prácticamente todas las fracturas apuntaladas, independientemente del tipo de terminaciones o yacimiento. Sin embargo, las terminaciones en muchos yacimientos no convencionales también pueden llevar parámetros adicionales que afecta negativamente la conductividad, incluida la degradación térmica de apuntalante, empotramiento del apuntalante y la convergencia del flujo en las fracturas transversales.

3.2.3.5.1 Efectos De La Temperatura

La prueba de conductividad ISO/API se realiza a 65.6°C (150°F) para la arena y 121.1°C (250°F) para apuntalante cerámico. La razón de esta diferencia es por el impacto perjudicial de la temperatura alta en los apuntalantes base arena (es decir, arena revestida con resina). Específicamente, como la temperatura excede los 93.3°C (200°F), los productos base arena pueden experimentar una pérdida significativa en la fuerza y la posteriormente disminución de la conductividad. Por ejemplo, una arena recubierta, cuando se expone a 121.1°C (250°F) a 6,000 psi perderá 40% de su conductividad, y esta pérdida aumenta a casi el 80% a los 148.9°C (300°F) y 8,000 psi. El recubrimiento de la arena con una resina disminuye el daño porque la resina puede encapsular los finos triturados. Sin embargo, incluso la arena revestida con resina pierde 30% de su conductividad a 8,000 psi y 148.9 °C (300°F). Los apuntalantes cerámicos son probados a 121.1°C (250°F) debido a su estabilidad térmica. Estos apuntalantes se sinterizan a ~2,700°F y se han diseñado para mejorar la esfericidad, fuerza y la resistencia térmica. Por lo tanto, no se requiere corrección cuando se coloca un apuntalante cerámico en formaciones de temperatura más alta.

3.2.3.5.2 Empotramiento De Apuntalante

La prueba ISO/API utiliza un núcleo de piedra arenisca con un módulo de Young (MY) de 5 millones de psi, que tiende a imitar el fracturamiento de "hard rock". Sin embargo, a medida que disminuye MY, el apuntalante se incrusta en la cara de fractura, y los finos se acumulan en el empaque de apuntalante. Datos de laboratorio sugieren que el empotramiento de apuntalante es una función tanto de MY y el diámetro del apuntalante. Muchos *shale plays* son significativamente más suaves que los núcleos de arenisca utilizados en las pruebas. El empotramiento conduce a una pérdida de ancho y conductividad. Similar a los efectos de concentraciones más bajas de apuntalante, la anchura efectiva reducida tiene el doble efecto de disminución de la conductividad (directamente proporcional), y el aumento de la velocidad del fluido debido a la sección transversal más pequeña del empaque de apuntalante resultante (efecto exponencial). Como consecuencia de la disminución del área de flujo, las pérdidas de presión por flujo no-Darciano se incrementará, así como los impactos por flujo multifásico.

3.2.3.5.3 Flujo Convergente En Fracturas Transversales

Recordemos que el objetivo en muchos yacimientos no convencionales es colocar numerosas fracturas transversales a lo largo de un lateral horizontal, en oposición a los yacimientos convencionales que se pueden explotar una sola, bi-ala frac en un pozo vertical. La producción en un pozo horizontal de una fractura ortogonal exhibirá flujo lineal a medida que viaja por la fractura(s). Sin embargo, como los fluidos convergen en un pozo de diámetro relativamente pequeño, las velocidades del fluido en la región cercana al pozo aumentarán dramáticamente. Además, recordando que la velocidad es un término cuadrático en la ecuación de Forchheimer en el cálculo de caída de presión, por lo tanto, la caída de presión en la fractura transversal podría ser más de 16000 veces mayor que en un pozo vertical totalmente conectado. Esto lleva a la conclusión de que es prácticamente imposible colocar conductividad suficientemente cerca del pozo. Las terminaciones en recursos no convencionales se beneficiarán de una mayor conductividad cercana al pozo en fracturas transversales.

3.2.3.5.4 Análisis Costo-Beneficio

Cuando estos impactos adicionales se consideran, la conductividad de las fracturas hidráulicas se reduce significativamente a partir de mediciones de laboratorio. Si el uso de Curvas Tipo Agarwal en pozos verticales en Wamsutter, o el ajuste histórico de la producción actual en Eagle Ford con un modelo de fractura, conductividades realistas en un solo dígito no son poco comunes (es decir, con frecuencia inferior a 10 md-ft). Vale la pena señalar que mientras las conductividades de un solo dígito son considerablemente más bajas que las condiciones de referencia, pero siguen siendo significativamente mejor que la micro y nano permeabilidad encontrado en yacimientos no convencionales. Sin

embargo, cuando uno entiende las condiciones reales dentro del empaque de apuntalante, y su impacto en la conductividad de la fractura, se hace evidente que la capacidad de flujo en la fractura no se ha optimizado (la F_{CD} es mucho menor que lo anticipado) en fracturas horizontales multietapas en yacimientos no convencionales. Además, cualquier cosa que se haga para aumentar la conductividad de la fractura debe proporcionar un aumento de la producción. Si bien hay muchas maneras de incrementar la conductividad de la fractura - el aumento de la concentración de apuntalante, el uso de apuntalantes de gran diámetro, el bombeo de líquidos limpios - y todos deben ser considerados en el diseño de la fractura. A medida que se avanza en la pirámide de conductividad del apuntalante, la conductividad de la fractura (y la producción) mejora. Sin embargo, ascender en la pirámide normalmente lleva consigo un aumento en el costo de la terminación (apuntalante). Por lo tanto, la decisión de aumentar la conductividad también debe incluir un análisis económico, y en última instancia se convertirá en una decisión económica. El proceso para la selección de apuntalante (o la "Conductividad Económica") debe incluir tres pasos:

1. EL cálculo de la conductividad de la fractura en condiciones reales y predecir el rendimiento de producción alcanzado con cada apuntalante.
2. Completar un análisis costo-beneficio y seleccionar el apuntalante que maximiza la economía de la terminación.
3. Revise los beneficios actuales de producción para garantizar la validez de las evaluaciones anteriores.

Paso 1 típicamente se debe realizar a través del uso de un modelo de propagación de la fractura que se acopla a un simulador/modelo de yacimiento. El modelo debe tener en cuenta las condiciones reales de la fractura y el impacto correspondiente de conductividad de la fractura. Paso 2, puede llevarse a cabo utilizando los obstáculos económicos para la situación dada; algunos simuladores de producción automatiza esta función. El tercer paso es a menudo el paso más alto en el proceso, debido al nivel de actividad requerida de la mayoría de los ingenieros involucrados con el desarrollo de yacimientos no convencionales.

3.2.4 Distribución Del Apuntalante

De acuerdo con la concentración volumétrica a la cual se bombea el apuntalante (lbs/gal, de gel), y dependiendo de la geometría de fractura creada, se obtendrá una distribución en la fractura que puede ser de tipo:

- Monocapa parcial
- Monocapa total

- Multicapa

La tendencia en la actualidad es obtener altas concentraciones en la fractura (lbs/Área de cara de fractura) para lograr distribuciones tipo Multicapa las cuales ofrecen mejores conductividades y mayor capacidad de soportar migración de finos y otro potencial de daño post-frac.

Condiciones no deseables: Se debe evaluar la tendencia del apuntalante a incrustarse en las paredes de la fractura, lo cual indudablemente reducirá la conductividad de la misma.

3.2.5 Transporte Del Apuntalante

Algunas conclusiones útiles obtenidas por Daneshy referentes al transporte de arena en la fractura son:

1. Con fluidos de baja viscosidad (10-20 cps)
 - a) El apuntalante se decantará al fondo de la fractura.
 - b) La cama de arena puede ser irregular cuando se utilizan apuntalantes de diferente tamaño durante el tratamiento.
2. Con fluidos de mediana viscosidad (50 – 200 cps):
 - a) Buen transporte, pero no perfecto.
 - b) Las camas de arena pueden ser irregulares
 - c) Estos fluidos pueden transportar arena malla 20-40 (ó menor) por grandes distancias
 - d) Arena de malla mayor a 20-40 se decantara más rápidamente
3. Fluidos de alta viscosidad (> 300 cps):
 - a) Estos fluidos acarrear cualquier tamaño de apuntalante con un mínimo de asentamiento
 - b) La fractura será muy uniforme
 - c) Toda la altura sometida al tratamiento será efectivamente sustentada

Factores que afectan la velocidad de asentamiento de la arena:

- Viscosidad del fluido

- Relación de gravedades específicas del fluido apuntalante
- Diámetro del apuntalante: la mayor concentración hace más tortuosa la caída del apuntalante por lo tanto disminuye la velocidad de asentamiento.

Normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar esta clase de fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4,000 psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4,000 y 8,000 psi.
- Apuntalante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

Estudios realizados recientemente permiten determinar que la conductividad ($k_f w$) económicamente óptima para producir este tipo de yacimientos con fractura hidráulica está en el orden de 100 a 200 mD/pie aproximadamente. Es conocido, que la conductividad adimensional (FCD) óptima para el caso de pozos de gas ronda en un valor de 30. Luego, se puede determinar la longitud óptima que debe de alcanzar nuestra fractura. En efecto, si se considera que la permeabilidad es de 2×10^{-4} mD, por ejemplo, luego:

$$FCD = \frac{k_f w}{12k_g X_F} \quad X_F = \frac{k_f w}{12k_g FCD}$$

Entonces reemplazando valores:

$$X_F = \frac{100}{12 \times 2 \times 10^{-4} \times 30} = 1388 \text{ pies}$$

O en sistema métrico $X_F = 423$ metros.

Luego, el volumen de fluido necesario puede calcularse haciendo uso de un software comercial de fractura, y el tipo y tamaño del apuntalante se selecciona para obtener una conductividad de 100 mD/pie a condiciones de cierre en fondo de pozo. Se debe tener cuidado cuando se relaciona la conductividad a las tablas comerciales disponibles en el mercado, ya que están construidas realizando ensayos con salmuera y no con gas nitrógeno u otro, por ejemplo. Luego, una conductividad de 100 mD/pie, que para un

pozo crudo es un valor muy bajo, en un pozo de gas es altísima, pudiendo ser la relación equivalente entre ambos del orden de 10^2 a 10^3 .

Normalmente la concentración de apuntalante necesaria para alcanzar dichos valores debe ser de 0.5 a 1.50 PPA, es decir, libras de apuntalante agregadas por galón de fluido de transporte.

Dichas concentraciones, que se consideran bajas, pueden ser acarreadas sin problemas por un fluido lineal de baja viscosidad a un caudal suficientemente alto, como el sistema *slickwater*, muy de moda en *shale frac*.

3.2.6 Consideraciones

Algunos operadores prefieren trabajar con fluidos aún más económicos: agua dulce inhibida, cuyas ventajas radican en lo siguiente:

- No deja residuos de polímero en el canal conductivo.
- Su mezcla y manipulación es más sencilla. Sólo se emplean inhibidores de arcillas y de incrustaciones, secuestrantes de hierro, bactericidas y surfactantes.
- El ahorro de dinero en productos químicos puede invertirse en la compra de apuntalantes más costosos, pero más adecuados a las condiciones de la fractura, como los de baja densidad.
- Con respecto al filtrado dentro de la fractura, como la roca es prácticamente impermeable a los líquidos, la pérdida por filtrado a estos altos valores de caudales es perfectamente manejable y no representa ningún problema para la construcción de la geometría de la fractura.

La utilización de apuntalantes de baja densidad se incrementó en los últimos tiempos, como consecuencia de las amplias ventajas que poseen en comparación con las arenas API. Algunas de ellas son:

- Facilidad de transporte dentro de la fractura: si se considera que la fractura es una enorme ranura angosta, la velocidad del fluido dentro de ella tiende a disminuir por efecto del filtrado, y cae en un flujo laminar. Bajo estas condiciones, la capacidad de suspensión de un grano de apuntalante es directamente proporcional a su tamaño y densidad, e inversamente a la viscosidad del fluido que lo contiene (Ley de Stokes de sedimentación). Cuanto menores sean estos valores, más lenta será la velocidad de caída, lo que permite que el fluido los transporte profundamente dentro de la roca.
- Un mejor perfil de colocación: como consecuencia de lo dicho, y considerando una geometría ideal, el gradiente de deposición vertical del apuntalante tiende a ser

constante, es decir, que sus granos quedan repartidos en forma más o menos uniforme por toda la superficie de la fractura. Esto es muy importante porque maximiza el área efectiva de flujo.

- Menor cantidad de apuntalante para llenar la misma fractura: en efecto, si tomamos en cuenta que la gravedad específica de estos apuntalantes es del orden del 50% del valor correspondiente a la arena API, luego, a igualdad de peso, el volumen es el doble. Para llenar la fractura se necesita volumen. Así, en vez de mezclar a una concentración de 3.0 PPA con arena API normal, puede mezclarse a 1.50 de apuntalante liviano lo que facilita la operación. Ahora, el volumen de apuntalante a almacenar en la superficie (capacidad de silos) deberá ser el mismo, porque el volumen total es similar.

3.3 Impacto Ambiental Del Sistema De Fracturamiento Hidráulico Para La Extracción De Gas No Convencional

Entre los aditivos químicos utilizados para realizar el fracturamiento hidráulico se encuentran benzenos, xilenos ó cianuros, hasta llegar a unas 500 sustancias químicas, muchas de ellas cancerígenas, mutagénas, y con otras propiedades altamente preocupantes.

El fluido de retorno también trae a la superficie otras sustancias que pueden contener las capas de lutita. Es muy común que estas rocas contengan sustancias muy peligrosas, tales como metales pesados (mercurio, plomo...), radón, radio o uranio, y otros elementos radiactivos que llegan a la superficie.

Cada plataforma puede acceder únicamente a una pequeña área del yacimiento que se pretende explotar, por lo que es común que se dispongan múltiples plataformas sobre el mismo, y que se requiera una superficie lo suficientemente grande como para permitir el despliegue y almacenaje de los fluidos y el equipo necesario para las operaciones de fractura y las perforaciones horizontales.

3.3.1 Estados Unidos

El único país que hasta el momento está explotando las diferentes fuentes de gas natural no convencional de manera masiva es Estados Unidos, que lo lleva haciendo desde los años noventa.

En Estados Unidos la producción de *shale gas* ya supera el 20% de la producción total de gas natural.

Sin embargo, debido a la veloz expansión de la industria de *shale gas*, y la creciente preocupación en buena parte de la opinión pública estadounidense, la Agencia de

Protección Ambiental (EPA) anunció en marzo de 2010 la puesta en marcha de una investigación que dé cuenta de los potenciales impactos negativos que la técnica de fractura hidráulica puede tener sobre la calidad del agua y la salud pública. Si bien los resultados iniciales de dichos estudios estarán disponibles hacia finales de 2012, algunos estados -como Nueva York o Nueva Jersey- ya han puesto en suspenso la instalación de este tipo de explotaciones, aprobando una moratoria.

Además debido a la oposición social y a los diferentes escándalos medioambientales (principalmente relativos a la contaminación de acuíferos), en algunas ciudades de Estados Unidos ya se ha prohibido la técnica de fractura hidráulica o fracking: en Buffalo City (Nueva York) y en Pittsburg (Pensilvania).

3.3.2 Otros Países

Debido al debate social que se está produciendo en torno a los riesgos para la salud humana y el medio ambiente que conlleva la técnica de la fractura hidráulica, existen moratorias en Sudáfrica y en Québec (Canadá) a la espera de resultados de estudios medioambientales detallados.

En Québec se ha encomendado a un panel de once expertos elaborar un estudio independiente sobre los impactos medioambientales de la técnica. Mientras tanto, la provincia de Québec ha cancelado todos los permisos de exploración, sin compensación a las empresas promotoras.

3.3.2.1 Europa

Polonia, Bulgaria y Reino Unido son los pioneros en Europa en la extracción de *shale gas* mediante fractura hidráulica. Otros países europeos están comenzando a investigar la posible existencia de yacimientos de *shale gas* para su posible uso. Se espera que en los próximos años Polonia se sume a los países con mayor extracción de *shale gas*.

Ante esta situación y la alarma de diferentes grupos sociales, recientemente la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria del Parlamento Europeo solicitó un estudio sobre el impacto de la extracción del petróleo y gas de lutita mediante la técnica de fractura hidráulica sobre el medio ambiente y la salud humana. El estudio ha sido elaborado por el Instituto Wuppertal para el Clima, el Medio Ambiente y la Energía.

3.3.2.2 Francia

En junio de 2011 la Asamblea Nacional francesa decidió, mediante la Ley 835 de 2011, la prohibición de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica de fractura hidráulica.

En concreto se prohíbe en todo el territorio francés la utilización de la técnica de la fractura hidráulica de la roca para cualquier hidrocarburo así como la anulación de los permisos ya concedidos, basándose en el principio de precaución. La prohibición se basa en los riesgos que esta técnica conlleva para la salud humana y el medio ambiente, no por los riesgos asociados al posterior uso del combustible.

Los principales problemas que se alegan para prohibir la técnica de la fractura hidráulica son: la elevada cantidad de agua que requiere el proceso, la contaminación de acuíferos subterráneos, y la presencia de químicos en el fluido de fractura con riesgos sobre la salud reconocidos.

La Ley francesa 835/2011 establece también la creación de una Comisión Nacional de orientación, seguimiento y evaluación de las técnicas de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, que tiene por objeto evaluar los riesgos medioambientales de la técnica del fracking o de las técnicas alternativas. Esta Comisión, compuesta por representantes institucionales y por colectivos territoriales, asociaciones y por trabajadores y empresarios, emitirá un dictamen público sobre las condiciones de puesta en marcha de experimentaciones realizadas con el fin de investigación científica bajo control público.

3.3.3 Contaminación Del Agua Subterránea Y De Superficie

La contaminación de acuíferos es uno de los riesgos más importantes de la técnica de ruptura hidráulica. En Estados Unidos se han producido varios casos de contaminación y es el motivo de su prohibición en varias ciudades.

En Reino Unido, el Tyndall Centre de la Universidad de Manchester ha realizado en enero de 2011 un estudio sobre el impacto de la extracción de *shale gas*; uno de los más completos de los que se dispone actualmente. El informe señala respecto a la contaminación de acuíferos que:

“Existen evidencias a partir de la experiencia de EEUU que sugieren que la extracción de gas de lutita comporta un riesgo significativo para la contaminación del agua subterránea y de superficie y, hasta que la base de estas evidencias se desarrolle, la única acción responsable es prevenir su desarrollo en Reino Unido y en Europa.

La profundidad de la extracción de gas de lutita es un factor importante en la identificación de las vías de contaminación del agua subterránea por los químicos utilizados en el proceso de extracción. Los análisis de estas sustancias muestran que muchas tienen propiedades tóxicas, cancerígenas o peligrosas.

Existe un considerable número de casos en EEUU en los que se habría podido producir contaminación de aguas subterráneas y de superficie en diferentes situaciones. Esto ha llevado a la Agencia de Protección Ambiental de EEUU a lanzar un programa de investigación para mejorar el conocimiento de este riesgo (los primeros resultados serán publicados a finales de 2012).

También se han tomado acciones a nivel de estados: por ejemplo, el 11 de diciembre de 2010, el Gobernador del estado de Nueva York dictó una Orden Ejecutiva requiriendo una revisión y análisis más exhaustivos del uso masivo de fractura hidráulica en el yacimiento Marcellus y la paralización de la explotación al menos hasta el 1 de julio de 2011. El análisis realizado en este informe –informe Tyndall- demuestra claramente que los riesgos asociados con el impacto acumulativo de los pozos necesarios para proporcionar cualquier contribución significativa a las necesidades energéticas del Reino Unido no pueden ser descartados, a pesar de lo bajo que pudiera llegar a ser a nivel de un pozo individual.

Dada la necesidad de los Estados miembro de la Unión Europea de aplicar el principio de precaución, se debería retrasar la explotación de gas de lutita al menos hasta que la Agencia de Protección Ambiental de EEUU publique sus resultados y, dependiendo de los mismos, quizás durante más tiempo”.

Respecto a la contaminación en superficie, las principales amenazas en estos procesos implican:

- Derrames, desbordes o filtraciones debidas a: capacidad de almacenaje limitada / errores humanos / ingreso de agua de lluvia o inundaciones / construcción defectuosa de los pozos.
- Derrame de los fluidos de fractura concentrados durante su transporte y mezcla con agua, debido a: fallas en las tuberías / errores humanos.
- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante el transporte para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías / capacidad de almacenaje insuficiente / errores humanos.
- Pérdida de fluido ya almacenado, debido a: ruptura de los tanques / sobrecarga debido a errores humanos o a una limitada capacidad de almacenamiento / ingreso de agua por tormentas o inundaciones / construcción inapropiada de los recubrimientos.
- Derrame de fluidos que regresan a la superficie durante el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería / errores humanos.

El informe del Tyndall Centre sostiene que “dado que el desarrollo de *shale gas* requiere la construcción de múltiples pozos/plataformas de pozos, se incrementa considerablemente la probabilidad de un evento adverso que ocasione contaminación. Así, la probabilidad de incidentes de contaminación asociados a un mayor desarrollo [de gas no convencional] se incrementa de ‘posible’, a nivel de una plataforma de pozos, a ‘probable’, al incrementarse la cantidad de pozos y plataformas”.

3.3.4 Gestión De Residuos

La técnica de la fractura hidráulica para la extracción de gas genera un importante volumen de residuos, entre los que destacamos los residuos de perforación:

Un único pozo, perforando verticalmente hasta 2 km y horizontalmente hasta 1.2 km remueve alrededor de 140m³ de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de 830m³, casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2 km de profundidad.

Por otro lado esta tecnología utiliza importantes cantidades de agua mezcladas con productos químicos tóxicos, que habrá que gestionar posteriormente como residuos peligrosos.

El mencionado informe del *Tyndall Centre for Climate Change Research* aporta en este sentido algunos datos preocupantes:

El proceso de perforación de un solo pozo utiliza importantes cantidades de agua y arena mezcladas con un 2% de aditivos químicos en una cantidad de entre 180 y 580 m³. La Agencia de Protección ambiental de Estados Unidos estima que entre el 15 y el 80% de este volumen de agua inyectada, mezclada con los aditivos químicos, se recuperará en forma “flujo de retorno”.

Si consideramos una perforación estándar de seis pozos individuales, y considerando sólo la primera fracturación, se estima el uso de entre 1,000 y 3,500 m³ de aditivos químicos.

Debido a que en las explotaciones se utilizan varias fracturaciones consecutivas, se podría esperar entre 1,300 y 23,000 m³ de desechos líquidos, incluyendo los fluidos utilizados en la perforación y los que migren desde las profundidades, que deberemos almacenar y gestionar adecuadamente.

A pesar de la poca información suministrada por las empresas operadoras, numerosas sustancias utilizadas como aditivos, han sido clasificadas por organismos de control europeos como de “atención inmediata” debido a sus efectos potenciales sobre la salud y el medioambiente. En particular, 17 han sido clasificadas como tóxicas para organismos

acuáticos, 38 son tóxicos agudos, 8 son cancerígenos probados y otras 6 son sospechosas de serlo, 7 son elementos mutagénicos y 5 producen efectos sobre la reproducción.

En los análisis realizados a los “flujos de retorno” se suele encontrar elevadas concentraciones de metales pesados, radioactividad y materiales radiactivos de origen natural.

3.3.5 Uso Excesivo De Agua. Presión Sobre Los Suministros Locales

Hay que distinguir entre la fracturación hidráulica utilizada para estimular yacimientos convencionales que consumen entre 75 y 300 m³ de agua por pozo.

La fractura hidráulica en yacimientos de *shale gas* requiere grandes cantidades de agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas.

En un único pozo se consumen entre 9,000 y 29,000 m³ de agua dependiendo de las características de la formación y de la cuenca, así en un campo típico en el que, por ejemplo, se perforan 6 pozos para extraer todo el gas del yacimiento, se utilizan entre 54,000 y 174,000 m³. Pueden parecer volúmenes muy grandes, pero son pequeños en comparación a algunos otros usos del agua, como la agricultura, la generación de energía y abastecimiento público. Para abastecer de agua al Distrito Federal se necesita un caudal de 32 m³/s, por lo tanto, por cada pozo se dejaría de suministrar agua al Distrito Federal entre 4.68 y 15.1 minutos. Se necesitan entre 75 y 242 pipas de 120 m³ (120,000 litros) de agua para cubrir un único pozo de *shale gas*.

Una clave en el desarrollo acertado de *shale gas* es la identificación del suministro de agua capaz de satisfacer las necesidades para el desarrollo de la perforación y fractura sin interferir con las necesidades de la comunidad. Mientras existe una variedad de opciones, las administraciones locales y los operadores de *shale gas* procuran manejar el agua producida en un camino que protege la superficie y los recursos de aguas subterráneas y de ser posible reduce las futuras demandas de agua dulce.

3.3.6 Emisiones De Gases De Efecto Invernadero (Metano Y CO₂)

La extracción de gas natural no convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. La reducción ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO₂ para la producción de energía.

Sin embargo, un informe del pasado abril de la Universidad de Cornell (Ithaca, EEUU), denuncia que la explotación de *shale gas* puede emitir incluso más gases de efecto

invernadero que la del carbón. El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este informe entre un 3.6 y un 7.9% del metano de la producción de *shale gas* se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo.

El metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 21 veces mayor que el CO₂. Según el citado informe, comparado con el carbón, la huella de carbono del gas de lutita es como mínimo un 20% mayor. Está claro que las fugas de emisiones de metano tienen un impacto muy importante en el balance total de emisiones de gases de efecto invernadero.

El informe, ya nombrado, del Parlamento Europeo estima que la extracción y procesamiento del gas natural no convencional tiene unas emisiones indirectas de gases de efecto invernadero de entre 18 y 23 g de CO₂ equivalente. Esto supondría unas emisiones similares o algo menores que las asociadas al uso de carbón.

3.3.7 Riesgo Químico

Uno de los principales riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas. Obtener información sobre las sustancias químicas utilizadas es muy complicado.

En Estados Unidos, el país con más experiencia en esta técnica, la información sobre las sustancias está protegida debido a intereses comerciales. Se sabe que hay al menos 600 sustancias químicas presentes y que algunas de ellas son reconocidas como cancerígenas, mutágenas, y disruptoras endocrinas (alteradoras del sistema hormonal). Por ejemplo se utiliza, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente con los efectos anteriormente enumerados. Durante años diferentes organizaciones en EEUU han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en la perforación y fracturación hidráulica, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.

La organización TEDX (Diálogos sobre la Disrupción Endocrina) de Estados Unidos lleva varios años recogiendo información sobre los productos tóxicos utilizados, y ha realizado un análisis de los datos detallando los posibles efectos sobre la salud humana y el medio ambiente. Los resultados del análisis se resumen en el documento “Operaciones de Gas Natural desde una Perspectiva de Salud Pública” que se publicarán en la revista *Internacional Journal of Human and Ecological Risk Assessment*.

El análisis se basa en 362 sustancias claramente identificadas (mediante el número CAS de identificación de sustancias químicas). Los efectos sobre la salud que se han encontrado para las mismas se han clasificado en categorías. En la **Tabla 3.2** se muestra el porcentaje de estas sustancias que están asociadas con efectos en cada una de las categorías (muchas sustancias químicas tienen efectos sobre la salud en más de una categoría).

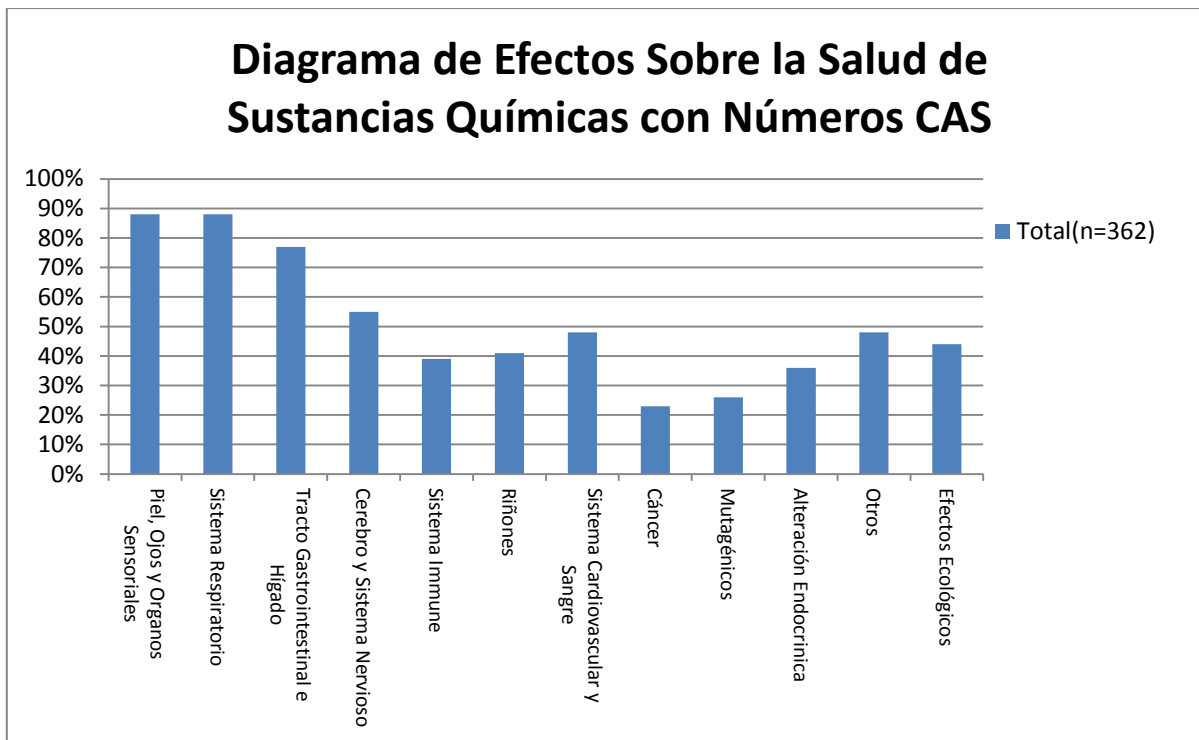


Tabla 3.2 Diagrama de Efectos Sobre la Salud de Sustancias Químicas con Números CAS

Fuente: TEDX

Es destacable que más del 25% de las sustancias pueden causar cáncer y mutaciones, el 37% pueden afectar al sistema endocrino, más del 50% causan daños en el sistema nervioso y casi el 40% provocan alergias (sensibilizantes).

Estas sustancias tóxicas se liberan al aire o al agua (tanto de acuíferos como de superficie) y además de los efectos sobre la salud tienen efectos sobre el medio ambiente. Más del 40% de las sustancias tienen efectos ecológicos, que dañan a la vida acuática y otra fauna.

Los efectos sobre la salud son causados principalmente por el impacto de las emisiones al aire y al agua. Muchos de ellos son efectos a largo plazo de compuestos orgánicos volátiles.

En EEUU cada vez es más habitual la inyección subterránea de los residuos generados, por lo que el riesgo tóxico se ve multiplicado.

Este nuevo auge en la exploración y explotación de gas podría dar lugar a grandes cantidades de contaminación del agua con sustancias químicas tóxicas. Es de especial preocupación el riesgo para los acuíferos subterráneos de los que dependen el agua potable y el uso agrícola.

En la **Tabla 3.3** (final del capítulo) se muestran las sustancias químicas que aparecen en mayor número de productos (de los evaluados por TEDX), junto con el número de efectos sobre la salud de cada sustancia química.

Por otro lado, las asociaciones y ONG que trabajan en el área de riesgo químico en Europa, denuncian que sólo 10 de las 600 sustancias químicas que se utilizan en el proceso de la fractura hidráulica están registradas en el Reglamento Europeo de REACH para este uso, por lo que el resto de sustancias se estarían empleando de forma ilegal.

3.3.8 Otros Impactos Locales

Según la experiencia en Estados Unidos un campo medio de pozos multietapa ocupan entre 16 y 20 hectáreas durante la perforación y la fractura. Después, durante la extracción, se utilizan entre 4 y 12 hectáreas. La ocupación de territorio puede ser un problema importante en el caso de yacimientos situados en las proximidades de núcleos poblados o en zonas donde pueda afectar a otras actividades productivas o incluso al paisaje, especialmente en áreas turísticas.

La actividad que produce mayor impacto acústico es la perforación de pozos ya que requiere 24 horas al día. El operador de Reino Unido “Composite Energy” estima que es necesario 60 días de perforación durante 24 horas en cada pozo. Un campo completo requerirá entre 8 y 12 meses de perforación día y noche. Se produce en menor medida ruido en actividades de superficie durante unos 500-1.500 días por pozo.

Después de la extracción el gas debe ser transportado. Debido al bajo ritmo de extracción, los gaseoductos no suelen ser rentables sino que el gas se va almacenando y se transporta en camiones. Puede ser necesaria la construcción de más carreteras y las ya existentes ven incrementado de forma importante el volumen de tráfico, con las molestias, ruidos e impactos ambientales que ocasionan.

3.3.9 Balance Energético De La Técnica Y Su Papel En El Futuro Mix Energético

La Tasa de Retorno Energético (TRE) es la relación entre la energía que se obtiene de un proceso respecto a la que se introduce en el mismo. En el caso de la extracción de *shale gas* mediante fractura hidráulica sería la relación entre la energía que se obtiene del combustible (mediante su combustión) y la que se utiliza para su extracción y

procesamiento. Si la TRE es menor que 1, significa que se obtiene menos energía que la que se invierte.

La TRE de *shale gas* es muy baja ya que la perforación a grandes profundidades y la inyección de agua a presión requieren mucha energía, mientras que el gas que se obtiene es escaso.

Se estima que el *shale gas* tiene una Tasa de Retorno Energética de entre 2 y 5, mientras que el petróleo convencional tendría aproximadamente una tasa de 15, la energía eólica 18, la energía solar fotovoltaica 7, etc. Es decir, tiene unas de las TRE más bajas de las tecnologías energéticas utilizadas.

Los defensores de la obtención de gas natural no convencional lo definen como un combustible de transición hacia una economía baja en carbono. No existen evidencias de que esto vaya a ser así.

El ya citado informe del Parlamento Europeo indica:

“El potencial de la disponibilidad de gas no convencional debe ser visto en el contexto de la producción de gas convencional:

- La producción europea de gas ha experimentado un pronunciado declive durante muchos años y se espera que disminuya en un 30% o más hasta 2035;
- Se espera que la demanda europea siga creciendo hasta 2035;
- Las importaciones de gas natural aumentarán inevitablemente si estas tendencias se hacen realidad;
- No está garantizado, en ningún caso, que las importaciones adicionales requeridas del orden de 100 billones de m³ al año o más puedan hacerse realidad.

Los recursos de gas no convencional en Europa son demasiado pequeños para tener una influencia sustancial en estas tendencias.” La Agencia Internacional de la Energía, afirma en su informe “World Energy Outlook 2011” que la producción de gas incluyendo gas convencional y no convencional, disminuirá en Europa a un ritmo del 1.4% anual.

No parece que el *shale gas* sea actualmente, o pueda ser en un futuro, un sustituto significativo del carbón. Al contrario, las proyecciones sugieren que continuará siendo usado junto al carbón para satisfacer la creciente demanda energética. Si las emisiones de carbono deben reducirse en línea con el compromiso de 2°C del Acuerdo de Copenhague, se requiere una urgente descarbonización del suministro eléctrico. Esta necesidad de

rápida descarbonización cuestiona cualquier papel que el *shale gas* pudiera jugar como combustible de transición cuando todavía tiene que ser explotado comercialmente fuera de EEUU. Polonia, el país europeo con más esperanzas puestas en este tipo de gas, espera poder explotarlo de manera comercial a partir de 2014. Además, es importante remarcar que el *shale gas* solamente sería una fuente de combustible baja en carbono si se combina con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, todavía no probadas.

3.4 Tecnologías

Debido a los acontecimientos de uso excesivo de agua y químicos que se utilizan al realizar las operaciones de fracturamiento hidráulico, muchas empresas de servicios están en la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan disminuir el uso de agua, y así, disminuir los riesgos ambientales que tanta polémica han generado en todo el mundo.

3.4.1 Técnica De Fracturamiento Hidráulico Con Canales De Flujo *Hiway*¹

La técnica de fracturamiento hidráulico con canales de flujo *HiWAY*, constituye un avance fundamental en la ciencia de estimulación de yacimientos. La técnica *HiWAY* se desarrolló en el laboratorio y se introdujo en el campo petrolero. Algunos casos reales de Argentina y EUA demuestran los mejoramientos logrados en la productividad mediante la aplicación de esta técnica.

3.4.1.1 Rediseño Del Empaque De Apuntalante

Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de apuntalante discontinuo con un programa experimental ambicioso para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con los cuales pudiera aplicarse dicha tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de los pequeños simuladores de las mesas de trabajo de los laboratorios a las pruebas de escala completa con equipos de campo estándar.

En la **Figura 3.5** se muestra la medición de la conductividad de una red de columnas de apuntalante. Una celda de conductividad API estándar (extremo superior) está provista de dos placas de acero, accionadas por una prensa hidráulica para aplicar el esfuerzo de cierre. El empaque de apuntalantes se coloca entre dos placas de areniscas (normalmente de arenisca Barea), y el “sándwich” resultante se coloca entre las dos placas bastidores de carga hidráulica. Después de instalar el conjunto de placas dentro de un contenedor equipado con líneas de flujo, los técnicos bombean un fluido monofásico (usualmente agua o salmuera) a través del empaque de apuntalante a razón de 1 a 10 ml/min, miden las caídas de presión resultantes y calculan a permeabilidad del empaque de apuntalante.

¹ Artículo publicado en *Oilfield Review*, Otoño 2011:23,no.3. Copyright ©Schlumberger. Cuando se mencionan galones se trata de galones estadounidenses.

El contenedor también puede calentarse para simular la temperatura del yacimiento. Los técnicos crearon un empaque de apuntalante discontinuo mediante el emplazamiento de cuatro columnas de apuntalante entre las dos plazas de arenisca (**Fig. 3.5**, centro). Las mediciones de conductividad se obtuvieron con esfuerzos de cierre que varían entre 1,000 y 6,000 lpc [6.9 y 41.4 MPa] (extremo inferior). Las permeabilidades de los empaques de apuntalante continuos preparados con una arena de malla 20/40 (diamantes azules) y un apuntalante cerámico de malla 20/40 (triángulos verdes) fueron inferiores a 1,000 D. La permeabilidad en general se redujo con el esfuerzo de cierre debido a la trituración del apuntalante y a su encastramiento en la arenisca. Los empaques de apuntalante discontinuos se formaron con arena de malla 20/40 y, en concordancia con la predicción teórica (línea roja), las permeabilidades medidas (cuadros negros) fueron algunos órdenes de magnitud más altas.

La primera tarea consistió en validar la ventaja teórica de la conductividad esperada a partir de los empaques de apuntalante discontinuos. Mediante la aplicación de un método de prueba estándar del Instituto Americano del Petróleo (API), los ingenieros colocaron un empaque de apuntalante en un simulador de fracturas. El simulador aplica un esfuerzo de cierre que representa la presión de la sobrecarga y mide la fuerza necesaria para bombear un fluido monofásico a través del empaque con diversas tasas de flujo. Luego, los ingenieros utilizaron la ley de Darcy y las ecuaciones de Navier-Stokes para calcular la permeabilidad del empaque de apuntalante. Las permeabilidades medidas de los empaques de apuntalante discontinuos fueron consistentes con la predicción del modelo teórico; un valor entre 1.5 y 2.5 órdenes de magnitud más altos que los empaques continuos.

Habiendo verificado el beneficio de la conductividad de los empaques de apuntalante discontinuos a través de experimentos, los científicos centraron su atención en los métodos por los cuales fuera posible crear columnas de apuntalante en el fondo del pozo en una fractura real, tolerar los esfuerzos asociados con el flujo del fluido y el cierre de las fracturas, y mantener canales de flujo abiertos. Mediante la ejecución de estudios y experimentos de modelado, los ingenieros evaluaron varios conceptos para crear columnas de apuntalante en una fractura. Estos conceptos incluyeron el agregado de fibras de aleaciones con memoria alrededor de las cuales se congregarían los granos de apuntalante, el emplazamiento de rompedores encapsulados en zonas localizadas, y la aplicación de temperaturas a la lechada de apuntalante de manera discontinua. En el método más promisorio, los ingenieros modificaron la forma en que se provee el apuntalante en el fondo del pozo.

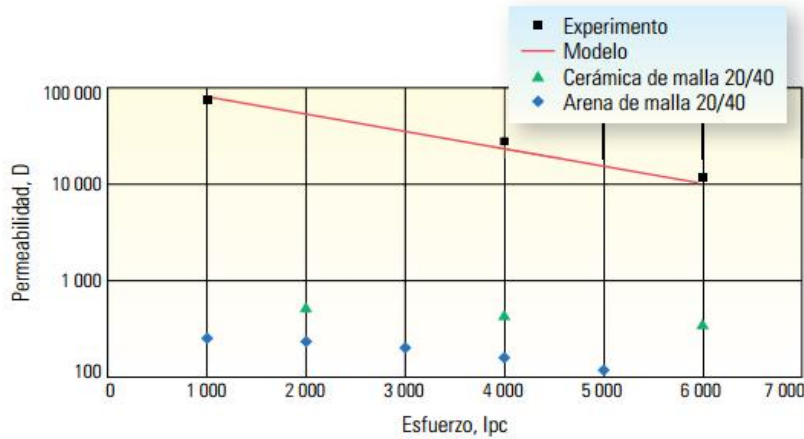
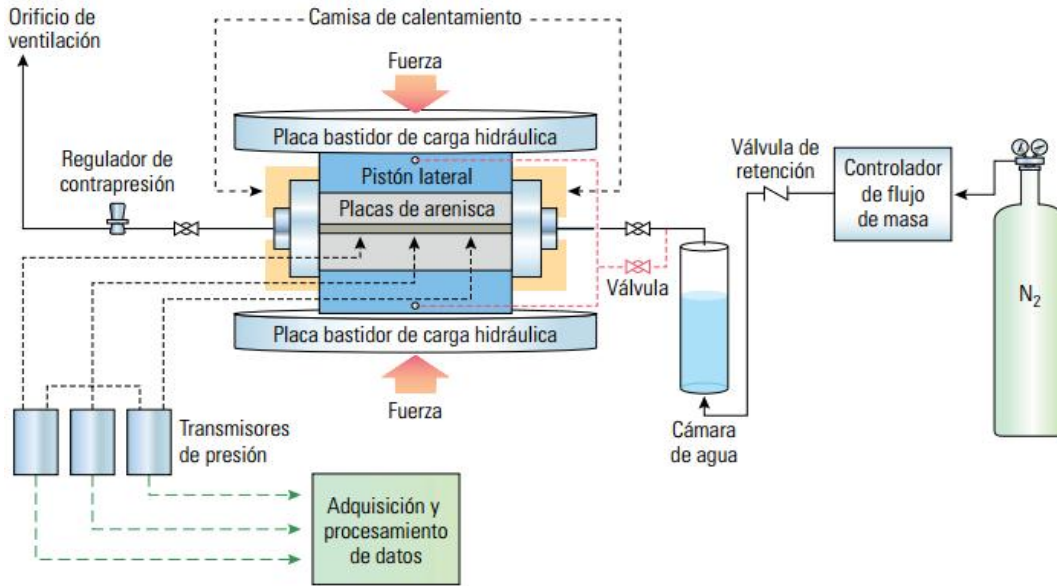


Figura 3.5 Medición de la conductividad de una red de columnas de apuntalante
 Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

En el método convencional el apuntalante está presente en todo el volumen de lechada de apuntalante. No obstante, si la etapa de lechada de apuntalante consistiera de pulsos alternados de fluidos –con y sin apuntalante- una serie de tapones de apuntalante podría asentarse en la fractura y formar columnas.

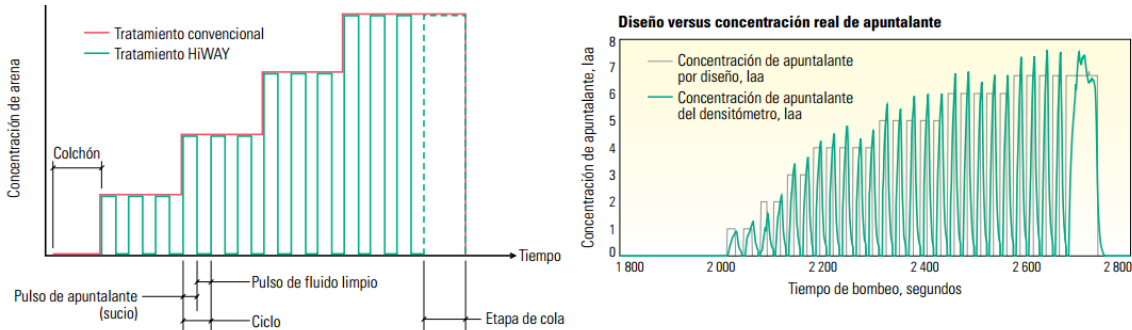


Figura 3.6 Comparación entre la técnica HiWAY y un tratamiento de fracturamiento convencional.

Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

Durante la etapa de apuntalante de un tratamiento de fracturamiento convencional (línea roja izquierda **Figura 3.6**), toda la lechada contiene apuntalante, y los operadores generalmente incrementan la concentración de apuntalante en forma gradual. La etapa de apuntalante de un tratamiento de fracturamiento HiWAY (línea verde) presenta pulsos alternativos de fluido cargado con apuntalante (sucio) y fluido limpio. La concentración de apuntalante en los pulsos también puede incrementarse en forma gradual. Los ingenieros monitorean los pulsos de apuntalante durante los tratamientos de fracturamiento reales (derecha). Las concentraciones de apuntalante se expresan normalmente en libras por galón, o lbm/galón, más comunes. Durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico, laa refleja mejor la práctica de campo. No existe ninguna unidad de medición SI reconocida, equivalente a laa.

Para que el método de generación de pulsos prosperara, era esencial que los tapones de apuntalante no se dispersaran durante su recorrido por los tubulares, a través de los disparos y hacia el interior de la fractura. En los primeros experimentos para comprobar este concepto, los ingenieros observaron el comportamiento de asentamiento estático de los tapones de apuntalante en una ranura transparente rellena con un fluido de fracturamiento. Después de inyectar una muestra de fluido cargado de apuntalante en la parte superior de la ranura, los ingenieros pudieron evaluar visualmente el comportamiento de asentamiento con el tiempo. Los científicos pronto observaron que los tapones de apuntalante se preparaban con los fluidos de fracturamiento convencionales dispersados fácilmente al desplazarse por la ranura. Finalmente, descubrieron que la estabilidad de los tapones de apuntalante podía mejorarse significativamente mediante la integración de fibras.

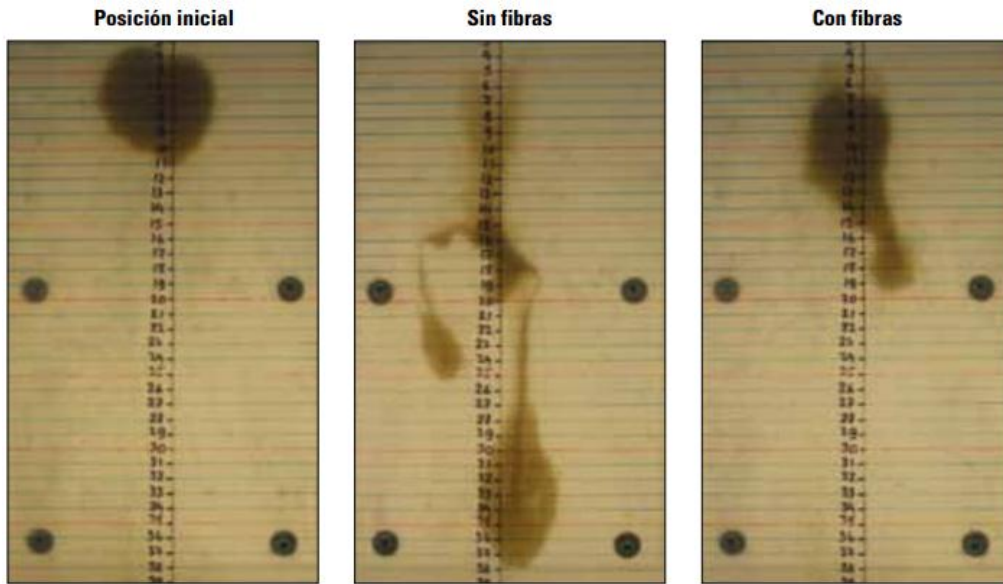


Figura 3.7 Experimento iniciales de asentamiento de los tapones de apuntalantes.
Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

En la **Figura 3.7**, la posición inicial del tapón de apuntalante en una ranura llena con un fluido de fracturamiento correspondió a la parte superior de la ranura (izquierda). El tapón de apuntalante se fragmentó en 30 minutos cuando no existían fibras presentes en el tapón o en el fluido (centro). Cuando se utilizaron fibras, el tapón permaneció en gran parte intacto después de dos horas (derecha).

En la siguiente serie de experimentos se evaluó la estabilidad dinámica de los tapones de apuntalante. El dispositivo estaba provisto de 108 pies de tubería de 0.78 pulgadas de diámetro interno; geometría que permitió a los científicos comprobar tasas de flujo, velocidades de fluido y concentraciones de apuntalante consistentes con el flujo a través de una fractura. Con un sistema de registro por rayos X se midió la estabilidad de los tapones de apuntalante. La absorbancia de los rayos X a través del diámetro de la tubería es linealmente proporcional a la concentración de apuntalante; por consiguiente, fue posible obtener mediciones de la estabilidad mediante el registro de rayos X antes y después de que los tapones de apuntalante se desplazaran a través de la tubería.

Los resultados confirmaron que las fibras mejoran la estabilidad de los tapones de apuntalante (**Figura 3.8**).

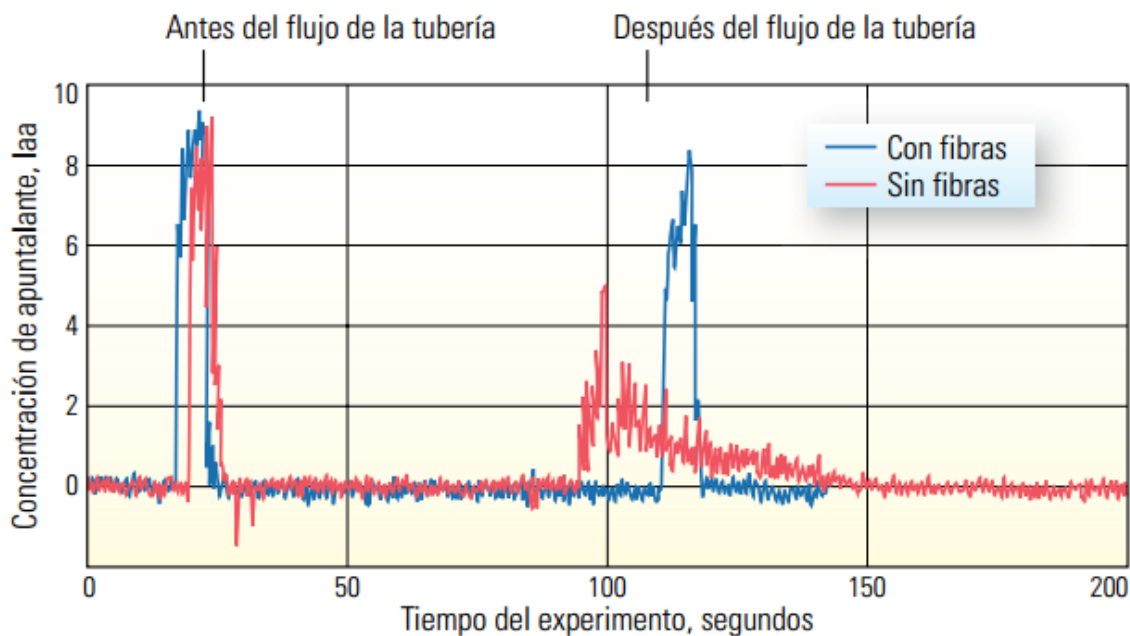


Figura 3.8 Influencia de las fibras sobre la dispersión de los tapones de apuntalante durante el flujo a través de un cuerpo tubular. Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

Luego de los prometedores experimentos de laboratorio, se efectuaron pruebas de escala completa en el Centro de Aprendizaje Kellyville (KLC) de *Schlumberger* en Oklahoma, EUA. Estos experimentos fueron diseñados para probar a estabilidad de los tapones de apuntalante que se desplazan a través de las líneas de superficie, los tubulares de los pozos y los disparos con tasas de flujo similares a las experimentadas durante un tratamiento de fracturamiento real. La configuración incluyó un mezclador de campo y aproximadamente 650 pies de línea de tratamiento de 3 pulgadas de diámetro conectada a la descarga del mezclador.

A lo largo de la línea de tratamiento, se dispusieron cinco conjuntos de disparos. Cada conjunto consistió de diez agujeros de 0.95 cm; y cinco con ángulos de fase 0° y cinco directamente opuestos con ángulos de fase 180° . El fluido filtrado desde los disparos se recolectó en diez tanques portátiles de 275 galones. Dos densímetros – uno en la descarga del mezclador y el otro en el extremo de la línea de tratamiento – midieron las concentraciones de apuntalante y proporcionaron una indicación de la estabilidad de los tapones. Un rasgo único del mezclador de *Schlumberger* es que se trata de un mezclador programable que controla con precisión la concentración de apuntalante en el fluido de fracturamiento, que se acopla a un arreglo de alimentadores de aditivos secos y líquidos y a un sistema único de aditivos con fibras.

La primera serie de experimentos del centro KLC, llevados a cabo con los disparos cerrados, midió la estabilidad de los tapones de apuntalante que se desplazaban por la línea de tratamiento con una velocidad de 11.6 m/s. Esta velocidad correspondió a una tasa de bombeo de 2.7 m³/min. El fluido portador era un sistema a base de goma guar reticulado con borato, con una concentración de goma guar de 3.6 kg/m³, y una concentración de fibras de 5 kg/m³. La concentración de apuntalante en los tapones fue de 10 laa, y la concentración de fibras 10 kg/m³. Los resultados indicaron que los tapones de apuntalante se mantenían estables después de pasar por la línea de tratamiento (Figura 3.9).

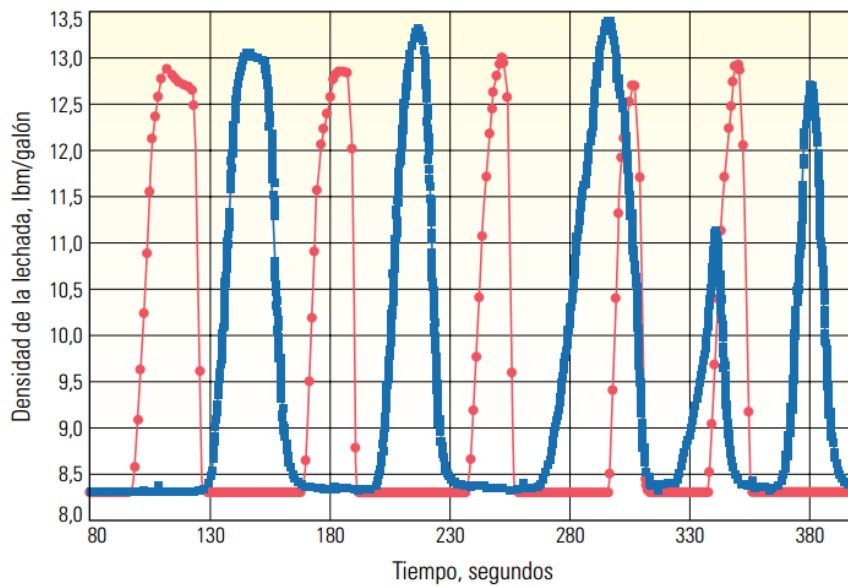


Figura 3.9 Resultados de la prueba a escala de obrador en el centro KLC.
Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

El segundo conjunto de experimentos del centro KLC evaluó la capacidad de los tapones de apuntalante para atravesar los disparos y permanecer intactos. Por otro lado, los científicos deseaban verificar que los tapones de apuntalante pudieran fraccionarse y distribuirse entre todos los disparos. Durante cada una de las pruebas, los técnicos midieron los volúmenes de fluido acumulados en cada uno de los tanques portátiles conectados a los cinco conjuntos de disparos. El primer conjunto de disparos estaba equipado con un densitómetro que registraba continuamente la densidad del fluido, y las muestras de fluido eran recolectadas a mano a partir del último conjunto de disparos. Cuando había fibras presentes tanto en los pulsos de fluido limpio como en los pulsos de fluido cargado de apuntalante, la distribución del volumen de fluido entre los tanques portátiles era uniforme. Las variaciones de la densidad del fluido medidas con el

densitómetro y mediante muestreo manual también concordaron, lo que confirmó posteriormente la factibilidad del método de tapones de apuntalante para generar un empaque de apuntalante discontinuo (**Figura 3.10**).

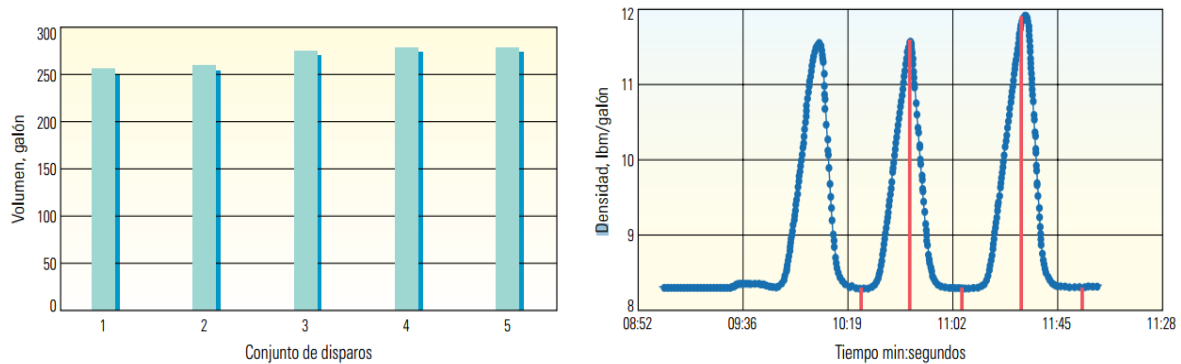


Figura 3.10 Pruebas de disparos en el centro KLC.

Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

Los técnicos bombearon pulsos de apuntalante a través de la línea de tratamiento y monitoreo cómo se mantuvieron intactos los pulsos durante el viaje a través de la línea y a través de los disparos. Los volúmenes de fluidos recolectados de cada uno de los cinco conjuntos de disparos fueron prácticamente uniformes (izquierda), lo que indicó que los pulsos podían fraccionarse y distribuirse entre los conjuntos de disparos. Para una conformación posterior, las densidades de la lechada (derecha) fueron medidas continuamente durante y entre los pulsos con un densitómetro colocado al comienzo de la línea de tratamiento (línea azul) en el tanque portátil 1 y manualmente en el extremo final de la línea en el tanque portátil 6 (líneas rojas). Las densidades de la lechada al comienzo y al final también coincidieron, lo que confirmó que los tapones de apuntalantes se distribuyeron entre los conjuntos de disparos y permanecieron estables.

Por último, los ingenieros probaron la técnica de emplazamiento HiWAY en un pozo experimental. Bajo estas circunstancias, fue imposible observar directamente el comportamiento de los pulsos de fluido. En cambio, los ingenieros registraron mediciones de presión de superficie y de fondo de pozo durante el bombeo y emplearon un modelo matemático para reconstruir el perfil de concentración de apuntalante a medida que los pulsos atravesaban los disparos. Los datos del medidor de presión indicaron que los pulsos de fluido cargado de apuntalante sobrevivieron el viaje en el fondo del pozo e ingresaron con éxito en los disparos.

3.4.1.2 Evaluación De La Durabilidad De La Columna De Apuntalante

Habiendo demostrado que pueden construirse columnas de apuntalante utilizando el equipo de mezcla y bombeo disponible, los científicos concentraron su atención en la estabilidad de los empaques de apuntalante discontinuos con posterioridad al emplazamiento. Luego de un tratamiento de fracturamiento, las columnas deben ser suficientemente resistentes como para tolerar la presión de cierre de la formación y las fuerzas de erosión que surgen del flujo de fluido durante los procesos de limpieza y producción del pozo.

Para investigar los efectos del esfuerzo de cierre, los técnicos prepararon las columnas de apuntalante manualmente y las colocaron en una presa hidráulica provista de sensores para el monitoreo de la distancia entre los arietes de la prensa. El dispositivo sometió las columnas de apuntalante a cargas de compresión de hasta 288 MPa. Los parámetros medidos fueron la altura y el diámetro de la columna y la distribución del tamaño de partículas de apuntalante.

Según lo previsto, la altura de la columna de apuntalante se redujo con el esfuerzo de cierre; no obstante, es notable que más del 80% de la contracción de la columna tuviera lugar durante los primeros 1,000 lpc de compresión. Al incrementar las cargas, la contracción adicional fue mínima. La inspección de las columnas de apuntalante reveló que la contracción inicial era el resultado de la pérdida de flujo portador y de la consolidación del apuntalante. La contracción adicional de las columnas en presencia de presiones más altas se debió a la compactación y la trituración del apuntalante. El tamaño medio de las partículas de apuntalante se redujo con el incremento de la presión. Finalmente, con un esfuerzo de cierre de 33,000 lpc, se mantuvo una altura suficiente de la columna de apuntalante para un flujo de fluido eficiente (**Figura 3.11**). Este esfuerzo de cierre es aproximadamente dos veces superior al que tiene lugar en los pozos de petróleo o gas más profundos, lo que indica que la técnica *HiWAY* no experimentaría una limitación de la profundidad debida a la presión.

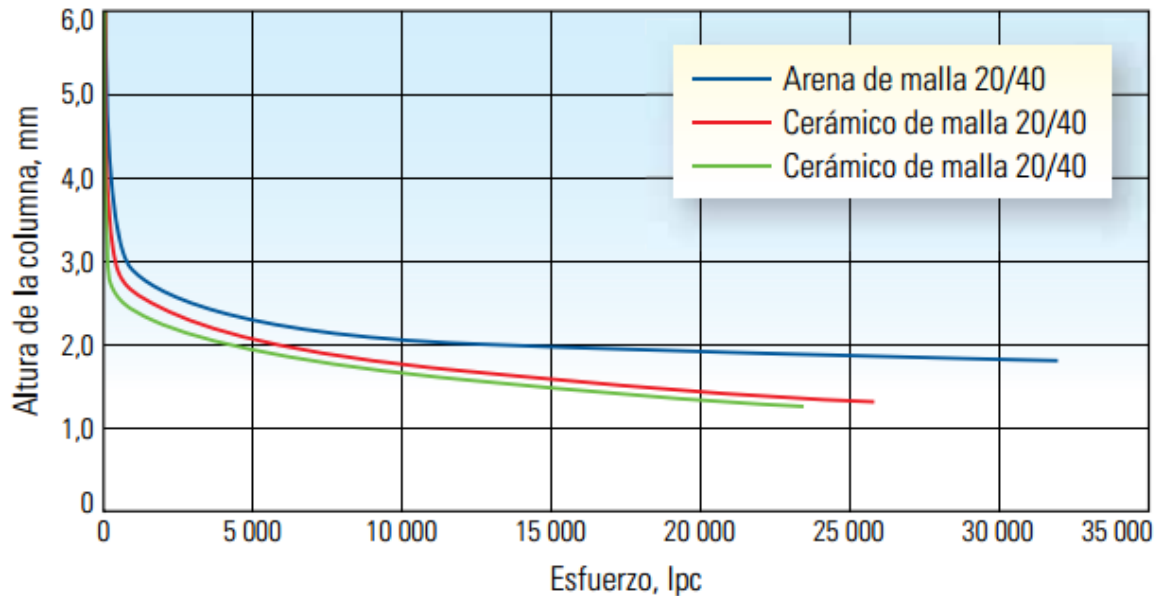
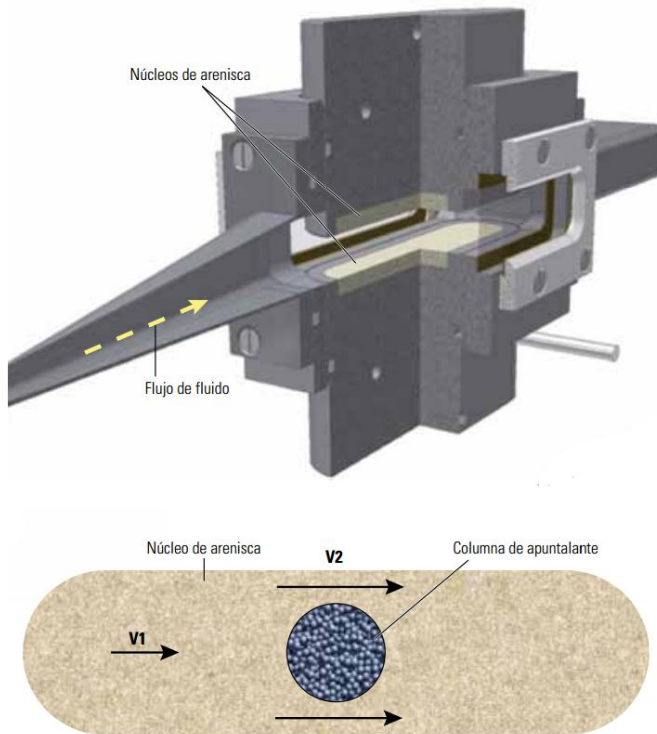


Figura 3.11 Efecto del esfuerzo de cierre de las fracturas sobre la altura de la columna de apuntalante.

Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

El diámetro de la columna de apuntalante, o huella, se incrementó con el esfuerzo de cierre. No obstante, los resultados de las pruebas de cierre indicaron que con cada incremento del diámetro de la columna de apuntalante, el incremento relativo de la huella se volvía menos pronunciado. En las pruebas de laboratorio, se investigaron diámetros de columnas de varios centímetros. No obstante, los diámetros de las columnas en una fractura real serían del orden de varios metros; por consiguiente, los ingenieros no esperaban que los trayectos conductivos entre las columnas se perdieran como resultado del esfuerzo de cierre.

El flujo de fluido durante las operaciones de limpieza y producción –otros eventos potencialmente desestabilizados- también requería ser investigado. Para evaluar este riesgo, los científicos construyeron una celda de erosión que pudiera insertarse entre los arietes de una prensa hidráulica (**Figura 3.12**). La celda permitía alojar dos núcleos de arena, entre los cuales podía colocarse una columna de apuntalante. Mientras la prensa hidráulica ejercía presión de cierre, los técnicos bombearon un fluido más allá de la columna con diversas tasas de flujo, correspondientes a la producción de un pozo normal y superior a ésta. Además, evaluaron la erosión visualmente y mediante la medición de la pérdida de peso de la columna (**Figura 3.13**).



Los ingenieros fabricaron una celda de erosión que podía insertarse entre los arietes de una prensa hidráulica. El dispositivo permite la simultaneidad del esfuerzo de cierre y el flujo de fluido dentro de la celda. La columna de apuntalante se inserta entre dos núcleos de arena. El fluido fluye a través del dispositivo con dos velocidades. V_1 es la velocidad del fluido frente a la columna de apuntalante y V_2 es una velocidad de fluido más alta que resulta del proceso de encogimiento a medida que el fluido pasa por la columna. Un filtro situado en la salida de la celda de erosión recolecta las partículas de apuntalante erosionado.

Figura 3.12 Medición de la erosión de la columna de apuntalante producida por el flujo de fluidos Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

Los resultados demostraron que casi toda la erosión del apuntalante se produjo en los primeros minutos de exposición del apuntalante al flujo de fluido. Por otro lado, la magnitud de la erosión se redujo con el incremento del esfuerzo de cierre, particularmente por encima de aproximadamente 10,000 lpc. El análisis visual reveló que toda la erosión tuvo lugar a lo largo de los lados de las columnas, no en las superficies que enfrentan directamente al flujo de fluido.

Luego de estos experimentos, los científicos adquirieron confianza en cuanto a que las columnas de apuntalante emplazadas en una fractura hidráulica sobrevivirían a los riesgos de las operaciones de pozos subsiguientes.

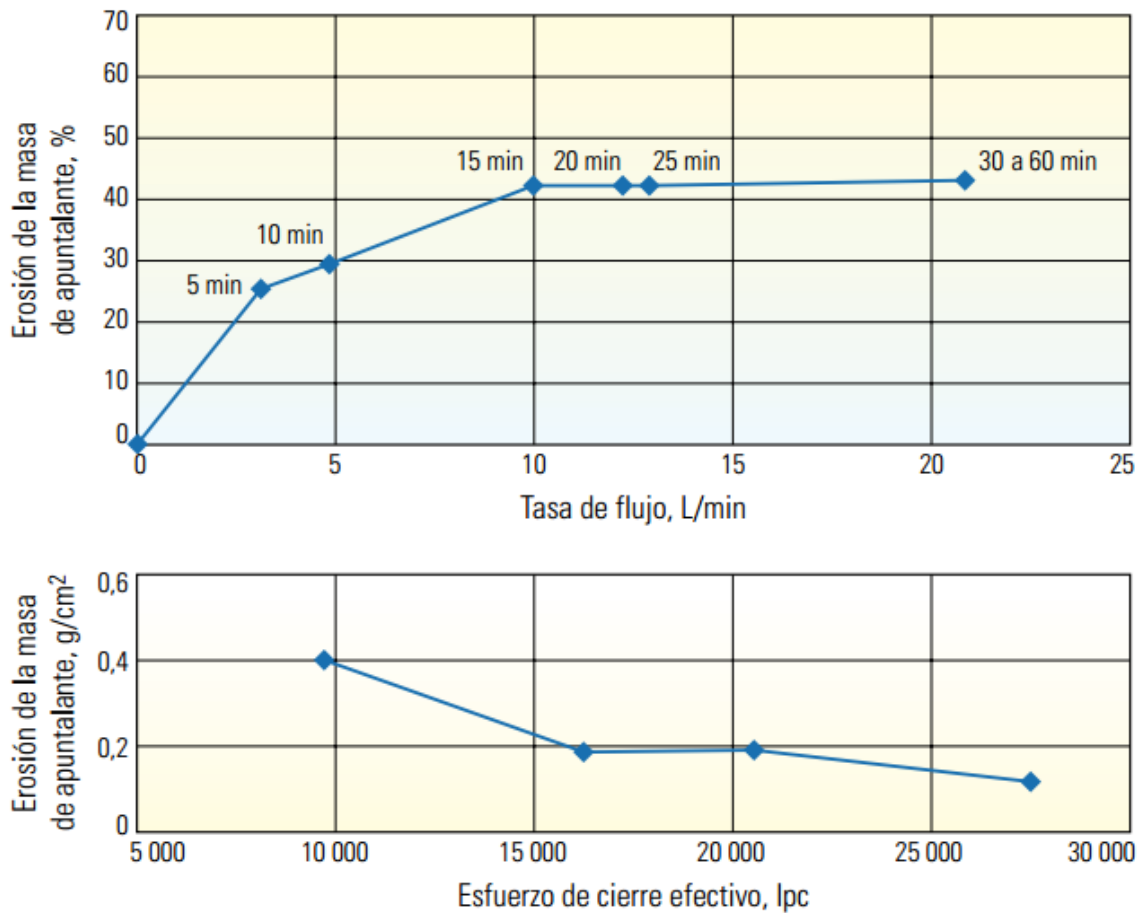


Figura 3.13 Efectos de la tasa de flujo y del esfuerzo de cierre sobre la erosión de las columnas de apuntalante
 Fuente: *Oilfield Review* Otoño 2011:23, no.3. Copyright © 2012 Schlumberger.

3.4.2 Sistema De Fractura Multietapas (RapidFrac)

El sistema *RapidFrac*² (Figura 3.14) se aplica cuando se requiere un gran número de fracturas transversales a lo largo de un pozo. Varias camisas *RapidFrac* se abren al mismo tiempo con una sola canica lanzada desde la superficie.



Figura 3.14 Sistema RapidFrac
 Fuente: Halliburton

Ventajas:

- Hasta 6 zonas de fractura.
- 15 clusters por zona.
- Sin restricción de gastos.

² Halliburton, RapidFrac™ Multistage Fracturing System, 2012.

- Bombeo continuo de todos los tratamientos sin necesidad de pausas.
- Reducción de tiempos operativos.
- Reducción de requerimiento de agua vs *Pinpoint*.
- Terminación en *OpenHole* o Casing.
- Fácil recuperación de canicas.

Desventajas:

- Totalidad de recursos para el tratamiento completo al iniciar la operación
- Puertos de multifractura deben ser bajados junto la terminación.

Tiempo de terminación promedio: 2-4 días (en función de la cantidad de etapas).

3.4.3 Fractura Utilizando Propano En Forma De Gel (*Fracking 2.0*)

Una empresa realizó un anuncio que podría considerarse entre los retos tecnológicamente más esperados. Se trata del *Fracking 2.0* que aseguran permitirá acceder a las reservas de *shale gas* sin ninguna necesidad de utilizar grandes cantidades de agua ni de productos químicos.

Esta tecnología podría eliminar las fuertes críticas que rodean todo intento de desarrollar las reservas no convencionales con tasas de recuperación entre 50 y 80% mayores que los medios tradicionales.

Esta nueva tecnología para fracturar la roca utiliza propano en forma de gel, en lugar del agua y los químicos.

El sistema comenzó a ser probado por una empresa canadiense denominada GASFRAC y muestra ahora el potencial de remover las objeciones medioambientales para la explotación de los yacimientos no convencionales.

La primera experiencia de importancia será realizada en el estado de Nueva York donde existe una legislación que prohíbe la utilización de los métodos tradicionales en virtud de ser considerados contaminantes.

La experiencia fue aceptada con la participación de un grupo (TIOGA) que suscribió un contrato con *ECorp International* y *GASFRAC Energy Services*, en el que se estipulan las condiciones de esta explotación. Hay gran interés por parte de los legisladores, políticos y ambientalistas sobre los resultados de estas pruebas.

Los recursos a ser explotados estaban frenados desde 2008 cuando las autoridades reguladoras desarrollaron una política condicionando el uso de agua y de productos químicos para fracturar la roca y extraer el gas. Dado que nunca se logró resolver el

condicionamiento del uso de agua y la descontaminación química se conformó un fuerte movimiento ambientalista para detener la explotación de estos recursos.

Las autoridades de New York señalaron que la prueba en TIOGA servirá de referencia para que el Departamento de Conservación Ambiental (DEC) que llevará a una revisión completa de las regulaciones. Se estima un mayor control del daño, la eliminación del uso de agua para provocar la fractura hidráulica y la necesidad de recuperar y tratar los fluidos. También la reducción de las emisiones de CO₂ debido a la enorme reducción del tráfico de camiones y otros vehículos durante la explotación.

Los oponentes insisten en que este nuevo sistema es otra tecnología no probada y que se presentan falsamente como una “amigable con el ambiente” acusando a la industria ocultar información sobre sus procesos.

La utilización de propano requiere resolver problemas logísticos no menos riesgosos que el uso de agua, arenas y químicos. Harán falta grandes cantidades de otros productos, compresores, y camiones transportando grandes cantidades de materiales peligrosos. La fractura con propano no resuelve el problema de los otros residuos producidos por los pozos de gas no convencional.

3.4.3.1 La Alternativa De GASFRAC

En lugar de agua, *GASFRAC* se basa en un gel de propano. Entonces, como el agua, el gel de propano se bombea en las formaciones de *shale*, llevando pequeñas partículas de arena (apuntalante) para mantener abiertas las fracturas para que el gas pueda salir. Pero a diferencia del agua, el gel se vuelve vapor antes de volver a la superficie junto con el gas natural. Como un beneficio adicional, el propano devuelto no lleva químicos de perforación de vuelta a la superficie.

El *fracking* con propano es más eficiente, ya que permite más flujo de gas en los pozos que en la fracturación con agua. Después de cada *frack*, todo el propano sale de las rocas fracturadas, a diferencia del agua, que puede permanecer, bloqueando parcialmente el movimiento del gas hacia el pozo.

El propano, sin embargo, tiene un costo inicial alto. También es explosivo, y se necesita un equipo especial para ser manejado adecuadamente y reducir el riesgo. En enero del 2012, se produjo un incendio repentino en un pozo de gas que se estaba perforando en Alberta por *Husky Energy*, una de las compañías de energía más grandes de Canadá y uno de los primeros en utilizar GLP en sus fracturas. Tres trabajadores sufrieron quemaduras, aunque no se registraron heridos en peligro la vida.

GASFRAC ha añadido más equipo de vigilancia para reducir los riesgos. Los pozos ahora tiene 20 sensores de gas propano, así como un monitor de video infrarrojo que permite ver fugas de gas para ser visto por el personal del pozo y nunca permitir estar cerca de la "zona caliente" durante el *fracking*.

3.4.4 Fracturamiento Hidráulico Con Propano Líquido

eCORP Stimulation Technologies, LLC (ecorpStim), una filial de propiedad completa de *eCORP International, LLC (eCORP)*, anunció en febrero 2013 la exitosa demostración de campo durante la cual ha estimulado con éxito la Eagle Ford Shale a 5,950 pies con un fluido diferente al agua. Esta demostración de campo es parte de los esfuerzos en marcha de *ecorpStim* para llevar a cabo el avance del desarrollo del *shale gas* de forma sostenible y con un impacto medioambiental mínimo.

El test, completado a finales de diciembre, fue realizado en Frio County, Texas, al suroeste de Pearsall, Texas. El único fluido usado para comenzar la estimulación en Eagle Ford fue propano líquido puro (**Figura 3.15**). El test difiere de las anteriores estimulaciones con agua o gel propano porque no se han usado químicos ni aditivos de ningún tipo. El propano es el mismo combustible usado en general por las personas para cocinar, calentar y para otros usos en el hogar.

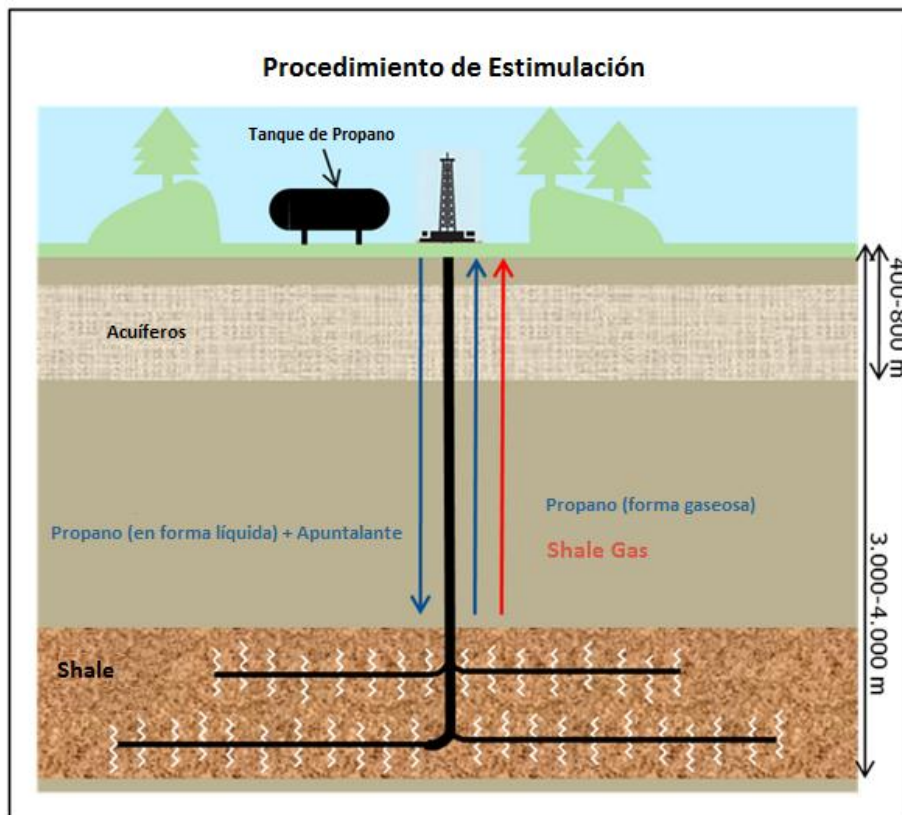


Figura 3.15 Procedimiento de Estimulación con Propano Líquido

Fuente: *eCORP Stimulation Technologies, LLC*

La demostración de campo incluye también una gama de técnicas de control y adquisición de datos para proporcionar una evaluación completa del ensayo. Estos métodos adicionales incluyen el uso de un pozo de observación para microsísmica de fondo de pozo, un "bolsillo" especializado en la cuerda de tubería de los pozos tratados para conseguir presiones y temperaturas en el fondo del pozo durante el tratamiento, además de una muestra medioambiental de aire y ruido.

3.4.4.1 Reemplazar El Agua Con Gas Reutilizable

Para liberar el gas o el petróleo atrapado en formaciones de lutitas, el pozo debe ser "estimulado". Por oposición a la técnica de fracturación hidráulica que utiliza el agua como un fluido de fracturación, la tecnología desarrollada por *ecorpStim* utiliza un componente de gas natural: propano.

Transportado en forma líquida, el propano se inyecta con arena simple, un agente de sostén que mantiene abiertas las fracturas creadas y permite que el gas se escape. Este procedimiento dura sólo unos cuantos días.

3.4.4.2 Beneficios Clave

- El propano puro más arena (apuntalante), tecnología desarrollada por *ecorpStim*, no requiere ningún tipo de aditivo químico que amenaza al medio ambiente o la salud humana.
- El propano es un componente del gas natural. Por lo tanto, todas las sustancias inyectadas en el subsuelo ya están allí naturalmente.
- Casi todo el propano inyectado (de 95 y 100%) fluye de nuevo en la forma de gas, debido al fenómeno natural de la presión. El propano recuperado puede reutilizarse para las operaciones de estimulación, o reinyectado en tuberías con el resto del gas extraído.

La estimulación con propano permite ahorrar millones de m³ de agua utilizada por pozo, ya que esta técnica no requiere el uso de una sola gota de agua, por lo tanto, no hay problema de disposición de agua.

Al no utilizar agua permite, en particular, evitar cualquier conflicto de utilización con las actividades agrícolas, denunciado en los Estados Unidos.

Como consecuencia de ello, la cuestión de retratamiento de la alta cantidad de agua contaminada después de las operaciones de fracturamiento hidráulico, no se plantea en el caso de la estimulación propano.

El riesgo sísmico relacionado con la inyección en el subsuelo de agua utilizada es reprimido.

3.4.4.2.1 Recuperación Casi Completa de Propano Inyectado

Mientras que en la fractura hidráulica, sólo 30-80% de agua se recupera, la estimulación con propano permite una recuperación de casi todo el gas inyectado (95-100%) debido a la baja viscosidad del propano.

El propano recuperado puede ser vendido como tal (es decir, poner directamente en las tuberías) o utilizarse para otra operación de estimulación con propano. En otras palabras, la estimulación con propano puede lograr un proceso de bucle cerrado.

3.4.4.2.2 Una Fórmula Química Sin Adyuvantes

El proceso de fracturación hidráulica requiere el uso de una serie de aditivos (biocidas, lubricantes, surfactantes) a veces se consideran sustancias cancerígenas.

La investigación llevada a cabo por *ecorpStim* permiten hoy en día eliminar los aditivos e inyectar una solución compuesta de sólo:

- Propano puro (quizás butano y / o pentano)
- Apuntalante (arena fina y / o fullerenos de carbón).

3.4.4.2.3 Reducción De Las Emisiones De Gases De Efecto Invernadero

La reducción de CO₂ relacionadas con el transporte. Las cantidades requeridas de propano son significativamente menores que la cantidad de agua utilizada para la fracturación hidráulica.

El uso de propano reduce en un 80% el impacto de CO₂ del transporte, evitando el flujo de los camiones que abastecen a los miles de galones de agua y su eliminación para su tratamiento.

3.4.4.2.4 Supresión De Quema De Gas

En el caso de la reutilización de propano (re-captación y compresión en una forma líquida de nuevo), hay una reducción drástica (por lo menos 90%) de la quema superficial.

Además, al poner el metano y el etano producido durante el proceso de recuperación de vuelta a las tuberías, la quema puede ser completamente eliminada.

3.4.4.2.5 Seguridad Reforzada Del Pozo

Una crítica producida contra la fracturación hidráulica es la posibilidad de fugas a nivel de pozo, especialmente durante el ascenso del fluido de fracturación a la superficie.

Con la estimulación de propano, el pozo utilizado es un modelo específico. El volumen requerido para el paso de propano es $1/10^{\circ}$ a $1/30^{\circ}$ de la requerida para el agua en la fracturación hidráulica. Así, un tubo adicional se añade, aislado con un espacio anular, llenado con nitrógeno: esto permite evitar los riesgos de estrés (vibraciones) contra la carcasa durante la fase de estimulación (**Figura 3.16**).

También se agregan sensores químicos y geófonos, para informar en tiempo real de cualquier anomalía durante las etapas sucesivas del proceso (perforación, estimulación, producción).

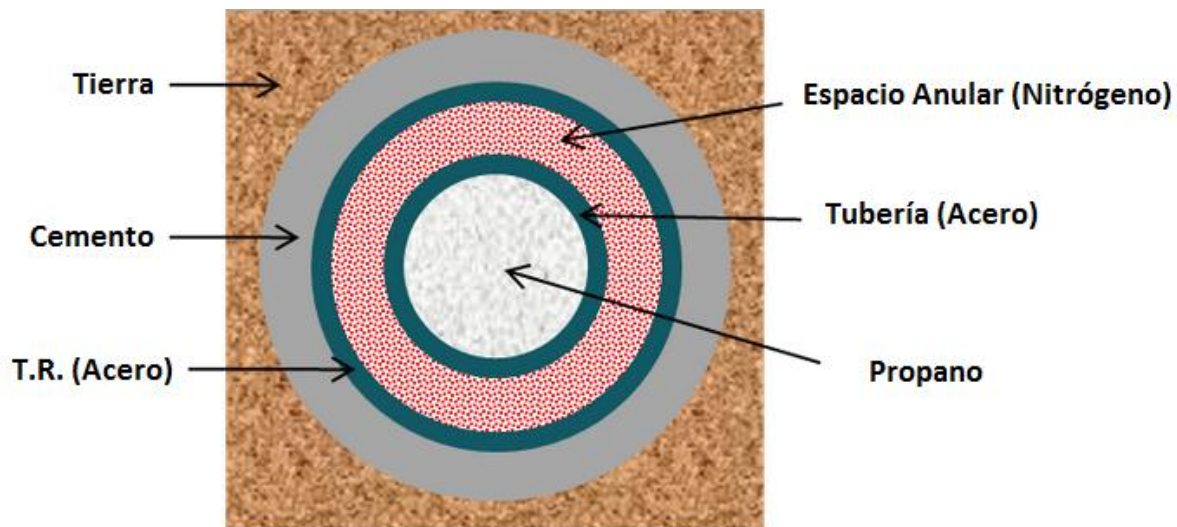


Figura 3.16 Seguridad en tratamiento de estimulación con propano

Fuente: eCORPstim

Este tubo adicional/compartimento de nitrógeno, así como de las precauciones tomadas por el operador, hacen imposible que la mezcla de gas/apuntalante escape.

3.4.4.2.6 Una Mejor Eficiencia

Las primeras pruebas de campo han demostrado que el método desarrollado por *eCORPstim* es más eficiente que la fracturación hidráulica.

Esta tecnología tiene ventajas en términos de costos: menor sitio requerido, menos equipo requerido, menos volúmenes de fluido, así como menos tiempo requerido para lograr la estimulación. También hay que señalar que el uso de propano hace fracturas más profundas y uniformes.

También ayuda a conseguir un rendimiento igual o mejor: mejor tasa de penetración (menor tensión superficial y la viscosidad más baja), mejor limpieza y menos obstrucción (Evacuación facilitada por la transformación de propano en vapor).

El hecho de que muchas empresas (primero los pequeños operadores independientes, ahora las grandes petroleras) se han desplazado a la estimulación con propano demuestra plenamente la eficacia de la tecnología en términos financieros.

3.4.4.2.7 Reducir Los Riesgos De Sismicidad

El riesgo sísmico parece más probable con mayores volúmenes de inyección subterráneos asociados a la eliminación de aguas residuales. Este número de repetición del tratamiento de aguas residuales no se plantea con técnicas sin agua.

Además, el fracturamiento hidráulico fue el responsable de los temblores en mayo de 2011 en Blackpool (Reino Unido). La investigación llevada a cabo por las autoridades británicas concluyó que los temblores fueron causados probablemente por la lubricación de un plano de falla existente por la propagación involuntaria de líquido fracking bajo tierra.

A continuación, se puede mencionar que se trata de mini-terremotos que no representen peligro para las personas o los edificios circundantes.

En cuanto a la extracción de *shale gas* en general, los problemas de sismicidad pueden ser completamente resueltos por la aplicación de las mejores prácticas:

- La reducción de las tasas de inyección o abandonar por completo las operaciones en las rocas identificadas como potencialmente peligrosas.
- Establecer protocolos de antemano para definir cómo la operación se modificaría si se detecta actividad sísmica a lo largo del camino.
- Instalación de arreglos de vigilancia alrededor de la zona de la inyección.

3.4.4.3 Un Uso Para Objetivos Convencionales Y No Convencionales

La tecnología de estimulación con propano ha sido utilizada durante 50 años y fue desarrollado yacimientos convencionales antes de ser adaptado a los no convencionales:

- Pozos de Aceite: El propano es miscible en aceites y "afina" la recuperación mejorada de aceites y mayores tasas iniciales de producción.
- Re-estimulación de Pozos de Aceite: Excelente fluido para la re-estimulación de pozos despresurizados de aceite.
- Re-terminación - Recuperación de propano a través de instalaciones con fines especiales o existentes para recuperar casi todo el propano líquido para la venta o reutilización.

Sustancia Química	Número CAS	Número de Productos	Número de Efectos sobre la Salud
Silicio Cristalino; Cuarzo	14808-60-7	124	7
Metanol	67-56-1	76	11
Isopropanol (Propano-2-ol)	67-63-0	50	10
Destilado Ligero de Petróleo Hidrotratado	64742-47-8	24	6
(2-BE) Etilenglicol Monobutil Éter	111-76-2	23	11
Bentonita	1302-78-9	20	6
Diesel 2	68476-34-6	20	10
Naftaleno	91-20-3	19	12
Etilenglicol	107-21-1	18	10
Óxido de Aluminio	1344-28-1	17	3
Hidróxido Sódico	1310-73-2	17	5
Barita (BaSO4)	7727-43-7	15	5
Nafta Aromática Pesada de Petróleo (disolvente aromático)	64742-94-5	15	5
Cloruro Sódico	7647-14-5	15	9
Silicio Cristalino, Cristobalita	14464-46-1	14	5
Mica	12001-26-2	14	3
Silicio Cristalino, Tridimita	15468-32-3	13	3
Ácido Clorhídrico	7647-01-0	13	7
Xileno (Dimentibenzeno)	1330-20-7	12	10
Glutaraldehído	111-30-8	11	11
Goma Guar	9000-30-0	10	3
Óxido de Hierro (Fe2O3, Trióxido de Dihierro)	1309-37-1	10	4
Cloruro de Potásico	7447-40-7	10	8
Goma Xantana	1310-58-3	10	7
Fuel Oil #2	68476-30-2	9	11
Nafta Pesada de Petróleo Hidrotratada	64742-48-9	9	8
Caliza (Carbonato Cálcico)	1217-65-3	9	3

Tabla 3.3 Lista de sustancias empleadas en el sistema de fracking en Estados Unidos recogidas por la organización TEDX

3.5 Bibliografía Del Capítulo

- Ing. Blanco Ybáñez Alberto Julio, Dr. Vivas Hohl Julio, *Shale Frac: Un Acercamiento A Esta Nueva Tecnología*, Petrotecnia, Abril 2011.
- Terry T. Palisch, Mark A. Chapman, Jonathan Godwin, *Hydraulic Fracture Design Optimization in Unconventional Reservoirs - A Case History*, SPE, 2012.
- Confederación Sindical De Comisiones Obreras (CCOO), *Imapcto Ambiental Del Sistema De Fracturación Hidráulica*, España, Enero 2012.
- Estrada Estrada Javier, *Gas De Lutita En México: Planes, Potencial y Regulaciones*, Analítica Energética S.C., México, Agosto 2012.
- Emmanuel d'Huteau, Matt Gillard, Matt Miller, Alejandro Peña, Jeff Jhonson, Mark Turner, Oleg Medvedev, Tom Rhein, Dean Willberg, *Fracturamiento Con Canales De Flujo Abiertos: Una Vía Rápida Para La Producción*, Oilfield Review Schlumberger, Otoño 2011.
- Halliburton, *RapidFrac™ Multistage Fracturing System*, Disponible en la web: <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=2409&pageid=5313>
- Energytribune, *Super Fracking & The Next Shale Gale*, Enero 2012.
- ecorpStim, *Estimulación Con Propano Líquido*, 2012.
- Gasfrac, *LPG gel fracturing technology*, 2012.
- Glenn Penny, Andrei Zelenev and Lokia Champagne, *Proppant and Fluid Selection To Optimize Performance of Horizontal Shale Fracs*, SPE, 2012.

Capítulo IV

4 Medición Del Desarrollo De La Fractura

Los modelos de fractura son normalmente utilizados para optimizar el diseño de la fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios software comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella, o geometría, de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados.

Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos.

En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sínicos del pozo con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

4.1 Dirección De La Fractura

La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir, para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo.

La fractura hidráulica se propagará perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

4.2 Conductividad De La Fractura

La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante. La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas y los apuntalantes cerámicos) son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos.

El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es la diferencia entre el esfuerzo in-situ y la presión fluyendo en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, aumentará normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuirá con el tiempo conforme declina la presión en el yacimiento.

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva. En la selección del agente apuntalante se debe de escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no-darciano, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.

4.3 Geometría de la Fractura

Es un área del fracturamiento multietapas muy importante, donde el objetivo principal es saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para poder así optimizar la operación. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos.

La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso.

Para poder tener una buena propagación de la fractura, se tienen que considerar estas dos leyes:

- Entender los principios fundamentales, tales como las leyes de momento, masa y energía.
- Criterio de propagación, por ejemplo, los factores que causan que la fractura avance.

4.4 Conservación De La Energía

Afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía.

La cantidad de movimiento obedece a una ley de conservación, lo cual significa que la cantidad de movimiento total de todo el sistema (o sea uno que no es afectado por fuerzas exteriores, y cuyas fuerzas internas no son disipadoras) no puede ser cambiada y permanece constante en el tiempo.

4.5 Ley De Conservación De La Masa

Establece que en toda química la masa se conserva, es decir, la masa consumida de los reactivos es igual a la masa obtenida de los productos.

Esto incluye interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía. Los modelos de geometría de fractura se dividen en tres categorías:

- Segunda dimensión (2D)
- Pseudo Tercera Dimensión (p3D)
- Tercera Dimensión (3D)

La fractura es discretizada, y dentro de cada bloque se hacen cálculos basándose en las leyes fundamentales y criterios. La fractura se propagará vertical y lateralmente, y algún cambio en la dirección planeada originalmente, dependiendo de la distribución de esfuerzos local y de las propiedades de la roca.

Los modelos a continuación descritos sirven para predecir el comportamiento de la fractura.

Se dispone de tres familias generales de modelos:

Los modelos bidimensionales (2-D), pseudo tridimensionales (p-3-D) y completamente tridimensionales (3-D), que han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturación desde hace muchos años.

Los modelos bidimensionales son de aproximaciones analíticas de forma cerrada asumiendo constantes y alturas de fracturas conocidas. Para aplicaciones de Ingeniería Petrolera, se ha utilizado dos modelos mutuamente exclusivos.

Los modelos en 2-D más utilizados son aquellos de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN)

Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturación. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada.

Los modelos 2-D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular.

Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1.5. el modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN.

Estos modelos y otros similares en 2-D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de los modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya es común en la industria, a estos modelos se los considera generalmente más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de las fracturas.

El modelo 3D permite la propagación total de fractura tridimensional con la circulación completa de fluido bidimensional. La fractura es discretizada y dentro de cada bloque se hacen los cálculos en base a leyes y criterios fundamentales para la propagación.

Se deja que la fractura se propague lateralmente y verticalmente y se cambia el plano de la dirección original, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y las propiedades de la roca. Dichos modelos completamente tridimensionales requieren de importantes cantidades de datos para justificar su uso, son cálculos extremadamente extensos. Además ellos están fuera de alcance de la gran mayoría de tratamientos de fractura hidráulica. Sin embargo, las fracturas en pozos horizontales y altamente desviados se puede requerir de modelos completamente tridimensionales porque el inicio de la fractura, usualmente alineado con la trayectoria del pozo, es posible que sea diferente de la dirección de propagación de fractura, la cual debe ser normal para el mínimo esfuerzo “de campo distante” (farfield).

Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (relación de Poisson, ν , y el Módulo de Elasticidad de Young, E).

La diferencia de la relación de Poisson entre as diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura. El valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

4.6 Modelo PKN

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo **Figura 4.1**.

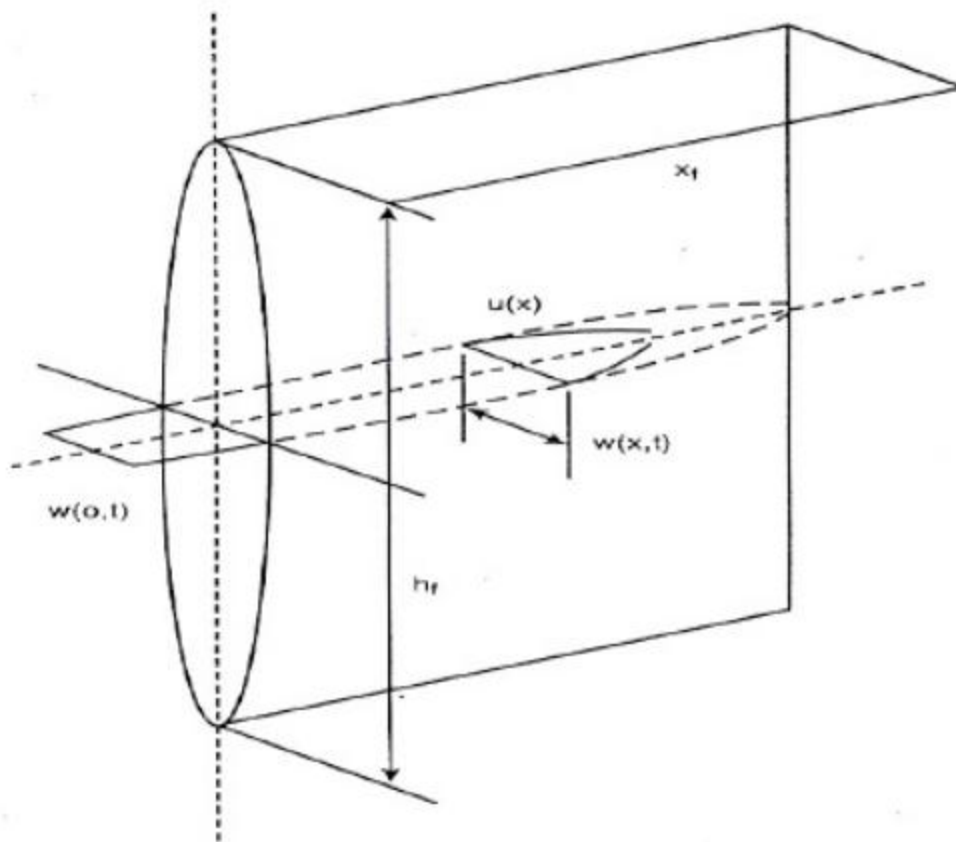


Figura 4.1 Modelo Geométrico PKN

El ancho máximo está en la línea de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo. Para fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura medida es igual a x_f , está dada por:

$$W_{max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad 4.1$$

Donde:

W_{max} = ancho máximo de fractura, pg.

X_f = ancho de la fractura, ft.

μ = viscosidad aparente, cp.

ν = relación de Poisson

G = modelo elástico de corte, psi.

Hay que recordar que G está relacionado con el módulo de Young, E por la ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad 4.2$$

En las ecuaciones anteriores q_i es la cantidad de inyección, μ es la viscosidad evidente y ν es la relación de Poisson.

La **ecuación 4.1** es particularmente útil para extender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables u propiedades de la roca. La relación de raíz cuadrada implica que para duplicar el ancho, la viscosidad no es factible ni deseable.

Duplicar la viscosidad con todo el daño permanente potencialmente asociado con e paquete apuntalante resultaría un incremento del 19% del ancho de la fractura así las variables de tratamiento tienen un impacto moderado sobre el ancho de la fractura incrementando la cantidad y/o viscosidad también resultará en un incremento de la presión neta con potencial indeseable crecimiento de la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un impacto mayor sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young de las rocas de yacimiento puede variar de 10^7 psi en areniscas hasta 2×10^5 psi en dolomitas, carbones y gredas suaves.

La diferencia de ancho de fractura entre estos dos extremos es 2.5 veces. En rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario en las formaciones de bajo

módulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturas anchas pero cortas.

Este es uno de los fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito de la simulación de fractura, ya que los yacimientos de baja permeabilidad que requieren de fracturas largas usualmente tienen valores de módulo de Young grandes.

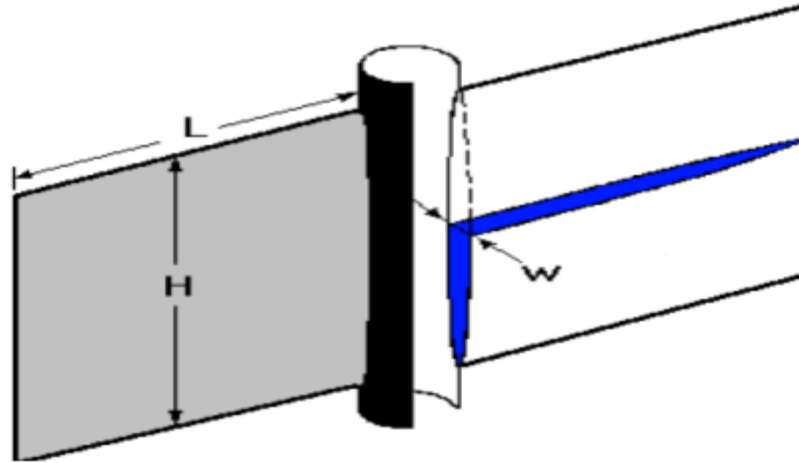


Figura 4.2 Modelo Bidimensional PKN

La geometría elíptica del modelo PKN (**Figura 4.2**) conducen a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico:

$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \gamma \right] \quad 4.3$$

Donde

\bar{W} = Ancho promedio de la fractura, pg.

G = Modulo elástico de corte, psi.

q_i = Caudal de inyección, bpm.

ν = Relación de Poisson

x_f = Longitud de fractura media, ft.

μ = Viscosidad, cp.

γ = Contante igual a 0.75

El factor γ es aproximadamente igual a 0.75 y por lo tanto el término del segundo conjunto de paréntesis es igual a 0.59 en unidades de campo, donde \bar{W} es calculado en pulgadas, q esta en bpm, u está en cp, x_f está en pies y G está en psi, la **ecuación 4.3** se convierte en

$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{qu(1-v)x_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \gamma \right] \quad 4.4$$

4.7 Modelo KGD

El modelo KGD representado en la **Figura 4.3** que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde la altura de la fractura es mayor que la longitud de la fractura ($h_f > x_f$), de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde la distancia larga de fractura sea generada.

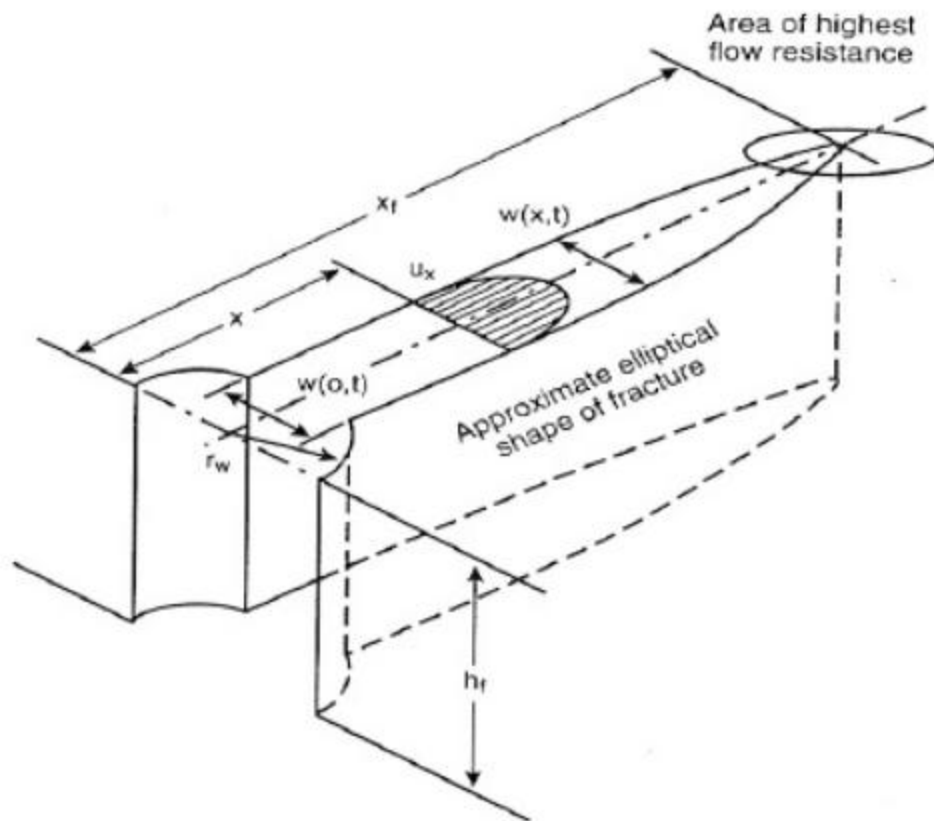


Figura 4.3 Modelo Geométrico KGD

$$\bar{w} = 2.53 \left[\frac{q_i \mu (1 - \mu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad 4.5$$

Donde:

- \bar{W} = Ancho de la fractura, pg.
 G = Modulo elástico de corte, psi.
 q_i = Caudal de inyección, bpm,
 v = Relación de Poisson
 h_f = Altura de fractura media, ft.
 μ = Viscosidad, cp.

Y en unidades de campo con \bar{w} en pulgadas:

$$\bar{w} = 0.29 \left[\frac{q_i u (1 - v) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad 4.6$$

4.8 Presión De Fractura

La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura.

4.9 Presión De Cierre

Se conoce como p_t . Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

4.10 Presión Instantánea Al Detener El Bombeo, ISIP

Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero. La presión ISIP se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinación de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a 0.

4.11 Presión Neta

Se conoce como p_{net} . A la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra, en forma matemática se expresa de la siguiente

forma, la presión neta se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es dominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se empieza a propagar. El perfil de la presión neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

Físicamente hablando, es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la p_t es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, es decir, estima si la fractura crece longitudinal y verticalmente, además de indicar si existe arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro.

La presión neta es un dato muy importante debido a que los ingenieros necesitan conocerla para diseñar el tratamiento de fractura, para realizar análisis de las presiones de fracturamiento en el lugar y para realizar análisis de las presiones después del fracturamiento.

4.12 Presión De Fricción Total Y Presión De Fricción En La Cercanía Del Pozo

La presión de fricción se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería. La presión de fricción total es calculada con las mediciones de presión de superficie, mientras que la presión de fricción en la cercanía del pozo, es calculada con las mediciones de presión de fondo.

La mecánica de la roca es un factor muy importante para poder diseñar la fractura, y saber cómo se va a ir desarrollando y que posibles resultados se obtendrán. La mecánica de rocas controla y manipula los siguientes conceptos con el propósito de diseñar un modelo del comportamiento de una fractura:

- La mecánica de rocas controla el proceso de bombeo
- Los tres esfuerzos principales que definen la mecánica de la fractura
- El Modulo de Young y la relación de Poisson definen el esfuerzo mínimo horizontal
- La presión neta controla la geometría de la fractura

4.13 Tamaño De La Fractura

La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como h_f . La altura es

controlada por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta.

A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos (A_o) de los estratos de la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta (ideal para el fracturamiento); en cambio si A_o disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reducen (no conveniente para el fracturamiento ya que se puede conectar los casquetes de gas y el control de agua).

Si la presión neta es menor al diferencial de los perfiles de esfuerzos ($p_{net} < A_o$), la fractura hidráulica creada será perfectamente confinada en el espesor de la formación productora.

Respecto al ancho de la fractura, se refiere a ella como la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada abierta al flujo, una vez liberada la presión de bombeo.

4.13.1 Módulo De Young

Es la propiedad elástica de la roca según la dirección en la que se aplica una fuerza. Es un parámetro extremadamente importante en los procesos de fracturamiento hidráulico, que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación, de tal manera, que permite determinar la propiedad estática lineal de la roca, por lo que convierte a este concepto en el único parámetro utilizado en el diseño de una fractura que puede medirse mediante pruebas de laboratorio.

4.13.2 Relación De Poisson

También conocido como Coeficiente de Poisson (ν), es una propiedad mecánica de la roca que relaciona la expansión lateral con la contracción longitudinal.

4.13.3 Optimización Del Tamaño De La Fractura

Cuando se implementa un fracturamiento hidráulico, la meta a la que se tiene que llegar es a obtener una fractura óptima con la que se puedan obtener canales de alta conductividad. Holditch en 1978, estudió el efecto de la longitud de la fractura apuntalada y el área de drene en yacimientos de baja permeabilidad. A continuación se presentan algunas observaciones post – tratamiento.

- Conforme aumente la longitud de la fractura apuntalada, la producción acumulada aumentará y los ingresos de la venta de hidrocarburos también aumentará.
- Conforme aumente la longitud de la fractura, disminuye el beneficio incremental (la cantidad de recursos generados por pie de la longitud de una fractura apuntalada adicional).

- Conforme aumenta el volumen de tratamiento, la longitud de la fractura aumenta.
- Conforme aumenta la longitud de la fractura, el costo incremental por cada pie de fractura aumenta (costo/pie de longitud de la fractura apuntalada).
- Cuando el costo incremental del tratamiento se compara con el beneficio incremental, se muestra un aumento del volumen del tratamiento.

4.13.4 Gradiente De Fractura

Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación. Los valores numéricos del gradiente de fractura aplicados en las fracturas verticales, son característicos para cada formación, puesto que están directamente relacionados con la presión que depende del comportamiento mecánico de la roca.

Además, para el mismo caso de fracturas verticales, la presión de fractura está en función de la presión de poro, por lo tanto, el gradiente de fractura variará de acuerdo a éste factor. En un yacimiento de explotación reciente, el gradiente de fractura tendrá un valor comparado con ese mismo yacimiento.

La orientación de la fractura puede ser estimada dependiendo del valor calculado del gradiente de fractura, por lo tanto se tiene que:

- $G_f < 0.23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ ó 1.0 psi/pie , la fractura puede ser vertical.
- $G_f > 0.23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ ó 1.0 psi/pie , la fractura puede ser horizontal.
- $G_f > 0.28 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, se define como una anomalía debida a la restricción de la formación (taponamiento o falta de permeabilidad)

4.13.5 Perfil De Esfuerzos

Existen dos esfuerzos principales de compresión, las cuales son diferentes entre sí y mutuamente perpendiculares.

- Esfuerzo de sobrecarga (σ_i).- Es el esfuerzo debido al peso de la roca de la formación superpuesta al yacimiento. Tiene un rango de gradiente de sobrecarga de $1.0 - 1.1 \text{ psi/pie}$.

Esfuerzos horizontales.- Es la primera consecuencia del esfuerzo de sobrecarga, presión del yacimiento y fuerzas tectónicas o Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo (σ_2) (σ_{min}): $0.3 - 0.9 \text{ psi/pie}$. o Gradiente del esfuerzo horizontal máximo (σ_3) (σ_{max}): $1.0 - 1.5 \text{ psi/pie}$.

Estos esfuerzos normalmente son compresivos, anisotrópicos y no homogéneos, lo cual significa que los esfuerzos compresivos sobre la roca no son iguales y varían en magnitud en la misma dirección. La magnitud y dirección de los principales esfuerzos son importantes debido a que controlan la presión requerida para crear y propagar la fractura, la forma y extensión vertical, la dirección de la fractura, y los esfuerzos tratan de aplastar y/o incrustar el agente apuntalante.

Es importante conocer la magnitud de los esfuerzos principales de compresión. El contraste entre los esfuerzos permitirá determinar el comportamiento de la fractura en el plano vertical. Es decir, si no existe contraste importante en los esfuerzos de dos capas vecinas, es posible predecir que la fractura crecerá verticalmente.

El perfil de esfuerzos se puede calcular a partir de los registros geofísicos del pozo, principalmente de los perfiles sínicos, empleando relaciones empíricas. Sin embargo, el perfil de esfuerzos necesita ser ajustado con los datos obtenidos durante la prueba de Mini-Frac, particularmente la presión de cierre (p_c) y la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP)

Los modelos de fractura son utilizados para tener un estimado de las presiones obtenidas durante el tratamiento y derivar una familia de valores para los principales parámetros, que si bien pueden no ser rigurosamente ciertos (lo que intenta es desarrollar una ecuación con varias incógnitas), se aceptan como un valor válido. Pero este proceso no resuelve una de las grandes incógnitas en el desarrollo de una fractura: la verdadera dirección (azimut) de fractura. Este componente es vital para el desarrollo y optimización del drenaje del yacimiento.

La medición del desarrollo de la fractura en “tiempo real”, mediante métodos de medición superficiales o en fondo de un pozo testigo llamados fracmapping o mapeo de fractura, ha ayudado no sólo a revelar esta incógnita, sino a optimizar los software comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo a los resultados de las mediciones realizadas en el momento.

Existen dos tipos de técnicas desarrolladas para tales fines, una en superficie y la otra dentro de pozos ubicados en las cercanías del pozo a fracturar:

- Microsísmica
- Tiltmeter

4.14 Microsísmica

Este método provee una imagen de la geometría de fractura en la formación y detecta eventos microsísmicos, o microtemblores, que son originados por la ruptura y desplazamiento de la roca por efecto de la fuerza hidráulica aplicada mediante bombas a un fluido que se inyecta en la formación.

La ubicación de estos eventos microsísmicos se determinan mediante receptores (geófonos) ubicados en un pozo cercano a la misma profundidad de la fractura hidráulica (más específicamente, consta de múltiples geófonos colgados de un cable conductor en el pozo cercano testigo). Esos datos son conducidos a superficie mediante el cable eléctrico, recolectados y analizados en tiempo real por computadoras preparadas especialmente para tal fin (**Figura 4.4**).

Los datos son graficados y enviados a la Cabina de Control de fractura, para que los ingenieros encargados de la operación puedan decidir realizar modificaciones, o no, de acuerdo a la evolución de la geometría. Estos datos permiten también calibrar el modelo de fractura en tiempo real.

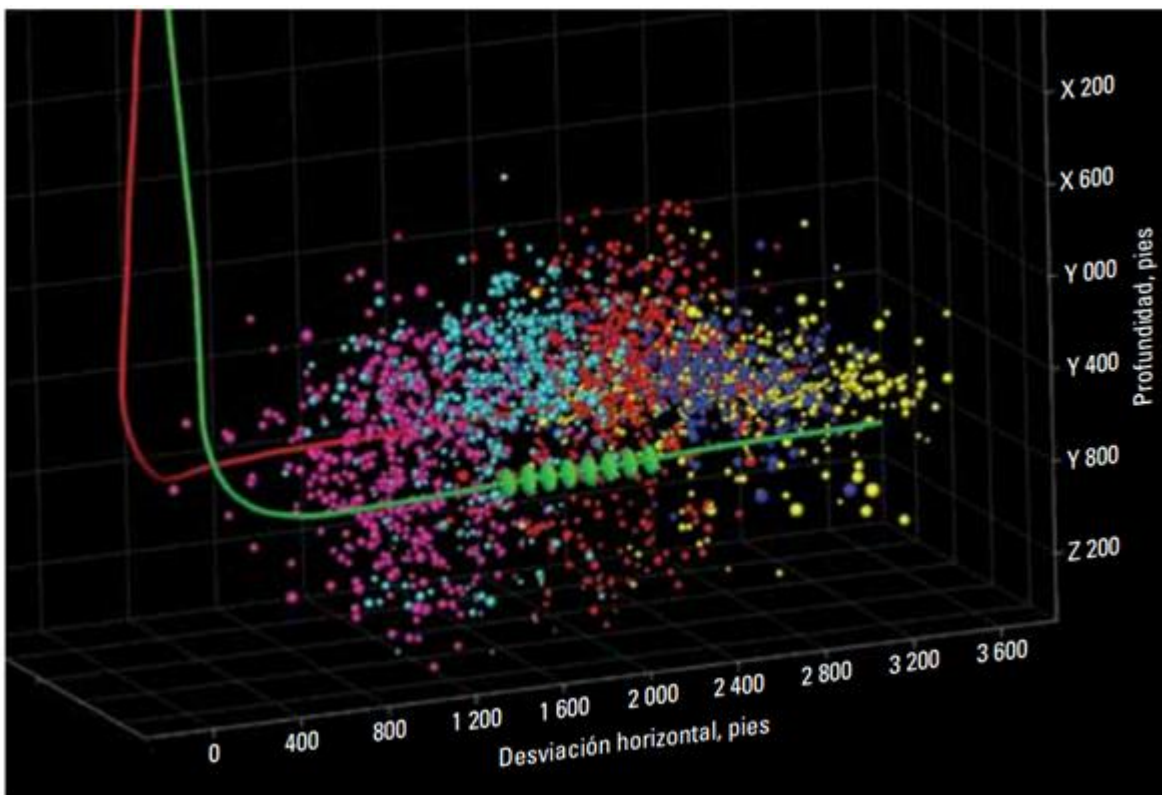


Figura 4.4 Eventos Microsísmicos Durante Una Fractura Multietapas.

4.14.1 Inclínómetro (Tiltmeter)

Los inclinómetros (**Figura 4.5**) miden los cambios pequeños producidos en la inclinación de la Tierra. Cuando éstos se mapean, los inclinómetros muestran la deformación producida en respuesta a la creación de fracturas hidráulicas. Los inclinómetros pueden

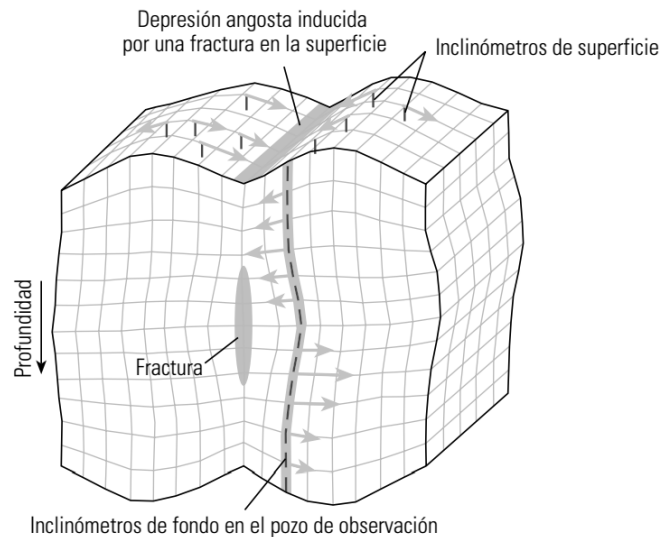


Figura 4.5 Fundamento Básico del Método Tiltmeter

desplegarse en la superficie o en el fondo de un pozo de observación.

La importancia de esta operación de registro no radica simplemente en la calibración del modelo de fractura en sí, sino en la adopción de una herramienta de decisión rápida para el ingeniero a cargo de la operación, para poder continuar o no con la fractura, con el objetivo de optimizar la producción económica del pozo, ya sea prolongando la operación con el fin de alcanzar la longitud óptima estimada inicialmente o detenerla para evitar que la fractura penetre en zonas adyacentes no deseadas, contactos con agua, etcétera.

4.14.2 Software De Diseño De Terminaciones Multietapas Y Fracturamiento Hidráulico (Mangrove)

Mangrove es un software de Diseño de Terminaciones Multi-etapas y Fracturamiento Hidráulico, utiliza un flujo de trabajo centralizado de yacimiento integrado para habilitar la transición de sísmica a estimulación, direccionamientos al diseño; una óptima terminación y escenarios de estimulación para un desempeño de producción superior en yacimientos no convencionales. Desarrollado bajo la plataforma petrel, Mangrove lleva al mismo nivel la sísmica, geología, geomecánica, microsísmica, y capacidades de estimulación del yacimiento ofrecido de manera nativa en Petrel y en conexiones informáticas de Petrel. Además ofrece separadamente herramientas para diseñar una terminación óptima para

areniscas compactas y lutitas. Mangrove ofrece dos nuevos simuladores de fracturas no-conventionales junto con el modelo convencional de fractura plana.

4.14.2.1 Selección De Zonas

El proceso de selección de zonas ofrece una gran gama de opciones para capturar con precisión la caracterización del yacimiento y sus detalles estructurales. Esto resulta en un diseño de terminación optimizado, y subsecuentemente capacidades de predicción de fracturas hidráulicas mejoradas.

Este proceso ofrece flexibilidad para capitalizar la información existente mediante cuatro opciones primarias. Una de estas opciones utiliza un modelo 3D, con una descripción heterogénea detallada de la roca aunado a la delimitación de superficie, esto para crear zonas. La segunda opción utiliza los registros del pozo a estimular para determinar zonas. La tercera opción permite emplear la información de pozos vecinos y/o pozos pilotos para definir zonas. Finalmente la cuarta opción permite al usuario ingresar las zonas manualmente.

4.14.2.2 Asesor De Terminación

Este proceso de ingeniería utiliza la caracterización del yacimiento como la base para proveer el mejor diseño de terminación posible. Este proceso semi-automatizado ofrece principalmente dos flujos de trabajo de yacimiento y según el tipo de pozo en específico: uno para pozos verticales en arenas compactas, y otro para pozos horizontales en lutitas. El flujo de trabajo validado en campo para arenas compactas utiliza la zona de paga y barreras de estreses para crear la combinación correcta para las necesidades de una terminación específica.

Mientras que el flujo de trabajo es completamente nuevo para pozos horizontales en lutitas que utiliza calidad de yacimiento y calidad de terminación para diseños en etapas, y subsecuentemente para determinar la colocación de los grupos de perforaciones. El asesor de terminación además ofrece opciones de diseño para técnicas de entrada limitada, que aplica cuando existen intervalos con in-situ estrés variantes a estimular simultáneamente para asegurar una simulación efectiva. Este proceso permite una flexibilidad similar al proceso de selección de zonas para utilizar al máximo la información disponible.

4.14.2.3 Simulación De Fracturamiento Hidráulico

Mangrove introduce dos nuevos modelos numéricos, modelos de fractura no convencional (UFM, por sus siglas en ingles Unconventional Fracture Model) y “wiremesh” o “malla de cable”, desarrollado específicamente para simular fracturas hidráulicas complejas no planas en yacimientos de lutitas (**Figura 4.6**). Al mismo tiempo, ofrece todos

los modelos convencionales incluyendo el modelo multicapa de fractura para arenas compactas. Adicionalmente, la información de microsísmica es utilizada para calibrar los resultados de la simulación de la fractura hidráulica.

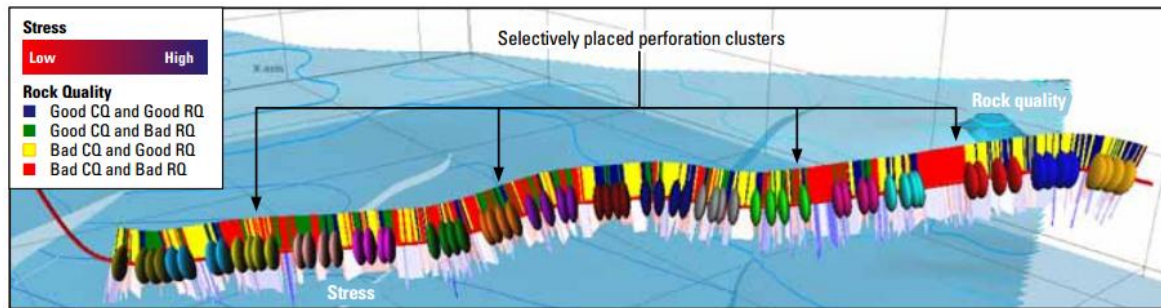


Figura 4.6 Muestra de un diseño de terminación incluyendo la selección específica de la posición de los grupos de disparos utilizando para esto la clasificación de Calidad de Roca (RQ) y Calidad de Terminación (CQ).

Fuente: Schlumberger

4.14.2.4 UFM

El modelo UFM primero en su tipo, es el simulador de fractura hidráulica más riguroso del mercado. Este modelo fue diseñado primeramente para yacimientos naturalmente fracturados para realizar la simulación numérica de redes de fracturas complejas utilizando Redes Discretas de Fracturas (DFN) y modelos geomecánicos en 3D (MEM). Este modelo toma en cuenta la influencia de fracturas naturales pre-existentes para predecir el comportamiento complejo de la fractura hidráulica sin asumir un patrón continuo. Además de la interacción entre fracturas naturales y fracturas creadas hidráulicamente, UFM también toma en cuenta la interacción entre nuevas ramificaciones de fracturas hidráulicas al ir simulando el efecto que cada elemento de fractura ejerce sobre las fracturas adyacentes.

4.14.2.5 Mallado De Cable - Wiremesh

El modelo Wiremesh es la representación matemática de la red de fracturas hidráulicas. El provee un rápido estimado de las dimensiones de la red de fracturas y el acomodo del apuntalante en la red de fracturas. Este modelo requiere de una menor cantidad de datos y tiene la facilidad de poder realizar simulaciones rápidas y simples en su naturaleza si se compara con el complejo modelado de UFM. Este modelo tiene también la ventaja de poder ser calibrado con interpretaciones obtenidas de datos de microsísmica.

4.14.2.6 Convencional

También se cuenta con un módulo de simulación de geometría convencional que cuenta con los modelos de simulación de geometría de fractura con la capacidad de modelar el crecimiento de fractura entre distintas capas y barreras del yacimiento así como una simulación de las dos alas de fractura.

4.14.2.7 Base De Datos De Apuntalantes Y Fluidos De Fractura

Mangrove ofrece una extensa base de datos de apuntalantes y fluidos de fractura. Estos datos son compartidos con el simulador de fractura FracCADE³ y son actualizadas continuamente con los datos de fluidos y apuntalantes del mercado. La base de datos contiene una extensa información sobre propiedades como reología, filtrado y comportamiento de fricción de los fluidos. Los apuntalantes cuentan con una amplia descripción en arreglos que muestran la relación de permeabilidad vs estrés sobre el apuntalante. Mangrove también permite el administrar fluidos y apuntalantes locales colocando la información de forma manual y guardando esta información para usos específicos.

4.14.2.8 Ajuste De Presiones-Pressure Match

Mangrove da el soporte para realizar el ajuste de curvas de presión. El presenta una técnica para poder realizar de forma consistente el análisis durante la inyección y declinación de presiones, incluyendo cambios debido a variaciones de caudal y viscosidad de fluido. De la misma forma es utilizado para simular haciendo un ajuste entre las presiones reales medidas y las presiones simuladas. Este proceso utiliza los parámetros de tratamiento como: caudal de inyección, concentración de apuntalante, etcétera para simular presiones de tratamiento dependiente de otros parámetros como: presión de cierre de formación, filtrado de fluido, etc.

4.15 Análisis De Núcleos

Los servicios de mecánica de rocas y análisis de núcleos en *shale plays*, ayuda a mejorar el modelado de yacimientos y estrategias de terminación, en última instancia, la búsqueda de las mejores zonas económicas para la producción eficiente de gas y aceite de lutita. Sus servicios ayudan a determinar la estabilidad del pozo, sanding potential, diseño óptimo de la fractura hidráulica y el desarrollo del modelo del yacimiento.

Sus servicios proporcionan:

- Análisis de la heterogeneidad que afecta al pozo y terminación
- Determinación de los límites del yacimiento y producibilidad
- Parámetros críticos necesarios para mantener la fractura
- Evaluación de la calidad de terminación y estimulación
- núcleo al registro de integración para la caracterización de yacimientos precisa
- núcleo-log-sísmica de integración de medidas a escala de cuenca.

³ Diseño De Fracturamiento Y Software De Evaluación, Schlumberger.

4.15.1 Optimización De Las Terminaciones

El análisis geomecánico y petrofísico integrado de los datos de núcleos ayuda a determinar el tratamiento de estimulación más efectivo, así, evitar costos errores previos, logrando mejores tratamientos de estimulación y terminaciones más económicas con un incremento significativo en la producción.

El crecimiento de la fractura fuera de la zona y su potencial penetración en zonas de agua, había demorado y perjudicado las oportunidades de terminaciones múltiples de un operador que trabajaba en la lutita Barnett. A fin de determinar el tratamiento de estimulación más efectivo para la terminación de este yacimiento complejo, la evaluación de la formación tendría que ser multifacética e incluir la determinación exhaustiva de las propiedades geomecánicas y petrofísicas con herramientas de barrido de fondo de pozo. Los objetivos de la evaluación eran tres: examinar los datos petrofísicos para determinar la calidad del yacimiento; analizar las propiedades geomecánicas de la formación a través de un análisis detallado de núcleos; y combinar la evaluación petrofísica, la comparación entre las propiedades geomecánicas derivadas de los registros y medidas a partir de los núcleos, las pruebas de sensibilidad de los fluidos y los datos de pozos vecinos para recomendar lo mejor para la terminación.

4.15.2 Modelo De Esfuerzos Anisótropos

Schlumberger utilizó los servicios de TerraTek para efectuar una evaluación de este yacimiento de la lutita Barnett. El análisis proporcionó al operador una evaluación detallada de esta formación y una metodología de terminación destinada al éxito. La metodología de terminación, diseñada para emplazar los disparos evitando los intervalos laminados, se centró en las capas más silíceas con un esfuerzo de cierre bajo. Para evitar fracturar en dirección hacia la zona de agua por debajo de la lutita, el análisis indicó que los disparos se ejecutaran en los intervalos para favorecer el crecimiento vertical de la fractura hacia arriba.

El procesamiento de las propiedades mecánicas con un modelo de esfuerzos isotrópicos es crítico tanto para la predicción y la mitigación de los problemas asociados con la entrada del apuntalante como para la predicción de la geometría de la fractura. Un conocimiento exhaustivo de los contrastes y el gradiente de esfuerzos es vital para la determinación del procedimiento óptimo de fracturamiento hidráulico del yacimiento. Las pruebas detalladas de sensibilidad de los fluidos conducen a la selección de los mejores fluidos de fracturamiento.

La combinación de todos estos análisis con una estrategia de disparos ayudó al cliente a evitar los problemas comunes en este yacimiento, tales como el crecimiento de la fractura fuera de la zona, potencialmente en dirección hacia la zona de agua. El procesamiento

anisotrópico 3D reveló que no existían barreras de fracturas aparentes en los intervalos carbonatados y con alto contenido de arcilla. Posteriormente, el monitoreo microsísmico pasivo superficial del tratamiento de fracturamiento hidráulico confirmó esta situación.

El análisis de los datos de núcleos condujo a un mejor emplazamiento de los agrupamientos de disparos, la optimización de la trayectoria para los pozos laterales horizontales, y el mejoramiento de la producción.

A continuación se presentará el estado mecánico empleado para la perforación del pozo “Emergente 1” (Figura 4.7) localizado en el área de Reynosa dentro de la formación “Eagle Ford” durante el año 2011:

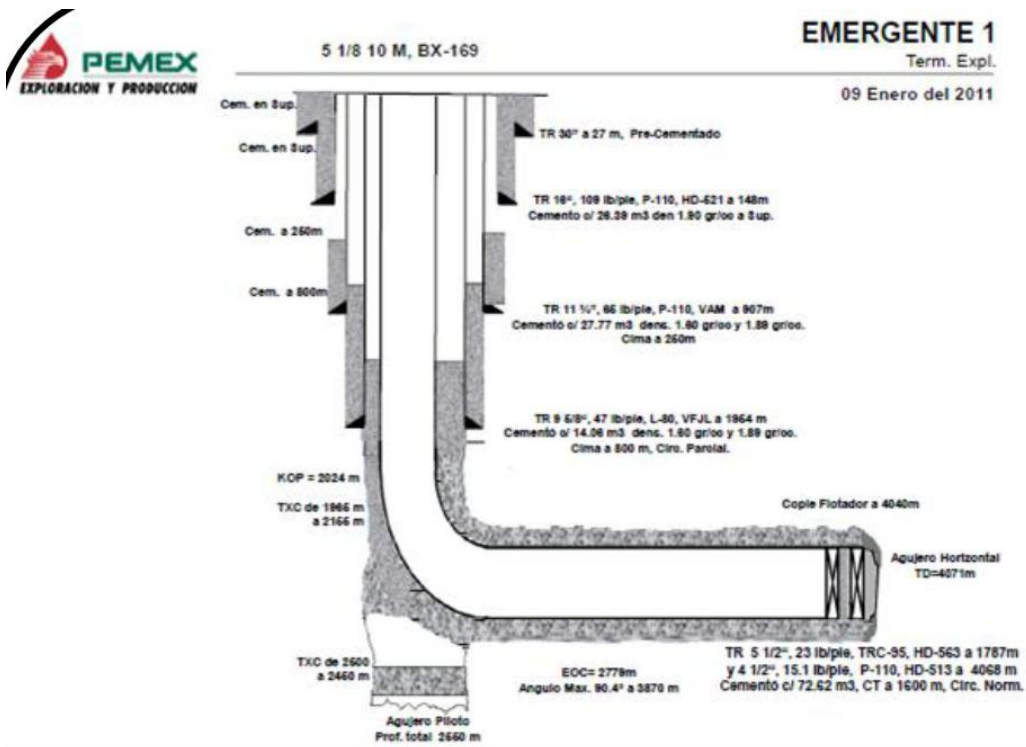


Figura 4.7 Estado Mecánico Pozo Emergente 1
Fuente: Pemex

En la imagen anterior se muestran las etapas de la perforación horizontal hecha para el pozo “Emergente 1”, primeramente podemos observar que se empleó un conjunto de preventores de un diámetro de 5 1/8 pulgadas capaz de tolerar hasta 10,000 libras de presión con una junta o conexión BX-169. Se realiza un pozo conductor a una profundidad de 30 metros revestida con una tubería de revestimiento de 30 pulgadas de diámetro a 27 metros. Posteriormente se inician las etapas importantes de la perforación:

1. Se perfora a una profundidad de 154 metros revestida con TR de 16" con libraje de 109 lb/pie, resistencia a la tensión equivalente a 110 M psi (P-110) y una conexión Hydrill HD-521 a una profundidad de 148 metros cementada con 26.39 m³ con densidad de 1.90 gr/cc hasta superficie.
2. Se perfora a una profundidad de 913 metros revestida con una TR de 11 ¾ pulgadas con un peso de 65 lb/pie, resistente a una tensión de 110 M psi (P-110) con una conexión VAM a una profundidad de 907 metros y cementada con 27.77 m³ con cemento de densidad 1.60 gr/cc y 1.89 gr/cc con cima localizada a 250 m.
3. Se perforó a una profundidad de 1960 metros revestida con una TR de 9 5/8 de pulgada con un peso de 47 lb/pie con una resistencia a la tensión de 80,000 psi (L-80) y conexión VFJL a una profundidad de 1954 metros y cementada con 14.06 m³ con una densidad de 1.60 gr/cc y 1.89 gr/cc con cima localizada a 800 metros a través de una circulación parcial.
4. Se procede con el agujero piloto a una profundidad total de 2550 metros y se realiza el primer tapón de cemento en un intervalo de 2450 metros a 2500 metros, posteriormente se realiza el segundo tapón de cemento en un intervalo de 1965 metros a 2155 metros.
5. Se programa "kick off point" a 2024 metros hasta el punto de entrada o "end of curve" localizado a 2779 metros desarrollados con un ángulo máximo de 90.4° a 3870 metros desarrollados.
6. Se perfora a una profundidad de 4071 metros desarrollados y revestidos con una TR de 5 ½ pulgadas con un peso de 23 lb/pie, una resistencia a la tensión de 95,000 psi (TRC-95) y una conexión HD-563 a una profundidad de 1787 metros verticales y revestida nuevamente con una tubería de revestimiento Liner de 4 ½ pulgadas con un libraje de 15.1 lb/pie con una resistencia a la tensión de 110,000 psi (P-110) y una conexión HD-513 a una profundidad de 4068 metros desarrollados, se colocó cople flotador a 4040 metros desarrollados y se cemento con 72.62 m³ de cemento con una cima localizada a 1600 metros con una circulación normal.

En la siguiente imagen (**Figura 4.8**) se muestra el estado mecánico de las fracturas realizadas en el pozo "Emergente 1":

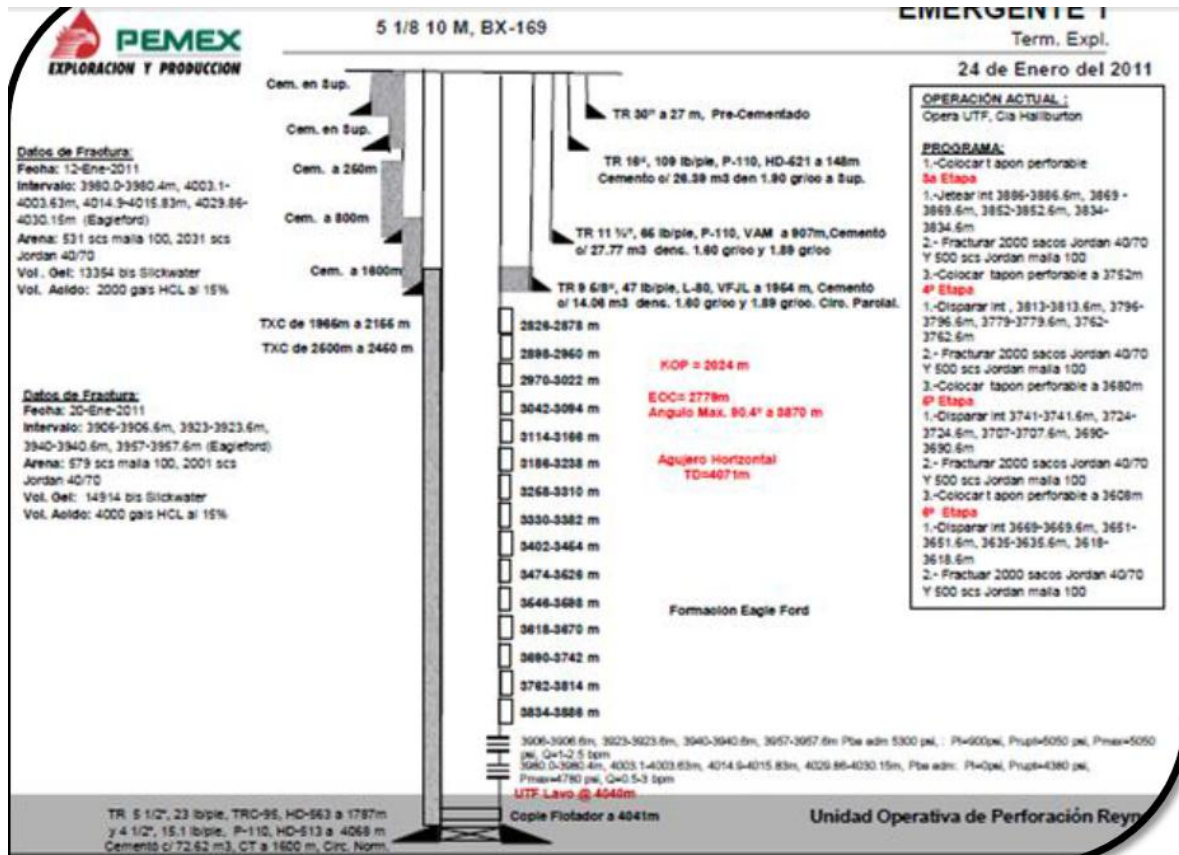


Figura 4.8 Estado Mecánico De Las Fracturas "Primer Etapa" Emergente 1
Fuente: Pemex

En la etapa de fracturamiento se realizó las siguientes operaciones:

1. Se lavó con unidad de tubería flexible (UTF) a una profundidad de 4040 metros desarrollados.
2. Se realizó dos grupos de fractura, a continuación se presentan los datos de cada grupo:

❖ Grupo de Fracturas 1:

- Fecha: 12-enero-2011
- Intervalos disparados:

1. Int. 4: 3980.0 – 3980.4 metros
2. Int. 3: 4003.1 – 4003.63 metros.
3. Int. 2: 4014.9 – 4015.83 metros.

4. Int. 1: 4029.86 – 4030.15 metros.
 - Presión de bomba administrada: No se tiene datos
 - Presión de ruptura: 4380 psi.
 - Vol. De ácido: 2000 galones de HCL al 15%.
 - Cantidad de agente apuntalante (Arena): 531 sacos malla 100.
- ❖ Grupo de Fracturas 2:
 - Fecha: 20-enero-2011
 - Intervalos disparados:
 1. Int. 4: 3906 – 3906.6 metros
 2. Int. 3: 3923 – 3923.6 metros.
 3. Int. 2: 3940 – 3940.6 metros.
 4. Int. 1: 3957 – 3957.6 metros.
 - Presión de bomba administrada: 5300 psi
 - Presión de ruptura: 5050 psi.
 - Vol. De ácido: 4000 galones de HCL al 15%.
 - Cantidad de agente apuntalante (Arena): 579 sacos malla 100.
3. Se coloca tapón perforable a 3896 metros.

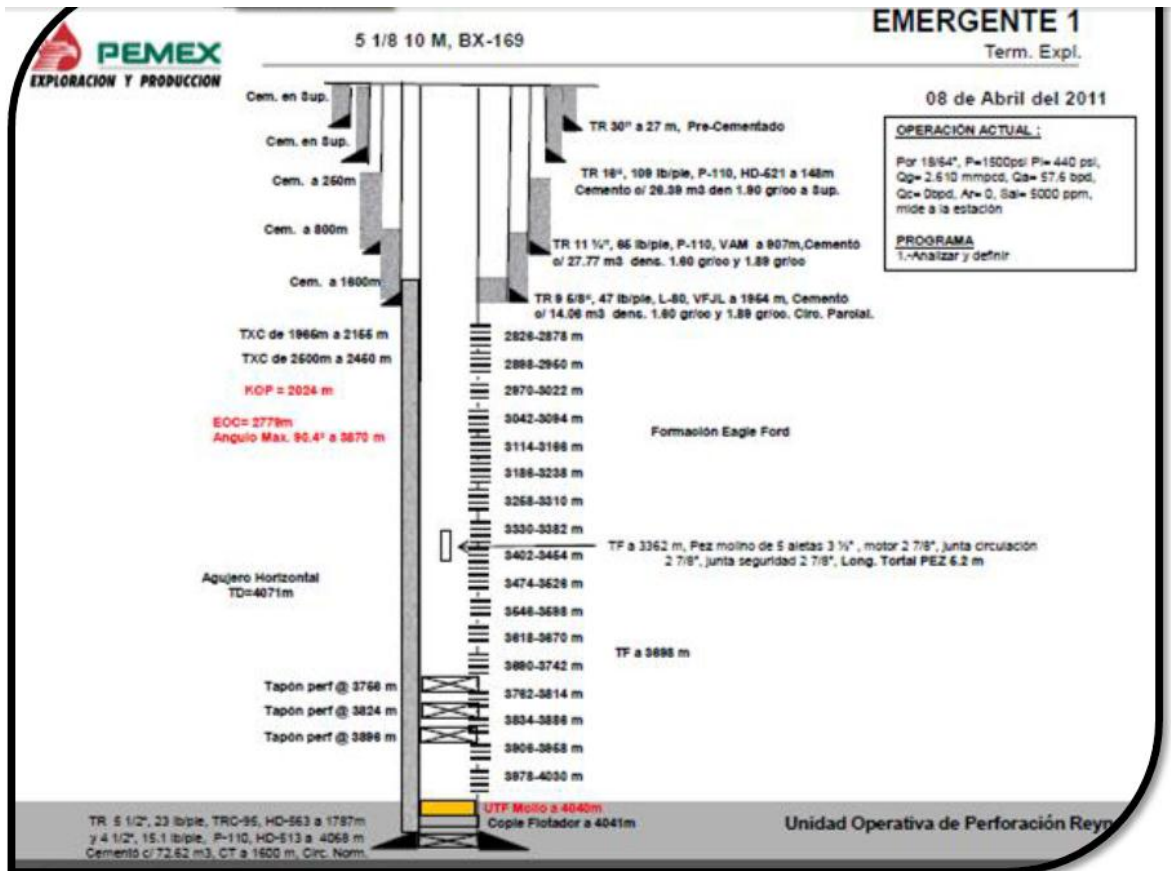


Figura 4.9 Estado Mecánico De Las Fracturas "Segunda Etapa" Emergente 1
Fuente: Pemex

En esta segunda etapa (**Figura 4.9**), se completó los restantes quince grupos de fracturas conformadas por fracturas de tres intervalos, desde 2826 metros a 3886 metros desarrollados, y se colocó tapones perforables a 3824 metros y a 3756 metros desarrollados después de haber fracturado el grupo quince y posteriormente el grupo catorce. Por último se molió con unidad de tubería flexible (UTF) a 4040 metros.

Se presentaron complicaciones en el tramo de T.F. a 3362 metros de profundidad señalando un "pez" de molino de cinco aletas de 3 1/2 de pulgada con un motor de fondo de 2 7/8 de pulgada, junta de circulación de 2 7/8 de pulgada y junta de seguridad de 2 7/8 de pulgada. La longitud total del "pez" fue de 5.2 metros.

4.16 Bibliografía Del Capítulo

- Les Bennett, Joël Le Calvez, George Waters, Paolo Primiero, Leo Eisner, Jim Govenlock, Kazuhiko Tezuka, *La Fuente Para La Caracterización De Fracturas Hidráulicas*, Schlumberger, 2006.
- S.C. Maxwell, N. Steinsberger, R. Zinno, *Microseismic Imagin Of Hydraulic Fracture Complexity In The Barnett Shale*, SPE, 2002.
- Ing. Blanco Ybáñez Alberto Julio, Dr. Vivas Hohl Julio, *Shale Frac: Un Acercamiento A Esta Nueva Tecnología*, Petrotecnia, Abril 2011.
- Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP, *Guía De Diseño Para Fracturamientos Hidráulicos*, Pemex Exploración y Producción, México, 2008.
- Schlumberger, *Mangrove Software De Diseño De Completaciones Multi-Etapas y fracturamientos Hidráulicos*, 2011.
- Pemex Exploración y Producción, *Desarrollo Shale-Gas En México "Pozo Emergente 1"*, México, 2012.

Capítulo V

5 Desarrollo E Infraestructura

Debido a algunas de sus características, como mayor eficiencia y mayor limpieza, el gas natural ha emergido como el combustible de dicha transición. Además, durante los últimos años, el mercado de gas natural en Norteamérica ha experimentado un auténtico cambio de rumbo, causado por el desarrollo y aprovechamiento de las reservas del gas no convencional, particularmente del *shale gas*. Las mejoras en las tecnologías de extracción de este recurso han permitido incrementar tanto las reservas como la producción de gas natural en Estados Unidos. Esto, a su vez, ha impactado de manera significativa los precios del gas en la región. De 2008 a la fecha los precios del gas en Norteamérica cayeron cerca de 70%.

En virtud de lo anterior se estima que la producción nacional de gas natural aumente 4.5% promedio anual durante los próximos 15 años, mientras que la demanda crecerá 3.8%

promedio anual. Por lo tanto, para satisfacer la creciente demanda por este combustible, se requerirá que las importaciones crezcan a una tasa promedio anual de 4.9%, lo que necesariamente implica la ampliación de la infraestructura de transporte y distribución, que incremente la cobertura de este energético a más estados, más municipios y más sectores de la población. Con esto en mente, en noviembre de 2011, se anunció la nueva estrategia de cambio estructural del mercado de gas natural en México, que promueve la ampliación y modernización de la infraestructura de transporte de dicho energético, además de un acelerado crecimiento de la red de distribución. En los próximos 4 años, la red de transporte crecerá en más de 40%, aumentando las oportunidades de inversión y se reflejará la creación de nuevos empleos, impulsando el desarrollo.

En este contexto, donde las condiciones del mercado y la industria del gas natural están cambiando rápidamente, es indispensable contar con las herramientas de planeación que analicen las condiciones actuales del mercado y evalúen los posibles escenarios, proyectando su comportamiento tanto en el mediano como a largo plazo.

5.1 Mercado Prospectivo De Gas Natural, 2010-2035

Este apartado toma como referencia las proyecciones del *International Energy Outlook 2011* y del *Anual Energy Outlook 2012*, ambos publicados por el Departamento de Energía (DOE por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos. En estos documentos se estima que la energía consumida en el mundo incrementará 47% de 2010 a 2035, al pasar de 522.0 PetaBTU⁴ a 769.8 PetaBTU. De acuerdo con estas estimaciones, la demanda de los países que integran la OCDE crecerá 21.1% llegando a 288.2 PBTU en 2035.

Se estima que la mayor parte del crecimiento provendrá de los países con economías emergentes que no son miembros de la OCDE (no-OCDE), en donde el desarrollo económico estará vinculado con un incremento en la demanda de energía. La región de Asia, liderada por China e India, presentará el mayor incremento en el consumo de energía, con un aumento de 91% entre 2010 y 2035. A esta región le seguirá la región de Centro y Sudamérica, cuya demanda se estima aumentará 69% en el mismo periodo.

⁴ El prefijo Peta equivale a 10¹⁵.

La fuente de energía con la mayor tasa de crecimiento serán los renovables, con 2.5% anual. En tanto que la mayor demanda se concentrará en los combustibles líquidos⁵, que en 2035 será de 225.2 PBTU. Los combustibles líquidos cubrirán aproximadamente 29% del consumo en ese año, seguido del carbón, con 27% y el gas natural, con 23%. No obstante, la participación de los combustibles líquidos disminuirá respecto a 2010, debido a una mayor penetración de las fuentes renovables de energía (Figura 5.1).

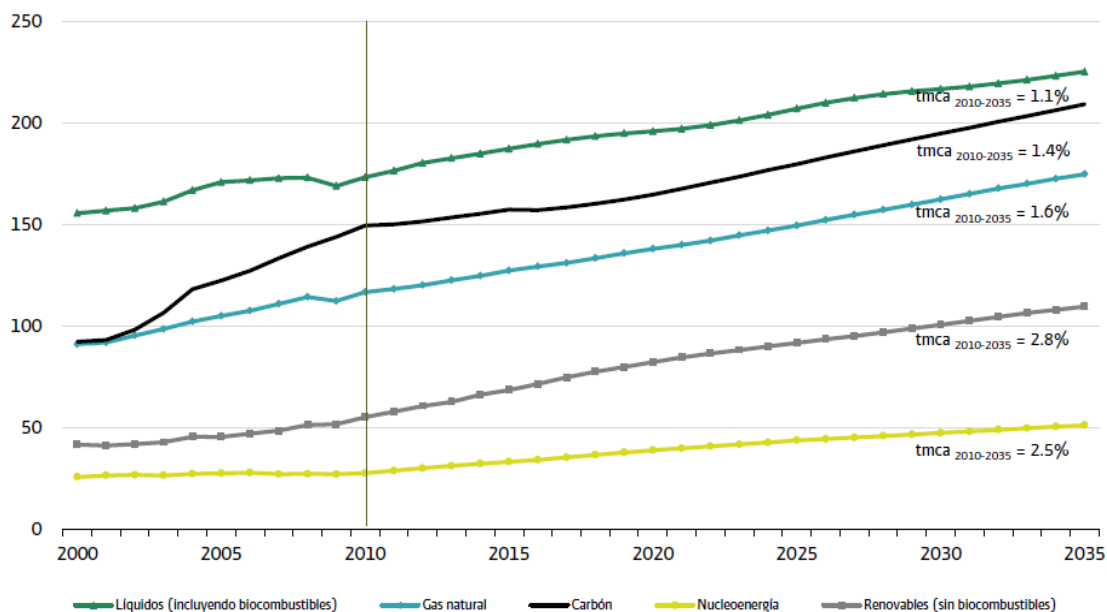


Figura 5.1 Demanda de Energía por Fuente, 2000-2035 (PetaBtu).
 Fuente: International Energy Outlook 2011, Energy Information Administration, U.S.

5.1.1 Demanda Mundial De Gas Natural, 2009-2035

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), se espera que el gas natural tenga un papel cada vez más relevante en la economía energética global. La demanda de gas natural crecerá 1.7% promedio anual entre 2009 y 2035. Es importante mencionar que los pronósticos de crecimiento de demanda son superiores en comparación con el año pasado. Lo anterior es reflejo del mayor crecimiento esperado en la demanda de China, así como al accidente en la planta nuclear de Fukushima, que presionó al alza la demanda de gas natural a nivel mundial.

⁵ Se refieren al petróleo y otros combustibles líquidos derivados del petróleo, además de combustibles líquidos no derivados del petróleo, como el etanol y biodiesel, *coal-to-liquids* y *gas-to-liquids*. El coque de petróleo, aunque sólido, también está incluido. De igual forma, se incluyen condensados de gas natural, petróleo crudo consumido como combustible e hidrogeno líquido.

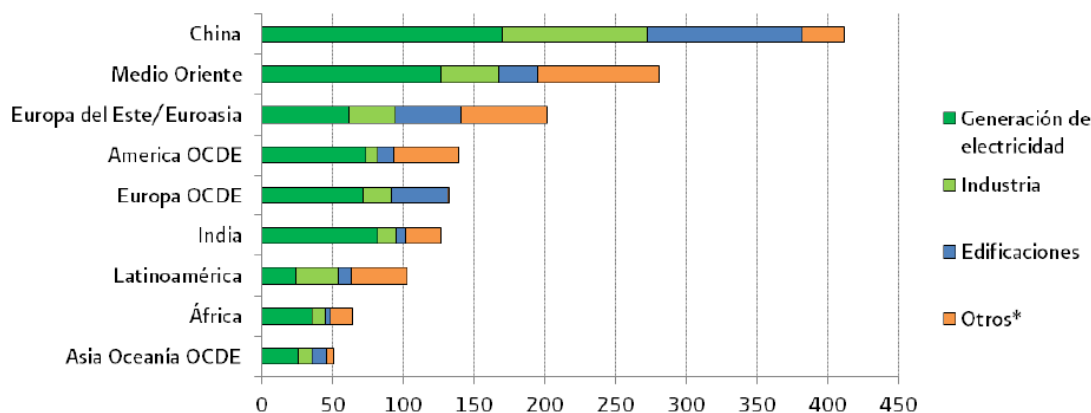
Con base en estas estimaciones, se prevé que la demanda de gas natural a nivel mundial crecerá de 3,300 miles de millones de metros cúbicos (MMMm³) en 2010 a 4,750 MMMm³ en 2035, lo que representa un incremento de 43.9%. La demanda de los países no-OCDE, que en 2009 superó a la de los países OCDE, presentará una tasa media de crecimiento anual de 2.4% hacia 2035. China y la región de Medio Oriente presentará los mayores crecimientos. En contraste, la demanda de gas natural de los países miembros de la OCDE crecerá 0.7% promedio anual de 2009 a 2035 (Tabla 5.1).

	2009	2015	2020	2025	2030	2035	tmca 2009-2035
OCDE	1518	1654	1705	1746	1804	1841	0.74
América	811	852	877	900	928	951	0.61
Estados Unidos	652	680	685	692	703	710	0.33
Europa	537	604	627	644	666	671	0.86
Asia-Oceania	170	198	201	202	210	219	0.98
Japón	97	118	122	122	125	126	1.01
No-OCDE	1558	1911	2183	2417	2668	2909	2.43
Europa del Este/Eurasia	627	698	723	763	797	830	1.08
Países del Caspio	107	124	131	143	151	161	1.58
Rusia	426	467	478	495	513	530	0.84
Asia	357	531	686	796	921	1063	4.29
China	93	197	301	366	435	502	6.70
India	59	76	99	120	150	186	4.52
Medio Oriente	343	402	450	509	578	622	2.32
África	99	112	129	142	153	161	1.89
Latinoamérica	133	168	196	208	220	233	2.18
Brasil	20	41	60	70	80	91	6.00
Mundial	3076	3565	3888	4164	4473	4750	1.69

Tabla 5.1 Demanda Primaria de Gas Natural Por Región, 2009-2035 (MMMm³).

Fuente: World Energy Outlook 2011, Agencia Internacional de Energía.

En el caso específico de China (Figura 5.2), el potencial de crecimiento en la demanda de gas natural está asociado a la baja penetración que tiene el gas natural en los hogares. Tan



sólo 10% de las casas en China poseen gas natural, muy por debajo del promedio mundial (40%). Asimismo, el gobierno de ese país promueve la expansión en el uso de gas natural para diversificar la matriz energética y reducir la contaminación local. Para ello, se ha fijado la meta de incrementar a 10% la participación del gas natural en el portafolio de energéticos hacia 2020.

En cuanto a la demanda mundial de gas natural por sector (**Figura 5.3**), la mayor parte corresponderá a la generación de electricidad. En 2035 dicha demanda será equivalente a 1,925 MMMm³, con un crecimiento esperado de 1.8% durante periodo. Con ello, la participación del gas natural dentro de la matriz de generación será de 22% en 2035.

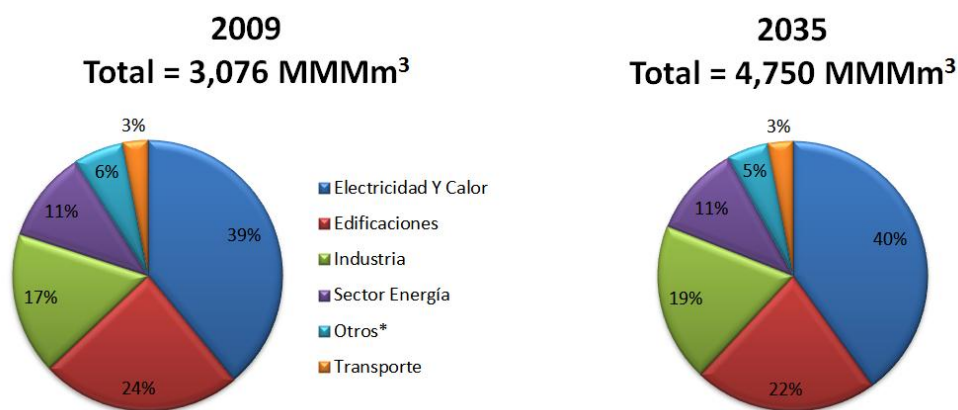


Figura 5.3 Demanda de Gas Natural por Sector, 2009 y 2035 (Participación Porcentual).

*Incluye agricultura y uso no energético.

Fuente: World Energy Outlook 2011, Agencia Internacional de Energía.

La demanda de gas natural en edificios, principalmente para calefacción y calentamiento de agua, representará 21.7% en 2035, y se espera un crecimiento de 1.3% promedio anual durante el periodo prospectivo. El consumo de la industria, en donde el gas se emplea en la producción de vapor, tanto para energía mecánica como para su uso en los procesos que requieren de altas temperaturas, aumentará 2.0% promedio anual de 2009 a 2035, asociado principalmente a la demanda de la industria petroquímica, metalúrgica y cementera. A su vez, este crecimiento será resultado de las ventajas que su uso representa para la industria, ya que es de más fácil manejo y tiene menores impactos ambientales en comparación con otros combustibles fósiles.

En el sector transporte, se proyecta que la demanda de gas crezca a una tasa promedio anual de 5.3%, con lo que ésta ascenderá a 80 MMMm³ en 2035. No obstante, su

participación dentro del total de la demanda energética del sector tan sólo alcanzará 3%. Cabe destacar que, aun cuando el uso de este combustible conlleva ahorros por eficiencia y menos emisiones, el desarrollo de este mercado ha sido limitado por la falta de infraestructura. Tan sólo 5 países (Paquistán, Argentina, Irán, Brasil e India) concentran 70% de la flota mundial de este tipo de vehículos.

5.1.2 Oferta Mundial De Gas Natural, 2010-2035

De acuerdo con estimaciones de la AIE (Tabla 5.2), las reservas de gas natural pueden satisfacer fácilmente las proyecciones de incremento en la demanda. Esta afirmación se ha fortalecido conforme se tiene un mejor entendimiento de la base de reservas recuperables, particularmente de las reservas no convencionales. Se estima que la relación reservas/producción (R/P), considerando el volumen de reservas convencionales recuperables, es de 125 años. Tomando en cuenta que el volumen de reservas no convencionales es similar, se tendría una R/P de 250 años.

Es importante señalar que las reservas no convencionales se encuentran mejor distribuidas en comparación con las convencionales. Esto tiene implicaciones para la seguridad energética, ya que todas las regiones tienen reservas recuperables para abastecer al menos 75 años de su consumo actual. Sin embargo, debe señalarse que existen inversiones considerables asociadas al desarrollo de dichas reservas. En un análisis de la AIE, se señala que existen volúmenes importantes de gas natural que pueden ser desarrollados a costos similares a los observados en Estados Unidos (entre 3 y 7 USD por millón de BTU).

	2009	2015	2020	2025	2030	2035	tmca 2009/2035
OCDE	1148	1181	1227	1242	1275	1297	0.47
América	796	814	840	865	905	932	0.61
Canadá	164	161	176	178	172	172	0.18
México	48	45	46	51	59	60	0.86
Estdos Unidos	583	606	616	633	669	696	0.68
Europa	294	279	259	240	222	204	-1.4
Holanda	79	83	67	54	41	28	-3.91
Noruega	106	109	117	122	124	120	0.48
Reino Unidos	62	37	27	17	12	10	-6.78
Asia-Oceanía	55	84	124	134	146	159	4.17
Australia	47	78	120	131	144	158	4.77
No-OCDE	1903	2384	2661	2921	3197	3452	2.32

Europa del Este/Eura	753	909	957	1069	1138	1197	1.8
Rusia	572	679	692	779	822	858	1.57
Tukmenistán	38	71	89	98	109	120	4.52
Azerbaiyán	16	22	39	48	55	56	4.94
Asia	393	502	581	642	708	773	2.64
China	85	135	176	212	252	290	4.83
India	46	63	78	91	105	120	3.76
Indonesia	77	95	102	106	112	119	1.69
Malasia	60	69	71	72	73	74	0.81
Medio Oriente	412	527	580	614	701	773	2.45
Qatar	89	160	174	180	205	219	3.52
Irán	137	137	151	165	195	225	1.93
Iraq	1	9	28	41	57	70	17.75
Arabia Saudita	75	89	95	97	108	116	1.69
EAU	49	50	52	52	56	60	0.78
África	196	260	320	361	399	442	3.18
Argelia	78	107	134	147	160	171	3.07
Nigeria	23	40	56	75	91	110	6.2
Libia	16	15	20	25	35	49	4.4
Latinoamérica	152	190	228	238	253	269	2.22
Brasil	12	24	55	73	88	99	8.45
Venezuela	22	25	31	40	56	73	4.72
Argentina	44	48	54	52	45	41	-0.27
Mundial	3051	3565	3888	4164	4473	4750	1.72
%no convencional	13%	n.d	15%	n.d	n.d	22%	n.d

Tabla 5.2 Producción Primaria de Gas Natural Por Región y Tipo, 2009-2035 (MMMm³).

Fuente: World Energy Outlook 2011, Agencia Internacional de Energía.

En lo que respecta a la producción necesaria para satisfacer los requerimientos futuros, se estima que la mayor parte de la producción provendrá de recursos convencionales. Sin embargo, la participación de los recursos no convencionales se incrementará de 13% en 2009 a 22% en 2035. La mayor parte de la producción de los recursos no convencionales provendrá de *shale gas* y de metano en lechos de carbón (coalbed methane). La producción de ambos alcanzará una participación de 9% del total en 2035.

Asimismo, se estima que el mayor crecimiento de la producción provendrá de países no miembros de la OCDE, con una participación de 72.7% sobre el total mundial al final del periodo. En Asia, China se convertirá en uno de los principales productores de gas, a pesar de que seguirá dependiendo fuertemente de las importaciones. La producción de este país se incrementará de 85 MMMm³ en 2009 a 290 MMMm³ en 2035. La mayor parte de este comportamiento estará asociado al desarrollo de reservas de gas en arenas compactas (tight gas) y *shale gas* (China realizó la primera licitación para el desarrollo de

shale gas a mediados de 2011). En 2012, este país lanzó su primer plan quinquenal para el desarrollo de *shale gas*, estableciendo metas ambiciosas de producción tratando de emular el éxito que ha logrado Estados Unidos.

La producción esperada de la India será de 120 MMMm³ hacia 2035. Al igual que China, este país tiene un fuerte interés en el desarrollo de los campos de gas no convencional. En el 2012 obtuvo la quinta licitación relativa a campos de metano en lechos de carbón y otras más para campos de *shale gas*.

En Medio Oriente se espera que la producción incremente 2.5% promedio anual, hasta alcanzar 770 MMMm³ en 2035. El detonador inicial de este aumento está ligado con la nueva planta de licuefacción en Qatar y la entrada en operación del proyecto Pearl de Gas a Líquidos (GTL). Se espera que la producción de este país se incremente de 89 MMMm³ en 2009 a 160 MMMm³ en 2015. Posteriormente, se espera un incremento más moderado debido a la moratoria de nuevos proyectos en el yacimiento más grande del mundo (North Field). En lo que respecta a Irán, otro de los principales productores en la región, los pronósticos de crecimiento en la producción para el corto plazo son limitados, debido a las sanciones internacionales que restringen la inversión extranjera y transferencia tecnológica.

En el Norte de África, los productores han sido afectados por los conflictos en la región. En Libia las estimaciones se han calculado a la baja comparación con el año anterior debido a los conflictos existentes en el país. En Argelia se espera que la producción incremente a 170 MMMm³ en 2035. Adicionalmente, se estima una mayor participación de los países subsaharianos, con Nigeria y Angola liderando los incrementos en la región.

En América del Sur, la producción de gas natural de campos convencionales seguirá predominando. Brasil será el país de la región que presente los mayores incrementos, aumentando en casi nueve veces su producción actual para alcanzar 100 MMMm³ en 2035. Con ello, desplazará a Argentina como el principal productor de la región y se convertirá en un exportador neto.

La producción incremental de los países de la OCDE en Europa provendrá, en los primeros años del periodo prospectivo, del gas convencional de Noruega y, posteriormente, de los depósitos de *shale gas* de Polonia. Sin embargo, la producción de estos países no será suficiente para compensar las declinaciones de los otros países, por lo que la producción de la región disminuirá de 300 MMMm³ en 2009 a poco más de 200 MMMm³ en 2035. En Norteamérica, se estima que la proporción de gas natural proveniente de campos no convencionales ascenderá a 64% en 2035.

5.1.3 Comercio Mundial De Gas Natural, 2010-2035

Hacia el futuro, se prevé un incremento en el volumen comercializado de gas natural, tanto por gasoductos como por medio de gas natural licuado (**Tabla 5.3**). El mayor incremento en el comercio de gas por ductos será en Eurasia, con la expansión de la capacidad de Rusia y de los países del Caspio. El principal destino de dicho gas serán los mercados Europeos y China. En noviembre de 2011 se concesionó el gasoducto de Nord Stream, que permitirá transportar el gas de Rusia hacia Europa a través del Mar Báltico. Este sistema incluirá dos gasoductos de 1,244 km, con una capacidad para transportar 55 MMMm³ anuales de gas natural. Asimismo, con la entrada en operación de este gasoducto, se espera un aumento en las exportaciones de Turkmenistán hacia China.

En lo que respecta al comercio de GNL, se espera un aumento de más de 60% en la capacidad de licuefacción hacia 2020. En Australia, derivado de los acontecimientos en Fukushima, se ha impulsado el desarrollo de proyectos de licuefacción. De hecho, este país se convertirá en el segundo exportador de GNL después de Qatar, con un volumen esperado de 85 MMMm³ en 2020 y 115 MMMm³ en 2035. Durante los primeros meses de 2011, se comprometieron inversiones para tres proyectos para la producción de GNL a partir de metano en lechos de carbón en Australia –*Galdstone, Australia Pacific LNG y Wheastone*- así como del proyecto Prelude para construir la primera planta de LNG flotante en la costa oeste de dicho país.

Por otro lado, aun cuando el consumo en la región de Medio Oriente se incrementará, su producción continuará siendo superior a la demanda, por lo que seguirá siendo suministrador importante a nivel mundial. De igual forma, las exportaciones de África crecerán de forma importante, al pasar de 100 MMMm³ en 2009 a 280 MMMm³ en 2035. Estas exportaciones se llevarán a cabo tanto a través de gasoductos (principalmente en el Norte de África) como por medio de GNL.

País	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cuenca del Atlántico	78.1	83.3	92.5	92.5	92.5	92.5
Argelia	20.3		9.2			29.9
Angola	0	5.2				5.2
Medio Oriente	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
Cuenca del Pacífico	101.3	105.6	105.6	110.6	137.8	150.8
Australia	19.5	4.3		5	11.1	48.4
Papúa Nueva Guinea					6.6	6.6
Canadá					5	5
Estados Unidos					4.5	9
Mundial	279.8	289.3	298.5	303.5	330.7	343.7

Tabla 5.3 Capacidad adicional de licuefacción, 2011-2016 (Millones de toneladas).

Fuente: Cedigaz

Por otro lado, se estima que 35% del incremento total en el comercio mundial estará asociado a los requerimientos de importación de China, que irán de 10 MMMm³ en 2009 a 125 MMMm³ en 2020 y a más de 210 MMMm³ en 2035. Con ello, China se convertirá en el segundo mercado de importación más importante del mundo, sólo después de Europa.

En Europa, los requerimientos de importaciones se incrementarán en comparación con las proyecciones del año pasado, asociado al mayor consumo esperado de gas. Las estimaciones de importación por parte de los países OCDE en Europa se ubicarán en 470 MMMm³ hacia el final del periodo, volumen casi dos veces superior a 2009.

5.2 Escenarios De Producción Nacional, 2012-2026

Dadas las condiciones actuales del mercado, para lograr una rentabilidad que permita el desarrollo de *shale gas*, se deben llevar a cabo acciones para alcanzar niveles de costos similares a los observados en los proyectos desarrollados en EUA.

Por otro lado, PEMEX Exploración y Producción (PEP) debe acelerar la adquisición, interpretación y perforación de pozos para incrementar la certidumbre de los recursos prospectivos, productividad por pozo y mejorar el diseño de los proyectos.

La magnitud y dispersión geográfica del recurso obliga a ejecutar operaciones a gran escala que requerirán inversiones sostenidas y de gran magnitud para perforar los miles de pozos necesarios para su extracción.

Para ello, se propone complementar la capacidad de ejecución de PEP con contratos Integrales, para así cumplir con la capacidad adicional requerida para el desarrollo de estos proyectos en capital y servicios.

Existen dos escenarios de oferta: el Inercial y el ENE (**Figura 5.4**). En el primero, las proyecciones se realizaron bajo el supuesto de que no se modificarán las condiciones actuales de producción. El escenario ENE incluye la visión de largo plazo plasmada en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026. En ambos escenarios prevén una premisa importante, que es aprovechar adecuadamente la explotación de los yacimientos potenciales de *shale gas* del país. La diferencia radica en que el escenario Inercial plantea un escenario más conservador que el escenario ENE.

El escenario Inercial promedia una producción de gas hidrocarburo de 7,356 MMpcd entre 2012-2026, registrando en el último año un volumen de 8,958 MMpcd extraídos. En tanto, se estima que el escenario ENE promedie 8,077 MMpcd en el mismo periodo, con una producción de 11,472 MMpcd en 2026.

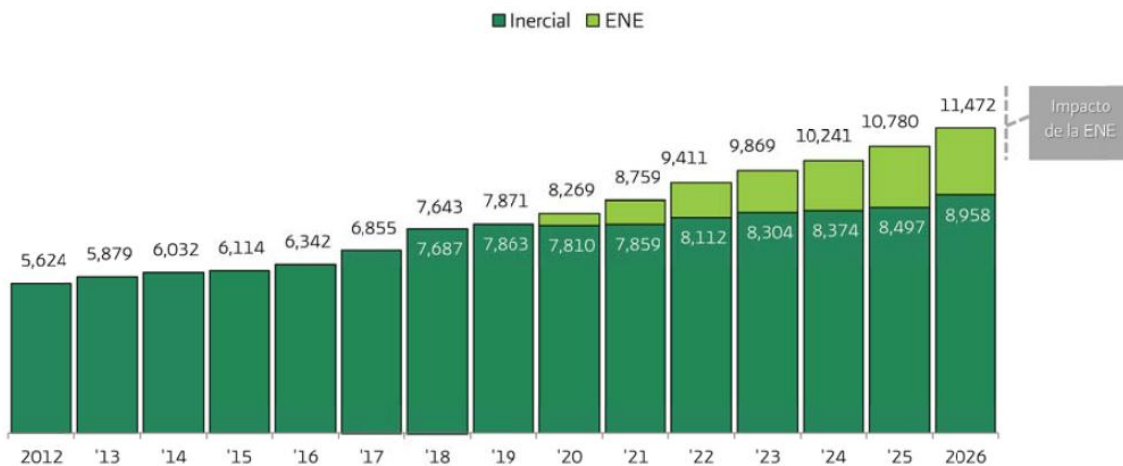


Figura 5.4 Evolución de la Producción de Gas Natural (Millones de Pies Cúbicos Diarios)

Nota: La producción de gas natural no incluye nitrógeno.

Fuente: PEMEX

Algunas consideraciones relevantes que dan sustento al escenario Inercial de producción de gas natural son las siguientes:

- Se actualiza la estrategia de desarrollo del gas asociado proveniente de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Aceite Terciario del Golfo (Chicontepepec).
- Incrementar sustancialmente la explotación en las cuencas de Burgos, Veracruz, Tampico-Misantla y las del Sureste. Posteriormente, se desarrollan componentes exploratorias en estos proyectos en el largo plazo.
- Se desarrolla el play de Eagle Ford, con ayuda de los contratos integrales.

El escenario Inercial (**Figura 5.5**) considera el desarrollo de un solo play de shale gas en la región norte, conocido como Eagle Ford, cuya explotación se iniciaría en 2016 y se estima una aportación de 200 MMpcd, hasta alcanzar una producción de 1 343 MMpcd en 2026.

De la misma forma, el escenario ENE (Figura 5.6) considera una aportación a la producción base de 200 MMpcd de *shale gas* a partir de 2016 en el play de Eagle Ford, y el desarrollo de un play adicional, La casita. Con ello, se alcanzaría una producción de shale gas de 3,279 MMpcd en 2026.

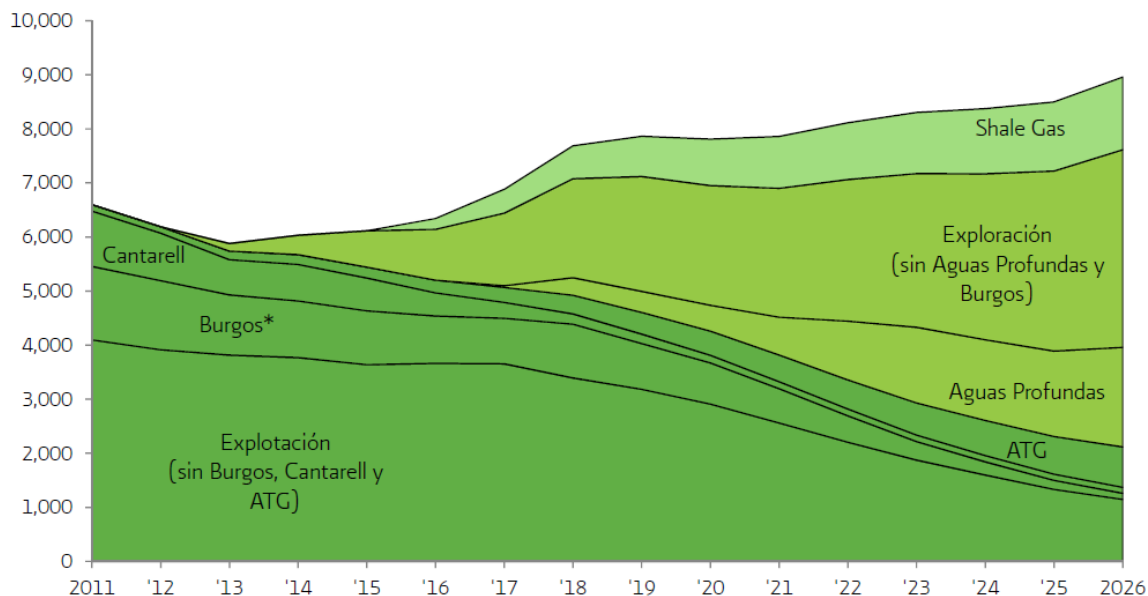


Figura 5.5 Producción de Gas Natural del Escenario Inercial por Grandes Proyectos, 2012-2026^{1/} (Millones de Pies Cúbicos Diarios)

^{1/}La producción de gas no incluye Nitrógeno

*Incluye Contratos de Obra Pública Financiada (COPF)

Fuente: PEMEX

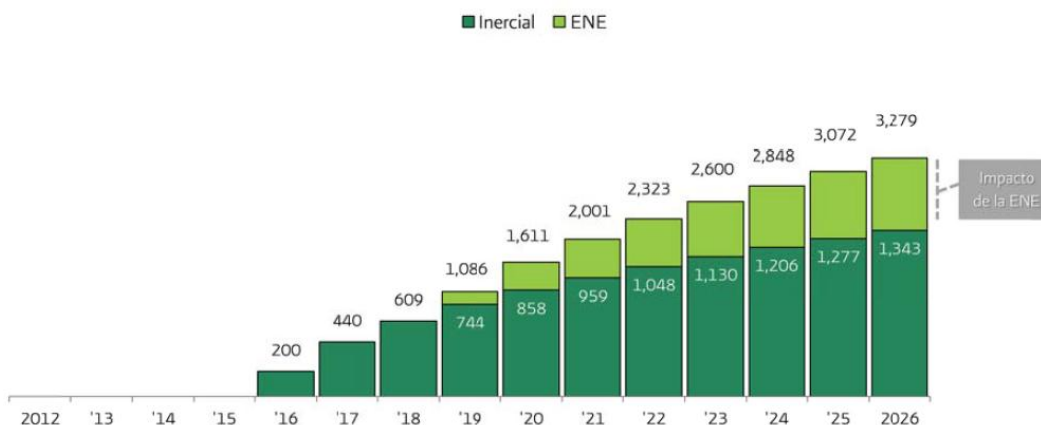


Figura 5.6 Evolución de la Producción de Shale Gas en México (Millones de Pies Cúbicos Diarios)

Fuente: PEMEX

En el caso de Eagle Ford casi no existe “flowback”⁶. Las formaciones que se consideraron son las mismas presentes en el Plan de Negocios: ks Eagle Ford (Cretácico superior) y Js Casita (Jurásico superior) (**Figura 5.7**).



Figura 5.7 Localización de Reservas Potenciales de Shale Gas en México.
Fuente: PEMEX

Es importante mencionar que los escenarios de producción antes descritos, dependen de la asignación presupuestal y de la propia capacidad financiera de la empresa. La disposición oportuna y suficiente de recursos financieros es determinante para alcanzar las metas de producción, tanto de crudo como de gas natural. La administración y asignación de los mismos en los distintos proyectos del portafolio de inversión, definirá el escenario alcanzado al final del horizonte de planeación.

El escenario Inercial considera una inversión anual casi constante, con un crecimiento de tan solo 1.4% promedio anual en el período 2012-2026, mientras que el escenario ENE requiere que la inversión crezca 4% anual en promedio en el mismo periodo. Cabe

⁶ Flowback o agua producida.- se refiere al agua que fue inyectada para el fracturamiento del yacimiento de *shale gas* y que regresa a la superficie durante la producción del mismo. Dependiendo de la formación específica, esta agua puede contener disueltos sólidos, hidrocarburos y metales pesados. En caso de que contenga metales pesados, no es factible la reinyección de esta agua al pozo por las concentraciones bario y estroncio, así como su potencial para precipitar la calcita dentro del pozo de inyección, de otra forma es posible emplearla en otras etapas de hidrofractura. Asimismo, no es posible descargarla directamente a corrientes de agua debido a sus efectos negativos al medio ambiente.

mencionar que le escenario ENE requiere 1.2 veces la inversión acumulada contemplada en el escenario Inercial.

5.2.1 Volumen Físico De Transporte De Gas Natural

La elaboración de los escenarios sobre volumen físico de transporte de gas natural se basa en los proyectos de expansión de gasoductos de PEMEX y CFE, enfocados en satisfacer la demanda esperada de gas seco en las distintas regiones del país, principalmente del sector eléctrico e industrial (Figura 5.8).

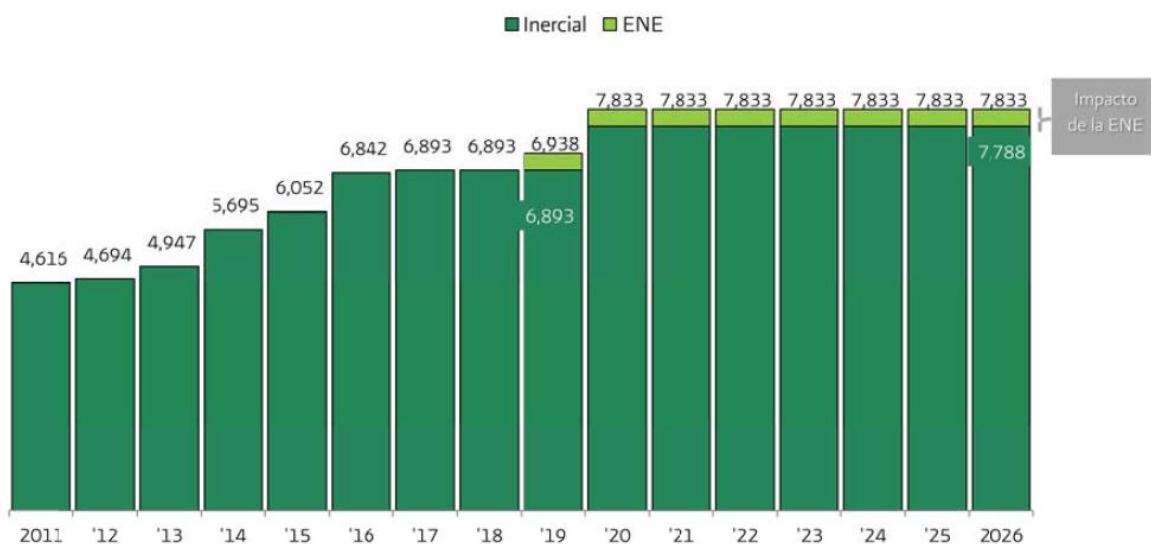


Figura 5.8 Evolución del Volumen Físico de Gas Natural Transportado (Miles de Metros Cúbicos)

Fuente: SENER

Las diferencias existentes entre el volumen físico de transporte de gas natural del escenario Inercial y el escenario ENE están vinculadas al desarrollo de los proyectos de *shale gas*. Ambos escenarios consideran los requerimientos de infraestructura asociados al desarrollo del *play* Eagle Ford. Sin embargo, el escenario ENE integra dentro de sus pronósticos el volumen físico de transporte adicional en gasoductos necesarios para la explotación del *play* La Casita.

En lo que respecta al futuro desarrollo de proyectos de *shale gas*, debe señalarse que éstos requieren de minería superficial, procesamiento in-situ y disposición de residuos. Todas estas actividades modifican el uso de tierra en donde se desarrollan.

Las operaciones de fractura hidráulica en las formaciones profundas de *shale gas* pueden extenderse y contaminar mantos acuíferos. Por ello, es necesario un monitoreo sísmico para asegurar que la fracturación hidráulica induzca actividades microsísmicas solamente en el yacimiento. A su vez, existe la posibilidad de que la perforación y la fracturación hidráulica generen sismos de bajas magnitudes, imperceptibles para la población. En este

sentido, con la intención de concientizar a las comunidades aledañas sobre los trabajos, es necesario un monitoreo constante así como la publicación de los resultados.

Los fluidos empleados en los trabajos de fracturación hidráulica se componen esencialmente de agua, alrededor de 98%, mientras que el resto son químicos que mejoran la efectividad de los trabajos, tales como reductores de viscosidad y fricción, anticorrosivos y biosidas. Los contenidos disueltos en estos fluidos pueden representar un peligro en concentraciones importantes, por lo que es necesario realizar análisis periódicos a los mantos de agua circundantes para evitar que la población se exponga a ellos. Debido a que el desarrollo de estos proyectos es intensivo en el uso de agua, debe considerarse la hidrología local para cada región específica.

Las operaciones de perforación requieren de un importante desarrollo de infraestructura, tal como la construcción de caminos, gasoductos y centros procesadores. Por ello, con la intención de minimizar el impacto social y ambiental, se debe comprometer con la remediación de suelos una vez que finalicen los trabajos petroleros, considerar el efecto del uso intensivo de camiones para transporte de equipo y el impacto sonoro derivado de las operaciones extractivas.

Por todo lo anterior, un reto importante consiste en minimizar cualquier impacto a la población mediante la aplicación de una regulación adecuada y tecnología de vanguardia.

5.3 Prospectiva Del Mercado Nacional De Gas Natural 2012-2026

Este apartado contiene el análisis de la infraestructura de transporte, así como de la oferta y demanda futura del mercado de gas natural para el periodo 2012-2026. Al contemplar una mayor disponibilidad de gas natural, se espera un incremento en la demanda industrial y eléctrica.

5.3.1 Prospectiva De Infraestructura De Gasoductos

La situación actual y las perspectivas del mercado de gas natural, tanto nacional como internacional, contemplan una alta disponibilidad de este hidrocarburo y precios bajos del energético en Norteamérica. Este entorno ha motivado una serie de acciones y proyectos que buscan aprovechar, tanto en el mediano como en el largo plazo, las ventajas de una mayor utilización del gas natural en nuestro país.

La SENER, en conjunto con Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), ha puesto una estrategia integral para el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución del gas natural. El objetivo es llevar gas natural a un mayor número de regiones y reforzar la infraestructura existente. Lo anterior permitirá dar flexibilidad operativa al sistema de

transporte de gas natural y seguridad en la prestación del servicio, para beneficio de todos los usuarios.

Los ejes de la estrategia para desarrollar el mercado de gas natural en México incluyen un nuevo arreglo institucional, el incremento tanto en la infraestructura de transporte como en la de distribución y el desarrollo de mercados potenciales (gas por rueda o barco). Además, la CRE y PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) analizan proyectos de servicios de almacenamiento.

Respecto al nuevo arreglo institucional, se está discutiendo un proyecto de nuevo reglamento de Gas Natural en el que se propone separar a PGPB de forma gradual, en suministrador, transportista, y Gestor Independiente. La función del Gestor Inmediato es optimizar el uso de la infraestructura de los sistemas de transporte interconectados al Sistema de Transporte Nacional Integrado, no controlado por los transportistas (entidad filial de PEMEX y separada de PGPB). Asimismo, se busca establecer limitantes a la integración vertical entre transporte y la comercialización de gas natural. Para ello, PEMEX dejará de distribuir gas natural mediante la desincorporación de ramales y se licitarán nuevas zonas de distribución.

Con la estrategia integral de infraestructura se busca desarrollar mercados potenciales, mediante el transporte de gas natural por ruedas y por barco. Con ello, se atenderían mercados que cuentan con poca demanda energética o que se encuentran alejados de la infraestructura de ductos.

5.3.1.1 Gasoducto De Manzanillo-Guadalajara

El gasoducto Manzanillo-Guadalajara fue construido por la empresa Energía Occidental de México S. de R.L. de C.V., que fue la ganadora de la licitación hecha por la CFE. En marzo de 2012 se inauguró el proyecto, con el que se podrá garantizar el transporte de gas natural entre a Terminal de Almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado y las centrales de generación eléctrica Manzanillo I y II. Asegurando el suministro de energía para las centrales eléctricas en el Occidente del país. El ducto también permitirá atender los requerimientos de los sectores productivos y del desarrollo industrial de la región occidental del país.

Este gasoducto tienen una longitud total de 313 kilómetros, una capacidad de 500 MMpcd y un diámetro de 30 pulgadas, Consta de los tramos, el primero va de la Terminal de Gas Natural Licuado Manzanillo (TGNLM) a las centrales eléctricas Manzanillo I y II. El segundo tramo corre de la TGNLM al extremo del gasoducto 24"-36"-30"-36" Cd. Pemex-Guadalajara, en El Castillo, en Guadalajara, Jalisco. El desarrollo del proyecto presentó una inversión de 358 millones de dólares.

5.3.1.2 Gasoducto Tlaxcala-Morelos

El ducto tendrá una trayectoria que irá de La Magdalena Soltpec, Tlaxcala, a Yecapixtla en Morelos. La empresa ganadora de la licitación llevada cabo por CFE fue Elecnor de México, S.A. de C.V (Figura 5.9).



Figura 5.9 Proyectos de Infraestructura de Gasoductos en la Zona Centro, Golfo y Occidente

Fuente: SENER

El gasoducto constará de dos partes: 1) desde la interconexión con el gasoducto de 30 pulgadas del SNG propiedad de PGPB, trayecto “Esperanza-Venta de Carpio”, en Nativitas, Tlaxcala, hasta la Central de generación eléctrica Centro, en el Municipio de Yecapixtla, Morelos; 2) desde la interconexión con el gasoducto de 30 pulgadas hasta la interconexión con el gasoducto de 48 pulgadas del SNG propiedad de PGPB, trayecto “Cempoala- Santa Ana”, en el municipio de Tlaxco, Tlaxcala. La entrada en operación del gasoducto será en junio de 2013.

Con una inversión estimada de 210 MM\$US, la longitud del ducto será de 170 km, poseerá un diámetro de 30 pulgadas y su capacidad de transporte será de 320 MMpcd. El ducto abastecerá a la central de ciclo combinado Centro I y posteriormente a la central Centro II.

5.3.1.3 Gasoducto Tamazunchale- El Sauz

La trayectoria de este ducto va de Tamazunchale, San Luis Potosi, a El Sauz en Querétaro. Tendrá una longitud de 200 km, un diámetro de 30 pulgadas y una capacidad de 630 MMpcd. El fallo de la licitación, por parte de la CFE, fue a favor de Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C.V., propiedad de Transcanada. La inversión

estimada para esta obra de infraestructura es de 600 MM\$US. La entrada de operación de este ducto se contempla para marzo de 2014.

El gasoducto iniciará en el punto de interconexión con el ducto existente Naranjos-Tamazunchale, propiedad de Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, y su punto de entrega será en la central El Sauz, en Querétaro. EL transportista deberá dejar las preparaciones mínimas necesarias para una futura interconexión hacia la central de generación de Tula, en Hidalgo. Este ducto es estratégico para alimentar a las nuevas centrales de ciclo combinado que se instalarán en el centro del país, entre las que se encuentran Valle de México II, Valle de México III y Jorge Luque. Por ello, también se interconectará al SNG en las inmediaciones de El Sauz.

5.3.1.4 Gasoducto Chihuahua (Frontera Internacional- El Encino)

El gasoducto Corredor Chihuahua contará con un punto de recepción localizado en San Isidro, municipio de Juárez, Chihuahua, que permitirá llevar gas natural dentro del territorio nacional desde la interconexión con un gasoducto de la empresa El Paso Natural Gas. La empresa Fermaca desarrolla el proyecto, y se estima el inicio de operaciones en julio de 2013 (**Figura 5.10**).

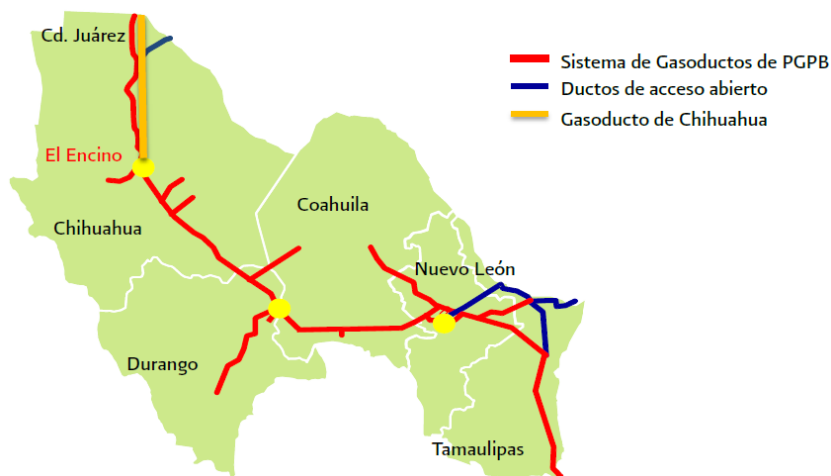


Figura 5.10 Proyecto de Gasoductos de Chihuahua

Fuente: SENER

Dicho ducto permitirá llevar gas natural hasta los puntos de entrega de las centrales de generación eléctrica, tanto existentes como futuras. Abastecerá de gas natural a las centrales de generación eléctrica en Chihuahua, Durango y Coahuila. En este proyecto se prevé la construcción futura de un ramal para otras centrales de la región. Para ello, contará con una longitud de 385 km y un diámetro de 36 pulgadas. El ducto tendría una capacidad de 850 MMpcd. La inversión estimada para este proyecto será de 500 MM\$US.

5.3.1.5 Gasoducto Frontera-Los Ramones-Centro

Este gasoducto se desarrollará en tres fases: la fase 1 Frontera-Ramones, la fase 2 de Ramones- Apaseo El Alto y la fase 3 San Luis- Aguascalientes. Partiendo de la frontera con Estados Unidos, el ducto pasará por Los Ramones, Linares, Metehuala, San Luis Potosí, Querétaro y, finalmente Apaseo el Alto, en Guanajuato. Otro tramo partirá de San Luis Potosí hasta Aguascalientes (**Figura 5.11**). La longitud total del ducto será de 1,221 km, con diámetros de 48, 42 y 24 pulgadas, y una potencia de compresión instalada de 247,200 HP. La capacidad del gasoducto Frontera- Los Ramones será de alrededor de 2,100 MMpcd y del tramo Los Ramones hacia el centro será de alrededor de 1,400 MMpcd .



Figura 5.11 Proyecto de Gasoducto Frontera- Los Ramones-Centro

Fuente: SENER

El ducto es estratégico para el país, ya que permitirá eliminar cuellos de botella, dotar de redundancia al SNG y suministrar gas natural, junto con el resto de la infraestructura de transporte hacia el Centro Occidente a los sectores petrolero, industrial y residencial, así como apoyar al establecimiento de nuevas centrales eléctricas en el Centro-Occidente del país.

5.3.1.6 Gasoducto Del Noroeste

El proyecto del gasoducto Noroeste cerrará un circuito con el corredor Chihuahua, fortaleciendo la operación y flexibilidad del sistema de gasoductos en el norte del país. La primera etapa del proyecto va de Tucson, Estados Unidos, a Sásabe, Puerto Libertad y Guaymas en Sonora. La segunda etapa parte de Guaymas a El Oro, Sinaloa. La tercera etapa unirá El Encino, Chihuahua, con Topolobambo en Sinaloa (Figura 5.12).

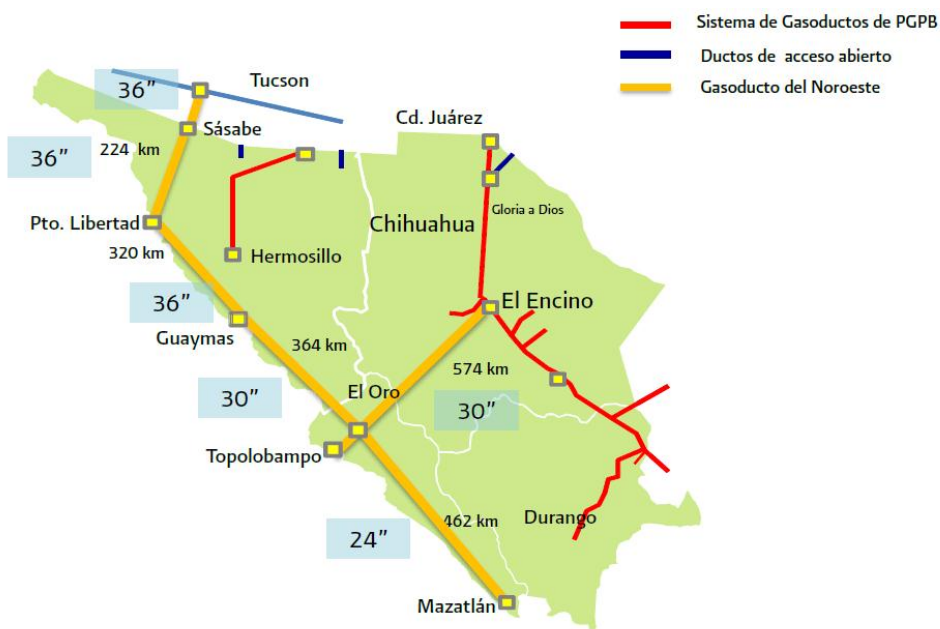


Figura 5.12 Proyecto Gasoducto del Noroeste
Fuente: SENER

El gasoducto permitirá abastecer centrales térmicas convencionales que serán convertidas para utilizar gas natural en lugar de combustóleo. Estas centrales se encuentran en la costa occidental de Sonora y Sinaloa, como Puerto Libertad, Guaymas, Topolobambo y Mazatlán. Apoyará el desarrollo de nuevas centrales de ciclo combinado en la región, tales como Guaymas II y III, en Sonora; Topolobambo II (El Fresnal), Topolobambo III (Hermosillo) y Mazatlán, en Sinaloa; y, Norte II, III, IV, V y VI, y el Encino, en Chihuahua. El gasoducto contará con capacidad adicional suficiente para abastecer la demanda de gas natural en la región, con lo que se fortalecerá de manera importante el desarrollo económico de los estados de Sonora y Sinaloa, permitiendo generar inversiones y reducir costos.

La longitud total será de 2,041 km y contará con ductos de diámetros de 24, 30 y 36 pulgadas. La capacidad en conjunto con el proyecto del gasoducto Chihuahua será de 1 606 MMpcd y requerirá una inversión estimada (incluyendo estaciones de compresión) de alrededor de 24,448.3 MM\$US. La entrada en operación del tramo Sásabe-Puerto Libertad

será en octubre de 2014, el tramo Puerto Libertad-Guaymas en julio de 2015, el tramo El Encino-Topolobambo iniciará operaciones en marzo de 2016, el trayecto de Gaymas a el Oro en julio de 2016 y el trayecto El Oro-Mazatlán iniciará en diciembre de 2016.

5.3.1.7 Gasoducto De Zacatecas

El gasoducto irá de Aguascalientes a Calera, Zacatecas (**Figura 5.13**). La longitud del ducto será de 165 km y tendrá un diámetro de 10 pulgadas. La capacidad inicial del ducto será de 20 MMpcd, y podrá llevar hasta 40 MMpcd con compresión adicional. El proyecto requiere de una inversión estimada de 110 MM\$US para la primera fase. En la segunda fase (con compresión adicional) se invertirá alrededor de 14.8 MM\$US.

Este ducto tiene como objetivo atender el consumo de la región concentrado en tres grupos industriales. No obstante, también beneficiará a hogares y comercios. La demanda equivalente de gas natural será del orden de 16 MMpcd. La construcción, que realizará un privado, iniciará en este 2013, en tanto que la entrada en operación será en el primer trimestre de 2014.



Figura 5.13 Proyecto Gasoducto de Zacatecas

Fuente: SENER

5.3.1.8 Gasoducto Yucatán

A través de este proyecto, desarrollado por PGPB, se busca incrementar la capacidad de transporte de gas natural hacia la Península de Yucatán (**Figura 5.14**), con el fin de satisfacer los requerimientos del sector eléctrico, industrial, comercial y residencial.

La trayectoria del Gasoducto Yucatán irá del centro procesador de gas (CPG) Nuevo Pemex, en Tabasco, al entronque del Gasoducto Mayakán, con una longitud de 75 km. EL diámetro del ducto será de 30 pulgadas y la capacidad de transporte será de 300 MMpcd. Lo anterior requerirá una inversión de alrededor de 125 MM\$US, y se espera que el ducto entre en operación en diciembre de 2013.

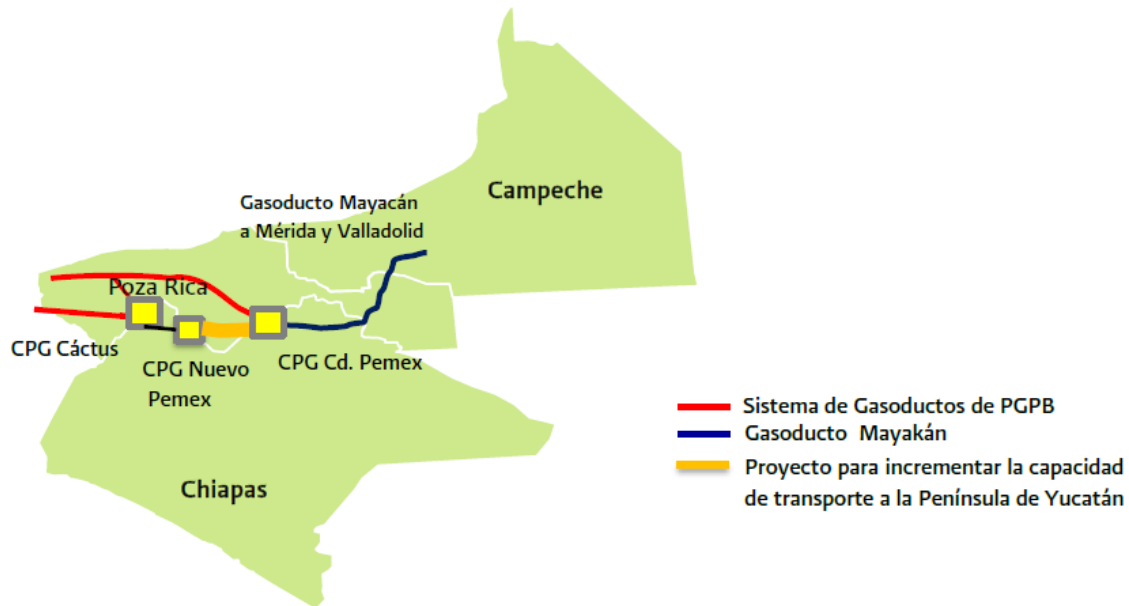


Figura 5.14 Nueva Red de Gasoductos Para Incrementar Capacidad en Yucatán
Fuente: SENER

5.3.1.9 Gasoducto Jáltipan- Salina Cruz

La Refinería de Salina Cruz no cuenta actualmente con suministro de gas natural. Con este proyecto se llevará este hidrocarburo a la refinería, con lo que se reducirá el consumo de combustóleo. Este proyecto consiste en la rehabilitación de un ducto de 12 pulgadas de diámetro que está fuera de operación. El gasoducto inicia en la localidad de Jáltipan en Veracruz hasta la refinería de Salina Cruz. Tendrá una longitud de 22 km y una capacidad de 90 MMpcd. La inversión requerida será de más de 1,760 millones de pesos e iniciará operaciones a principios de 2013.

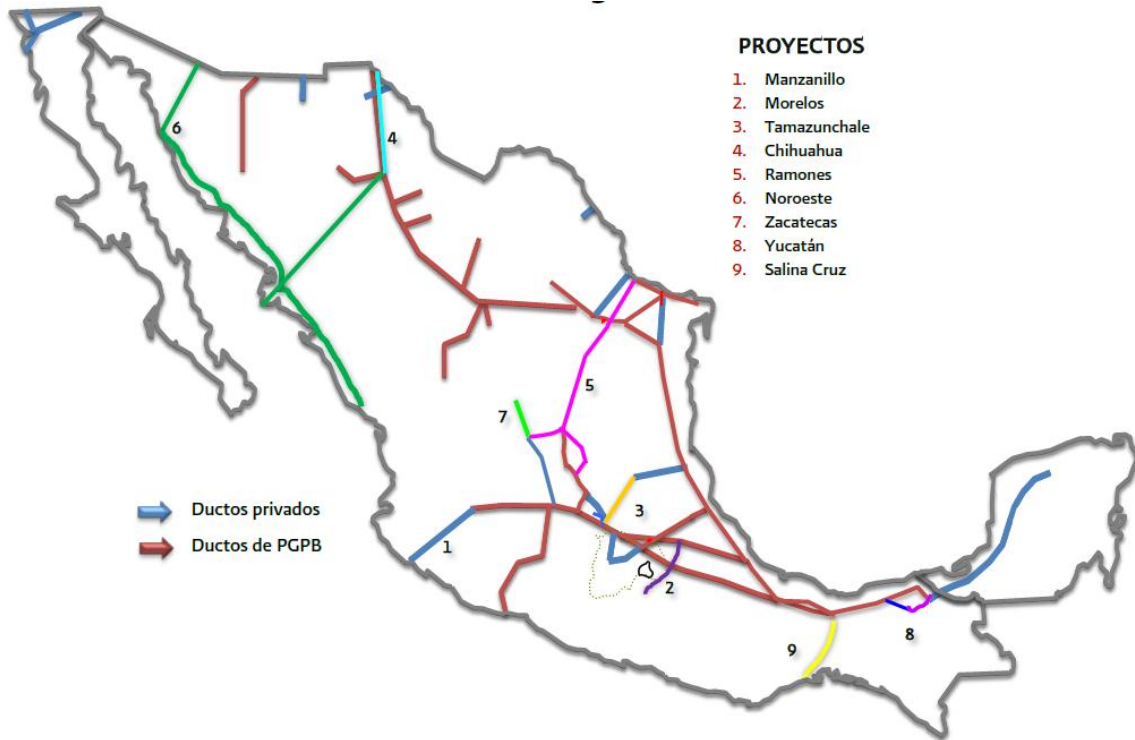


Figura 5.15 Nueva Red de Gasoductos
 Fuente: SENER

5.3.1.10 Estaciones De Compresión

La expansión de la red de transporte de gas natural requerirá un aumento en la capacidad de compresión en los ductos, la cual será de 149,300 HP. Las estaciones de compresión consideradas en esta estrategia son: Soto La Marina, Altamira, El Castillo, Los Ramones a Los Indios y Salamanca (**Figura 5.16**).

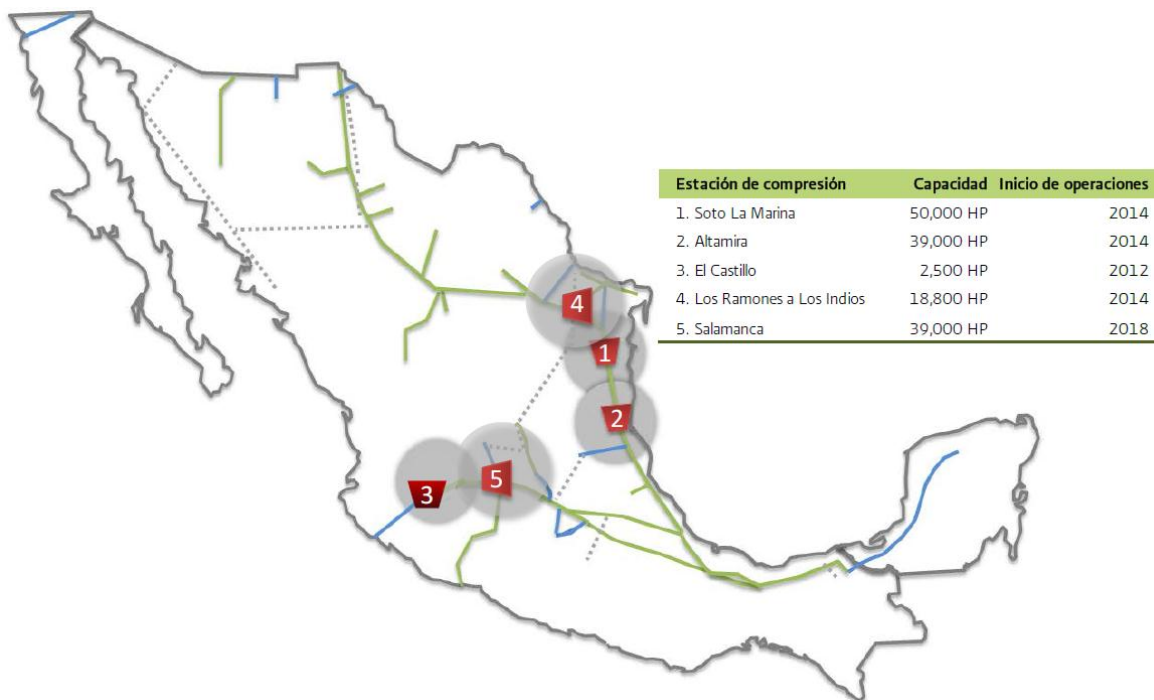


Figura 5.16 Proyectos Adicionales de Compresión
Fuente: SENER

5.3.1.11 Red De Distribución

En la actualidad existen 18 zonas de distribución de gas natural, con una extensión de 46 312 km y 2.1 millones de usuarios. Con la estrategia integral, se espera que la red de distribución cuente con 25 zonas e distribución, una extensión de 101,960 km y 4.8 millones de usuarios. Para lograrlo, se implementara nuevos proyectos y se reforzará la red de distribución actual.

Los nuevos proyectos requerirán una inversión estimada de 1,466 MM\$US, además de una adición de 33,442 km y 1,672 usuarios. La finalidad de dichos proyectos es llevar gas a la industria, comercio y hogares en 67 municipios de 17 estados de la República Mexicana (Tabla 5.4). Para reforzar algunas zonas de distribución ya existentes, se espera realizar la enajenación de varios ramales⁷ de PGPB.

Actualmente PGPB mantiene y opera 28 ramales en 7 zonas geográficas de distribución, con longitud de 565 km, los cuales no son necesarios para la actividad de transporte de gas natural. PGPB no puede prestar servicios de distribución en esos ramales, por lo que es propicio que esta infraestructura se enajene para que un tercero (un distribuidor) la utilice para servir a nuevos usuarios. El proyecto permitirá que se genere un negocio de

⁷ Tramos de tubería que derivan de un gasoducto principal y terminan en una planta endulzadora, en una planta petroquímica, o en una caseta de medición y control, entre otras.

distribución robusto a partir de la demanda actual de los 99 clientes potenciales, cuya cartera se incluye en la enajenación.

Zona	Estados	Localidades	Kilómetros	Inversión (MMUS\$)	Usuarios (Miles)
Occidente	Colima y Jalisco	8	3381	146	169
Morelos	Morelos	13	4011	174	201
Sonora-Chihuahua-Sinaloa	Sonora, Chihuahua y Sinaloa	17	9527	412	476
Querétaro-San Luis Potosí	San Luis Potosí y Querétaro	4	309	13	16
Aguascalientes-Zacatecas	Aguascalientes y Zacatecas	9	5143	223	257
Nuevo León-San Luis Potosí-Guanajuato	Nuevo León, San Luis Potosí y Guanajuato	7	995	43	50
Tabasco-Campeche-Yucatán-Quintana Roo	Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo	9	10057	435	503

Tabla 5.4 Nuevas Zonas Potenciales de Distribución de Gas Natural, Dentro de la Estrategia de Cambio Estructural en el Mercado de Gas Natural en México.

Fuente: SENER

5.3.1.12 Gas Natural Por Ruedas y Barco

PGPB participa en diversos proyectos para transportar gas natural por ruedas a ciudades medianas que se encuentran alejadas de la red de gasoductos, en donde se utilizan combustibles de mayor costo y que genera más emisiones contaminantes al ambiente. De esta forma, el gas natural podría ser transportado en estado líquido (GNL) o comprimido, por autotanque o barco.

Respecto al gas natural comprimido, PGPB tiene proyectos para llevar gas a Morelos, Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Sinaloa. EL proyecto de Morelos, para llevar gas a la zona industrial de Cuautla, ya está en etapa de formalización de acuerdos con la empresa que proveerá la tecnología. Se contempla un proyecto para llevar gas natural comprimido por barco a Baja California (**Figura 5.17**).

Existen proyectos para transportar gas natural licuado (GNL) desde las plantas de regasificación de Manzanillo y Altamira. Igualmente, se tiene contemplado un proyecto para suministrar GNL a varias industrias en Nuevo León, el cual comprende la construcción y operación de una planta de licuefacción con una capacidad de 2.3 MMpcd. Se tienen firmados acuerdos con usuarios finales en el parque industrial Linares. Se analiza la posibilidad de instalar una planta de licuefacción en la Península de Yucatán, que permita el abastecimiento de gas proveniente del Sureste, por medio de autotanque.

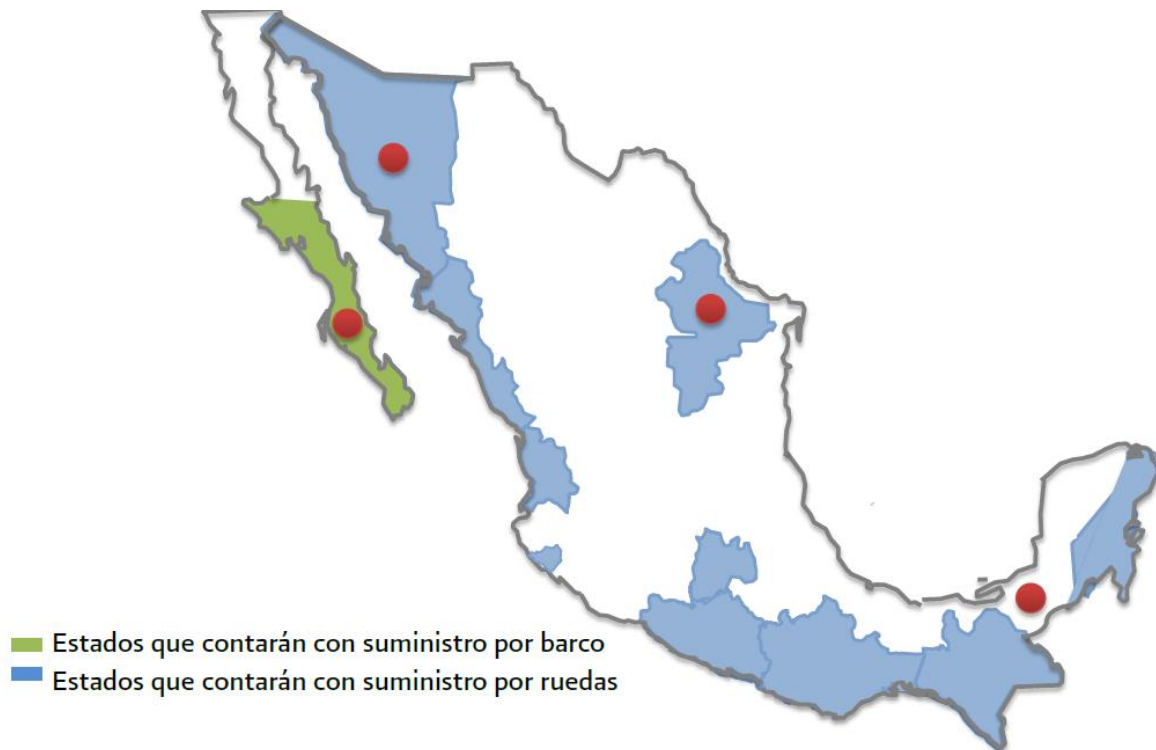


Figura 5.17 Gas por Ruedas y Barco
Fuente: SENER

5.3.2 Comercio Exterior Del Gas Natural

La producción de gas natural en el escenario ENE crecerá 4.5% promedio anual. Mientras que el crecimiento medio de la demanda nacional será de 3.5%. Bajo estas premisas, se prevé que a diferencia de la demanda sobre la producción aumentara 1,699 MMpcd en 2011 a 1,868 MMpcd en 2026.

El déficit que se generará será cubierto con importaciones que crecerá con una tasa promedio anual de 4.9%. Las importaciones alcanzarán un volumen de 3,609 MMpcd en 2026. En 2018 las importaciones reducirán 7.7% respecto a 2017. Dicha reducción estará relacionada con el aumento de producción de gas seco de Eagle Ford (*shale gas*) y de Burgos.

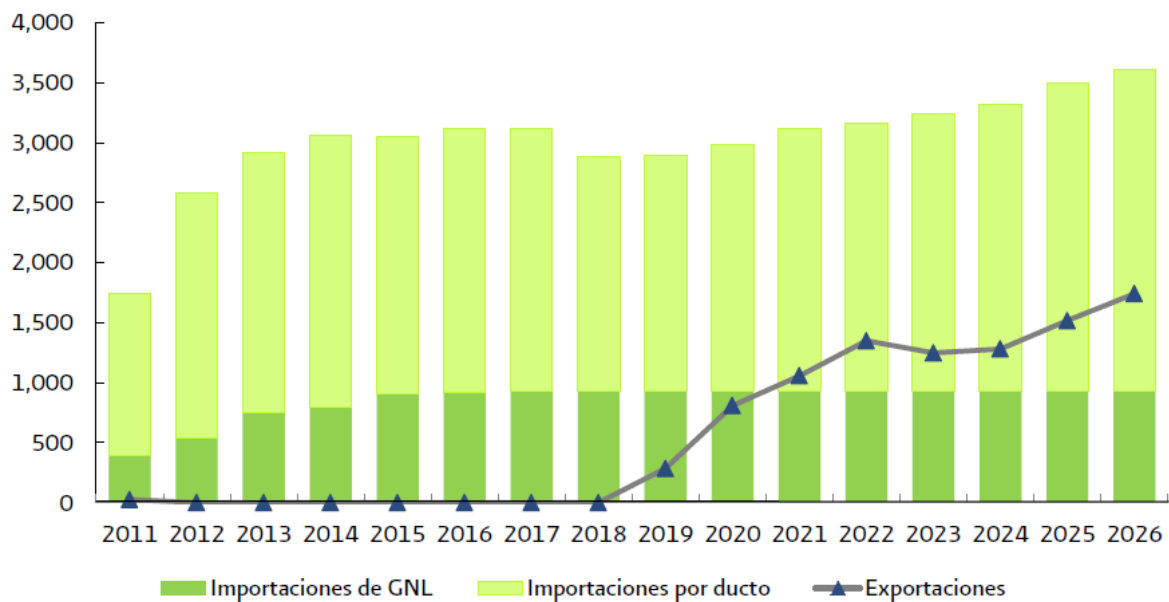


Figura 5.18 Escenario ENE de Comercio exterior de Gas Natural, 2011- 2026 (Millones de pies Cúbicos Diarios Fuente: SENER

Las importaciones por ducto ascenderán a 2,679 MMpcd, representando 74.2% del total del gas natural importado. Mientras tanto, las importaciones de GNL aportarán 25.8%. Al igual que en el escenario *Inercial*, los precios del gas natural en Norteamérica favorecerán importaciones por ducto respecto a las importaciones de GNL.

La oferta de gas natural en la región Noreste se contabilizará en 5,077 MMpcd en 2026 y la demanda en 3,336 MMpcd. La sobreoferta de gas natural, que en parte se destina a otras regiones, alcanzará un volumen suficientemente importante para ser exportado en 2019. De esta manera, las exportaciones registrarán un volumen creciente de 2019 a 2026, con 1,741 MMpcd en el último año (**Figura 5.18**).

5.3.3 Evolución De La Demanda De Gas Natural, 2012-2026

La elaboración del pronóstico de la demanda de gas natural tiene como principales elementos la evolución esperada de la actividad económica y del precio del combustible. Se espera un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) total nacional de 3.6% promedio anual para el periodo 2012- 2026. En el caso del crecimiento económico del sector manufacturero, el PIB crecerá en promedio 3.9% al año.

En cuanto al precio del gas natural, se prevé un promedio de 5 dólares por millón de BTU (\$US/MMBTU) durante el periodo prospectivo, con una ligera tendencia al alza. Esta premisa está fundamentada en la oferta abundante esperada de gas natural en Norteamérica. En el escenario de los precios de los combustibles, los precios relativos del gas natural serán menores que los de sus principales sustitutos.

Un elemento importante que se considera en el pronóstico de la demanda de gas natural es el desarrollo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Esperando un crecimiento en el mercado nacional, así como un mayor acceso al gas natural.

Se estima un crecimiento promedio de la demanda nacional de gas natural de 3.5% anual, pasando de 7,923 MMpcd en 2011 a 13,207 MMpcd en 2026. El sector eléctrico se convertirá en el principal demandante de gas natural en 2026, con una participación de 46.3%. En segundo orden de importancia será el sector industrial, que representará 16.1% del total nacional (**Tabla 5.5**).

Sector	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	tmca 2011- 2026
Total	9,581	9,834	9,834	10,134	10,655	11,003	11,109	11,082	11,411	11,697	12,139	12,460	12,748	13,207	3.5
Petrolero	4,480	4,517	4,421	4,537	4,772	4,863	4,621	4,382	4,358	4,486	4,609	4,667	4,669	4,766	1.9
Eléctrico	3,616	3,629	3,719	3,796	4,025	4,235	4,533	4,695	4,998	5,104	5,371	5,579	5,810	6,115	4.7
Industrial	1,347	1,469	1,540	1,640	1,691	1,734	1,778	1,824	1,870	1,918	1,967	2,019	2,072	2,127	4.3
Residencial	113	121	126	132	136	140	144	148	151	153	156	158	160	162	4.7
Servicios	24	26	27	28	29	30	31	32	33	34	34	35	35	36	2.4
Transporte Vehicular	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-0.5

1 Incluye el gas para recirculaciones

2 Incluye público y privado

3 Incluye proyecto Etileno XXI

Tabla 5.5 Demanda de Gas Natural por Sector, 2011-2026 (Millones de Pies Cúbicos Diarios)

Fuente: SENER

La región Sur-Sureste presentará el mayor crecimiento en términos de volumen demandado de gas natural, con un aumento acumulado de 1,361 MMpcd entre 2011 y 2026. El segundo aumento más importante será el de la región Centro-Occidente, con 1,206 MMpcd. Las dos regiones con mayor consumo de gas natural seguirán siendo la Sur-Sureste y la Noreste, con participaciones de 38.7% y 24.5% en 2026, respectivamente. El consumo de gas natural de la región Centro-Occidente desplazará al de la Centro, con una participación de 14.6% en 2026 (**Tabla 5.6**).

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	tmca 2011- 2026
Nacional	9,581	9,762	9,834	10,134	10,655	11,003	11,109	11,082	11,411	11,697	12,139	12,460	12,748	13,207	3.5
Noroeste	492	596	640	754	905	988	996	1,011	1,100	1,111	1,137	1,195	1,304	1,334	8.4
Noreste	2,515	2,555	2,608	2,700	2,775	2,747	2,889	2,941	2,996	2,998	3,065	3,105	3,168	3,230	2.3
Centro-Occidente	1,075	1,075	1,100	1,096	1,163	1,275	1,413	1,519	1,664	1,736	1,804	1,820	1,845	1,934	6.7
Centro	917	919	974	1,012	1,124	1,249	1,286	1,353	1,465	1,485	1,504	1,569	1,593	1,604	5.2
Sur-Sureste	4,582	4,616	4,543	4,573	4,688	4,743	4,524	4,257	4,187	4,366	4,629	4,771	4,838	5,105	2.1

Tabla 5.6 Demanda de Gas Natural Por Región, 2011-2026 (Millones de Pies Cúbicos Diarios)

Fuente: SENER

5.4 Contenido Nacional

El sector energético contribuye de manera importante al crecimiento económico y a la generación de empleo. El contenido nacional busca aumentar la participación de la industria nacional dentro del sector energético al promover la proveeduría nacional en las obras y adquisiciones del sector además de impulsar el desarrollo de nuevos productos y servicios de mayor valor agregado. Lo anterior con el objeto de provocar un efecto multiplicador sobre los conocimientos locales y nacionales que fortalecen al sector y generan mayor crecimiento económico.

Para aumentar el contenido nacional del sector, es indispensable continuar con los apoyos e incentivos a la industria mexicana a través del fortalecimiento de los programas vigentes y medianamente el desarrollo de nuevas iniciativas. La articulación de estos programas puede darse mediante diferentes formas corporativas.

Como parte de las opciones identificadas para desarrollar este sector se encuentra la formación de Consorcios Industriales y Tecnológicos, formado por grupos de industrias independientes relacionadas entre sí. En ellos las empresas compiten y cooperan unas con otras estableciendo vínculos de interdependencia funcional para el desarrollo de sus procesos.

Su dinámica es el resultado de un alto grado de cooperación entre proveedores y clientes, identificando las necesidades de los últimos y enfocándose en resolverlas. Adicionalmente, permiten utilizar de mejor manera los recursos al alinear de forma apropiada el papel de las empresas y el gobierno; ayudan a identificar sinergias y vínculos industriales potenciales; favorecen la adaptación de las empresas al mercado al proveer de una rápida interacción entre proveedores y clientes potenciales, además de conjuntar a personal altamente calificado dentro del ramo en regiones específicas.

Dichos consorcios facilitan la reorganización de la industria al permitir el desarrollo de pequeñas empresas especializadas con recursos limitados, ya que la formación de sociedades entre ellas, incrementa las posibilidades de participar en el mercado.

Otro beneficio que se obtiene por medio del desarrollo de consorcios es la construcción de redes de cooperación entre empresas. Las redes de cooperación permiten las ventajas de procesos complementarios, abarcar nuevos mercados, integrar actividades y desarrollar recursos y conocimientos por medio de la cooperación con sus contrapartes. A su vez, permiten la innovación tecnológica y facilitan su comercialización, brindando los insumos necesarios para reducir las barreras de entrada a empresas locales.

Esta última modalidad corporativa ha sido utilizada con un gran éxito en otros países. A manera de ejemplo está la industria petrolera de Noruega, que ha sido capaz de desarrollar y articular docenas de empresas aglutinadas en forma de consorcios, que han llegado a elevados niveles de refinamiento y especialización.

Objetivo

Incrementar el contenido nacional del sector energético.

Líneas de acción

- Crear mecanismos que permitan atraer las mejores prácticas internacionales, recursos económicos y capacidades.
- Alcanzar sinergias y economías de escala en las cadenas productivas del sector por medio del desarrollo de proveedores nacionales.
- Promover el desarrollo de suministros confiables, eficientes y competitivos de equipos, materias primas, insumos y servicios profesionales de origen nacional, incluyendo aquellos equipos de última generación.
- Promover el desarrollo sustentable de proveedores mexicanos para incrementar el contenido nacional y establecer micro, pequeñas y medianas empresas.

Objetivo

Formar consorcios industriales y tecnológicos en el sector energético.

Líneas de acción

- Promover la vinculación entre tecnológicos, inversionistas mexicanos, centros de educación superior e institutos de investigación.
- Establecer una estrecha cooperación entre los actores del sector.
- Desarrollar y extender cadenas productivas que generen actividad económica de manera indirecta, más allá del energético.

Con el propósito de incrementar el contenido nacional en las adquisiciones de PEMEX se actúa en dos vertientes: a través de la solicitud de mínimos de contenido nacional en contratos de obra pública, respetando lo establecido en los tratados de libre comercio, y mediante una estrategia de desarrollo de sus proveedores y contratistas directos e indirectos, actuales y potenciales.

En 2011 se solicitó contenido nacional en 73% de las licitaciones de obra pública que llevó a cabo PEMEX, mientras que en 2010 la cifra fue de 67%. Dicho incremento obedeció al

esfuerzo de PEMEX de aumentar los mínimos de contenido nacional en las licitaciones, en donde en la mayoría de éstas se solicitó entre 41 y 60% de contenido nacional.

5.5 Logística

Las principales características a considerar para organizar la logística necesaria son:

- Enorme volumen de agua.
 - Pueden almacenarse en tanques o piletas construidas a tal efecto.
 - El transporte se hace en pipas o mediante líneas de irrigación alimentadas con bombas centrifugas de gran caudal.
- Gran volumen de apuntalante.
 - El transporte se hacia la plataforma de pozos (*well pad*) es continuo durante la operación.
- Equipo de gran capacidad de bombeo.

La **Tabla 5.7** muestra algunas diferencias entre el fracturamiento de un yacimiento convencional y un yacimiento no convencional.

Características	Fracturamiento Hidráulico	
	Convencional	No Convencional
Volumen de agua	75 a 300 m ³	9000 a 29000 m ³
Volumen de apuntalante	50 a 10000 sacos de 100 lbs	100 a 30000 sacos de 100 lbs
Capacidad de bombeo	40 a 60 bpm	40 a 120 bpm
Costo	≈800 mil dolares	≈2.5 millones de dolares

Tabla 5.7 Fracturamiento Hidráulico Convencional vs No Convencional

5.6 Factores Económicos

Debido a la complejidad, incertidumbre e inversiones involucradas en la producción de *shale gas*, la reducción de costos es vital para aumentar la oferta. Un estudio (NETL, 2009) estimó que mientras el costo de un pozo vertical es de aproximadamente 800 mil dólares, el monto se incrementa hasta 2.5 millones de dólares o más para un pozo de tipo horizontal.

5.6.1 Estados Unidos

En este caso, a diferencia de otras estructuras de mercado donde una empresa monopólica –a menudo del Estado- guía la producción o es responsable de ella, la industria de extracción de hidrocarburos en los Estado Unidos se sostiene en un extenso número de productores, predominantemente medianos y pequeños, cuyo rango de operaciones se adapta mejor a la inversión y disposición de recursos requeridos para llevar a cabo un número mayor de perforaciones con tecnología más costosa.

De acuerdo con información censa oficial (DOC, 2009), 98% de las 16,112 empresas dedicadas a las actividades de extracción de hidrocarburos en 2009 se consideraban pequeñas y medianas. Con esta estructura, las decisiones de los productores están menos limitadas y se favorece un entorno más productivo y flexible para el desarrollo y transferencia de tecnología. Adicionalmente, la derrama económica por la producción de *shale gas* es importante. De acuerdo, con estudios recientes, se estima que esa industria invertirá un monto aproximado de 1.9 billones de dólares entre 2010 y 2035 y que el empleo durante el mismo periodo crecerá de 600 mil hasta 1.6 millones de plazas laborales en Estados Unidos.

La desregulación de precios es otro elemento decisivo de la industria, ya que al transmitir más eficientemente las señales del mercado a los agentes, existe una mayor reciprocidad entre las fluctuaciones de precios y la actividad de los productores. De la misma manera que el incremento de 164% en el mercado Henry Hub de 2002 a 2008 detonó la producción de *shale gas*, más recientemente, a medida que el precio del gas natural ha descendido y el precio del petróleo se incrementa, la brecha entre ambos se ha ampliado como lo muestra la **Figura 5.19**, lo que motiva a los productores a preferir invertir sus recursos y esfuerzos en yacimientos con mayor contenido de líquidos.

Por último, el régimen legal de uso de suelo, que permite la propiedad privada de los hidrocarburos, ha acelerado la superficie total para efectuar la producción. A diferencia de la mayoría de países, donde el petrolero es propiedad del Estado, en los Estados Unidos los ciudadanos en poder de recursos de *shale gas* en sus propiedades pueden obtener un beneficio económico al venderlas o arrendarlas a las compañías productoras de gas.

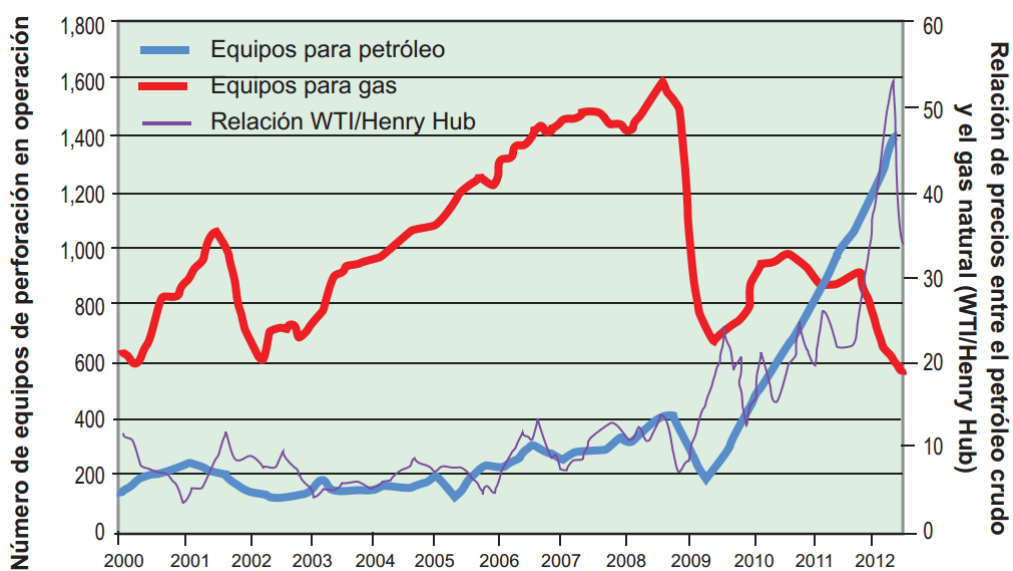


Figura 5.19 Equipo De Perforación En Operación Para La Producción De Petróleo Y Gas Natural Y Relación de Precios Entre El Petróleo Crudo Y El Gas Natural, 2000-2012

Fuente: AIE

5.6.2 México⁸

Pemex gasta en importaciones 6 de cada 10 dólares que obtiene de exportaciones, las mineras se les cobra el uno por ciento del valor de su producción y a Petróleos Mexicanos (Pemex) se le extrae hasta 70 por ciento de sus ingresos.

El exdirector de Finanzas de Pemex, Ernesto Marcos Giacoman, explicó en entrevista que es necesario que a Pemex se le libere de la obligación de explotar el petróleo y gas de lutitas (*shale oil/gas*) y se permita un esquema de concesiones para explotar esos recursos.

Las mineras, entre ellas más de 200 canadienses, explotan recursos no renovables que pertenecen a la nación igual que el petróleo, pero sólo pagan un derecho que oscila entre cincuenta pesos y mil quinientos pesos por hectárea concesionada, lo que equivale a menos de uno por ciento del valor de su producción, en promedio.

En contraste, a Pemex se le cobran impuestos, derechos y aprovechamientos y se le extrae hasta 70 por ciento de sus ingresos totales, lo que le impide invertir lo suficiente en las áreas más rentables, como la exploración y explotación de petróleo en tierra y aguas someras.

El comisionado de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Edgar Rangel, consideró que con un marco legal correcto, México podría ser una potencia de *shale gas*.

Pemex invertirá 240 millones de dólares en trabajos de exploración (información sísmica) de yacimientos de ese gas en el norte del país e invertirá 23 mil 800 millones de pesos entre 2013 y 2017 para la perforación de 170 pozos exploratorios, para confirmar el potencial de recursos.

El desarrollo de los campos de *shale oil/gas* requiere intensivos costos de exploración, producción y desarrollo (la Secretaría de Energía estima que serían necesarios diez mil millones de dólares al año) por lo que el director de Pemex Exploración y Producción (PEP), Carlos Morales Gil, aseguró que la paraestatal podría ejecutar esos trabajos, pero depende a qué velocidad se quiere aprovechar y monetizar el valor de ese hidrocarburo.

También afirmó que no sería rentable la producción de *shale gas* con menos de mil pozos.

“El shale gas para que sea rentable tiene que ser masivo, tienen que ser muchos pozos para que los costos puedan bajarse, porque la tecnología por un pozo es bastante cara, es un tema que tiene que darse en miles de pozos”.

⁸Esther Arzate, *Piden liberar a Pemex de proyectos de shale gas*, El Financiero, México, Marzo 2013

El Ex Subsecretario de Hidrocarburos, Mario Gabriel Budebo, ha afirmado que las explotaciones de *shale gas* son, por mucho, la opción de proyectos menos rentable que tiene PEP. Afirma que se requieren grandes flujos de capital para poder explotar las lutitas y que es casi nula la renta petrolera en esa actividad. Sobre la viabilidad económica, Budebo sostiene que el *shale gas* sólo será rentable si el precio del gas natural se encuentre por encima de los 4 dólares por millón de BTUs y si hay más de 30% de líquidos asociados.

En una opinión de Budebo, Pemex-PEP no podrá hacerlo por sus propios medios. Además, si forzosamente se van a producir líquidos asociados, La Reforma deberá tocar puntos a la actividad de extracción de aceite.

5.7 Reforma Energética Y Shale Gas

Se ha generado una amplia expectativa de que Enrique Peña Nieto, promoverá una nueva Reforma Energética, presumiblemente en la primera mitad del 2013 para ser discutida en el primer período del Congreso de la Unión. Se prevé que los principales temas de esa Reforma podrían ser los siguientes:

Se buscará el fortalecimiento de Petróleos Mexicanos (Pemex) como empresa, lo que implicará su desvinculación de la Secretaria de Hacienda y de la aplicación de un nuevo modelo de captación fiscal. Esta acción será un complemento de la reforma fiscal.

Pemex deberá poder construir sobre sus fortalezas, a partir de una mayor libertad presupuestaria y de su desvinculación de la Secretaria de Hacienda. Uno de los beneficios será que Pemex podrá invertir más en el desarrollo de su especialización en exploración de aguas someras, área en la que es líder mundial. Habrá mayor apertura al capital privado y un nuevo trato fiscal para Pemex. Se procurará, en lo posible, aprender del modelo de sociedad y gestión de Petrobras para modernizar a Pemex.

Se promoverá que el nuevo modelo de contratación aprobado en la Reforma del 2008 sea la base para contratación de compañías con un importante desarrollo tecnológico para la perforación en aguas profundas. De este modo, se espera lograr fórmulas de asociación contractual con esas compañías. Tanto el petróleo como Pemex se mantendrán como nacionales, propiedad de los mexicanos, pero se buscarán formas de obtener beneficios para México a través de una mayor interacción con empresas privadas, sobre todo internacionales.

Todo lo anterior tiene un carácter especulativo, pero hay muchos indicios que apuntan en ese sentido. Otro tema que deberá abordarse es todo lo relativo al gas natural y la promoción de nueva infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución. Dentro de ese tema está la intención de promover la participación privada en la

explotación de gas natural no convencional o *shale gas*, si bien no está claro cómo se pretende manejar esa apertura, que podría requerir un cambio constitucional.

A continuación se muestra un cuadro de reservas y recursos prospectivos (**Tabla 5.8**) que ha mostrado el Ing. Carlos Morales Gil, director general de Pemex Exploración y Producción (PEP), en algunos foros, el cual revela que, según PEP, el potencial de recursos de *shale oil/gas* tan sólo en la cuenca de Tampico-Misantla (30.7 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente) es mayor que todo el potencial en aguas profundas (26.6 mil millones). Se trata, principalmente, de *shale oil*, como ya se sabe, es de difícil extracción, en la región de Chicontepec.

Esta evaluación no concuerda con la ya célebre evaluación, dada a conocer en abril del 2011, de la Energy Information Administration (EIA), que concentra el potencial de gas de lutitas en la Cuenca de Burgos. Mientras que el estudio de la EIA identifica un potencial de 681 billones de pies cúbicos en México, Pemex ha estimado un recurso técnicamente recuperable de entre 150 a 459 billones de pies cúbicos, con una media de 297 (cifra que corresponde a los 60.2 mil millones de barriles de recursos prospectivos no convencionales). De alguna manera, este contraste revela la todavía enorme incertidumbre que existe en torno al potencial de hidrocarburos en lutitas que tiene el país.

Cuenca	Producción Acumulada	Reservas			Recursos Prospectivos	
		1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sureste	44.3	12.1	18.2	24.4	20.1	
Tamico-Misantla	6.4	1	7	17.7	2.5	30.7
Burgos	2.3	0.4	0.6	0.8	2.9	12.9
Veracruz	0.7	0.2	0.2	0.2	1.6	0.6
Sabinas	0.1	0	0	0	0.4	16
Aguas Profundas	0	0.1	0.2	0.7	26.6	
Plataf. Yucatán					0.5	
Total	53.8	13.8	26.2	43.8	54.6	60.2

Proyectos De Desarrollo Y Explotación

Proyectos Exploratorios

Tabla 5.8 Reservas y Recurso Prospectivos del País (Miles de Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente)

La **Figura 5.20**, muestra los planes de explotación de *shale gas* que tiene la paraestatal. El plan al 2016 implica crear 5 laboratorios de campo, levantar 9,400 km² de sísmica 3D, para luego proceder a perforar 27,000 pozos productores en un programa al año 2045. Ejecutivos de PEP han manifestado que la rentabilidad de las explotaciones de *shale gas* depende de que éstas tengan un alto contenido de líquidos, de 20 al 30 por ciento, considerando el actual diferencial de precios entre el petróleo y el gas.

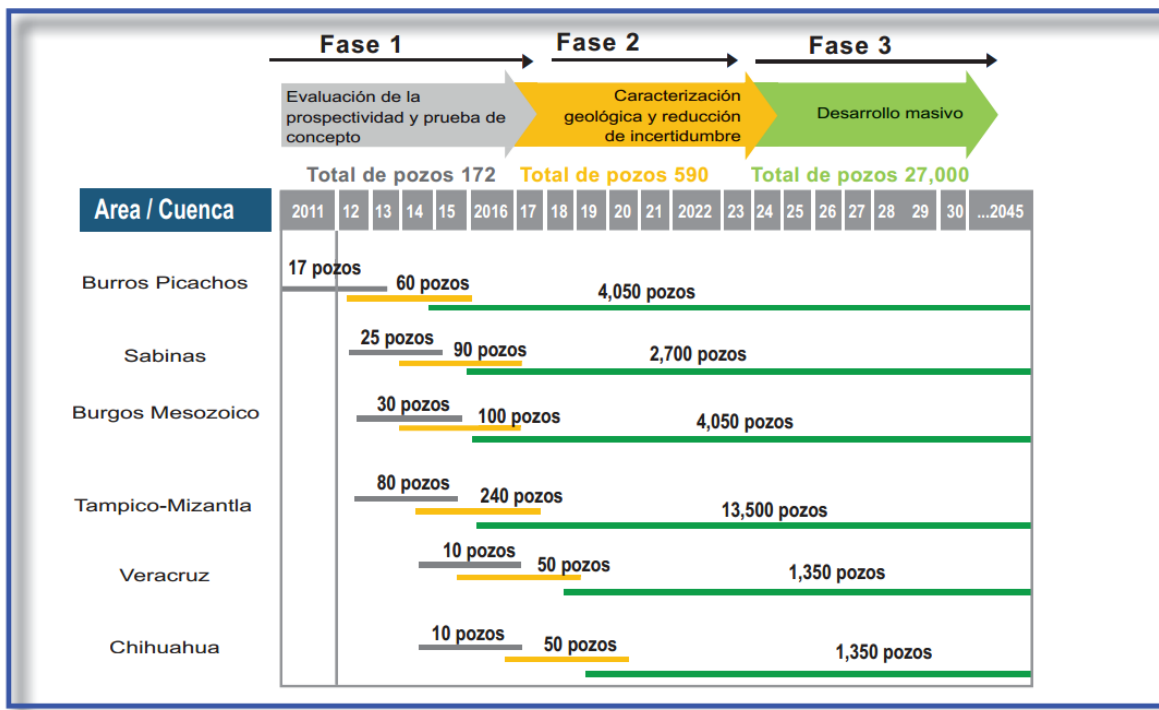


Figura 5.20 Plan de Trabajo PEMEX
Fuente: PEMEX

5.8 Reto Ambiental Y Regulatorio

Hay otros asuntos que no están resueltos en el caso de *shale gas*, empezando por los riesgos ambientales y la falta de regulación. Sin lugar a dudas, se trata de explotaciones que son ecológicamente sensibles. Se requiere un enorme consumo de agua para su inyección a pozos, que es un problema para zonas desérticas y semi-desérticas, como las que existen en el noreste de México.

Asimismo, es fundamental asegurar que el agua que se emplea en las explotaciones de *shale gas* no contamine las fuentes de agua dulce. En Estados Unidos, se han documentado casos de contaminación del agua potable, del subsuelo y de mantos freáticos con productos químicos, incluyendo aditivos con contenidos de plomo, benceno

y metales pesados. Se produce ruido, deterioro de caminos, congestión vial, así como conflictos por la tenencia de la tierra. Se calcula que entre 3.5 y 8 por ciento del metano se fuga a la atmosfera, lo cual puede agravar seriamente el fenómeno del cambio climático.

Por lo tanto, se tendría que definir un marco legal y regulatorio, así como un régimen fiscal específico, para el *shale gas* y sus líquidos asociados. Al mismo tiempo, se requiere una regulación específica y estricta de las explotaciones, tarea que corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en consulta con otras autoridades, sobre todo las de Medio Ambiente y Energía. La elaboración de esa regulación aún se encuentra en una fase inicial. Habría que formular también diversas regulaciones locales.

5.8.1 El Gas Natural Contra El Cambio Climático

El gas natural es el único hidrocarburo aceptado por el Protocolo de Kioto, porque no emite partículas sólidas y tiene reducidas emisiones de CO₂ comparado con otros combustibles.

Para el caso particular México se ha realizado un estudio en el que se muestra que, según el Análisis del Ciclo de Vida (ACV) de cada combustible, el gas LP genera 441% más emisiones que el gas natural (**Tabla 5.9**). Lo anterior sin tomar en cuenta las emisiones que se liberan durante el proceso de llenado de cilindros o tanques, así como durante el proceso de distribución del gas LP.

EL ACV es una metodología empleada para el análisis del ciclo de vida de un producto durante todas las etapas de su existencia: extracción, producción, proceso, distribución, uso y desecho, que para el caso de entre gas LP y gas natural está basado en la norma internacional ISO 14.040.

México	Emisiones Directas/TJ(tCO ₂ e/TJ)	Emisiones ACV/TJ(tCO ₂ e/TJ)	ACV/Directas (%)
GN	56152	5054	9
GLP	63152	22305	35.3
GLP vs GN		441%	

Tabla 5.9 Emisiones de GN y GLP

*Terajulio es una unidad de energía. Un TJ es igual a 947.8 millones de BTU

Según resultados del análisis elaborado por el Departamento de Cambio Climático de GNF durante el Análisis del Ciclo de Vida de todo gas natural que se consume en México, se detecta una emisión de 5 mil 54 toneladas de bióxido de carbono (CO₂) durante el ACV del gas LP, que llega a ser cuatro veces mayor.

México ocupa hoy el onceavo lugar en el consumo mundial de gas natural y al cierre de 2012 se estima que se estarían consumiendo cerca de 8 mil millones de pies cúbicos de

gas natural, con un horizonte a que la demanda de este combustible crezca a niveles cercanos al 3% anual hacia el año 2026.

Además, a partir de 2011, la planeación energética para el mediano y largo plazo de México está orientada hacia la gasificación, luego de que el fenómeno del *shale gas* cambió el horizonte energético del país.

México como productor de energía y como una economía emergente, tendrá una demanda creciente, por lo que se deberá planear el aprovechamiento de sus recursos de forma eficiente, ante lo cual ha planteado ir hacia la gasificación en la generación eléctrica principalmente.

De acuerdo con el documento prospectivo, a nivel global, el sector energético contribuye con cerca del 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y destaca el incremento de 5.3% de emisiones de CO₂ relacionadas con el uso y producción de energía entre 2010 y 2011.

En México, la producción de combustibles fósil y su uso generan poco más del 60% del total de emisiones de GEI y más de tres cuartas partes de las emisiones de CO₂, lo cual hace patente el estrecho vínculo que existe entre este sector y las emisiones totales de GEI (**Figura 5.21**).

De aquí la importancia de emigrar a energías más amigables con el medio ambiente, como lo es el gas natural.

Las oportunidades de comercialización de gas natural se expanden desde su uso doméstico, comercial e industrial hacia las aplicaciones como la eficiencia energética para sustituir otros combustibles en proyectos como el desarrollo del gas natural para vehículos.

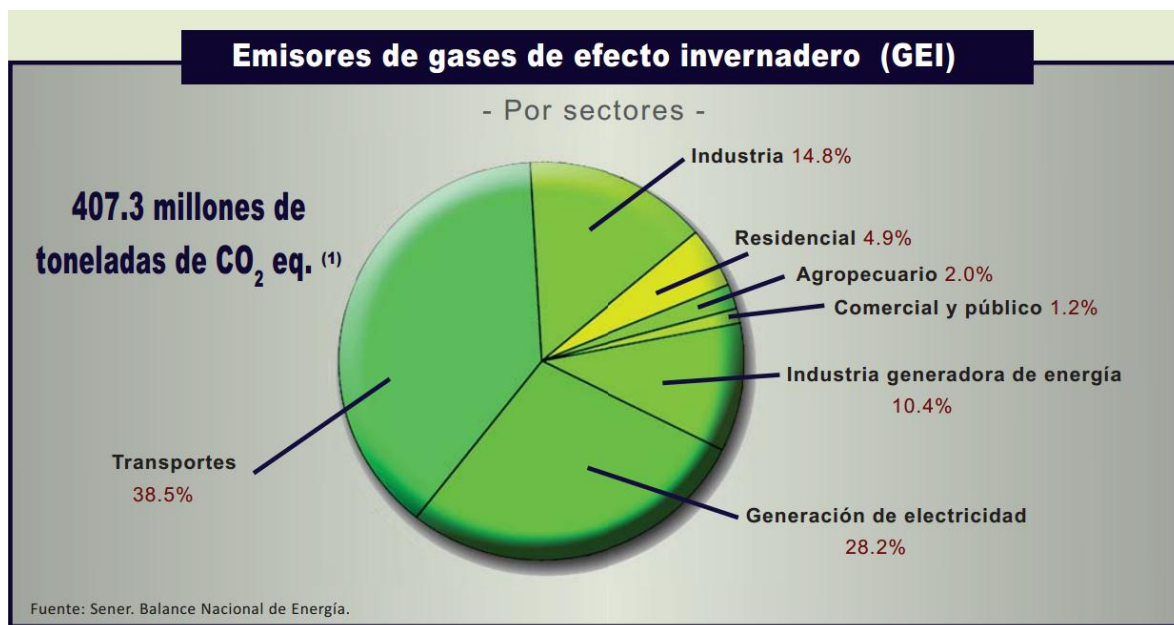


Figura 5.21 Emisores de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

5.9 Shale Gas Factory

El advenimiento de la producción de gas natural de yacimientos no convencionales como las formaciones de lutita ha tenido un marcado efecto sobre los precios del gas natural y ha puesto gran énfasis en las tecnologías empleadas para la extracción de gas, como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal .

Sin embargo, la industria del *shale gas* madura, se debe mirar más allá de estas importantes tecnologías de perforación y explorar otra innovación tecnológica apareciendo en la industria: la aplicación de métodos de producción ajustada, a veces llamada la "fábrica de *shale gas*".

Este nuevo enfoque es una fábrica *shale gas* que fabrica pozos de gas y medidas de éxito por la efectividad de los pozos. Estos necesitan una alta producción, funcionamiento predecible, y equipo altamente fiable que es fácil de operar y mantener.

La otra medida de rendimiento es el funcionamiento de la propia fábrica. Debe tener bajos costos de capital y de operación, llevarse a cabo de manera segura y fiable, y entregar su producto a tiempo mientras cumplen con todos los requisitos reglamentarios, evitando todos los residuos que puedan afectar a la fábrica:

Transporte. Que no se requiera la transportación continúa de materiales y equipo.

Inventario. Tener más suministros y materiales, trabajo en proceso, o pozos terminados pero no produciendo.

Movimiento. Equipos o personas que se desplazan más de lo necesario para completar el trabajo

Espera. Los retrasos entre las etapas de producción.

La sobreproducción. Producir o instalar antes de la demanda requerida;

Demasiado procesamiento. Hacer más de lo necesario;

Los defectos. Los costos de inspección y corrección de defectos, y

El talento humano. El no poder desarrollar y utilizar la capacidad de la fuerza de trabajo.

Estos residuos, Muda denomina en japonés, fueron desarrollados por Toyota como parte de su Sistema de Producción Toyota (TPS). TPS fue clave para el crecimiento de Toyota como proveedor mundial de automóviles.

5.9.1 Fábrica De Automatización De *Shale Gas*

Invensys y otros proveedores de automatización, trabajan con los clientes para desarrollar *shale gas* y proyectos similares de gas no convencional, se han encontrado cinco áreas clave en las operaciones típicas de sistemas de gestión no alcanzadas.

Escalabilidad y flexibilidad. El sistema de gestión de operaciones debe ser escalable a partir de los pozos de evaluación inicial a miles de pozos de producción sin reemplazo innecesario o reingeniería y sin ser de gran tamaño para los primeros trabajos. Debe tener la capacidad de agregar o modificar sobre la marcha para evitar demoras innecesarias y satisfacer la demanda.

Volumen de datos. La captura de información relevante a lo largo del proceso de producción del pozo, desde la exploración hasta la perforación, produce grandes volúmenes de proceso y datos transaccionales. Proporcionar la disponibilidad a todos los usuarios en el contexto en el que cada uno requiere - sin la duplicación de datos - será clave para el análisis que lleva a una mejora continua.

Rendimiento de Activos. Los datos capturados deben ser analizados continuamente por factores de rendimiento y puesto a disposición del personal que tienen más capacidad para controlar estos factores. La información debe estar a disposición de expertos para

que puedan analizar los problemas, aportar soluciones y monitorear los resultados sin costos, consume tiempo de viaje - con el objetivo de llevar el problema a los expertos.

Alertas tempranas y flujo de trabajo. Un entorno en constante cambio físico y un gran volumen de datos hace extremadamente difícil la vigilancia efectiva de las operaciones. El uso de tecnologías que vigilan y detectan desviaciones del desempeño esperado junto con el contexto dirigido de los sistemas de alerta ayuda a enfocar al personal de la operación sobre los problemas potenciales lo antes posible.

Las alertas pueden activar los flujos de trabajo y la progresividad automática si es necesario. Comprender los flujos de trabajo asegura que las medidas adoptadas y los resultados obtenidos son capturados así que la evaluación y la mejora son posibles.

5.9.2 Entorno De Colaboración, Operación Remota

El éxito en los campos de *shale gas* requiere la cooperación del personal de muchos grupos funcionales, tales como la seguridad y el medio ambiente, ciencias de la tierra, perforación, operaciones, mantenimiento, relaciones gubernamentales, las adquisiciones y la contratación, el transporte, y muchos más.

Una dispersión geográfica, un ambiente de colaboración mediante el cual las personas se pueden reunir, utilizan sus respectivas herramientas para analizar y explicar, tomar decisiones, acciones de ajuste, y el seguimiento de los resultados será esencial para el éxito.

5.9.3 La Reducción De Los Costos De Desarrollo De *Shale Gas*.

Las características de la producción de *shale gas* abren la oportunidad a un buen enfoque de desarrollo revisado que reducirá los costos y mejorar la productividad en el campo.

Ese enfoque de desarrollo revisado - la fábrica de *shale gas*- utiliza los principios de producción ajustada para eliminar los residuos de personas, tiempo, recursos y los activos, así mejora la calidad del producto final: el pozo de *shale gas*.

5.10 Bibliografía Del Capítulo

- PEMEX, *Principales Elementos Del Plan De Negocios De Petróleos Mexicanos Y Sus Organismos Subsidiarios 2013-2017*, México, Julio 2012.
- Secretaría De Energía, *Estrategia Nacional De Energía 2012-2026*, México, Febrero 2012.
- Lozano Maya Juan Roberto, *La Producción Global Del Gas De Lutita, ¿Revolución Para Todos?*, Energía A Debate, Año 8 – Edición No. 53, México, Noviembre 2012.
- Shields David, *Reforma Energética y Shale Gas*, Energía A Debate, Año 8 – Edición No. 53, México, Noviembre 2012.
- Ramírez Villegas Jaime, *Retos De La Industria Del Gas Natural Como Combustible De Transición*, Energía A Debate, Año 8 – Edición No. 53, México, Noviembre 2012.
- Gilmore Jr. John, *Shale Gas Factory Provides Collaborative Field Development*, http://www.epmag.com/item/Shale-gas-factory-collaborative-field-development_109008, Noviembre 2012.
- Estrada Estrada Javier, *Gas De Lutita En México: Planes, Potencial Y Regulaciones*, Analítica Energética S.C., México, Agosto 2012.
- Secretaría De Energía, *Prospectiva Del Mercado De Gas Natural 2012-2026*, México, 2012.
- Esther Arzate, *Piden liberar a Pemex de proyectos de shale gas*, El Financiero, México , Marzo 2013.
- Ing. Blanco Ybáñez Alberto Julio, Dr. Vivas Hohl Julio, *Shale Frac: Un Acercamiento A Esta Nueva Tecnología*, Petrotecnia, Abril 2011.

6 Conclusiones Y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

- Los indicadores geoquímicos nos indican si una roca puede producir hidrocarburos de forma económicamente viable.
- La geoquímica, geomecánica y petrofísica, son indispensables para caracterizar el yacimiento, y así, generar el diseño de fracturamiento hidráulico adecuado para el yacimiento.
- La evaluación correcta de la calidad del yacimiento y de las zonas óptimas para su terminación y estimulación es esencial para disminuir la incertidumbre y, así, tomar las mejores decisiones.
- Las dos principales tecnologías habilitantes que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas.
- Los recursos de *shale gas* representan un elemento fundamental de la planeación de largo plazo y fungen como un detonador de desarrollo económico.
- Dado que la producción de *shale gas* es intensiva en capital, el régimen fiscal debe crear los incentivos necesarios para que la industria sea capaz de explotarlo.
- México no cuenta con un modelo de negocio apropiado para la explotación de este recurso energético.
- Actualmente el *shale gas* sólo será rentable si el precio del gas natural se encuentre por encima de los 4 dólares por millón de BTUs y si hay más de 30% de líquidos asociados.
- Se debe contemplar la masificación de pozos de *shale gas* para que sea rentable.
- Las preocupaciones sobre los recursos no convencionales relacionadas con la fractura hidráulica son riesgos que se pueden eliminar con tecnología, regulaciones racionales y el uso de mejores prácticas.
- México tendrá una demanda creciente de gas, por lo que se plantea ir hacia la gasificación en la generación eléctrica principalmente.
- La oportunidad de comercialización de gas natural se expande desde su uso doméstico, comercial e industrial hacia las aplicaciones como la eficiencia energética para sustituir otros combustibles en proyectos como el desarrollo del gas natural para vehículos.

6.2 Recomendaciones

- Implementar tecnología que disminuya el uso de agua y de apuntalante.
- Resolver los retos tecnológicos, ambientales y logísticos asociados a ésta actividad.
- Integrar datos de diversas fuentes y a muchas escalas diferentes para optimizar la perforación, terminación y estimulación de pozos para la producción de reservas no convencionales.
- Identificar las estrategias de terminación más efectivas para maximizar el contacto con el yacimiento y reducir el impacto ambiental.
- Es necesario incorporar nueva infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de gas natural.
- Intensificar los trabajos de exploración para dimensionar y caracterizar el potencial de *shale gas* con mayor precisión, así como resolver los retos asociados a su explotación.
- Contar con el personal capacitado para operar las nuevas tecnologías para impulsar el crecimiento de la industria.