



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

FERNANDA GALICIA MONTES

DIEGO HERRERA LÓPEZ

ASESOR

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



AGOSTO DE 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.





Dedicatorias y agradecimientos

Este trabajo está dedicado a mi familia, en agradecimiento a mis padres por su trabajo para mi educación, por darme la vida y enseñarme a vivir.

Mamá gracias por estar conmigo en cada paso que he dado, a Leonor+, por cuidarme y a Ma. Luisa gracias por compartir conmigo una vida, a las tres, las amo. Papá gracias por esos momentos juntos, te quiero.

Gracias a la UNAM, gracias profesores por su esfuerzo en transmitirnos su conocimiento, especialmente a nuestro director de tesis Ing. Leonardo Cruz. Quiero agradecer a los Ingenieros de la GEEC, por el apoyo brindado. Finalmente pero no menos importante gracias, Diego.

Galicia Montes Fernanda





Dedicatorias y agradecimientos

Alguna vez me pregunte, ¿cuándo sería el momento?, el momento en el que alcanzaría este punto tan importante en mi vida, y hoy lo he logrado. ¿De verdad?, ¡no! Lo hemos logrado, mis padres y yo. Gracias a ustedes he llegado a una de las metas que me propuse, desde que puedo recordar, cursando mis primeros años de escuela. Cada consejo, cada plática en la mesa como una familia unida, cada juego, cada lección de vida, cada regaño, y cada historia que cada uno de ustedes me contó, han encontrado hoy un momento para mostrarse, y que se puedan sentir satisfechos de que cada segundo de su tiempo se ve reflejado en lo que hoy puedo obsequiarles.

A mis hermanos: Adán, Azucena, y Angélica que al considerarme el consentido de todos, nunca dudaron en darme su apoyo y la motivación para no detenerme ni siquiera para voltear atrás.

Hoy me atrevo a compartir una frase con ustedes: “Cuando quieres algo, todo el universo conspira para que realices tu deseo”, y les puedo asegurar que la clave para conseguir un sueño es, nunca lo apartes de tu pensamiento, y pon cada pieza de tu ser y de tu mente a modo de ejecutar todo a tu alcance y mover esta maravillosa máquina que es el universo, no es sólo un destino que puedes escribir, es un destino que puedes disfrutar.

Hoy Fernanda, quiero darte las gracias, porque desde el día que te conocí, quise fueras mi amiga, mi compañera en cada clase, y mi amor para compartirme cada alegría y tristeza, para siempre o para toda la vida, lo que suceda primero. He aprendido y vivido tanto junto a ti que yo podría invitarte a que realizáramos otra tesis juntos. Y solo quiero decirte “sempre gomas juntas”.

Gracias Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por dedicarnos parte de su valioso tiempo y fue un placer haber cursado la materia de terminación de pozos con usted, así como haber aprendido de cada experiencia que nos compartió sobre la industria petrolera. Y lecciones de vida así como maneras en las que uno puede desarrollarse como ingeniero petrolero.

“Nacemos para vivir, por eso el capital más importante que tenemos, es el tiempo. Es tan corto nuestro paso por este planeta que es una pésima idea no gozar cada paso y cada instante, con el favor de una mente que no tiene límites y un corazón que puede amar mucho más de lo que suponemos”

Herrera López Diego





TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL

Contenido	Página
I. Introducción	11
I.1 Yacimientos convencionales y no convencionales	11
I.2 Ambiente de depósito.....	16
I.2.1 Tipos de rocas sedimentarias	16
I.2.2 Lutitas	18
I.3 Shale gas	20
I.3.1 Definición	20
I.3.2 Factores que impactan en la viabilidad económica	20
I.3.3 Almacenamiento de gas.....	23
I.4 Shale oil	25
I.4.1 Definición.....	25
I.5 Petrofísica	26
I.5.1 Porosidad	27
I.5.2 Permeabilidad.....	35
I.5.3 Saturación de agua.....	35
I.5.4 Mineralogía y litología	37
I.5.5 Espesor neto.....	39
I.5.6 Determinación del contenido orgánico total (TOC).....	40
I.5.7 Interpretación de registros	42
I.6 Volumen y reservas de hidrocarburos	45
I.6.1 Definiciones	45
I.6.2 Proceso en la evaluación de los recursos no convencionales	47
I.6.3 Evaluación y clasificación	48
I.6.4 Volumen de gas.....	51
I.6.5 Volumen de aceite	58
Bibliografía del Capítulo I.	62
II. Terminaciones	65
II.1 Definiciones fundamentales	65
II.2 Diseño.....	67
II.2.1 Aparejos de producción	67



II.2.2 Cambio de longitud en el aparejo de producción.	75
II.2.3 Longitud de sellos del empacador.....	77
II.3 Pozos horizontales.....	78
II.3.1 Tipos de terminaciones horizontales.....	79
II.3.2 Estimulación de pozos horizontales.....	81
II.3.3 Factores que influyen en la terminación horizontal.....	82
II.3.4 Lecciones de pozos horizontales.....	84
II.4 Cementación.....	85
II.4.1 Aspectos que se deben considerar en la cementación de pozos horizontales.....	86
II.5 Disparos.....	88
II.6 Accesorios.....	89
Bibliografía del Capítulo II.....	94
III. Producción.....	97
III.1 Fracturamiento hidráulico: teoría, diseño y operación.....	98
III.1.1 Conceptos físicos, teoría.....	98
III.1.2 Mecánica de la geometría de la fractura, diseño.....	102
III.1.3 Proceso de fracturamiento hidráulico u operación.....	108
III.1.4 Materiales, caracterización y propiedades.....	110
III.2 Fracturamiento múltiple.....	117
III.2.1 Diseño del fracturamiento múltiple – Implementación.....	118
III.2.2 Regreso del fluido fracturante.....	119
III.2.3 Consideraciones para el diseño.....	120
III.3 Ejemplificando con yacimientos de gas tipo shale.....	121
III.4 Estado del arte del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales.....	125
Bibliografía del Capítulo III.....	129
IV. Conclusiones y Recomendaciones.....	131
Apéndice A: La isoterma de Langmuir.....	135
Apéndice B: Calculo de volumen original en yacimientos tipo shale.....	137

**Las unidades empleadas en este trabajo se usaron con base en “SPE METRIC STANDARD” de la Society Petroleum Engineers*



TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL

La disponibilidad de recursos energéticos es de suma importancia para la sociedad, el mayor desafío que enfrenta el sector de la energía, hoy en día, es la forma de satisfacer la creciente demanda de energía y, por otro lado, el agotamiento de los recursos provenientes del petróleo. Para solucionar este problema, se debe dedicar mayor esfuerzo en desarrollar fuentes no convencionales de energía, tales como el shale gas, shale oil, tight gas, gas metano en capas de carbón entre otros, como complemento al suministro de hidrocarburos convencionales.

La combinación de altos precios del petróleo, las mejoras a las tecnologías de extracción y el incremento a la demanda de energía han hecho de interés para la industria los llamados recursos no convencionales.

El surgimiento de recursos no convencionales como fuente crítica para la producción de aceite y gas obliga a los geocientíficos e ingenieros a probar distintas maneras de desarrollar estos nuevos campos. Dentro de este proceso se encuentran áreas como el diseño del ciclo de vida del yacimiento y de pozos individuales. Los yacimientos no convencionales conllevan a problemas singulares, tales como el diseño técnico, espaciamiento y orientación de los pozos, en su mayoría necesarios antes de que se perfora un pozo; estos problemas deben llevarse a buen término bajo criterios de integración en este caso bajo la teoría de la administración de yacimientos.

Los analistas de la industria petrolera resaltan que los yacimientos no convencionales de hidrocarburos líquidos (exceptuando oil shale) contienen alrededor de 5.8 trillones bbl *in situ*, mientras que los yacimientos tipo oil shale podrían aportar más de 2.8 trillones bbl, para los yacimientos no convencionales de gas se han estimado 30,000 billones de pies cúbicos, *in situ*.





I. Introducción



I. Introducción

I.1 Yacimientos convencionales y no convencionales

De acuerdo al PRMS (Sistema de administración de los recursos petroleros, por sus siglas en inglés) se define yacimientos convencionales como:

“Acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendente con un acuífero, y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y requiere un mínimo de procesamiento antes de su venta”.

A continuación se presentan 3 definiciones de yacimiento no convencional:

- a) En 2007 la SPE (Asociación de ingenieros petroleros, por sus siglas en inglés)-PRMS definieron yacimientos no convencionales como: “Aquellas acumulaciones de hidrocarburos dentro de un área grande y que dicha área no esté significativamente afectada por influencia hidrodinámica” (también llamados “depósitos tipo-continuos”). Algunos ejemplos incluyen al metano en capas de carbón (por sus siglas en inglés CBM – coal bed methane), gas de cuencas-centrales, shale gas, hidratos de gas, bitumen natural, y depósitos de shale oil. Generalmente, tales acumulaciones requieren de tecnología especializada para su extracción (por ejemplo, la deshidratación de CBM, programas de fracturamiento masivo para shale gas, vapor y/o solventes para movilizar y recuperar el bitumen *in-situ*, y en algunos casos actividades de minería). Por otra parte, el petróleo extraído podría necesitar procesos significativos antes de su venta (como, el mejoramiento del bitumen), elevando los costos de producción por unidad en la cadena de explotación.



- b) La segunda definición puede ser explicada de manera gráfica de acuerdo al “Triángulo de los recursos” (Figura I.1) planteado por Holdtich en 2001, en él, describe los recursos no convencionales como aquellos que están contenidos en grandes volúmenes pero son difíciles de desarrollar y necesitan de tecnología especializada. Se puede observar que este triángulo indica que los yacimientos no convencionales incluyen al gas de arenas compactas o tight gas, los sistemas de baja permeabilidad, aceite pesado y extrapesado, shale gas, CBM, shale oil, así como a los hidratos de gas.

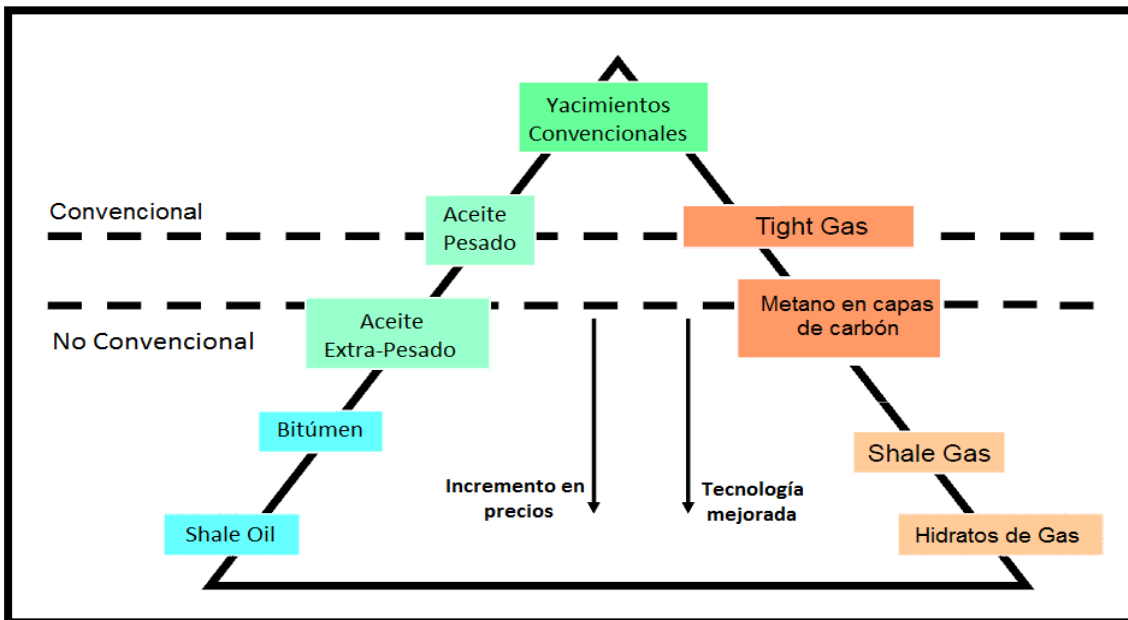


Figura I.1. Triángulo de los recursos propuesto por Holdtich, donde se resalta la necesidad del uso de tecnología mejorada para la explotación de los yacimientos tipo shale.

- c) Finalmente una breve definición la proporcionan Etherington and McDonald (2004) en la cual sostienen que un yacimiento no convencional es aquel que no puede ser producido con gastos de flujo que sean económicamente rentables, sin la necesidad de la utilización de tratamientos de estimulación masiva o procesos de recuperación especial.



A partir de estas tres definiciones es evidente que los yacimientos no convencionales abarcan un amplio rango de posibilidades y tanto los diseños de pozos como el desarrollo del campo pueden ser múltiples. De manera general, el diseño del ciclo de vida de un yacimiento no convencional se puede dividir en tres categorías:

1.) Planeación del desarrollo del yacimiento

Incluye el espaciamiento entre pozos, la orientación de éstos, así como la orientación de los esfuerzos horizontales y las características de las tuberías a utilizar.

2.) Terminación inicial del pozo

Donde se consideran los posibles tratamientos de estimulación, que se podrían utilizar de acuerdo al tipo de yacimiento.

3.) Consideraciones para la vida a largo plazo del pozo

En esta última sección entran en juego la corrosión, las reparaciones mayores como cambio de orientación o re-fracturamiento del intervalo deseado, y por último los costos de abandono.

De los informes de PEMEX que se realizaron en 2012 y que tenían por título: “Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”, presentados en el CMP 2012, resaltaremos que 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 capacidad de área al flujo a través de pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico. Su explotación demanda un desarrollo masivo continuo.

Para fines de este trabajo nos enfocaremos en sólo dos de los tipos de yacimientos no convencionales, shale gas y shale oil. La Tabla I.1 muestra las características de yacimientos convencionales y no convencionales.



Tabla I.1. Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales, donde se presentan las principales diferencias entre ellos de acuerdo a sus propiedades físicas.

Yacimiento Convencional	Yacimiento No Convencional
Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales, estratigráficas y mixtas.	Se presentan como acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías (>10%) y presentan umbrales de permeabilidad; entre 0.1 y 1 Darcy.	Poseen bajas porosidades (<10%) y permeabilidades del orden de nano darcies, además de pobres propiedades petrofísicas.
Su explotación requiere del uso de tecnologías existentes.	Su explotación está limitada al desarrollo de nuevas tecnologías.
Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas dentro de pocos años.	Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos. Son capaces de producir por varias décadas.

Es importante considerar que en el caso de los yacimientos de shale gas la caracterización del yacimiento debe realizarse en conjunto con la caracterización de las fracturas o la red de fracturas inducidas, ya que estas tienen un alto impacto en la producción del pozo.

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: TOC > 1%,
- Kerógeno tipo II y III
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Las arcillas pueden contener gas natural gracias al suficiente contenido de materia orgánica y al grado de madurez térmica.
- La acumulación de gas debe ser continua y no estar asociada a estructuras geológicas.



- Contener aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas, así como presencia de gas adsorbido, tanto en el kerógeno como en las partículas arcillosas.
- De muy baja permeabilidad, pero frágiles.

Por lo tanto los proyectos de shale gas se caracterizan por:

- Baja productividad por pozo.
- Necesitar una gran cantidad de recursos.
- La necesidad de fracturar para alcanzar un gasto de producción rentable.
- Tener pozos de larga vida.

Los yacimientos de shale gas comúnmente presentan continuidad estratigráfica y arquitectura estructural simple, aparentemente y en grandes escalas; sin embargo, localmente pueden ser altamente heterogéneos; por lo que se debe llevar a cabo una apropiada investigación del contenido real de gas durante la fase de exploración mientras se está pensando en los posibles desarrollos.

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. Figura I.2.

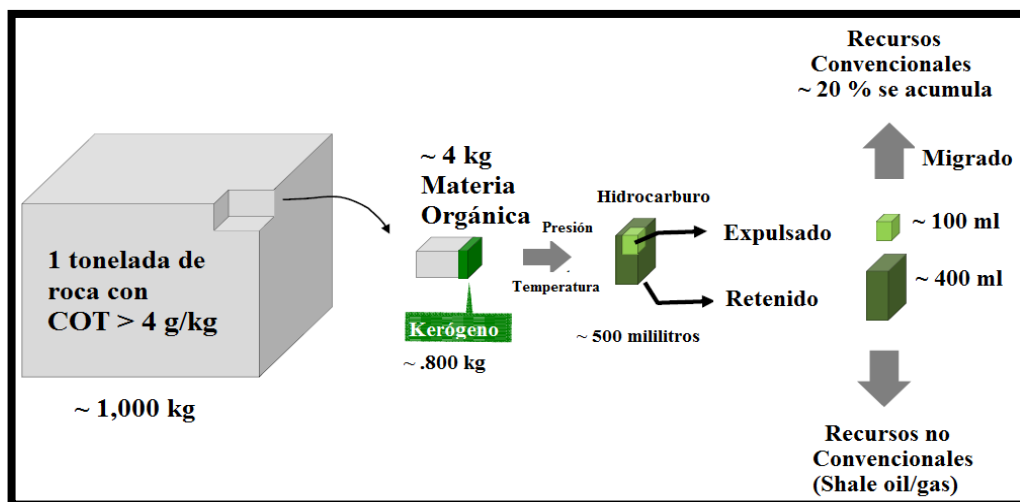


Figura I.2. Modificado de “Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”, presentado en el CMP 2012. Donde se pueden observar los recursos no convencionales en proporción a los convencionales.



1.2 Ambiente de depósito

Los productos de la meteorización mecánica y química constituyen la materia prima para las rocas sedimentarias. La palabra *sedimentaria* indica la naturaleza de esas rocas, pues deriva de la palabra latina *sedimentum*, que hace referencia al material sólido que se deposita a partir de un fluido (agua o aire). La mayor parte del sedimento, pero no todo, se deposita de esta manera. Los restos meteorizados son barridos constantemente desde el lecho de roca, transportados y por fin depositados en los lagos, los valles de los ríos y un sinnúmero de otros lugares. Por su propia naturaleza, las rocas sedimentarias contienen en su interior indicaciones de ambientes pasados en los cuales se depositaron sus partículas y, en algunos casos, pistas de los mecanismos que intervinieron en su transporte. Además, las rocas sedimentarias son las que contienen fósiles, los cuáles son herramientas vitales para el estudio del pasado geológico. Por tanto, este grupo de rocas proporciona a los geólogos mucha de la información básica que necesitan para reconstruir los detalles de la historia de la Tierra.

1.2.1 Tipos de rocas sedimentarias

El sedimento tiene dos orígenes principales, en primer lugar, el sedimento puede ser una acumulación de material que se origina y es transportado en forma de clastos sólidos derivados de la meteorización mecánica y química. Los depósitos de este tipo se denominan *detríticos* y las rocas sedimentarias que forman, rocas sedimentarias detríticas. La segunda fuente principal de sedimento es el material soluble producido en gran medida mediante meteorización química. Cuando estas sustancias disueltas son precipitadas mediante procesos orgánicos o inorgánicos, el material se conoce como sedimento químico y las rocas formadas a partir de él, se denominan rocas sedimentarias químicas. Una vez recordado lo anterior a continuación nos centraremos en las rocas sedimentarias detríticas y específicamente en las lutitas.

Si bien, puede encontrarse una gran variedad de minerales y fragmentos de roca en las rocas detríticas, los constituyentes fundamentales de la mayoría de las rocas sedimentarias de esta categoría son los minerales de arcilla y el cuarzo. Recordemos que los minerales de arcilla son el producto más abundante de la meteorización química de los silicatos, en especial de los feldespatos.



Las arcillas son minerales de grano fino con estructuras cristalinas laminares, similares a las micas. El otro mineral común, el cuarzo, es abundante porque es extremadamente duradero y muy resistente a la meteorización química. Por tanto, cuando las rocas ígneas, como el granito son atacadas por los procesos de meteorización, se liberan los granos de cuarzo.

Otros minerales comunes de las rocas detríticas son los feldespatos y las micas. Dado que la meteorización química transforma rápidamente estos minerales en nuevas sustancias, su presencia en las rocas sedimentarias indica que la erosión y la depostación fueron lo bastante rápidas como para conservar algunos de los minerales principales de la roca original antes de que pudieran descomponerse.

El tamaño del clasto es la base fundamental para distinguir entre las diversas rocas sedimentarias detríticas. En la Tabla I.2 se representan las categorías de tamaño para los clastos que constituyen las rocas detríticas. El tamaño del clasto no es sólo un método conveniente de división de las rocas detríticas; también proporciona información útil relativa a los ambientes deposicionales. Las corrientes de agua o de aire seleccionan los clastos por tamaños; cuanto más fuerte es la corriente, mayor será el tamaño del clasto transportado. La grava, por ejemplo, es desplazada por ríos de corriente rápida, así como por las avalanchas y los glaciares. Se necesita menos energía para transportar la arena; por tanto, esta última es común en accidentes geográficos como las dunas movidas por el viento o algunos depósitos fluviales y playas.

Tabla I.2. Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño del clasto. (Tomada del libro: Ciencias de la tierra: una introducción a la geología física, Cap. 7, Edward J. Tarbuck).

Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño del clasto			
Intervalos de tamaño (milímetros)	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
>256	bloque	grava	conglomerado o brecha
64-256			
4-64	canto	arena	arenisca
2-4			
1/16-2	grano	limo	limolita
1/256-1/16	gránulo	arcilla	lutita
< 1/256	partícula		



1.2.2 Lutitas

Es común aplicar el término lutita a todas las rocas sedimentarias de grano fino, en especial en un contexto no técnico; sin embargo hay que tener en cuenta que existe un uso más restringido del término, en el cuál la lutita fisil (shale) debe mostrar capacidad para escindirse en capas finas a lo largo de planos espaciales próximos y bien desarrollados, propiedad conocida como fisilidad, por otro lado si la roca se rompe en fragmentos o bloques, se aplica el nombre de lutita no fisil (mudstone).

Un criterio importante, es el ambiente de depósito de la lutita, particularmente sí, el ambiente es marino o terrestre, ya que el ambiente marino tiene un bajo contenido de arcilla y alto de minerales quebradizos como el cuarzo, feldespatos y carbonatos. La lutita quebradiza responde favorablemente a una estimulación de fracturamiento hidráulico. Mientras que los depósitos de lutita en ambientes terrestres (lacustre, fluvial) tienen un alto contenido de arcilla, más dúctil y menos sensible al fracturamiento.

Los sedimentos que se han convertido en yacimientos no convencionales de gas, tienen un origen marino o lacustre y en su mayoría en ambientes marinos de baja energía. De acuerdo a varios estudios realizados en Estados Unidos y Sudamérica se ha encontrado que este tipo de lutitas son ricas en illita y comúnmente contienen clorita y mica, además contienen escasas fracciones de material detrítico arcilloso.

Las lutitas petrolíferas se forman en una diversidad de ambientes sedimentarios, incluidos lagos y pantanos de agua dulce y agua salada, cuencas marinas, litorales y plataformas submareales. Pueden existir como capas sedimentarias secundarias o como acumulaciones gigantes, de cientos de metros de espesor, que cubren miles de kilómetros cuadrados. Como sucede con otras rocas sedimentarias, las composiciones de las lutitas que contienen material orgánico oscilan entre un predominio de silicatos y carbonatos, con cantidades variables de minerales de la arcilla. En la Figura 1.3 se muestra la lutita petrolífera de la formación Green River, en la cuenca Piceance Creek de Colorado, cubre aproximadamente 3,100 km². El inserto en la Figura 1.3 exhibe una muestra de mano de esa región, con capas oscuras de lutita petrolífera rica, interestratificadas con capas claras de lutita pobre. La barra de escala blanca posee una longitud de 7,2 cm.



Figura 1.3. Afloramiento de lutitas petrolíferas. Donde a pesar de la diferencia entre escalas se aprecia la similitud geológica, de capas interestratificadas. Fotografía del afloramiento: Martín Kennedy, Universidad de Adelaide. Fotografía del inserto: John R. Dyni, Servicio Geológico de EUA, Denver (SLB, Oil Field Review Vol. 22 No. 4).

Estudios recientes indican que aunque las acumulaciones ricas en materia orgánica tengan proporciones de cientos de metros de espesor neto, la variabilidad vertical en la riqueza orgánica oscila en escalas relativamente cortas (comúnmente menores a 1m), la heterogeneidad vertical observada está directamente relacionada a las condiciones geológicas y bióticas de depósito, hay que recordar que estos sedimentos de grano fino fueron depositados de manera muy lenta y con la subsecuente compactación y litificación, por lo tanto un metro de espesor de esta roca quizá representa de miles a millones de años en la escala de tiempo. La acumulación de rocas ricas en materia orgánica es el resultado de una interacción compleja entre varios procesos, para su correcta interpretación es necesario integrar la tectónica de placas, la geodinámica y la historia del proceso de sedimentación de la cuenca junto con la reconstrucción de las condiciones paleoambientales en el contexto de los modelos de procesado para la ocurrencia, distribución y origen de las rocas generadoras potenciales o yacimientos tipo shale.



1.3 Shale gas

1.3.1 Definición

El gas en lutitas o shale gas se encuentra dentro de la clasificación de yacimientos no convencionales, está contenido en rocas sedimentarias de grano fino de alto contenido orgánico. Los yacimientos de shale gas no tienen una trampa como los yacimientos convencionales de gas, así como tampoco presentan un contacto gas-agua. A manera de explicación se puede decir que las formaciones contenedoras que funcionaron como roca generadora y sello, actualmente se comportan como roca almacén. La clave es encontrar los plays de lutitas donde permanecen los hidrocarburos remanentes que no fueron expulsados ni migraron hacia los yacimientos convencionales.

La permeabilidad natural de la matriz de la roca es extremadamente baja, generalmente del rango de nano darcies, en este ambiente de muy baja permeabilidad el flujo de gas a través de la matriz es extremadamente limitado e insuficiente para su producción comercial, de hecho varios autores han estimado que una molécula de gas no se moverá más de 3 a 15 metros por año a través de la matriz de la roca.

1.3.2 Factores que impactan en la viabilidad económica

Entre los parámetros que determinan la viabilidad económica del desarrollo y las técnicas de terminación del pozo para los pozos en shale gas se encuentran:

- **El contenido de TOC** (Carbón Orgánico Total por sus siglas en inglés).

Los microorganismos fósiles y la materia orgánica proporcionan los átomos necesarios de carbón, oxígeno e hidrógeno para generar hidrocarburos, el TOC es la cantidad de material disponible a convertir en hidrocarburos y representa una medida cualitativa del potencial de la roca generadora, se expresa en porcentaje respecto al peso, y en algunas ocasiones, en porcentaje respecto al volumen. Los rangos del TOC se muestran en la Tabla I.3



Tabla I.3. Rangos de carbón orgánico total, donde de acuerdo al porcentaje de TOC se le atribuye una clasificación.

Pobre	<1%
Intermedio	1-2%
Bueno - Excelente	2-10%

El TOC no debe confundirse con el kerógeno, de hecho el TOC está compuesto por kerógeno y bitumen. En los yacimientos tipo shale gas el TOC se determina por medio de registros geofísicos de pozo y con mediciones directas de núcleos y recortes de perforación.

- **Kerógeno**

Es una mezcla sólida de componentes químicos orgánicos que transforma una porción de materia orgánica en rocas sedimentarias, este es insoluble en componentes orgánicos comunes debido al gran peso molecular de sus componentes, la parte soluble del kerógeno es conocida como bitumen. Del tipo de kerógeno dependerá donde y cuando se generarán los hidrocarburos, si serán líquidos o gaseosos y su cantidad. Existen 4 tipos de kerógeno y 3 de ellos pueden generar hidrocarburos, a continuación se explican cada uno de ellos.

Tipo I: Poco común, derivado de algas lacustres; se limita a lagos anóxicos y raramente a ambientes marinos y es de gran valor debido a su alta capacidad para generar hidrocarburos líquidos.

Tipo II: Presenta fuentes diversas de origen tales como algas marinas, polen, esporas, ceras de hojas, resinas fósiles y lípidos bacteriales, está relacionado a sedimentos marinos de ambientes reductores y presenta gran potencial para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos.



Tipo III: Se compone de materia orgánica terrestre como celulosa y lignina, tiene muy bajo potencial generador sobre todo de gas, sin embargo con inclusiones de kerógeno tipo II puede llegar a generar algo de líquidos.

Tipo IV: Consiste principalmente de material orgánico retrabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen, se le considera como un kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

- **Madurez térmica**

Es el grado en el que una formación ha sido expuesta a altas temperaturas necesarias para convertir la materia orgánica en hidrocarburos, conforme aumenta la presión y la temperatura se van generando condiciones óptimas para la formación de hidrocarburos; sin embargo, si estas condiciones continúan pueden llegar a destruir los hidrocarburos formados. Los rangos de temperatura típicos de formación de aceite y gas son entre 60-75 °C y de 100-300 °C, respectivamente. Sin embargo, lo más importante de este concepto es que la posición de la ventana de aceite y gas dentro de un yacimiento depende del tipo de materia orgánica y la cantidad de calor a la que ha sido expuesto. Es importante mencionar, que entre más alta sea la madurez térmica del yacimiento mayor será la presencia de nanoporos que contribuye a aumentar la porosidad de la matriz de la roca. La reflectancia de la vitrinita es la técnica más usada para determinar la madurez térmica de las rocas generadoras, el estudio trata de medir la intensidad de la luz reflejada proveniente de las partículas de vitrinita en la lutita visto en un microscopio.

- **Mineralogía y litología**

Estos factores son importantes para: la cuantificación del TOC, la reducción de incertidumbre en la medición de porosidad, la identificación de las litofacies de la lutita, observar las variaciones en las propiedades mecánicas de la roca incluidas la fragilidad, ayudar en la planeación del fracturamiento hidráulico y en los diseños de terminación. La mayoría de yacimientos de lutitas pueden ser clasificados desde el



punto de vista químico-estratigráfico en tres litofacies primarias: mudstone siliceous, mudstone calcareous y mudstone orgánico.

- **Geomecánica**

Es una parte fundamental para el desarrollo de los recursos de este tipo de yacimientos no convencionales; el régimen de esfuerzos debe ser considerado durante: la perforación del pozo, el proceso de fracturamiento y su fase de producción. Ya que la orientación del pozo estará en función de los sistemas de esfuerzos y la estabilidad del pozo durante la perforación. Una consideración de importancia es la evolución de los esfuerzos durante la fase de producción ya que está en función del depresionamiento del yacimiento.

La presencia, ubicación y orientación de las fracturas naturales son de gran impacto respecto al proceso de fracturamiento hidráulico, de hecho el diseño para el desarrollo del yacimiento está en función de dos factores subsuperficiales:

- a) La ubicación y orientación del tren de fracturas naturales, así como de las magnitudes y direcciones de los esfuerzos del yacimiento.
- b) La dirección de propagación de las fracturas hidráulicas desde el pozo hasta la intersección con las fracturas naturales.

Uno de los principales propósitos del fracturamiento hidráulico es conectar las fracturas naturales existentes, intersectándolas de manera perpendicular o transversal para crear una red compleja de rutas para habilitar la entrada de hidrocarburos al pozo.

1.3.3 Almacenamiento de gas

El gas se almacena de tres maneras en los yacimientos tipo shale gas.

- a) Gas libre: en la matriz porosa y en las fracturas naturales.
- b) Gas adsorbido: absorbido de manera química en la materia orgánica y las superficies minerales en las fracturas naturales, o de manera física en la matriz de la roca.
- c) Gas disuelto: En los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen.



Para obtener la cantidad total de gas *in situ* se deben sumar el gas libre, adsorbido y disuelto, el gas libre es la producción inicial que ocurre al principio, durante los primeros años de vida del pozo, el volumen de gas adsorbido se presenta comúnmente en mayor cantidad que el gas libre almacenado en la matriz porosa. De cualquier manera el gas adsorbido es producido por difusión y no ocurre hasta después de que la presión del yacimiento ha comenzado a declinar.

La mayoría de yacimientos tipo shale gas producen únicamente gas seco (90% metano) y en esencia no producen agua, una excepción notable a este planteamiento es la formación Eagle Ford con partes del play produciendo gas seco, gas húmedo y aceite. Las tasas de declinación que presentan estos yacimientos son elevadas. Como se muestra en la tabla I.4.

Tabla I.4. Comportamiento de la declinación de la producción en shale gas (Referencia I.5)

Años de producción	Declinación (%)
1	65-80
2	20-30
3	5



1.4 Shale oil

1.4.1 Definición

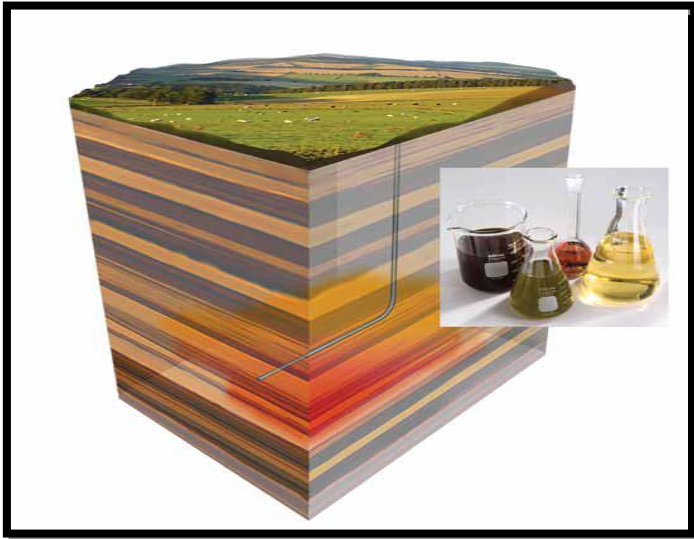


Figura 1.4. Ejemplificación sobre la explotación de las lutitas petrolíferas. Los colores cálidos (amarillo y rojo) en la parte inferior simulan el calentamiento de la roca rica en kerógeno.

Es importante poder diferenciar entre Shale oil y Oil shale, ya que para fines de este trabajo lo que nos interesa es Shale oil.

Shale Oil: Es el aceite in-situ producido de lutitas ricas en materia orgánica que simultáneamente funcionan como generadora, trampa y almacén. La producción proviene de pozos perforados a diferentes profundidades que tienen rangos de permeabilidad medida, de algunos cientos de nano darcies; para obtener una producción económicamente viable y gastos comerciales, como prerequisite se necesita que la formación cuente con fracturas naturales o estimular la formación mediante fracturamiento hidráulico.

Oil shale: Son lutitas que contienen una cantidad significativa de materia orgánica inmadura (kerógeno), de la cual se puede obtener aceite y gas mediante la destilación destructiva de la roca extraída a la superficie mediante minería. Cuando estas rocas son utilizadas directamente como combustible, el potencial en volumen de aceite que contienen esas rocas normalmente no se considera como reserva, de acuerdo a las regulaciones de la industria petrolera.



No obstante, con los precios altos sostenidos de nuestros días y los pronósticos de escasez de petróleo que tendrán lugar en las próximas décadas, es probable que la producción de petróleo de lutitas pronto se vuelva económicamente viable. Por consiguiente, muchas compañías y muchos países están trabajando para hallar formas prácticas de explotar estos recursos no convencionales.

1.5 Petrofísica

El análisis petrofísico de los yacimientos no convencionales requiere de una integración profunda de registros, análisis de núcleos de rutina y especiales, así como de información dinámica, todo esto con el fin de predecir las propiedades del yacimiento para reducir la incertidumbre.

En la caracterización petrofísica es necesario definir la capacidad de almacenamiento de gas adsorbido que posee el yacimiento para un trabajo posterior de fracturamiento hidráulico, además, es útil para evaluar la vida productiva del pozo. De la misma forma, la explotación de yacimientos no convencionales tipo shale, depende del éxito en la perforación de pozos horizontales y de los resultados de las multi-etapas de fracturamiento hidráulico; además, conocer la mineralogía de la roca, el contenido de material orgánico, las características de la red natural de fracturas y el perfil de esfuerzos *in-situ*, juegan un papel muy importante en la estimulación y terminación del pozo.

La evaluación integrada de yacimientos tipo shale incluye la caracterización de mineralogía y litología por medio de registros de pozo (Rayos gamma natural combinado con el registro de espectroscopía de rayos gamma de neutrón pulsado), registro de resonancia magnética nuclear (NMR, por sus siglas en inglés, nuclear magnetic resonance), registro de imagen de pozo (adquisición con línea de acero en la parte vertical y LWD en la parte horizontal del pozo), registro acústico dipolo en combinación con el registro densidad-neutrón, además del registro de resistividad.

Se ha observado que los intervalos de lutitas con mayor contenido de sílice presentan mayor fragilidad en comparación con los intervalos que carecen de este mineral, ésto se ha podido corroborar en las formaciones Barnett y Haynesville donde se terminaron pozos verticales y se



estimularon con fracturamiento hidráulico, en consecuencia se produjeron mejores resultados en los intervalos con lutita rica en sílice lo cual sirvió para hacer estudios integrados de litofacies y propiedades mecánicas para identificar los intervalos que serán más favorables para la estimulación por fracturamiento además de poder identificar zonas que sean barreras para las fracturas.

1.5.1 Porosidad

En estos tipos de sistemas no convencionales, predominan los poros pequeños, los microporos y los nanoporos; por lo tanto, los efectos capilares se consideran importantes ya que son capaces de inhibir los gastos de producción comerciales. La manera en que funcionan los yacimientos tipo shale ha sido re-analizada debido a su capacidad de almacenamiento y lo más importante a la producción y transporte de los fluidos. Históricamente, se ha reconocido que estas rocas generadoras han expulsado hidrocarburos que han sido atrapados en rocas almacenadoras de alta calidad por medio de rocas sello, y hoy en día los remanentes de aquellos hidrocarburos que no han sido expulsados: gas atrapado, líquidos así como gas adsorbido, son extraídos en algunas áreas por medio del uso de diseños de pozo y técnicas de estimulación que en varios casos incrementan la capacidad de producción de estos yacimientos.

La porosidad total de estos sistemas, sin tomar en cuenta las fracturas naturales, se compone principalmente de: porosidad de la matriz no arcillosa, porosidad de arcilla y porosidad del kerógeno.

Recordando que la porosidad la definimos con el símbolo Φ . En laboratorio las mediciones del espacio poroso, son las siguientes:



Tabla I.5. Descripción de los tipos de porosidad y de las mediciones en laboratorio de la misma.

 Φ Total

Poros conectados y no conectados de una muestra.

 Φ Efectiva

Poros conectados en todo el núcleo o muestras de este, bajo el control de la humedad.

 *Φ Poros llenos de gas*El gas es medido en una muestra sin lavarla ni secarla, inyectando mercurio, esto es conocido como “porosidad llena de gas”, encontrando además la saturación de gas (S_g).

Si las fracturas naturales o parcialmente abiertas están presentes, el espacio fracturado vacío se mide con registros y es incluido en el registro total de porosidad. Las fracturas naturales pueden ser detectadas en los núcleos y en los registros de imágenes, las fracturas naturalmente abiertas pueden inferirse a partir de las interpretaciones de pruebas de pozo. El análisis de laboratorio de porosidad de diámetro completo puede ser sensible a las macro fracturas, de cualquier manera cabe destacar que el GRI (Instituto de investigación de gas, por sus siglas en inglés) no considera a este análisis como una medida apropiada para el shale gas, dada la dificultad de la difusión del helio en la muestra, lo que puede resultar en sub estimaciones respecto a la porosidad de la matriz.

Algunos autores recomiendan la evaluación del contenido de gas libre partiendo de la porosidad total, y la saturación total de gas ($1-S_w$). una vez multiplicado ambos parámetros obtenemos el porcentaje en volumen de gas en la roca y, al restarle el gas adsorbido, volumen estimado de gas usando las isothermas de Langmuir (ver Apéndice A), dará como resultado el contenido de gas libre en la roca.

No se recomienda estimar las propiedades de las rocas que componen a los yacimientos tipo shale conforme a las bases de la “porosidad efectiva”, ya que, al estimarse el gas libre con el registro de porosidad efectiva y con el de saturación de agua efectiva, se obtendrán medidas erróneas del contenido de gas en la roca. Por lo tanto es recomendable para estimar el



volumen de gas, usar la porosidad total en vez de la porosidad efectiva, debido a que la incertidumbre puede ser menor.

La evolución de las técnicas de resonancia magnética en estos yacimientos es altamente anticipada, ciertos grupos están investigando la posibilidad de usar dichas técnicas para establecer la porosidad total real y además identificar la porosidad del gas observada en el registro NMR, lo cual facilitaría la obtención del gas total contenido en la roca haciéndolo independiente de parámetros como la densidad de la matriz o salinidad del agua de formación. Estos trabajos además han creado duda debido a las señales de gas adsorbido en el NMR y aunque estos efectos de difusión pueden ignorarse, va en sentido contrario al objetivo deseado de separar las señales de gas y líquido.

De cualquier manera la estimación volumétrica de la porosidad total se puede resolver con registros convencionales si los siguientes parámetros se pueden determinar con precisión:

1. El porcentaje, en volumen de los componentes litológicos.

Por lo menos los principales componentes litológicos, aquellos que tengan mayor impacto en los resultados, deben ser identificados y cuantificados, evaluando el porcentaje de kerógeno y aislando los componentes de carbonatos, como calcita y dolomita, cabe mencionar que los componentes más densos y los minerales arcillosos representan el mayor reto para identificar. Las técnicas de neutrón pulsado representan un avance en la mejora del entendimiento de las calcitas, dolomías, componentes arcillosos así como los componentes densos y cuarzos-micas y feldespatos. Los porcentajes de minerales densos especiales tienden a ser muy pequeños, y en consecuencia, difíciles de cuantificar, como es distinguir entre calcita y dolomita, este tipo de factores hacen que se generen altos niveles de incertidumbre. El volumen de kerógeno no puede obtenerse de los registros geoquímicos, por lo tanto la interpretación debe ser combinada con los valores de kerógeno obtenidos con otros métodos. La adopción de un modelo de minerales basado en resultados de análisis de laboratorio y en la calibración de registros es muy importante y necesaria para aplicar éstas técnicas. La incorporación de la descripción detallada de recortes y núcleos de



pared para el análisis puede proporcionar un valor agregado excelente debido a que es información tomada directamente de la fuente.

2. Los valores de los componentes litológicos de la matriz

La gran diferencia entre la densidad de la matriz en los minerales como calcita y dolomía resulta en grandes errores si los porcentajes de cada mineral no están estimados con exactitud; sin embargo, como un factor de avance, los valores de la matriz pueden ser usados como indicadores de los valores extremos de cada mineral. Por el contrario, las propiedades de los minerales que se encuentran en la matriz de arcilla pura y seca son generalmente desconocidos y quizás altamente variables a condiciones de yacimiento.

3. Los valores característicos de los fluidos

Respecto a las propiedades de los fluidos, se cree que en estos yacimientos los analistas enfrentan las mismas incertidumbres que en los yacimientos convencionales, de cualquier manera la relación entre la porosidad y la movilidad del fluido, se ve altamente afectada por la viscosidad, la capilaridad y la permeabilidad relativa, aún se conoce poco acerca del tema y bajos niveles de predictibilidad podrían resultar en altos niveles de incertidumbre. La extremadamente baja capacidad de las lutitas para producir agua hace difícil la medición de la salinidad del agua de formación, aunado a la falta de muestras representativas. Si fuesen producidas cantidades considerables de agua, sería como agua libre; además ésta agua libre y el agua atrapada por capilaridad en la matriz no arcillosa podrían diferir en términos de la conductividad eléctrica.

Finalmente, aunque estos factores no sean posibles de verificar, todos los métodos de laboratorio son lo suficientemente exactos para usarlos como referencias concluyentes, controlar los resultados con análisis en laboratorio de la porosidad, siempre será de utilidad; además es importante recordar que los análisis de laboratorio en núcleos no miden la porosidad de las fracturas naturales mientras que los registros estiman la porosidad total del sistema.



Dada la complejidad descrita anteriormente, los analistas han realizado esfuerzos considerables en el uso de herramientas y técnicas avanzadas en la interpretación de la porosidad en los registros, las aplicaciones que se usan con mayor frecuencia son aquellas que están basadas en modelos probabilísticos con ayuda del uso de registros especiales y convencionales como se mencionó en el punto 1. Si los resultados obtenidos son coherentes y los resultados de la operación demuestran que los parámetros establecidos a través del uso de estas técnicas pueden ser considerados razonablemente realistas, quizá podría ser recomendable aplicar en todo el campo, a pesar de su complejidad y de los altos costos que representen.

Por otra parte siempre existirá la posibilidad de usar un modelo más simple para encontrar la porosidad del yacimiento, estos modelos son más importantes en las situaciones en que se tenga una disponibilidad limitada de los registros, a continuación se presenta una de las variantes más usadas para el cálculo de la porosidad a partir de los registros de densidad.

La forma más simple y común de esta herramienta se muestra en la ecuación I.1, la cual genera valores de porosidad considerablemente altos y poco realistas al utilizar un valor de densidad de la matriz que no considera el efecto del kerógeno, conforme la densidad del kerógeno disminuya afectará los valores de densidad de la formación ρ_b de esta herramienta.

$$\phi_T = \frac{(\rho_m - \rho_b)}{(\rho_m - \rho_f)} \quad \text{I.1} \qquad \phi_T = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad \text{I.1 bis}$$

donde:

ϕ_T : porosidad total, [fracción].

ρ_m : densidad de la matriz sin TOC, [g/cm^3].

ρ_{ma} : densidad de la matriz con TOC, [g/cm^3].

ρ_b : densidad de la formación como se estableció mientras se tomaba el registro, [g/cm^3].

ρ_f : densidad del fluido, [g/cm^3].

Con el fin de utilizar este modelo, es necesario primero obtener información de registros adicionales que facilite la estimación de la densidad de la matriz que incluya el efecto del kerógeno ecuación I.1 bis. Las curvas NGT de potasio y torio aunadas a otros datos como el factor fotoeléctrico $U = (\rho_b * \rho_{ef})$, y en general las curvas litológicas totalmente medidas y computarizadas que no sean dependientes de la porosidad, facilitarán la compilación de los



módulos de multi-minerales para estimar la densidad de la matriz con kerógeno, con estos modelos y en base a los registros de densidad, se establece lo siguiente:

$$\rho_{ma} = (vol_{min1} * \rho_{min1}) + (vol_{min2} * \rho_{min2}) + \dots + (vol_{minN} * \rho_{minN}) + (vol_{ker} * \rho_{ker}) \quad I.2$$

donde:

ρ_{ma} : densidad de la matriz con TOC, [g/cm³].

vol_{minN} : volumen de mineral N, [cm³].

ρ_{minN} : densidad de mineral N, [g/cm³].

vol_{ker} : volumen de kerógeno, [cm³].

ρ_{ker} : densidad de kerógeno, [g/cm³].

El volumen de kerógeno debe ser estimado por separado, con el dato del porcentaje en peso del TOC y con la ecuación:

$$Ker (vol\%) = \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} (\rho_b - \phi_T \rho_f) \quad I.3$$

donde:

$Ker (vol\%)$: volumen de kerógeno.

ρ_{TOC} : TOC de la matriz, los valores teóricos oscilan entre 1 – 1.5 [g/cm³].

La ecuación I.4 propone una manera de corregir el valor de la densidad del registro, dado que el porcentaje en peso del kerógeno es medido en condiciones secas, mientras que ρ_b incluye los fluidos de la formación. Para obtener ρ_f , se puede hacer uso de una figura mejorada de la densidad del fluido o estimarse con la siguiente ecuación si la S_w es conocida:

$$\rho_f = \rho_g (1 - S_{wT}) + \rho_w S_{wT} \quad I.4$$

donde:

S_{wT} : Saturación total de agua %.

ρ_g : Densidad del gas [g/cm³].

ρ_w : Densidad del agua de formación $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$.

ρ_f : densidad del fluido, [g/cm³].



Se recomienda calibrar la estimación con la densidad de grano medida en laboratorio y con la densidad de la matriz obtenida de diversos análisis como puede ser el XRF (difracción de rayo-X), SEM (microscopio electrónico de barrido) y TOC (contenido orgánico total).

Si hay suficiente información de registros para estimar los porcentajes de los minerales presentes, la siguiente ecuación, puede ser usada para corregir el efecto del kerógeno en la densidad medida por los registros:

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b \left(\rho_m \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} - W_{TOC} + 1 \right)}{(\rho_m - \rho_f)} \quad \text{I.5}$$

donde:

ρ_m : densidad de la matriz sin TOC.

Para este propósito, se selecciona un intervalo del registro que no se ve afectado por el kerógeno Figura I.5, para estimar la densidad de la matriz, tomando en cuenta los efectos de la porosidad de la roca, como resultado, la densidad de la matriz debe incluir la arcilla seca. Si la porosidad es mayor que cero, la densidad del registro de la arcilla húmeda debe ser menor que la de la arcilla seca.

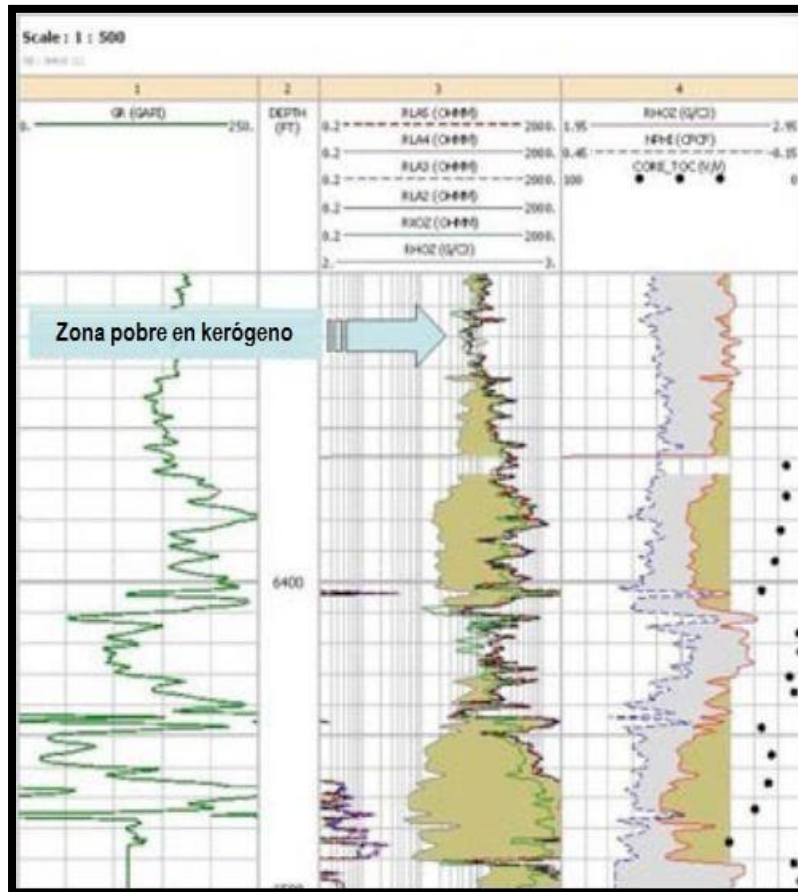


Figura 1.5. Registros de shale gas, los intervalos superiores tienen menor presencia de kerógeno.

Si la información del porcentaje en peso del TOC y la de la densidad de grano del núcleo están disponibles, la densidad de la matriz sin TOC puede estimarse para después ser aplicada a todo el intervalo de interés del registro, como se muestra a continuación:

$$\rho_m = \frac{\rho_{ma} \cdot (1 - W_{TOC})}{1 - \left(\frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} \cdot \rho_{ma}\right)} \quad 1.6$$

donde:

ρ_{ma} : densidad de la matriz con TOC.

$\rho_{ma} < \rho_m \rightarrow w\%TOC > 0$



1.5.2 Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz determina la viabilidad de mantener a largo plazo la producción en estos depósitos; por lo tanto es de gran interés obtener las medidas de esta propiedad.

En general se buscan alternativas innovadoras para los métodos tradicionales, ya que muchos son capaces de medir niveles de hasta 0.01 mD bajo una precisión aceptable, el reto consiste en medir de forma exacta en el orden de micro a nano darcies. Se habla de un método que toma ventaja del ciclo de expansión del helio en muestras trituradas para interpretar la curva de Presión-Tiempo y analíticamente se deriva un resultado para la permeabilidad de la matriz.

El uso de esta información debe limitarse al análisis de propiedades de la matriz en un espacio microscópico; si bien resulta complicado obtener una medida de la permeabilidad en este tipo de rocas, solo un muestreo estadístico denso se puede considerar representativo para un mayor volumen de roca; sin embargo, la densidad de datos no siempre se puede obtener.

1.5.3 Saturación de agua

Es uno de los parámetros más críticos por definir en este tipo de yacimientos, debido a que:

- La falta de un acuífero en estos yacimientos complica la evaluación de la salinidad del agua de formación.
- Es difícil identificar cuál es la ecuación de saturación de agua más exacta, ya que ésta puede cambiar en cada caso debido a la variación en el arreglo mineralógico.
- Los bajos valores de porosidad complican la estimación de la cantidad y del tipo de fluido existente.

Antes de estimar la saturación de agua con registros de porosidad y de resistividad, algunos comportamientos clave de la roca deben ser establecidos para lograr una identificación apropiada del modelo a utilizar. Se ha demostrado que en los yacimientos tipo shale se puede producir gas y aceite, por lo tanto, se debe establecer una hipótesis respecto a la distribución del sistema poroso y el lugar preferencial donde los poros retienen al fluido.

Es importante la realización de un número considerable de pruebas, ya que con éstas es posible encontrar correlaciones empíricas entre la saturación de agua (S_w) y otros parámetros



petrofísicos como la porosidad o el volumen de arcilla, y posteriormente aplicar estas ecuaciones para obtener la curva de S_w .

Como se ha mencionado anteriormente es posible estimar la saturación de agua total, para posteriormente estimar el gas libre contenido, por medio de la deducción del gas adsorbido contenido a partir de la cantidad total de gas. Para lograr ésto, es necesario llevar a cabo una amplia aplicación de la ecuación de Archie, para determinar la saturación de agua total de las rocas basada en los registros de porosidad y permeabilidad, a continuación se analiza esta opción:

$$S_{w_T} = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi_T^m \cdot R_t}} \quad \text{I.7}$$

Para aplicar la ecuación de Archie, además de la porosidad total es necesaria la siguiente información:

1. Resistividad de la roca (R_t).

Se mide con registros ampliamente conocidos en la industria, ya que puede ser usado el registro de inducción o el laterolog, dependiendo del tipo de fluido de perforación y el nivel de resistividad de la roca. Aunque la resolución vertical de estos registros no es ideal la industria ha superado esta limitante, que puede afectar la correcta correlación con los registros de porosidad o rayos gamma.

2. Parámetros eléctricos de la roca (a , m , n)

No se conoce bien la existencia de grandes bases de datos de laboratorio con mediciones de parámetros eléctricos, como: a , m , y n de yacimientos de tipo shale gas. El exponente de cementación, m , el exponente de saturación, n , y el coeficiente, a , han sido discutidos a profundidad, pero raramente respecto a los yacimientos no convencionales. Por lo tanto, es entendible que se utilice un proceso de ensayo y error para obtener este tipo de información.



3. Salinidad del agua de formación (R_w)

El modelo de Archie no diferencia la contribución eléctrica de los poros saturados de agua en la roca y utiliza un solo valor para R_w , resistividad del agua de formación, evidentemente esta simplificación puede convertirse en un error cuando exista una diferencia en la contribución eléctrica entre el agua adsorbida y el agua libre. Así como se ha adoptado el cálculo de una R_a para los yacimientos porosos y permeables, debe hacerse lo mismo con los yacimientos tipo shale sobre los intervalos que no contienen kerógeno.

Archie es un método simple y fácil de usar; sin embargo, llega a parecer muy simple para que pueda ser usado apropiadamente en los complejos yacimientos no convencionales.

1.5.4 Mineralogía y litología

Para elegir el modelo mineralógico, es necesario obtener anteriormente medidas en el laboratorio con la ayuda de núcleos, ya que identificar la composición de las lutitas en cuanto a minerales es esencial para llevar a cabo una evaluación cuantitativa sobre las propiedades del yacimiento así como de su contenido de fluidos, a partir del análisis de núcleos, registros eléctricos y radioactivos. Algunos autores han reportado que la composición de la mineralogía en las lutitas puede variar de un metro a otro, por lo que estableciendo la composición de la roca facilitará, por ejemplo, estimar la densidad de la matriz, y calcular con exactitud parámetros que se pueden derivar de los registros de pozo.

Algunos métodos utilizados en este contexto son: la Difracción de Rayos-X (XRD), siendo este el más común aunque es considerado semicuantitativo ya que no detecta elementos amorfos como el kerógeno. Este tipo de análisis puede ser complementado por otro tipo de métodos, y además se recomienda el uso de al menos dos fuentes de datos. Los métodos disponibles son:

- SEM-EDS (microscopio electrónico de barrido- espectrometría de energía dispersa)
- XRD (Difracción de Rayo-X)



- FT-IR- DRFT-IR (Espectroscopía infrarroja con transformada de Fourier- reflectancia difusa infrarroja con transformada de Fourier).
- LIBS (Espectroscopia de ionización por láser).
- EA (analizador elemental).

Utilizando la variación de la composición mineralógica obtenida a través de los instrumentos de espectroscopía de neutrón pulsado, se determinan varias litofacies para cada yacimiento tipo shale. Estas litofacies pueden ser estudiadas en conjunto con las propiedades mecánicas de la roca, las cuales cambian con la variación de la mineralogía. Para tener una interpretación petrofísica completa es fundamental darle un enfoque multidisciplinario, por lo tanto la información experimental proveniente de la geoquímica y la mineralogía son la base para construir el modelo petrofísico. La geoquímica define el tipo de kerógeno y el contenido de TOC y, en consecuencia, la cantidad total de gas generada por el sistema; mientras que la mineralogía con ayuda del método XRD, sirve para obtener la composición mineralógica; los componentes cristalinos están relacionados a las propiedades petrofísicas y mecánicas de la roca, en especial la dureza, y proporcionan información sobre la heterogeneidad del yacimiento.

La primera tecnología utilizada en la determinación de la litología y mineralogía consiste en la combinación de herramientas con pulsos de neutrones y de espectroscopía de rayos gamma naturales. Estos instrumentos geoquímicos capturan el espectro de rayos gamma natural para obtener la producción principal y las fracciones de peso de algunos elementos, tales como: Aluminio (Al), Carbón (C), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Gadolinio (Gd), Potasio (K), Magnesio (Mg), Silíceo (Si), Torio (Th), y Uranio (U); la litología y mineralogía son determinadas mediante un proceso, el cual utiliza las fracciones de peso de los elementos ya mencionados como datos de entrada.

Actualmente se pueden cuantificar dieciocho minerales: illita, esmecita, caolinita, clorita, glauconita, apatita, zeolitas, alita, anhidrita, hematita, pirita, siderita, dolomita, calcita, feldespato potásico, plagioclasa, cuarzo y kerógeno, carbón o petróleo. El método para determinar la mineralogía y litología es un proceso secuencial deductivo que se basa únicamente en la geoquímica. El sistema fue construido sobre conclusiones desarrolladas por



geólogos, geoquímicos y especialistas en mineralogía. El sistema utiliza una serie de más de 70 diagramas ternarios híbridos y se aplican limitaciones geológicas que ayudarán a obtener el conjunto más probable de los minerales. El enfoque comienza con la identificación de la litología general asociada con cada medición de herramienta, basada en la composición química de la formación, con esto cada intervalo se clasifica en una de las seis categorías generales: arena, lutita, carbón, carbonato, evaporita o ígnea.

1.5.5 Espesor neto

Se ha creído que actualmente el porcentaje de kerógeno maduro, nivel de TOC, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, porosidad y en algunos casos la litología, definen el espesor neto de este tipo de yacimientos.

La densidad de la roca y la litología son algunos factores que difícilmente se pueden precisar en los yacimientos tipo shale incluso cuando se utilizan simultáneamente registros de pozo y análisis de núcleos. Se sugiere que esta combinación se realice para calcular los parámetros petrofísicos con mayor rango de certidumbre y, específicamente, relacionando a la porosidad con el espesor neto en el yacimiento.

Dicho lo anterior, en los experimentos de laboratorio, los datos sugieren que cuando la porosidad es menor a 2.5%, los hidrocarburos no serán generados, por lo que esta porosidad (2.5%) será tomada como medida de corte mínima para establecer el espesor neto.

Las áreas más productivas y mejor calificadas son conocidas como “puntos clave”, estas áreas pueden ser detectadas en los pozos por medio de recortes, con registros y pruebas de pozo, de cualquier manera es necesario verificar posteriormente la continuidad lateral, con herramientas como la sísmica. Una vez que se han identificado los intervalos potencialmente productivos, y se han establecido los parámetros de TOC, porosidad y saturación de agua en base a la información de registros, es necesario establecer el espesor del yacimiento para estimar los recursos *in-situ* técnicamente recuperables, para continuar con el cálculo de las reservas.



1.5.6 Determinación del contenido orgánico total (TOC)

Cuantificar la cantidad y distribución del contenido de TOC es el principal objetivo para la evaluación de un yacimiento tipo shale. Algunos métodos para determinar la cantidad de TOC presente, se han desarrollado por la industria petrolera utilizando correlaciones empíricas con la ayuda de algunos registros convencionales tales como los de resistividad, densidad y rayos gamma. Sin embargo la exactitud de estos enfoques empíricos es reducida por la gran cantidad de minerales presentes en los yacimientos tipo shale.

El enfoque petrofísico integrado proporciona dos medidas independientes. Una medida directa del TOC es obtenida de la fracción de peso del carbón medido en el espectro de rayos gamma por la herramienta de espectroscopía de pulso de neutrones. La segunda forma de calcular el TOC es utilizando la porosidad con el registro NMR, densidad de fluido (en porosidad NMR), densidad del material y densidad de la matriz inorgánica obtenida de la mineralogía y con una densidad de kerógeno determinada. Los cálculos son los siguientes:

$$\rho_{gr} = \frac{\rho_b - \rho_{fluido} \cdot \phi}{1 - \phi} \quad \text{I. 8}$$

$$V_{TOC} = \frac{\rho_m - \rho_{gr}}{\rho_m - \rho_{TOC}} \quad \text{I. 9}$$

$$m_{TOC} = \frac{\rho_{TOC}}{\rho_{gr}} \cdot \frac{\rho_m - \rho_{gr}}{\rho_m - \rho_{TOC}} \quad \text{I. 10}$$

donde:

ρ_b : densidad del material, $[g/cm^3]$.

ρ_{gr} : densidad total de grano incluyendo los elementos de la matriz orgánica e inorgánica, $[g/cm^3]$.

ρ_{TOC} : densidad del kerógeno, $[g/cm^3]$.

ϕ : porosidad total del registro NMR, [fracción].

ρ_{fluido} : densidad del fluido que llena los poroso, determinado a partir del registro NMR, $[g/cm^3]$.

V_{TOC} : fracción de volumen de los componentes de la matriz orgánica, $[cm^3]$.

m_{TOC} : fracción de masa de los componentes de la matriz orgánica, $[g]$.



Se han hecho correlaciones entre la densidad del kerógeno y la reflectancia de la vitrinita, pero no se trata de una ecuación general, sino que se debe realizar una correlación para cada yacimiento tipo shale específicamente, además de la necesidad de corroborar con núcleos.

Otro enfoque diferencia el mineral del contenido orgánico, este utiliza datos de espectroscopía. La sonda de espectroscopía de captura elemental ECS mide las concentraciones de Si, Al, Ca, Fe, S, K, Na, Mg, Ti y Gd. La mineralogía de los granos se calcula a partir de estas concentraciones de elementos. La concentración de carbono total se obtiene con la herramienta de control de saturación del yacimiento RST. De esta concentración, una parte del carbono es inorgánica y otra parte es orgánica. El carbono inorgánico se combina con calcio y otros elementos para formar calcita y dolomía junto con otros minerales menos conocidos, tales como la nahcolita $\text{NaH}(\text{CO}_3)$ y la dawsonita $\text{NaAl}(\text{CO}_3)(\text{OH}_2)$.

Las concentraciones de Ca, Mg y Na derivadas por ECS se utilizan para calcular el carbono inorgánico. El resto, denominado carbono orgánico total (TOC), conforma el kerógeno.

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos. El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación. Como una extensión del subtema shale gas se complementa lo ya mencionado con la Tabla I.5.

Se han desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido orgánico total (TOC) y la madurez de las muestras. Los valores de TOC pueden obtenerse a partir de 1 gramo de muestras de roca pulverizada que se tratan para eliminar los contaminantes y que luego se combustionan a una temperatura de 1,200 °C. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO_2 o CO.



Las fracciones de carbono liberado se miden en una celda infrarroja y se convierte en TOC, registrándose como porcentaje en peso másico de la roca. Si esta prueba de clasificación inicial detecta muestras de suficiente riqueza orgánica, las mismas se someten a pruebas adicionales.

Tabla I.6. El valor de corte mínimo para las lutitas se considera normalmente un contenido orgánico total (TOC) de 0.5%.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy Buena
>12	Excelente

1.5.7 Interpretación de registros

Las respuestas de los registros eléctricos y radioactivos son particulares para los intervalos de lutitas, ya que la presencia de kerógeno e hidrocarburos puede resultar en alteraciones sobre las respuestas de los registros: resistividad, NMR, densidad, sónico, rayos gamma natural, así como en los de imagen.

Resistividad: la presencia de kerógeno y los hidrocarburos aumentan la resistividad de la roca. Estas rocas (lutitas) pueden contener un porcentaje variable de arcilla, de 30 a 70%, de acuerdo a estudios realizados a la fecha; el mayor contenido de arcilla disminuye la resistividad de la roca, sin embargo la propiedad de la arcilla que más afecta a la resistividad de la roca es la capacidad de intercambio de cationes (CIC), que varía en función del tipo de arcilla y de las capas mezcladas, cuanto mayor es la CIC menor es la resistividad de la roca. Los intervalos de shale gas/oil son más resistivos que los intervalos adjuntos ricos en arcilla los cuales reportan bajos niveles de kerógeno o kerógeno libre.



Rayos gamma natural: la presencia de lutitas incrementa el nivel de radioactividad natural de la formación. Esto es normalmente fácil de distinguir entre los estratos ricos en arcilla, areniscas y estratos calcáreos. Una alta radioactividad natural en shale gas/oil se debe a la presencia en niveles concentrados de uranio o iones de uranio como consecuencia de las condiciones reductivas en los ambientes marinos. Por lo que es muy recomendable utilizar una herramienta de espectro de rayos gamma para evaluar tales condiciones.

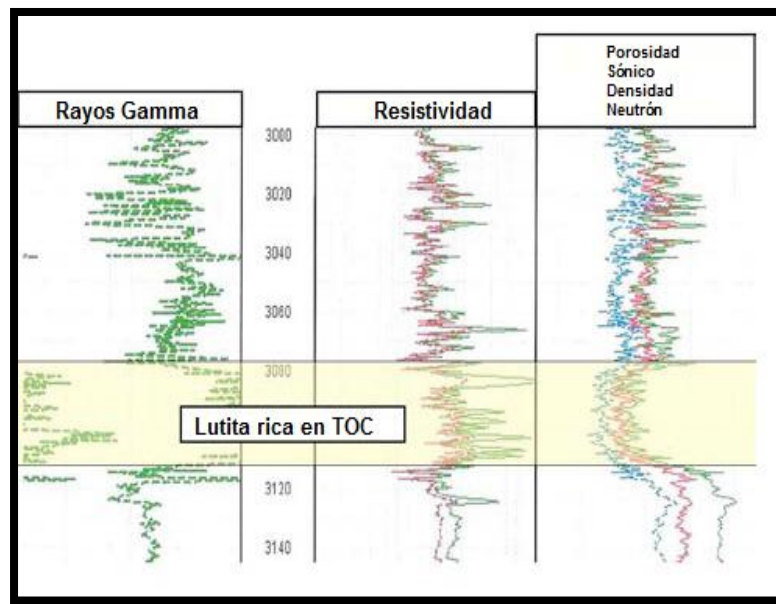


Figura 1.8. Respuesta de registros en algunas regiones de yacimientos tipo shale con alto nivel de kerógeno maduro. El intervalo rico en TOC se distingue del comportamiento del resto de la columna por su contraste entre los registros sísmico y de resistividad.

Una opinión generalizada es que la illita, micas y feldspatos son los principales contribuyentes de potasio, las micas proporcionan especialmente torio y los iones de uranio contribuyen con uranio. Los efectos de la montmorillonita, clorita y caolinita en los niveles de radiación son menos significativos.

Densidad y el efecto fotoeléctrico: el kerógeno y el gas son de baja densidad y con un bajo efecto fotoeléctrico, como resultado los componentes antes mencionados reducen la densidad y el factor fotoeléctrico de la roca. Además la densidad de la matriz de kerógeno es muy baja, similar a la densidad del agua, por todas estas razones no es fácil realizar un cálculo exacto del volumen de kerógeno y por ende se estima una porosidad incorrecta, con valores mucho



mayores a la realidad. Por otro lado, algunos autores han realizado correlaciones entre el TOC y la densidad de los hidrocarburos, reportando exitosamente los resultados que derivan de la buena medida del TOC y de la densidad de la roca en el laboratorio, con lo cual se pueden realizar excelentes interpretaciones, ya que en campo lo que más afecta a este tipo de registros es el filtrado de lodo, la forma de la pared del agujero así como su diámetro.

Sónico: el kerógeno, así como el gas tienen un alto tiempo de tránsito (Δt); un alto volumen de estos componentes provocara un incremento en la onda compresional dando como resultado una estimación exagerada de la porosidad, por lo que es necesario corregir estos registros con medidas de laboratorio.

Resonancia Magnética Nuclear (NMR): en este tipo de yacimientos el cálculo de la porosidad con registros convencionales se ve afectada por algunos factores que dificultan la exactitud, tales como la composición mineralógica de la matriz y el contenido de kerógeno. Así que el registro NMR resulta ser el más recomendado para estimar la porosidad en este tipo de yacimientos no convencionales dado que su respuesta no depende de las características matriz, pero hay que poner sumo cuidado cuando se trata con presencia de gas en la roca ya que esto puede afectar drásticamente los resultados de la porosidad.

Neutrón compensado: este es uno de los registros convencionales menos utilizados en la detección y evaluación de la materia orgánica y el potencial productivo de los yacimientos tipo shale. En este registro la señal de neutrones se ve afectada por el hidrógeno en la materia orgánica, el hidrógeno en arcillas OH +, además por el hidrógeno del agua y los hidrocarburos presentes afectan la medida de porosidad. Se cree que el índice de hidrógeno de kerógeno es menor que el del agua, por lo tanto, la porosidad tiende a reducir de acuerdo con la cantidad de kerógeno presente.

Este tipo de registro es menos afectado por la condición de las paredes del pozo, aunque cualquier otro factor que puede alterar la formación en áreas cercanas a las paredes de la perforación puede influir en la calidad de esta medición.

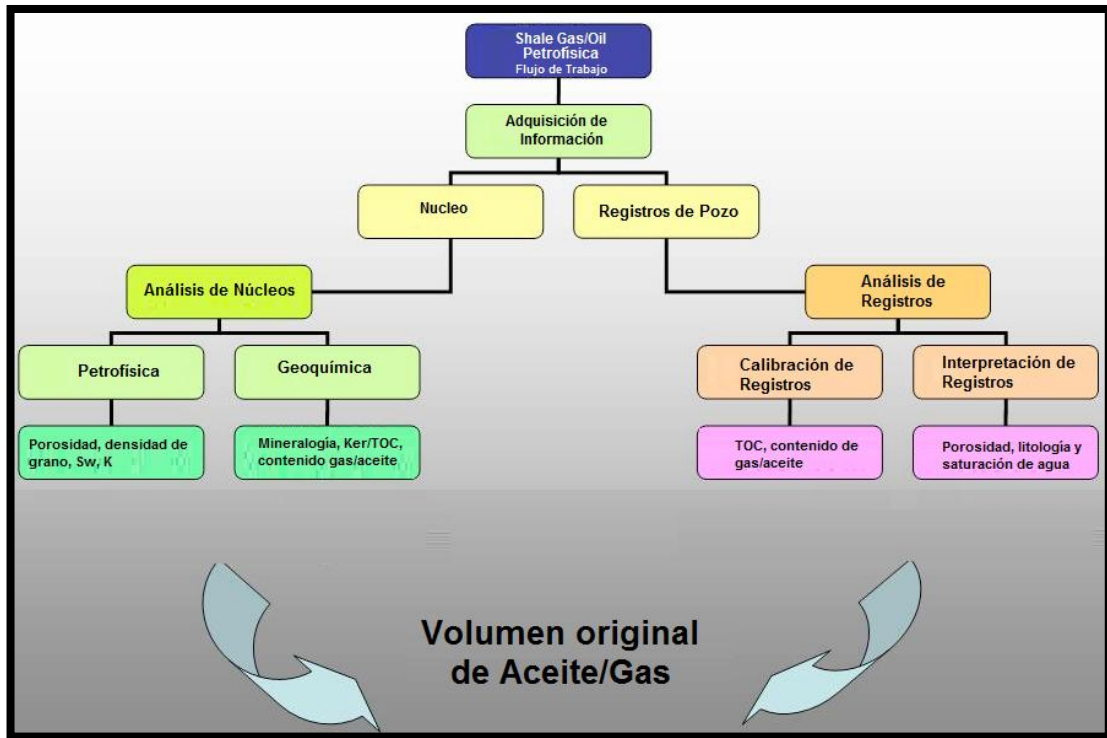


Figura I.9. Flujo de trabajo - Petrofísica. En este diagrama se observa la necesidad de obtener información de distintas fuentes, para poder analizarla y complementar así la obtención del volumen original de hidrocarburo.

I.6 Volumen y reservas de hidrocarburos

I.6.1 Definiciones

Se pretende que las definiciones de recursos del PRMS, en conjunto con su clasificación (Figura I.10) sea apropiada para todos los tipos de acumulaciones de hidrocarburos, a pesar de las características que se presenten en el yacimiento, así como del método de extracción utilizado o el grado de procesamiento requerido para producir un producto comercial. En función de esto los conceptos de reserva y recursos, y en consecuencia, los lineamientos de aplicación están diseñados para ser aplicables tanto en acumulaciones de hidrocarburos convencionales como no convencionales. Aunque es común que se empleen técnicas especializadas en la evaluación de cantidades *in situ*, de programas de desarrollo y de producción.



El hecho de que los recursos no convencionales comúnmente están impregnados a través de una gran área y no sean afectados de manera significativa por las influencias hidrodinámicas hace que se requiera del uso de diferentes enfoques durante la evaluación de dichos recursos.

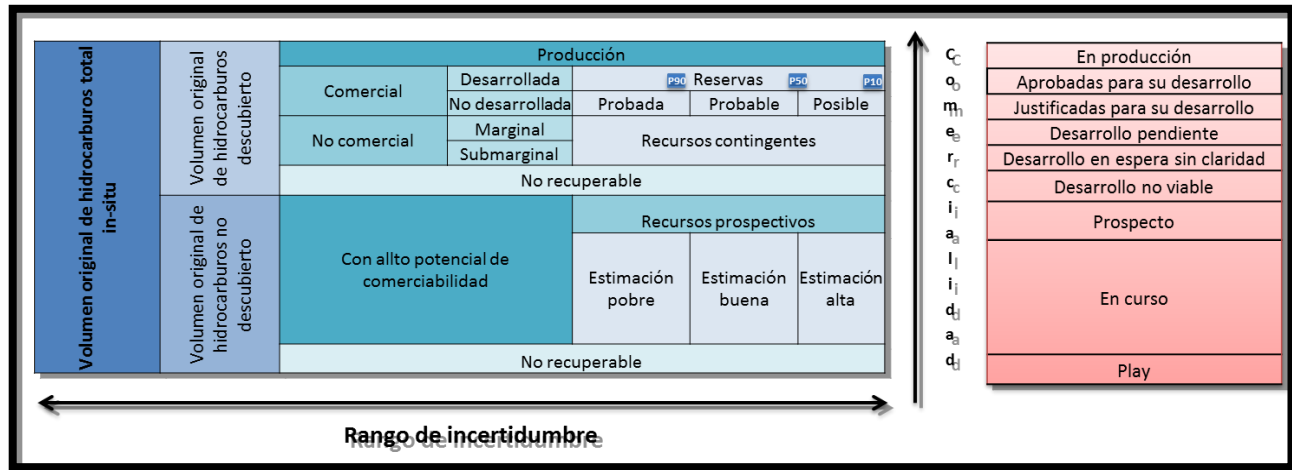


Figura I.10. Clasificación PRMS de reservas y recursos con la madurez de proyectos adjunta, mostrada de lado derecho, se puede apreciar que se habla de un desarrollo hasta que se empieza a comprobar la existencia de los recursos.

De la misma manera que las acumulaciones convencionales, los volúmenes recuperables no descubiertos son clasificados como recursos prospectivos, para poder estimarlos se supone su descubrimiento y su desarrollo comercial. El PRMS reconoce que el tipo de hidrocarburo y/o la calidad del yacimiento quizá no admitan una prueba de pozo fluyendo sin embargo la acumulación puede ser clasificada como “descubierta” con fundamento en otra evidencia como pueden ser el muestreo o la toma de registros. No es poco común reconocer grandes áreas donde los resultados previos de perforación han identificado la presencia de algún tipo de recurso descubierta que basado en los análogos tenga potencial de producción. Donde los métodos de recuperación técnicamente viables sean identificados pero los criterios económicos y/o comerciales no sean satisfechos, incluso bajo las premisas más agresivas, las estimaciones de las cantidades recuperables son clasificadas como recursos contingentes y subclasificadas como “desarrollo no factible”; si los procesos de recuperación han sido confirmados como “técnicamente no viables”, el volumen *in situ* es clasificado como “descubierto/no recuperable”.



Conforme la formación geológica y las tecnologías van evolucionando y el desarrollo del proyecto se va definiendo mejor, algunas porciones de los volúmenes estimados pueden ser designadas a la sub clasificación de recursos contingentes, con esto se reconoce este avance progresivo tanto comercial como técnico. Se le atribuirá el término de reservas sólo después de que los programas piloto hayan confirmado la productividad técnica y económica y se haya asignado capital para su desarrollo.

Debido a que estas acumulaciones están comúnmente impregnadas a lo largo de una gran extensión de superficie y son desarrolladas con una alta densidad de perforación, la productividad de los pozos es comúnmente muy variable. Por lo tanto las técnicas de evaluación probabilística pueden ser más aplicables que en las formaciones convencionales.

1.6.2 Proceso en la evaluación de los recursos no convencionales.

Todas las evaluaciones de recursos comienzan con la identificación de hidrocarburos en cantidad suficiente para que puedan dar soporte potencial al desarrollo comercial. Por lo tanto el objetivo está en identificar las técnicas de desarrollo que puedan superar las restricciones técnicas o económicas que limitan el desarrollo comercial.

Antes de que las reservas puedan ser estimadas y clasificadas de acuerdo al nivel de certidumbre, los recursos no convencionales necesitarán ser clasificados en base a la oportunidad de desarrollo comercial del proyecto. El flujo lógico fundamentado en los principios de clasificación de la PRMS se ilustra en la figura I.11.

Después de que ha sido establecido el descubrimiento de hidrocarburos en sitio (DIIP por sus siglas en ingles), la subclasificación de recursos contingentes se llevará a cabo en la parte final para las diferentes categorías. Una vez que se ha identificado un programa de desarrollo económicamente viable, que la compañía se ha comprometido en su implementación, y que existe una certidumbre razonable que cualquier contingencia que impide el desarrollo será solucionada, sólo entonces quizá se puedan reclasificar los volúmenes encontrados como reservas.

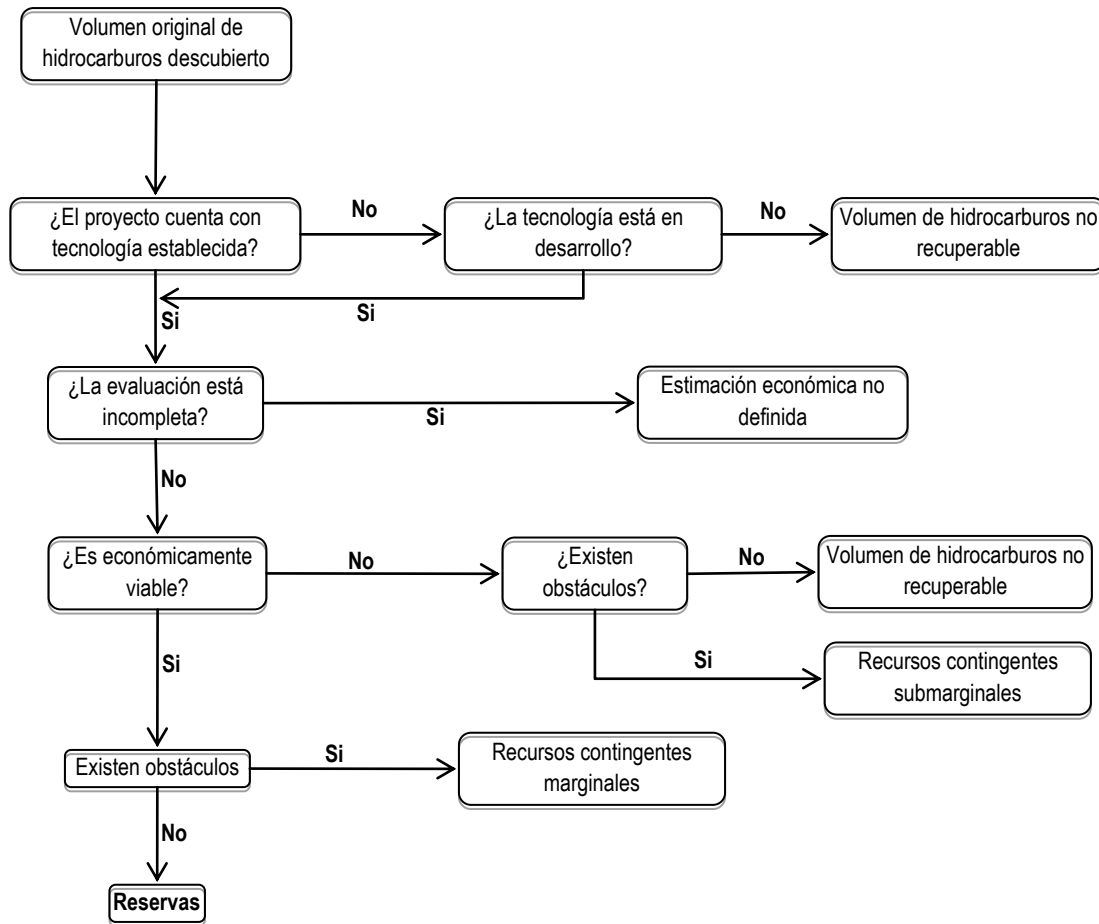


Figura I.11. Estableciendo reservas y recursos contingentes. Se aprecia a primera vista que el proceso de clasificación de reservas se base fundamentalmente en la retroalimentación con información de fuentes reales.

1.6.3 Evaluación y clasificación

Los recursos no convencionales comúnmente necesitan enfoques de evaluación diferentes a aquellos que se aplican a los proyectos de recursos convencionales. En la mayoría de los casos la existencia de hidrocarburos *in situ* a lo largo de una gran superficie ha sido confirmada con anterioridad, por lo tanto el riesgo de descubrimiento es mínimo. Los principales retos en la evaluación de recursos no convencionales se refieren a delimitar un área suficiente a explotar y en establecer gastos de recuperación capaces de sostener proyectos comerciales.

La evaluación se inicia con el mapeo detallado de los recursos, esto involucra un incremento en la densidad de muestreo para definir el potencial del play, identificar los puntos clave y



delinear las áreas marginales. Posteriormente se inician los proyectos piloto para demostrar que las técnicas de extracción especializada son técnica y comercialmente viables. Cuando se alejan de los puntos clave la degradación geológica y el posible incremento en la extracción deben ser tomados en cuenta para la clasificación y categorización de los recursos. La guía del PRMS sugiere que, de manera similar a los proyectos de recuperación mejorada aplicados en los yacimientos convencionales, los proyectos piloto exitosos o los proyectos exitosos en yacimientos análogos requieren el establecimiento de un factor de recuperación para acumulaciones no convencionales.

Para nuevas formaciones donde no se tiene una historia de desarrollo suficiente, la analogía con yacimientos similares puede ser empleada en la evaluación inicial. Una vez que los resultados de los proyectos piloto han sido obtenidos, el desarrollo futuro en el mismo yacimiento puede ser evaluado en base a las comparaciones para las áreas piloto. Para los recursos no convencionales, se deben tener en cuenta factores tales como la geomecánica, geoquímica, la riqueza orgánica, la madurez térmica así como la adsorción del gas, adicionalmente a los parámetros convencionales como la porosidad, espesor y saturaciones.

El PRMS está basado en proyectos, y su comercialidad tiene que ser confirmada antes de que los recursos recuperables puedan clasificarse como reservas, para el recurso contenido en un play particular, se pueden implementar diferentes proyectos de manera secuencial para obtener ventaja de la mejor calidad del yacimiento y de las áreas de menor costo de operación; especialmente en el medio de la comodidad de los precios bajos. La mayoría de los recursos no convencionales son proyectos de larga vida, algunos contemplan una vida productiva de 20 o 30 años o superior. Un mejor entendimiento de la economía y la probabilidad de recuperación puede lograrse al manejar el desarrollo por etapas, especialmente para tomar ventaja de los puntos clave.

El proceso requerido para llevar a condiciones óptimas los recursos extraídos de los yacimientos no convencionales puede entenderse como un modelo de desarrollo para este tipo de recursos que puede transferirse de una formación geológica a otra, de cualquier manera, existen riesgos inherentes asociados con este concepto, aun cuando los recursos no convencionales puedan existir en grandes cantidades a lo largo de amplias superficies, llega



un tiempo cuando la superficie a perforar no puede ampliarse lo suficientemente rápido o en las cantidades requeridas para satisfacer la demanda y mantener una producción constante, lo cual puede deberse a varias razones como factores de regulación principalmente para el caso mexicano.

La construcción de un inventario de materiales así como la disponibilidad de los apuntalantes o el agua para fracturamientos masivos tampoco puede ser garantizada, la heterogeneidad de la formación puede forzar el desarrollo y aplicación de diferentes tecnologías no probadas y en consecuencia revertir una fase secuencial de desarrollo en algunas áreas volviendo a un desarrollo secuencial por fases en algunas áreas. El ciclo actual de la comodidad de los precios bajos y los riesgos de reinversión quizá representen obstáculos adicionales, todos estos factores deben ser considerados en el establecimiento de la comercialidad de un proyecto.

Los métodos probabilísticos pueden ser utilizados desde dos enfoques generales para influenciar conjuntos de información incompletos.

1. Análisis volumétrico, similar a las evaluaciones de recursos convencionales los parámetros clave pueden ser modelados con distribuciones matemáticas y al combinarse con simulaciones Monte Carlo para derivar en una distribución de resultados, en el caso de shale gas, los factores clave pueden incluir, TOC, porosidad, saturación de gas en la matriz y saturación de gas adsorbido.
2. Distribuciones EUR (Estimado final recuperable, por sus siglas en inglés). Las técnicas de análisis estadístico pueden ser más aplicables para los recursos no convencionales debido al gran tamaño de las acumulaciones y al gran número de pozos involucrados, esencialmente como una extensión del enfoque de los análogos. La premisa es que las distribuciones de comportamiento los pozos productores existentes pueden ser usadas para predecir el comportamiento de localizaciones no perforadas.

La industria del petróleo y gas ha usado enfoques determinísticos por varias décadas y no es necesario repetir las técnicas, basta con decir que están generalmente fundamentadas en cálculos volumétricos para determinar los volúmenes iniciales de gas *in situ*, debido a que los



yacimientos tipo shale continúan siendo inmaduros, las curvas de declinación deben ser revisadas con el tiempo conforme se tenga una mayor cantidad de información.

1.6.4 Volumen de gas

Para establecer el potencial del recurso que la roca puede brindar, es esencial determinar su contenido original de kerógeno (Ker_o), así en las evaluaciones petrofísicas de shale gas debe establecerse el volumen de kerógeno presente (Ker_{pd}), que es necesario para estimar el contenido de gas adsorbido y calcular una porosidad acertada. Sin embargo establecer el volumen presente de kerógeno mediante el análisis de registros no es una tarea fácil y actualmente se requiere del uso tanto de registros convencionales como de técnicas geoquímicas de laboratorio, para con ello poder calibrar los registros y calcular el contenido de kerógeno. Así del volumen contenido de kerógeno es posible conocer el TOC.

El TOC se ha utilizado primordialmente para evaluar la calidad del recurso que puede ofrecer la roca, aunque actualmente se utiliza también en la evaluación de yacimientos no convencionales. Algunos elementos presentes en el kerógeno no se encuentran en el TOC como lo son, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre, por lo que debe existir un factor de conversión entre ambos (kerógeno y TOC), algunos autores sugieren que el valor de 1.2 es suficiente para expresar el TOC como porcentaje en peso (w%).

Es decir, que si se puede estimar un volumen de kerógeno, el TOC contenido se puede establecer utilizando la ecuación I.11; presentada más adelante. Por esta razón, es necesario comprobar la densidad del kerógeno y de la roca.

$$TOC = \frac{Vol_{ker} \cdot \rho_{ker}}{\rho_b \cdot K} \quad I.11$$

donde:

TOC : volumen de kerógeno (vol/vol).

ρ_{ker} : densidad del kerógeno (g/cm^3).

ρ_b : densidad de la formación (g/cm^3).

K : factor de conversión (~ 1.2).



Por otra parte algunos autores estiman que, la relación entre el kerógeno y el TOC puede ser de 2 a 2.5, las siguientes aproximaciones se pueden utilizar para estimar la cantidad de kerógeno (vol%)

$$Ker (vol\%) = TOC(wt\%) \cdot f \quad I.12 \quad \rightarrow f \approx 2 - 2.5$$

$$Ker (vol\%) = \left[\frac{(1 - \phi) \cdot \rho_{ma}}{\rho_{ker} \cdot C_{ker}} \right] \cdot TOC(wt\%) \quad I.13$$

donde:

ϕ : porosidad, [fracción].

ρ_{ma} : densidad de la matriz (g/cm³).

ρ_{ker} : densidad del kerógeno (g/cm³).

C_{ker} : w% de carbón en el kerógeno

Se asume en la mayoría de los casos que el producto $\rho_{ker} \cdot C_{ker} = 1$.

La madurez térmica de la materia orgánica representa un elemento crítico en los yacimientos de shale gas. El proceso de madurez disminuye gradualmente el contenido de kerógeno, pero solo produce cambios en el TOC cuando ocurre una expulsión. Las siguientes imágenes muestran cambios en el TOC (gas/aceite, kerógeno, carbono inerte), como resultado de la madurez y procesos de expulsión. Figura I.12.

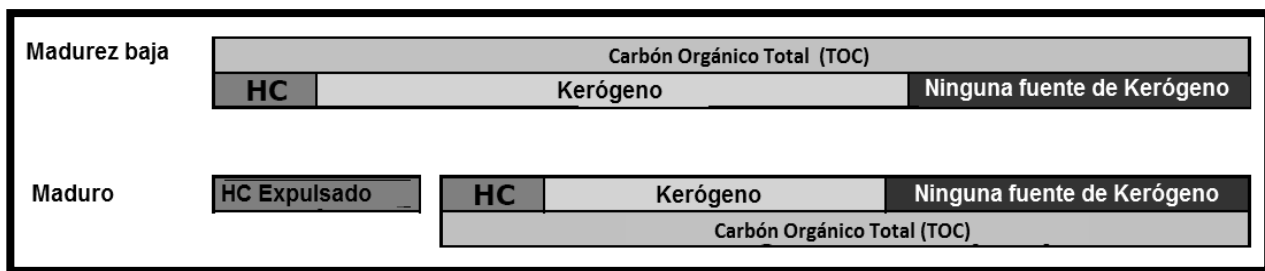


Fig. I.12 La madurez y la expulsión produce una reducción en el kerógeno y TOC, dando cantidades de carbono expulsado como aceite/gas; el carbono inerte se incrementa (adaptado de Jarvie, D. 1999).

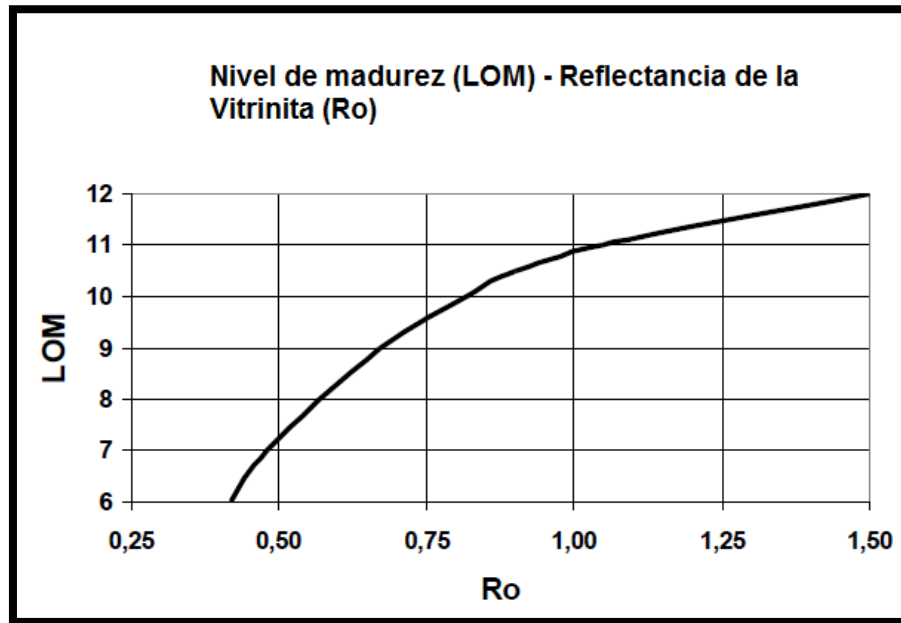


Fig. I.13 Relación entre la reflectancia de la vitrinita y el nivel de metamorfismo orgánico (LOM) (adaptado de Passey, 2011).

La reflectancia de la vitrinita es la clave para estimar el nivel de madurez térmica de la materia orgánica y puede ser medida en el laboratorio con muestras de la formación.

Contenido de gas

El mejor método para establecer el contenido de gas en este tipo de yacimientos (shale) proviene del análisis de curvas de declinación en la productividad de los pozos. Sin embargo el desarrollo de este tipo de recursos es relativamente nuevo en algunas áreas y no existe suficiente información para establecer un acertado comportamiento de su tendencia.

El análisis volumétrico es un método alternativo y es el mejor cuando se complementa con la correlación de pozos cercanos en una determinada área geográfica. Dentro de los cálculos volumétricos existen medidas directas o indirectas del contenido de gas en rocas y minerales (carbón), cada vez más aceptadas por la industria, y han sido adaptados de la industria del carbón como una metodología para shale gas.



Gas Adsorbido – método indirecto

Una parte del gas almacenado en este tipo de yacimientos consiste en el gas adsorbido por la materia orgánica y de acuerdo con algunos autores, absorbido en la arcilla, la otra parte consiste de gas libre en los espacios poroso de la roca. En la industria se utiliza el método isotérmico de Langmuir, para medir el gas adsorbido en forma de metano por la superficie del kerógeno. Langmuir, Premio Nobel de Química en 1932, publicó una ecuación para medir los gases adsorbidos en sólidos, ya que la adsorción es un fenómeno que ocurre cuando el gas se acumula en las paredes de un sólido, resultando en la creación de una película atómica o molecular. Lewis (2004), ha presentado una expresión general de la isoterma de Langmuir usada en petrofísica:

$$g_c = \frac{V_L \cdot p}{p + P_L} \quad \text{I. 14}$$

donde:

g_c: contenido de gas adsorbido (pie³/ton)

p: presión del yacimiento (psia)

V_L: Volumen de Langmuir (pie³/ton)

P_L: Presión de Langmuir (psia)

La forma de la curva (Figura I.14) está dada por una temperatura o por el nivel de TOC en volumen de Langmuir (*V_L*; volumen de gas adsorbido a una presión infinita) y la presión de Langmuir (*P_L*; donde la mitad del gas a presión infinita ha sido adsorbido). La curva define el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre, como función de la presión del yacimiento a temperatura constante, esto marcará una relación de desarrollo del gas metano, y el impacto que pudiera tener la presencia de otros gases sobre la exactitud del método.

La isoterma es medida a una temperatura fija y a un nivel de TOC, por lo que, para poder aplicar esta ecuación es necesario introducir correcciones por variaciones de temperatura y diferentes niveles de TOC encontrados en el yacimientos.

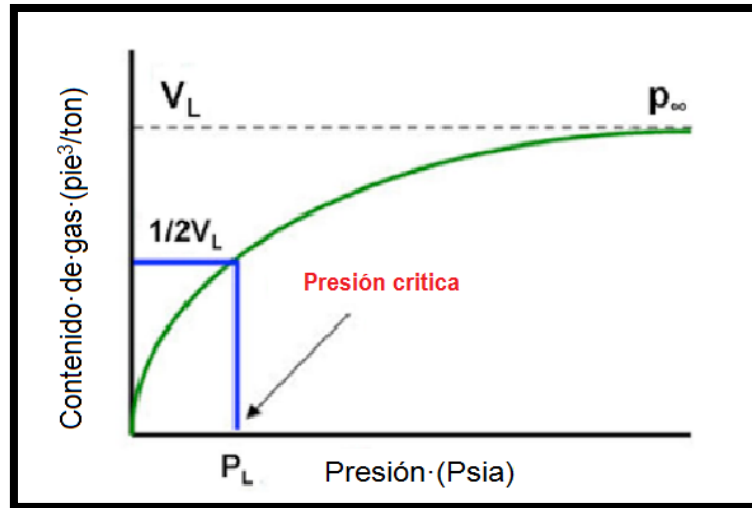


Figura I.14. Isotherma de Langmuir, usada ampliamente para calcular el contenido de gas adsorbido.

Corrección por temperatura:

$$V_{Lt} = 10^{(-C3 \cdot (T+C4))} \quad \text{I.15}$$

$$C4 = \log V_L + (C3 \cdot T_i) \quad \text{I.17}$$

$$P_{Lt} = 10^{(-C7 \cdot (P+C8))} \quad \text{I.16}$$

$$C8 = \log P_L + (C7 \cdot T_i) \quad \text{I.18}$$

donde:

V_{Lt} : volumen de Langmuir a temperatura del yacimiento (ft³/ton).

P_{Lt} : presión de Langmuir a temperatura del yacimiento (psia).

$C3$: 0.0027.

$C7$: 0.005.

T : temperatura del yacimiento (°C).

T_i : temperatura de la isoterma de Langmuir (°C).

Corrección por TOC

Así como con la temperatura, la isoterma es medida a un nivel fijo de TOC; sin embargo, los intervalos de interés pueden tener niveles variables de TOC:

$$V_{LC} = V_{LT} \cdot \frac{TOC_{log}}{TOC_{iso}} \quad \text{I.19}$$



donde:

V_{LC} : volumen de Langmuir corregido a temperatura del yacimiento (ft³/ton).

TOC_{log} : nivel de TOC establecido en el registro (w%).

TOC_{iso} : nivel de TOC usado para la isoterma de Langmuir (w%).

Así la ecuación utilizada para el cálculo del contenido de gas adsorbido es la siguiente:

$$g_c = \frac{V_{LC} \cdot p}{p + P_{Lt}} \quad \text{I. 20}$$

Estos cálculos resultan ser complejos y por lo tanto para utilizarlos y obtener resultados confiables es necesario contar con suficiente experiencia y una gran cantidad de datos.

La isoterma puede obtenerse de una muestra “tal y como se recibe”, o de una muestra que ha sido lavada y seca. Se prefiere sea una muestra tal y como se recibe cuando se analizará el contenido de gas inicialmente *in-situ* (GIIP, por sus siglas en inglés) y para simular las condiciones del yacimiento. Sin embargo puede ser muy usual para comparar la capacidad de adsorción de diferentes lutitas, pero para fines del subtema se utilizará como la manera más acertada de estimar el GIIP.

Estimación del volumen original del gas adsorbido (GIIP_{ad})

Actualmente la medida se realiza sobre los parámetros anteriormente mencionados, es decir el porcentaje en volumen o peso del kerógeno, reflectancia de la vitrinita, TOC y contenido de gas adsorbido. Generalmente se ha nombrado al gas adsorbido inicialmente *in-situ*, como gas estimado con la isoterma de Langmuir:

$$GIIP_{ad} = g_c \cdot Den \cdot \frac{\text{Área}}{4046.85} \cdot 3.28 \cdot h \cdot C \quad \text{I. 21}$$



donde:

$GIIP_{ad}$: gas adsorbido inicialmente insitu (bpc).

gc : contenido de gas adsorbido (ft^3/ton).

Den : densidad promedio de la formación en el intervalo h (g/cm^3).

Área: área (m^2).

h : profundidad promedio (m).

C : factor de conversión de unidades; $1.3597 \cdot 10^{-6}$.

Contenido total de gas y estimación del volumen original de gas $GIIP_{tot}$ – método directo



Figura I.15 Canister, aparato utilizado para contener las muestras de núcleos (laboratorios Weatherford).

Los resultados de aplicar la isoterma de Langmuir se pueden complementar con las medidas del gas adsorbido en muestras de la formación (núcleos, muestras de pared), este diseño se realizó por primera vez para medir el gas contenido en muestras carbón y se le puede llamar método directo o análisis de desorción en canister.

Se colocan muestras de un cierto diámetro dentro de un recipiente sellado “canister” (Figura I.15), tomadas del pozo y llevadas al laboratorio, donde a través del tiempo se mide el gas adsorbido a la vez que la muestra se lleva a temperatura del yacimiento. Después se realiza



una corrección para estimar el gas perdido, el gas perdido entre el tiempo cero (t_0), antes de aislar la muestra y quedar sellada en el canister.

El tiempo cero es el momento en el que la muestra comienza la desorción del gas debido al desequilibrio con la presión hidrostática durante su trayecto del pozo a la superficie. Es difícil conocer con precisión la pérdida de gas y esto puede representar un porcentaje importante del gas contenido estimado por este método. La fórmula que representa el contenido total de gas es:

$$G_c = 32.0368 \cdot \frac{V_l + V_m + V_c}{m_{ad}} \quad \text{I. 22}$$

donde:

G_c : contenido total de gas (ft^3/ton).

V_l : volumen de gas perdido (cm^3).

V_m : volumen de gas medido (cm^3).

V_c : volumen de gas en recortes (cm^3).

m_{ad} : volumen de gas seco (g).

1.6.5 Volumen de aceite

Algunos conceptos acuñados para shale gas pueden ser aplicados a yacimientos shale oil. Sin embargo, existen algunas diferencias clave. En la discusión de las características especiales de shale oil con respecto a shale gas, es necesario utilizar terminología que distinga estas diferencias, de acuerdo al tipo de método de extracción.

Kerógeno y TOC

Como se ha mencionado anteriormente el kerógeno tipo I y II es capaz de producir hidrocarburos líquidos, sin embargo bajo condiciones extremas puede ocurrir lo mismo con el kerógeno tipo III. Al igual que los análisis geoquímicos proporcionan información para estimar la madurez térmica, el contenido orgánico total (TOC) y el contenido de aceite en muestras se utiliza para poder estimar el aceite *in-situ* en los yacimientos shale oil. Este tipo de estudios puede contrastarse con los realizados basándose únicamente en datos de registros de pozo.



Derivado del registro NMR se puede determinar el contenido de TOC; esta técnica se basa en que la porosidad NMR trata al kerógeno como cualquier otro sólido contenido en la matriz, mientras que los registros de densidad lo ven como cualquier otro fluido y como parte de la porosidad de la roca. Ni el registro NMR ni el de densidad se verán afectados por el gas libre, ya que este está ausente. Como resultado de esto, la porosidad total de la roca leída por el registro NMR será menor que la registrada por el registro de densidad, debido a la presencia de kerógeno. Figura I.16.

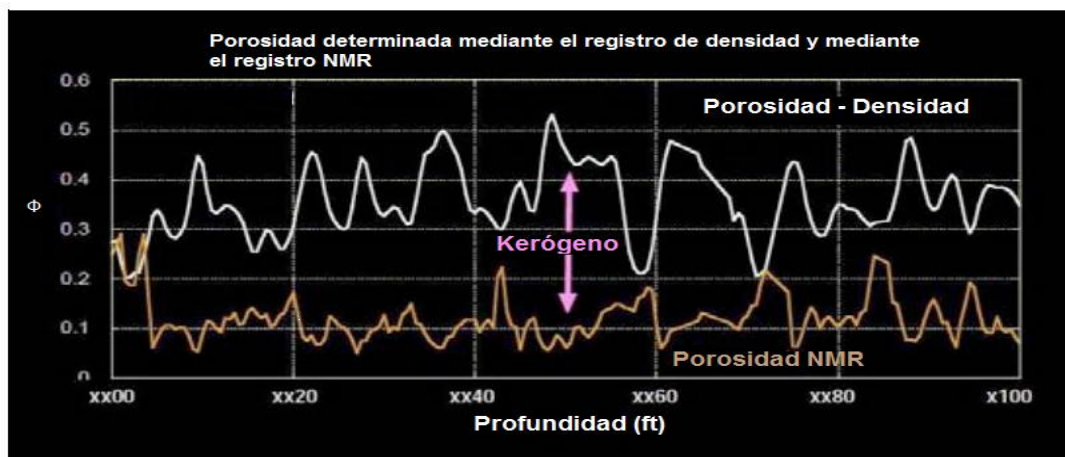


Figura I.16. Diferencia de porosidades derivado de los registros NMR y densidad debida al alto contenido de kerógeno, contenido en un intervalo shale oil (modificado de Oil Field Review, Volumen 22, no. 4).

El volumen de kerógeno obtenido como resultado entre la comparación de ambos registros (NMR y densidad), es convertido en porcentaje en peso de TOC (TOC%w) mediante la siguiente ecuación, calibrando los resultados obtenidos en el laboratorio.

$$TOC \%w = (\phi_D - \phi_{NMR}) \cdot \left(\frac{\rho_{ker}}{\rho_b} \right) \quad I.23$$

donde:

TOC : carbón orgánico total (%w).

ϕ_D : porosidad obtenida a partir del registro de densidad (dec).

ϕ_{NMR} : porosidad obtenida a partir del registro NMR (dec).

ρ_{ker} : densidad del kerógeno (g/cm^3).

ρ_b : densidad de la formación (g/cm^3).



Este parámetro se utiliza para obtener el contenido de aceite como se describe más adelante.

Contenido de aceite

Uno de los métodos utilizados para medir el aceite producido por la materia orgánica en lutitas es el método de Fischer modificado, que mide el rendimiento petrolífero de una muestra de lutita en una retorta de laboratorio. Es el método adecuado ya que mediante retorta y destilación se puede evaluar la información del aceite contenido en las lutitas y en consecuencia conocer el potencial de producción del kerógeno inmaduro.

Análisis de la Roca Generadora (SRA)

Este método es el más utilizado y adecuado para este tipo de yacimientos (shale oil). Ya que mediante este se puede conocer la capacidad de la roca para producir hidrocarburos, el tipo de kerógeno, nivel de madurez y contenido de TOC. Sobre este método se ha dicho que: “El método fue diseñado para poder identificar las características de la roca generadora y almacén mediante muestras vivas (afloramientos, recortes, núcleos convencionales y núcleos de pared) a una temperatura programada en una atmósfera inerte. Este análisis cuantitativo establece las cantidades de hidrocarburos libres (S1), y la cantidad de hidrocarburos que pueden ser producidos mediante craqueo de la materia orgánica no volátil (S2). Las cantidades de CO₂ que se producen durante la pirólisis del kerógeno (S3) se determinan utilizando un detector infrarrojo. El dispositivo además establece la temperatura a la cual se liberara la máxima cantidad de hidrocarburos resultantes al realizar el craqueo del kerógeno durante el proceso de pirolisis ($T_{m\acute{a}x}$), así como también su TOC. El dispositivo puede ser utilizado en el campo o en un laboratorio, para identificar el potencial productivo de aceite o gas de un área.” (Weatherford).

La cantidad de hidrocarburo libre (S1) se utiliza para estimar el contenido de aceite en una evaluación de shale oil. Los datos se manejan en miligramo de aceite por gramo de roca (mg/g); se estima la variación de S1 entre 0.5 y 6 (mg/g). Es de igual forma importante considerar y documentar el contenido de TOC y el índice de madurez de una muestra (R_o).



Con las medidas en laboratorio sobre el S1 y su TOC correspondiente se puede generar una correlación que pueda utilizarse para calibrar los registros y directamente cuando se corra el registro y mida el TOC se pueda derivar el contenido de hidrocarburos libres (S1).

Estimación del volumen original de aceite (STOIIP_{S1yl})

El aceite *in-situ* puede derivarse de información obtenida de pruebas geoquímicas y puede ser estimado utilizando ecuaciones similares a las utilizadas para el gas, adaptándolas con las constantes y el contenido de fluido correspondientes representará ahora al aceite de la muestra, en el apéndice B se muestra un ejemplo.

$$STOIIP_{S1yl} = \left(0.0001 \cdot \frac{S1yl}{\rho_o}\right) \cdot Den \cdot \frac{\text{Área}}{4046.85} \cdot 3.28h \cdot C \quad \text{I. 24}$$

donde:

STOIIP_{S1yl}: aceite inicialmente insitu (MBls).

S1yl: contenido de aceite (mg/g).

ρ_o : densidad del aceite (g/cm³).

Den: densidad promedio de la formación en el intervalo *h* (g/cm³).

Área: área (m²).

h: espesor promedio (m).

C: factor de conversión de unidades; 7.758



Bibliografía del Capítulo I.

- I.1 Comparisons and contrasts of shale gas and tight gas developments, North American experience and trends. SPE 160855-MS-P
Kennedy Robert, Knecht William & Georgi Daniel.
Saudi Arabia, April 2012.
- I.2 Design and life-cycle considerations for unconventional reservoirs wells. SPE 114170-PA
Miskimins Jennifer.
Keystone, Colorado, May 2009.
- I.3 Reservoir engineering for unconventional gas reservoirs: what do we have to consider?
SPE-145080
Clarkson C.R., Jensen J.L. & Blasingame T.A.
Texas, June 2011.
- I.4 Unconventional reservoirs: Basic petrophysical concepts for shale gas. SPE-153004.
Glorioso Juan,
Viena, Austria, March 2012.
- I.5 Shale gas production decline trend comparison over time and basins, SPE 135555
Baihly Jason, Altman Raphael, Malpani Raj & Luo Fang.
Florence, Italy, September 2010.
- I.6 Unconventional reservoir characterization methods using core and well loggin data: Shale gas and tight gas sand examples. OMC 2011-159.
Orlandi M., Bartelucci, V. & Chelini V.
Ravenna, Italy, March 2011.
- I.7 2D-NMR Applications in unconventional reservoirs. SPE 161578.
Minh Cao, Zielinski Crary, Liu C.B., Jones S. & Jacobsen S.
Alberta, Canadá, November 2012.
- I.8 State-of-the-Art Openhole Shale Gas Logging SPE-160862-MS-P
Framquet Javier, Bratovich Matt & Glass Richard.
Saudi Arabia, April 2012.



- I.9 Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources
SPE 152224MS-P.
Gupta Jugal, Zielonka Matias, Albert Richard, El-Rabaa Wadood, Bumham Heather & Choi Nancy.
Texas, February 2012.
- I.10 A process to evaluate unconventional resources. SPE 134602
Chan Phillip, Etherington John & Aguilera Roberto.
Florence, Italy, September 2010.
- I.11 Using the SPE-WPC-AAPG-SPEE-SEG PRMS to evaluate unconventional resources SPE 134602-PAP
Chan Phillip, Etherington John & Aguilera Roberto.
Florence, Italy, September 2010.
- I.12 A review of recent developments and challenges in shale gas recovery, SPE 160869.
Arogundade O. & Sohrabi M.
Saudi Arabia, April 2012.
- I.13 From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs SPE 131350
Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R. & Sinha S.
Beijing, China, June 2010.
- I.14 Evaluating implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs SPE 121038
Arthur Daniel J., Bohm Brian, Jo Coughlin Bobbi & Layne Mark.
Texas, USA, March 2009.
- I.15 Impact of porous media on saturation pressures of gas and oil tight reservoirs
SPE 1661143
Pang Jianyuan, Zuo Julian Y. & Zhang Dan
Alberta, Canadá, November 2012
- I.16 Producción de gas desde su origen
Boyer Charles, Kleschnick John, Lewis Richard y Waters George
Oilfield Review, Invierno 2006/2007



II. Terminaciones

II. Terminaciones

II.1 Definiciones fundamentales

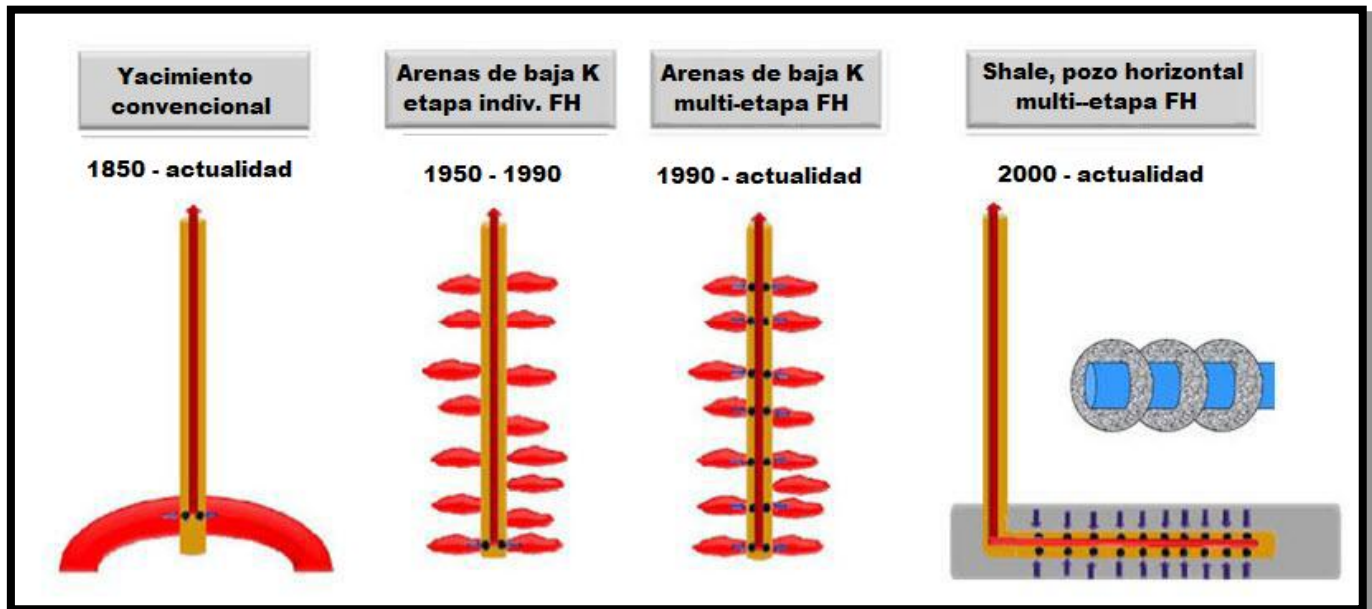


Figura II.1 Historia ilustrada de las terminaciones, cómo han evolucionado las técnicas de terminación de pozos desde mediados del siglo XIX a la fecha, el fracturamiento múltiple sobresale de entre los demás por el alcance que presenta en formaciones con depósitos lenticulares.

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación, y como parte del proceso se instalan accesorios dentro del pozo con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de la formación a la superficie o viceversa. Esto se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponarlo, sí así se determina.

La terminación tiene como objetivo primordial, establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento y de producción, que representan la vida del pozo, incluye los procesos de introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.



Reparación de pozo. Se refiere a los trabajos como limpiezas, inducciones, estimulaciones, fracturamientos, disparos, cambio de zona productora, entre otros, todos con la finalidad reestablecer la producción y aumentar la vida productiva del pozo.

Aparejo de producción. Medio por el cual se conducirán los hidrocarburos hasta la superficie. Consiste en la tubería de producción y accesorios adicionales de control, con características especiales (tipo de acero, resistencia a la cedencia, conexión) que permitan soportar los esfuerzos axiales y triaxiales, cargas estáticas y dinámicas; durante su introducción, producción y vida productiva del pozo. Pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, o asistido por un sistema artificial de producción (bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrífugo, por mencionar algunos).

Fluido de terminación y reparación. Fluido utilizado para actividades de terminación y reparación de pozos, que debe cumplir con las siguientes funciones:

- Evitar daño a la formación.
- Controlar la presión del yacimiento.
- Facilitar la limpieza en operaciones de molienda.

Análisis Nodal. Procedimiento que permite predecir y optimizar la energía (caída de presión) de un sistema de producción desde el punto de partida (yacimiento) hasta su entrega final (separador), considerando seis puntos de interés o nodos básicos:

- Flujo a través del medio poroso
- Flujo a través de los disparos
- Flujo a través de la tubería vertical (T.P.)
- Flujo a través del estrangulador
- Flujo a través de la tubería horizontal (L.D.)
- Flujo en el separador



II.2 Diseño

Para que una terminación se pueda considerar correcta, se debe obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo; ésto implica realizar un análisis nodal y así determinar qué aparejos de producción deben utilizarse para producir el pozo de acuerdo a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, por ejemplo). En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación a partir de: muestras de canal, núcleos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

II.2.1 Aparejos de producción

Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación y/o reparación; ya que debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a que es sometido durante las operaciones de terminación y mantenimiento, tales como inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, etc., así como durante la vida productiva del pozo.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados, pues, si es pequeño, restringirá la producción, por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable, además se incrementará el costo total del pozo, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.



Tabla II.1 Tipos de aparejos

Fluyente sencillo	Fluyente sencillo selectivo
<p>Está formado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación, y la tubería de producción.</p>	<p>Este aparejo consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los líquidos que aporta pueden combinarse selectivamente; explotando simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos.</p>
Fluyente doble	Fluyente doble selectivo
<p>Está formado por dos empacadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permanente inferior • Recuperable de doble terminación superior <p>Una junta de seguridad; dos válvulas de circulación y dos tuberías de producción.</p> <p>Se denomina sarta larga (SL) a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y sarta corta (SC) por donde fluiría el aceite y gas del intervalo superior.</p>	<p>Este tipo de aparejo utiliza tres empacadores: permanente intermedio y recuperable de doble terminación superior; como accesorios: una junta de seguridad y tres válvulas de circulación con dos tuberías de producción de igual o diferente diámetro. Por la sarta larga (SL) desalojan los fluidos de los intervalos inferior e intermedio; y por la sarta corta (SC) descargara los fluidos del intervalo superior. En cualquier tipo de aparejo fluyente seleccionado, los empacadores de producción son elementos de sello cuya finalidad principal es la de aislar entre sí el o los intervalos abiertos, además evitar la comunicación entre las tuberías de producción y las de revestimiento.</p>

Condiciones de carga

El acero es un material elástico hasta ciertos límites, pues si una carga de tensión es aplicada, sufrirá una deformación; si esta carga es retirada, el acero recuperará su forma original. Sin embargo, si el límite elástico es excedido, la estructura del acero cambia y no regresará a sus condiciones originales, una vez que el esfuerzo es removido. Este comportamiento es conocido como plástico. Si se aplica mayor carga, el acero se deformará y fallará. Este fenómeno es representado en la Figura II.2.



Las condiciones de carga más severas en la tubería de producción ocurren durante los siguientes eventos:



- Introducción y recuperación del aparejo (intervenciones).
- Inducciones y pruebas de admisión.
- Estimulaciones.
- Fracturamientos.
- Control del pozo (reparación)
- Disparos e inicio de producción.
- Pozo vacío.

Figura II.2 Comportamiento del acero bajo cargas, al sobrepasar el límite elástico, el modelo deja de ser lineal puesto que existe una deformación en el material.

El aparejo de producción está sujeto a varios esfuerzos; por tanto, las cargas como la resistencia a la presión interna, colapso y tensión de la tubería, deben ser conocidas bajo diferentes condiciones para un diseño apropiado. Las propiedades mecánicas más importantes de una tubería de producción son: resistencia a la presión interna, colapso y tensión. Estas propiedades pueden estar actuando tanto en forma independiente como combinada.

a. Esfuerzo de carga uniaxial

Este efecto asume que no hay carga axial (tensión o compresión) en la tubería, al mismo tiempo que una carga de presión interna o colapso es aplicada.



Tabla II.2 .La presión interna, tensión y colapso bajo una sola carga.

a.1 Presión interna

Es la cantidad de presión aplicada dentro del tubo, misma que es soportada por la pared interna. La resistencia del cuerpo del tubo a este efecto es calculada con la fórmula de presión de cedencia interna. (API Boletín 5C3, 1985).

$$P_i = 0.875 \left(\frac{2Y \cdot t}{D} \right) [psi] \quad \text{II. 1}$$

donde:

Y : esfuerzo de cedencia [psi]

t : espesor [pg]

D : diametro externo [pg]

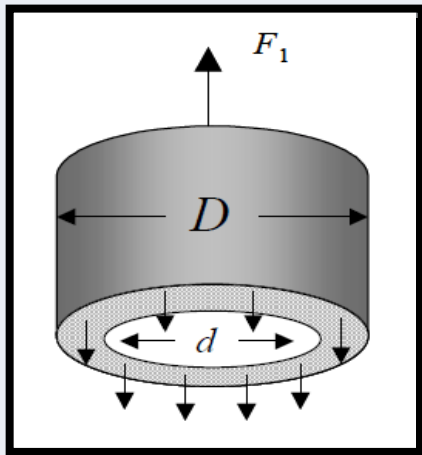


Figura II.3 Diagrama de cuerpo libre de la tensión aplicada sobre una tubería.

a.2 Tensión

La resistencia del cuerpo de un tubo en tensión es calculada empleando el diagrama de cuerpo libre mostrado en la Figura II.3. La fuerza (F_1) tiende a separar la tubería, pero lo impide la resistencia de las paredes del tubo, las cuales ejercen una contra fuerza. Esto es matemáticamente representado por:

$$T = Y \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) [lb] \quad \text{II. 2}$$

donde:

d : diametro interno [pg]

a.3 Colapso

El colapso es definido como la fuerza generada para aplastar un tubo por efecto resultante de fuerzas externas. En el colapso, las condiciones más críticas pueden presentarse cuando la tubería se encuentra vacía y en el espacio anular se ejerce una presión, de manera que se pueda colapsar el aparejo. La resistencia al colapso es una función de la resistencia a la cedencia del material y su relación de diámetro y espesor (esbeltez: D/t)

$$P_{cc} = 2Y \cdot \left[\frac{\left(\frac{D}{t} \right) - 1}{\left(\frac{D}{t} \right)^2} \right] [psi] \quad \text{II. 3}$$



Factores de diseño

En el diseño de tubulares, los efectos de carga son separados de la resistencia de la tubería por un multiplicador arbitrario conocido como factor de seguridad, cuya función es tener un respaldo en el diseño, debido a la incertidumbre en determinar las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a corrosión y desgaste.

La magnitud del factor de seguridad se basa generalmente en experiencias anteriores, pues existe poca documentación sobre su origen o impacto. Las compañías emplean diferentes factores de seguridad al diseñar tubulares.

El factor de seguridad es definido como la relación entre la resistencia del tubo y la magnitud de la carga aplicada. Por ejemplo, el factor de seguridad para la presión interna es el siguiente:

$$F_s = \frac{\text{Resistencia a la presión interna}}{\text{Presión interna}} \quad \text{II. 4}$$

En la actualidad no existe un estándar mundialmente aceptado para los factores de diseño; sin embargo, las variaciones están dentro de un rango relativamente pequeño, esto se muestra en la Tabla II.3.

Tabla II.3. Factores de diseño, que de acuerdo a las condiciones de carga muestra tres variaciones para la tabla, rango, más común y recomendado. Esto con el fin de brindar una idea al lector de los rangos en factores de seguridad. Se calculan con la ecuación II.4, adaptándola para las distintas condiciones de carga, según sea el caso.

Condiciones de carga	Rango	Más común	Recomendado
Presión interna	1.0 – 1.35	1.125	1.125
Colapso	0.85 – 1.50	1.125	1.125
Tensión junta	1.50 – 2.0	1.80	1.80
Tensión cuerpo	1.30 – 2.0	1.50	1.50



b. Esfuerzo de carga biaxial

El análisis uniaxial considera que no existen cargas axiales (tensión o compresión) en la tubería simultáneamente con las de colapso o presión interna. Sin embargo, en condiciones reales, la tubería de producción estará bajo la acción combinada de las presiones, interna, externa y tensión debido al propio peso de la tubería.

El efecto biaxial considera el cambio en la resistencia al colapso y presión interna debido a la tensión o compresión del aparejo. Esto es representado por el criterio biaxial, el cual está dado matemáticamente por:

$$Y_e = Y \cdot \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z}{Y} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{\sigma_z}{Y} \right] \quad \text{II. 5}$$

Donde Y_e es la resistencia a la cedencia efectiva (en otras palabras, es la resistencia remanente de la pared del tubo para las condiciones de carga dadas) y σ_z representa el esfuerzo axial de la tubería flotada, el cual está dado por:

$$\sigma_z = \frac{T}{A_s} \quad \text{II. 6}$$

donde:

T : tensión [lb]

A_s : Área transversal [pg^2]

Para el cálculo de colapso o presión interna bajo carga axial, se emplea la ecuación correspondiente. Para el caso del colapso, se selecciona la fórmula dependiendo del tipo de colapso en análisis.

Los efectos relevantes obtenidos en la ecuación II.6 son los siguientes:

- La tensión reduce la resistencia al colapso.
- La tensión incrementa la resistencia a la presión interna
- La compresión reduce la resistencia a la presión interna
- La compresión incrementa la resistencia al colapso



c. Esfuerzo de carga triaxial

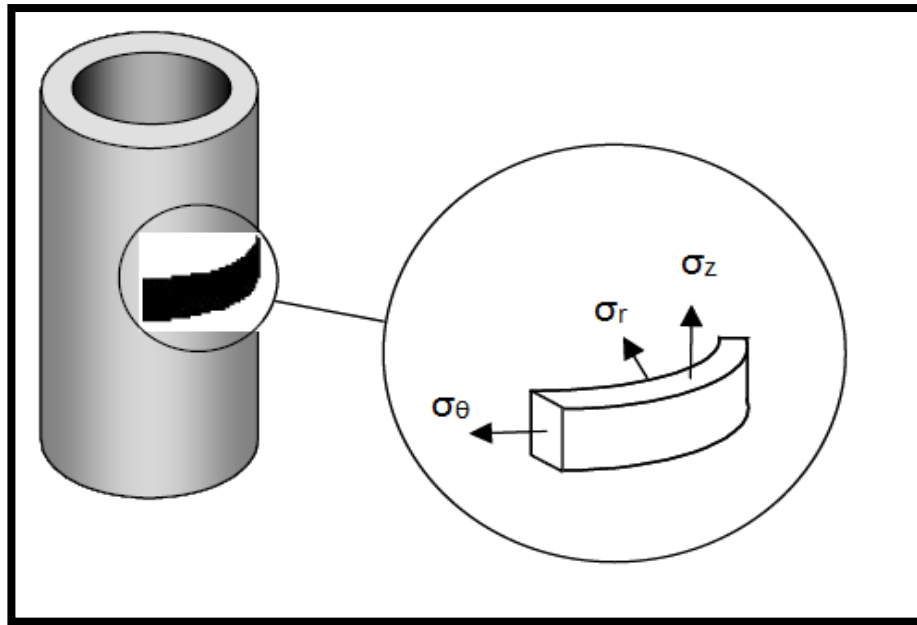


Figura II.4 Componente axial, radial y tangencial, en la vista a detalle se puede apreciar los tres diferentes tipos de esfuerzos actuando sobre el cilindro.

El diseño triaxial considera que en cada elemento de acero en la tubería actúan tres esfuerzos sobre su superficie; estos son: el esfuerzo axial, radial y tangencial. Esquemáticamente representado por la Figura II.4.

La única diferencia entre el concepto triaxial y el biaxial es que el segundo considera el esfuerzo radial igual a cero. El concepto de esfuerzos biaxiales y triaxiales se deriva de la teoría de distorsión de energía (Von Mises), la cual es matemáticamente representada por la siguiente relación:

$$Y = \sqrt{\frac{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2}{2}} \quad \text{II.7}$$

donde:

Y : esfuerzos triaxiales

σ_t : esfuerzo tangencial

σ_z : esfuerzo axial

σ_r : esfuerzo radial



Esta relación también es conocida como la ecuación de Von Mises o la ecuación triaxial. Simplificando y reagrupando la ecuación II.8, tenemos:

$$Y = \sqrt{\sigma_z^2 - (\sigma_z * \sigma_\theta) + \sigma_\theta^2} \quad \text{II.8}$$

Esta es la ecuación que representa la elipse de plasticidad mostrada en la Figura II.5.

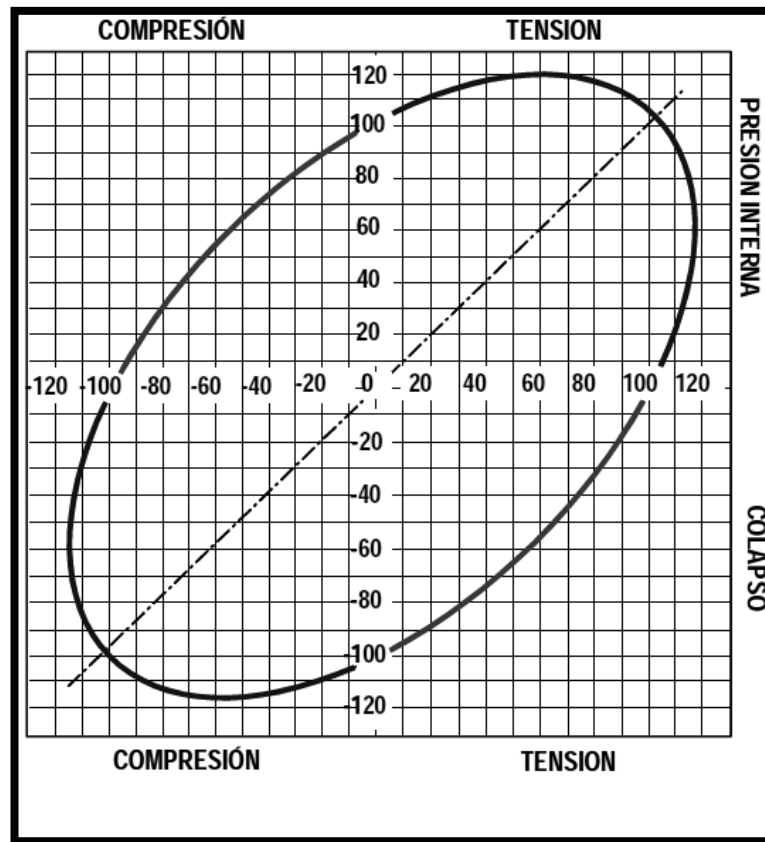


Figura II.5 Elipse de plasticidad. Como ejemplo se observa que las cargas combinadas de presión interna y compresión corresponden al cuadrante a mano izquierda superior de la envolvente de diseño.



II.2.2 Cambio de longitud en el aparejo de producción.

El cambio de longitud del aparejo, originado por cambios de presión y temperatura, puede ser positivo o negativo y generar grandes esfuerzos en la tubería y/o empacador cuando éste no permite el libre movimiento de la tubería. Esto sucede cuando se realizan operaciones durante la terminación, explotación y mantenimiento del pozo, tales como: inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos o durante la producción del pozo.

Cuando la tubería tiene movimiento libre, su acortamiento puede ser tal que la longitud de los sellos o juntas de expansión sea insuficiente, lo que generaría que las unidades de sellos se salgan del empacador generando un serio problema de comunicación; en el caso de las juntas de expansión, estas ocasionarían un esfuerzo de tensión considerable sobre el empacador.

También se debe considerar el alargamiento del aparejo durante la producción del pozo, pues la transferencia de calor de los fluidos del yacimiento a la tubería causan elongación de la misma, lo que provoca una carga sobre el empacador, o hasta una deformación del aparejo de producción. Por lo anterior, se debe diseñar el aparejo de producción considerando todos los cambios de presión y temperatura que se pudiesen presentar, con la finalidad de predecir los movimientos y cambios de esfuerzos de la tubería, y así evitar un problema serio. Los efectos que producen estos movimientos netos del aparejo de producción son los siguientes:

- 1. Pistón*
- 2. Buckling (pandeo helicoidal)*
- 3. Ballooning (aglobamiento)*
- 4. Temperatura*



Tabla II.4. Efectos que causan un cambio de longitud ΔL

Pistón

$$\Delta L_1 = \frac{L \cdot \Delta F}{E \cdot A_s} \quad \text{II. 9}$$

El efecto de pistón se basa en la ley de Hooke, y se debe a la diferencial de presión actuando sobre la diferencial de área entre la tubería de producción y el mandril del empacador. Este efecto provoca un acortamiento si la presión diferencial es mayor en el interior de la tubería y un alargamiento si la presión es mayor en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de revestimiento.

Cuando la presión interna en un aparejo de producción es mayor que la presión externa, los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión (aglobamiento) del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo. Cuando la presión exterior es mayor que la presión interna, se presenta el efecto contrario y se produce una elongación de la tubería.

Ballooning (aglobamiento)

$$\Delta L_2 = \frac{\mu L^2}{E} \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a - \frac{1 + 2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) + \frac{2\mu L}{E} \quad \text{II. 10}$$

Buckling (pandeo helicoidal)

$$\Delta L_3 = - \frac{r^2 A_E^2 (\Delta p_i - \Delta p_a)^2}{8EI(w_p + w_{fi} - w_{fa})} \quad \text{II. 11}$$

Tiene lugar cuando hay un incremento de presión en el interior de la tubería de producción, la cual actúa en el área transversal de la parte inferior de un aparejo que tiene movimiento libre. Este efecto acorta el aparejo de producción y el pandeo se produce del punto neutro hacia abajo.

El efecto de la temperatura produce un cambio de longitud de la sarta de producción. Ésta se contrae cuando existe inyección de fluidos a temperatura de superficie, en el caso de calentamiento del aparejo de producción, ya sea por las condiciones de producción o por la inyección de fluidos calientes, se genera una elongación. Lo anterior sucede siempre y cuando se tenga un movimiento libre de los sellos, de lo contrario se producen fuerzas sobre el empacador.

Temperatura

$$\Delta L_4 = L \cdot \beta \cdot \Delta T \quad \text{II. 12}$$



II.2.3 Longitud de sellos del empacador

Cuando se diseña una terminación con el aparejo de producción libre al movimiento, se requiere introducir una longitud de sellos (multi-v) que permita absorber las elongaciones y contracciones generadas en la tubería. Esta longitud se obtiene sumando algebraicamente el total de los efectos previamente revisados e ilustrados en la Figura II.6. El cambio de longitud total se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_T = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4 \quad \text{II.13}$$

Una vez que se conoce el cambio total de longitud, se selecciona tanto la cantidad de sellos como la longitud inicial entre el tope localizador y el empacador.

La selección adecuada de la tubería de producción se determina calculando las presiones a que será sometida tanto en el espacio anular (revestimiento–aparejo de producción) como en el interior. Estas presiones son el efecto de las diferentes operaciones que se planeen realizar en la etapa de terminación y durante la vida productiva del pozo.

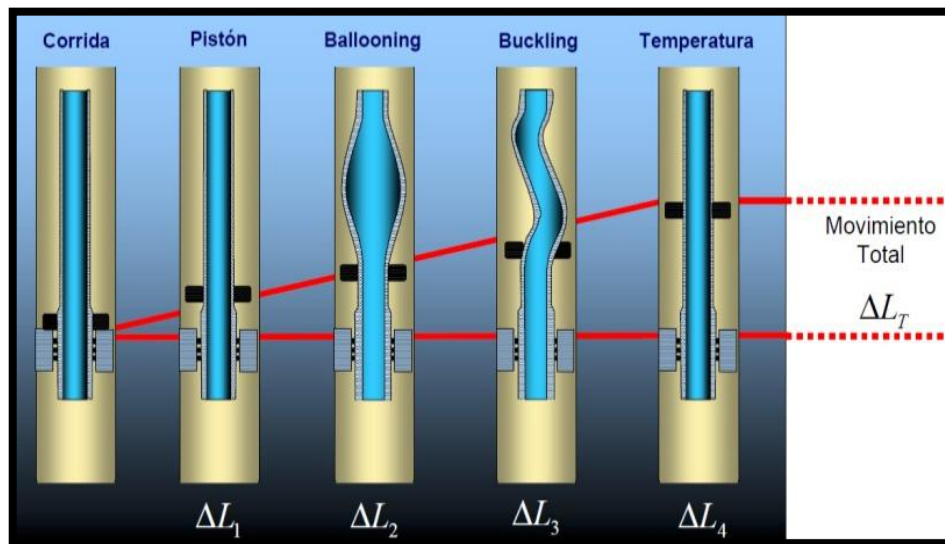


Figura II.6 Movimiento neto del aparejo. Una vez que se conoce el cambio total de longitud, se selecciona tanto la cantidad de sellos como la longitud inicial entre el tope localizador y el empacador.



II.3 Pozos horizontales

Los pozos horizontales han llegado a ser el estándar en la industria para los yacimientos no convencionales, debido a que estos yacimientos tienen poca calidad económica, necesitan de una terminación y un proceso de estimulación bien planeados para volverlo económicamente viable; de no hacerse resultará en un pozo marginal o no viable.

El objetivo de los pozos horizontales en los yacimientos no convencionales es mejorar el costo de producción, el factor de recuperación y los indicadores económicos, con procesos de estimulación aún más complejos en comparación con los pozos verticales. Generalmente para establecer un marco de referencia para los objetivos de desarrollo en estos pozos, se integra la información obtenida de un simulador de yacimientos y un simulador económico.

De acuerdo a estudios realizados en la formación Barnett, se ha demostrado que los factores clave en los pozos horizontales son, en orden de importancia, el largo promedio de las fracturas y la longitud lateral; sin embargo, aún no se tiene un control total sobre la longitud de una fractura que somos capaces de crear. Una parte crítica para establecer los objetivos de un pozo horizontal es la necesidad de entender los fundamentos del diseño de fractura, tales como los esfuerzos *in-situ*, el módulo de Young y la presión de fractura de la formación, posterior a esto se puede plantear un escenario económico razonable.

Se ha encontrado que parámetros como la conductividad de la fractura, el espesor neto y la presión del yacimiento, tienen efectos económicos poco predecibles en pozos horizontales, y no necesariamente tan importantes como el proceso de terminación de la altura.

La información que se tenga disponible para la planeación del fracturamiento, es un punto fundamental en el diseño de un pozo horizontal y aunque se tengan registros o incluso núcleos de los pozos horizontales perforados esta información debe complementarse con datos obtenidos de pozos verticales cercanos, para poderle brindar una amplia validez al plan de terminación.

Entre otros aspectos importantes de la perforación horizontal en yacimientos no convencionales se encuentran la determinación del espacio entre fracturas, así como el número óptimo a realizar; ya que conforme las fracturas se van acercando entre sí, a lo largo



del pozo, comienza a existir interferencia mecánica entre ellas. Para un tratamiento dirigido a la creación de múltiples fracturas, esta interferencia representa la limitante para realizar un número determinado de fracturas, para obtener este número óptimo de fracturas se llevan a cabo análisis con la ayuda de simuladores que toman en cuenta la viscosidad dominante en los fluidos de las fracturas, el ancho esperado de la fractura y el planteamiento de un largo máximo de éstas.

Tabla II.5. Factores que propician la deficiencia de un pozo horizontal.

Calidad de la roca más pobre que la anticipada	Mala posición del pozo en la zona productora
Capas no predecibles de otras litologías o permeabilidad vertical deficiente	Daño severo debido a la perforación o a la terminación

Todo esto aunado a que la producción en un pozo horizontal comúnmente no es uniforme a lo largo de todo el intervalo.

II.3.1 Tipos de terminaciones horizontales

El tipo de terminación determina la clase de tratamientos que se pueden realizar y la productividad que se puede alcanzar. Cuando se diseña un pozo, o lo que es mejor, se diseñan varios pozos en un proyecto, existe la posibilidad de seleccionar ambas, la técnica de terminación y de estimulación óptimas para esa área o campo. Cuando se trabaja con un grupo existente de pozos la tarea de seleccionar un tipo de tratamiento de estimulación para la terminación existente puede ser un gran reto. La selección de la técnica de estimulación es altamente dependiente de la parte más baja de la terminación del pozo, que generalmente se compone del liner, en sus diferentes variantes; por lo tanto el diseño de la terminación es un paso fundamental.



Uno de los resultados más importantes en las terminaciones en los yacimientos no convencionales es incrementar la superficie efectiva de contacto, la perforación horizontal y el fracturamiento multi-etapa, son dos tecnologías que lo han logrado, los dos métodos principales actualmente usados en terminaciones horizontales son:

- *Liner cementado mejor conocido como plug&perf (CLMS por sus siglas en inglés)*
Involucran la cementación de la TR productora en el pozo horizontal y el proceso de estimulación conocido como plug&perf, que consiste en el aislamiento etapa por etapa en la TR productora, lo cual se logra colocando herramientas especiales de aislamiento que hacen la función de un empacador, con línea de acero o tubería flexible; seguido del fracturamiento del pozo para brindar acceso al yacimiento. Este proceso se repite para el número de estimulaciones deseadas en el pozo, después de que se hayan completado todas las etapas, se usa la tubería flexible para perforar a través de las herramientas que se colocaron y así poder re-establecer el acceso hasta el final de la sección del pozo horizontal.
- *Fracturamiento en pozos no cementados (OHMS por sus siglas en inglés)*
Este tipo de terminaciones se realizan en pozos donde la sección vertical está revestida y cementada, mientras que la sección horizontal se deja en agujero descubierto, consta de herramientas de fondo, empacadores y puertos de estimulación, los empacadores son colocados usando presión hidráulica para aislar secciones del agujero horizontal en etapas individuales, generalmente tienen elementos con elastómero que sellan contra el pozo y no es necesario que sean recuperados o molidos para que se pueda empezar a producir el pozo. En lugar de perforar la TR los puertos de estimulación se ubican entre los empacadores para obtener acceso a la formación. Estas herramientas pueden ser abiertas hidráulicamente o por medio de balines actuadores de tamaño específico, aislando internamente cada etapa, eliminando así la necesidad de usar las herramientas especiales. El método OHMS es usado en agujero descubierto y las herramientas son espaciadas de acuerdo al programa de estimulación deseado. Cuando en el sistema se alcanza la profundidad deseada, los empacadores pueden ajustarse y el equipo de perforación puede ser movido a un lugar diferente, una vez que



el tratamiento de estimulación se ha terminado el pozo puede empezar a fluir de inmediato.

Tabla II.6. Diferencias operativas entre las terminaciones para pozos horizontales

	Método Taponar y perforar	Agujero descubierto
Aislamiento en el espacio anular	Cemento	Empacadores
Aislamiento interno	Herramientas especiales.	Balines actuadores
Acceso a la formación	Disparos	Puertos estimulantes
Transición por etapa	Tubería flexible o disparos, uso de equipo de perforación.	Balines actuadores.
Tiempo para la producción	Una vez que se han molido las herramientas especiales.	Flujo inmediato al pozo.

II.3.2 Estimulación de pozos horizontales

Dado que el objetivo principal en el fracturamiento múltiple en pozos horizontales es maximizar la producción del pozo y los indicadores económicos del proyecto, y que esto va en función de la amplitud y el largo de las fracturas que se realizan, es importante conocer siempre el escenario en el que se encuentra nuestra terminación, debido a que las metas planteadas algunas veces llegan a ser excesivamente caras, y el hecho de que se haya planteado un número óptimo de fracturas no implica que dicho plan vaya a lograrse; es aquí donde impacta la importancia de los estudios previos a la terminación.

Para elegir la opción óptima de terminación y estimulación, debe conformarse un equipo multidisciplinario que considere aspectos particulares de cada pozo en el impacto que tengan sobre el drenaje del yacimiento. Con respecto al tipo de tratamiento, las opciones de estimulación más comunes abarcan tratamientos matriciales, fracturamiento con ácido, fracturamiento hidráulico y fracturamiento mixto. Los tratamientos matriciales por lo general a base de ácido, son bombeados a gastos por debajo de la presión de cierre de la fractura y son eficientes únicamente en la región cercana al pozo, sin embargo estos son tratamientos de remoción del daño, principalmente. En el fracturamiento ácido, el ácido es bombeado a

presiones por encima de la presión de cierre de la fractura, creando fracturas penetrantes, este tipo de estimulación puede incrementar potencialmente la producción y el área efectiva de drene. Las principales inquietudes acerca del fracturamiento ácido son la longitud efectiva de la conductividad de la fractura y la efectividad del ancho de la fractura. En el fracturamiento hidráulico el fluido cargado de apuntalante es bombeado a presiones por encima de la presión de cierre de la fractura y a gastos adecuados para crear la geometría requerida. El fluido romperá la formación y el apuntalante mantendrá abierta la fractura, creando así una ruta de flujo altamente conductiva.

El fracturamiento mixto es la unión entre el fracturamiento hidráulico y el fracturamiento ácido. La selección del tipo de fracturamiento se fundamenta en análisis de laboratorio específico, usados para estimar la geometría de la fractura y la conductividad a lo largo del tiempo de producción. En ausencia de información del yacimiento es necesario asumir los valores de algunos parámetros, lo que incrementa la incertidumbre del proceso.

II.3.3 Factores que influyen en la terminación horizontal.

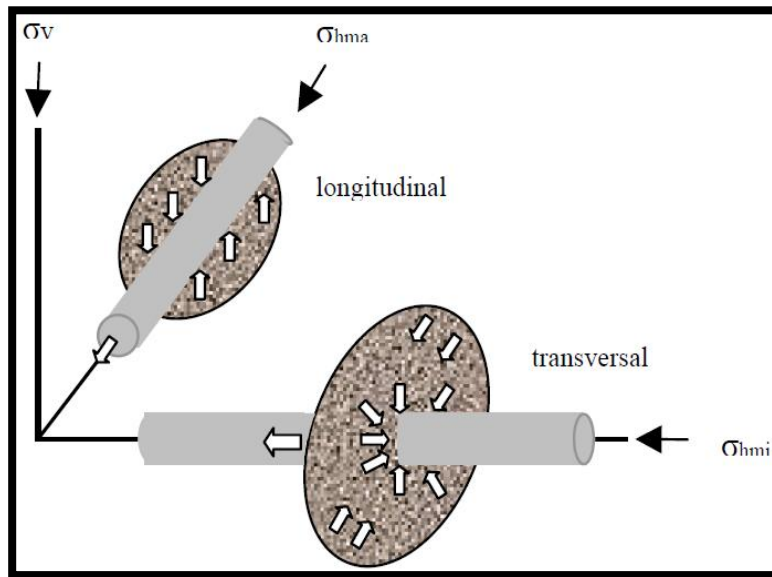


Figura II.7. Representación de la orientación de los esfuerzos, de acuerdo al tipo fractura que se realice en la formación.



Los esfuerzos in situ y la ubicación del pozo definirán la elección de crear fracturas transversales o longitudinales. Las fracturas transversales son creadas cuando el pozo está orientado perpendicularmente al plano de fracturas naturales (en dirección del esfuerzo mínimo horizontal), mientras que las longitudinales se crean cuando el pozo es paralelo al plano de fracturas naturales (en dirección del esfuerzo máximo horizontal) .

Cuando el pozo horizontal no está alineado con la propagación del plano de fracturas naturales, la fractura elaborada experimentará una reorientación, del pozo hacia el plano de fracturas naturales. Por lo que es esencial hacer el mejor esfuerzo para alinear la sección horizontal del pozo con uno de los principales esfuerzos horizontales.

Mientras que un pozo horizontal sin daño proporciona una ruta casi infinitamente conductora en el yacimiento a lo largo de la dirección del pozo, la fractura transversal mejora el flujo en la otra dirección. Por lo tanto, la fractura transversal drena una sección larga del yacimiento y tiene el potencial para alcanzar cualquier productividad más alta que una fractura longitudinal. Por otro parte, las fracturas transversales pueden presentar mayor dificultad para posicionar el apuntalante y como sólo conectan el pozo en un punto, la convergencia del flujo quizá puede plantear dificultades.

Una fractura longitudinal a través de un pozo horizontal tiene un comportamiento similar a su contraparte en un pozo vertical, con sólo una gran diferencia: el pozo horizontal generalmente es largo y el ancho de la fractura es pequeño, proporcionando así una ruta de conductividad al pozo en dirección vertical, esto es de mayor utilidad en una formación laminada con permeabilidad vertical muy baja. En general se prefieren las fracturas transversales siempre que sea posible, teniendo en cuenta el proceso de creación de las fracturas y los beneficios obtenidos de la productividad y el incremento de reservas.

La determinación de la orientación de las fracturas naturales puede identificarse mediante un análisis regional de fallas, usando registros y núcleos, lo que puede llegar a ser difícil, debido al tipo de roca, problemas de recuperación y al hecho de que las medidas asociadas son hechas en una sección vertical del pozo que representa un desplazamiento de la sección horizontal propuesta, lo que puede dar pie a incertidumbre en la determinación de la dirección



de los esfuerzos horizontales. Se han presentado casos en los que las fracturas creadas con anterioridad son interceptadas por nuevos pozos o por fracturas de un pozo cercano.

Definición del número de fracturas y sus características, para definir este parámetro debe de utilizarse un simulador de fracturas en conjunto con un simulador de yacimientos, que permitan un modelo más rápido y exacto de los efectos del fracturamiento múltiple en la productividad de un pozo horizontal, sobre todo a largo plazo. Los simuladores de fracturas se usan para definir el largo de la fractura, su altura, su amplitud así como la presión con la que se fracturará.

II.3.4 Lecciones de pozos horizontales

El proceso para elegir las técnicas de terminación y estimulación para pozos horizontales es mucho más complejo que para pozos verticales, las razones principales son:

- Cada pozo horizontal estimulado tiene un gran impacto en el drene del yacimiento.
- El diseño, ejecución y evaluación de la perforación y terminación llevan más tiempo.
- Los costos de terminación y estimulación son más altos, lo que incrementa el capital de inversión con riesgo.
- Los errores pueden tener un alto impacto en términos de la producción diferida y en los costos de reparación.
- Con frecuencia lo importante no es elegir un buen candidato, sino encontrar una solución para el bajo rendimiento de un pozo horizontal.
- En varias ocasiones la terminación no se diseña para el proceso de estimulación, lo que hace que se incremente el desafío en el diseño y ejecución de una estimulación efectiva.

Con base en varios estudios realizados en varios campos del mundo que presentan bajas permeabilidades se ha desarrollado una metodología, para elegir las técnicas terminación y estimulación para pozos horizontales:

- Visualización desde un punto de vista a gran escala considerando el campo y el área de drene.
- La necesidad de trabajar en equipo.



- Aunque en la fase de selección se utilicen periodos cortos de tiempo, en el diseño final se debe considerar el ciclo de vida del pozo.
- El diseño de la trayectoria del pozo debe considerar varios aspectos del yacimiento además del balance entre el tipo de fracturas a utilizar, ya sean transversales o longitudinales.
- Es necesario proporcionar análisis específicos de laboratorio para dar soporte a la selección del proceso de estimulación.
- Para cada desarrollo de un área/campo
- Las evaluaciones posteriores al trabajo, incluyendo la comparación histórica de producción, es de importancia relevante para tratamientos de estimulación posteriores.

Debe mencionarse que este enfoque todavía tiene que superar varios puntos controversiales, como el trabajo en equipo real, que sigue siendo un reto aunado a las diferentes costumbres que caracterizan a los integrantes del equipo. Otro punto débil es que el proceso de simulación aún proporciona resultados que parecen contradecir el trabajo real.

II.4 Cementación

En pozos horizontales, uno de los problemas que afectan la cementación es el depósito de los recortes del lodo de perforación en la parte baja del pozo. Esto se puede evitar haciendo un buen diseño del lodo, específicamente su punto de cedencia. El depósito de sólidos evita el desplazamiento y provoca una mala cementación. Otro aspecto muy importante es centrar la tubería de revestimiento para mejorar el desplazamiento del lodo. Para lograr una buena cementación es muy importante colocar uniformemente la lechada de cemento en el espacio anular, y que en el diseño de la lechada de cemento no haya agua libre y no se asienten partículas.

La ejecución y evaluación de la cementación en la sección horizontal para un pozo cementado que será sometido a tratamientos de estimulación necesita un cemento de buena calidad, ya que es en el revestimiento de cemento donde recaen los niveles de esfuerzos más altos aunados a los fuertes ciclos de presión que ocurren durante el fracturamiento. Cabe



mencionar que durante las primeras etapas del fracturamiento el fluido fracturante puede limpiar los canales de cemento permitiendo el alojamiento del apuntalante a lo largo de estos canales. Los tratamientos con ácido pueden filtrarse incluso a través de canales pequeños.

En el caso de pozos horizontales, las propiedades más importantes de la lechada de cemento son la estabilidad y la pérdida de filtrado. La estabilidad de la lechada de cemento es siempre importante pero, aún más, en un pozo desviado. Hay dos propiedades que la determinan: el agua libre y la sedimentación. El agua libre es importante debido a que puede migrar a la parte superior del agujero y crear un canal abierto a través del cual los fluidos del pozo pueden viajar; la sedimentación puede causar un cemento poroso de baja resistencia en la parte superior del pozo. Por consiguiente, deben llevarse a cabo pruebas de laboratorio para asegurarse que lo anterior no ocurrirá a medida que el ángulo aumenta.

El control de la pérdida de fluido es particularmente importante en pozos horizontales, debido a que la lechada de cemento está expuesta a secciones permeables más largas que en pozos verticales. Los ritmos bajos de pérdida de fluido son necesarios para preservar las propiedades reológicas cuidadosamente diseñadas de la lechada de cemento. El ritmo de pérdida de fluido siempre debe ser menor a 50 ml/30 min.

II.4.1 Aspectos que se deben considerar en la cementación de pozos horizontales

Basados en investigaciones y en experiencia de campo, las principales claves para el éxito de la cementación de un pozo horizontal puede resumirse como sigue:

- Prevenir el asentamiento de los sólidos del fluido de perforación
- Optimizar las propiedades de la lechada
- Maximizar la limpieza del espacio anular
- Centrar la tubería de revestimiento
- Circular el lodo
- Reciprocarse y rotar la tubería de revestimiento
- Bombear baches compatibles



- Diseñar gastos de desplazamiento para flujo turbulento (sin llegar al límite de la presión de fractura)

Centralización

La centralización es esencial para proporcionar un área uniforme que será la ruta abierta al flujo hacia el espacio anular. Si la tubería no está centrada, impedirá el movimiento del lodo en la parte baja del agujero. Debido a las diferencias en el patrón de flujo, no hay ningún régimen de flujo o ritmo de flujo práctico que pueda remover el lodo atrapado. La experiencia de campo indica que un 67% de centrado es necesario para lograr la mejor oportunidad de remover el lodo de la parte estrecha del anular. La dificultad para mantener el flujo turbulento hacia una tubería excéntrica está mostrada gráficamente en la Figura II.8.

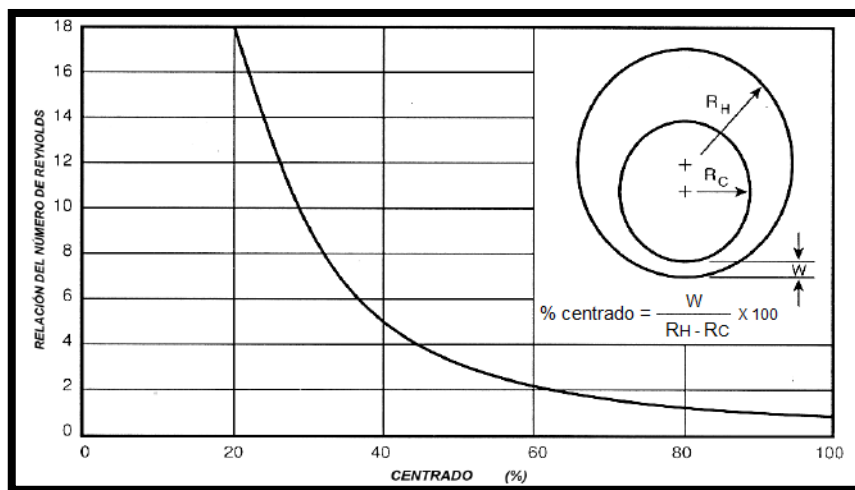


Figura II.8. Dificultad para mantener el flujo turbulento en una tubería excéntrica.

El promedio del número de Reynolds crítico se incrementa 2.5 veces cuando el centrado se reduce del 67 al 40%. El centrado de la tubería de revestimiento es complicado cuando el ángulo de desviación es alto, debido al incremento de la carga sobre los centradores. Para mantener el óptimo centrado, una regla de “dedo” es mantener el espaciamiento entre centradores por debajo de 6 (m). (Número de Reynolds, $N_{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu}$).



Efecto cuña

Cuando hay bajos gastos de flujo (flujo laminar) existe la posibilidad de que el cemento pesado pueda actuar como cuña y como canal debajo del lodo. Sin embargo, este efecto se puede compensar por la diferencia de velocidades entre la parte superior e inferior del espacio anular durante el desplazamiento, debido a la excentricidad de la tubería o a la aparente excentricidad por el asentamiento de sólidos del lodo de perforación.

II.5 Disparos

Durante la etapa de terminación de los pozos, el disparo de producción es la fase más importante, ya que permite establecer comunicación de los fluidos entre el cuerpo productor y la tubería de revestimiento, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos.

Cabe resaltar que un mal diseño de los disparos acarrea caídas extras de presión, disminuyendo la productividad del pozo y de las fracturas. Los tres supuestos componentes en la pérdida de presión en la vecindad del agujero son:

- La fricción a través de los disparos
- Los giros de la fractura (por ejemplo la tortuosidad)
- La fricción por un desalineamiento de los disparos, los cuales pueden sumarse:

$$\Delta p_{\text{cerca del pozo}} = \Delta p_{\text{disp}} + \Delta p_{\text{toruosidad}} + \Delta p_{\text{desalineación}} \quad \text{II. 14}$$

Un pozo disparado de manera deficiente tiene un efecto significativo en la ejecución y evaluación de un tratamiento de fractura debido a que los disparos afectan la presión de rompimiento y de tratamiento, pudiendo provocar un arenamiento. Si los disparos son de la



fase y tamaño adecuado, este efecto es despreciable, de otra manera el efecto se toma constante durante todo el tratamiento.

Estudios recientes han investigado el impacto del número de fracturas por cada etapa que tendrá el pozo horizontal, así como el espaciamiento de una etapa a otra, sobre el comportamiento de la producción para un pozo horizontal multietapas de fracturas transversales. La variación de la geometría de la fractura es debida a la variación del número de disparos y al espaciamiento de las etapas.

Incrementar el número de disparos en una etapa no necesariamente incrementa el gasto inicial ni la producción acumulada, debido a que el crecimiento en espesor de la fractura es inhibido por el espaciamiento de las fracturas y las propiedades geomecánicas del yacimiento. Así como reducir el espaciamiento entre cada etapa, incrementará el número total de fracturas, reduciendo significativamente la producción debido a la interacción mecánica entre las mismas.

Para los tratamientos de fracturamiento múltiple, la concentración de esfuerzos de la etapa anterior puede tener efectos significativos en el comienzo y propagación de la fractura en la etapa subsecuente cuando el espaciamiento es muy reducido. Para eliminar la influencia de la concentración de esfuerzos, se sugiere que la distancia para contrarrestarlos debe ser igual a 1.5 veces el alto de la fractura, cuando el alto de la fractura es menor que el largo de esta. Aunque resulta poco práctico que el espaciamiento entre las fracturas sea de esta magnitud, ya que el alto de la fractura limitará el número de las mismas, lo que conlleva a un drenaje ineficiente en el yacimiento. Comúnmente en la industria se opta por utilizar un espaciamiento menor a 1.5 veces la altura de la fractura.

II.6 Accesorios

Empacadores

El empacador es un accesorio empleado para aislar la tubería de revestimiento de los fluidos producidos o del yacimiento, permite sello hidráulico entre la TR y la TP y está diseñado para soportar tanto cargas dinámicas como diferenciales de presión sobre el empacador, durante la vida productiva del pozo.



Principales funciones:

- Proteger el revestimiento de la presión del yacimiento y de operaciones tales como estimulaciones o fracturamientos.
- Evitar el contacto entre los fluidos producidos y el revestimiento.
- Aislar zonas con daño o perforaciones recementadas.
- Mantener un fluido empacador en el espacio anular.

Tabla II.7 Clasificación de los empacadores

<p>Permanentes:</p> <p>Empacadores que quedan fijos a la tubería de revestimiento mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere la molienda de los mismos.</p>		<p>Cuñas</p> <p>Elemento de sello</p> <p>Conos</p> <p>Mandril</p>
<p>Recuperables:</p> <p>Empacadores que son diseñados para ser anclados y pueden recuperarse evitando así problemas de molienda y pesca posteriores, pueden introducirse en dos o un solo viaje.</p>		<p>Elemento de sello</p> <p>Cuñas</p> <p>Mandril</p>

La matriz de carga de un empacador provee las bases para evaluar los efectos simultáneos de:

1. Presión diferencial
2. Cargas axiales

Presión diferencial; es generada por las presiones que existen arriba y abajo del empacador, esta es soportada por el sello generado entre el elemento sellante y la tubería de



revestimiento. Las diferenciales de presión se presentan durante la realización de operaciones en la etapa de terminación o mantenimiento, así como durante la vida productiva del pozo.

Cargas axiales; son debidas a esfuerzos generados por el movimiento del aparejo de producción y son transmitidos al empacador, estos pueden causar tensión o compresión dependiendo de las condiciones en cada operación. Es importante mencionar que cuando se introducen juntas de expansión, estas pueden absorber parcial o totalmente los movimientos del aparejo.

Tabla II.8 Condiciones de carga sobre el empacador.

I. Tensión aplicada con presión sobre el empacador	II. Tensión aplicada con presión bajo el empacador
III. Compresión aplicada con presión sobre el empacador	IV. Compresión aplicada con presión bajo el empacador

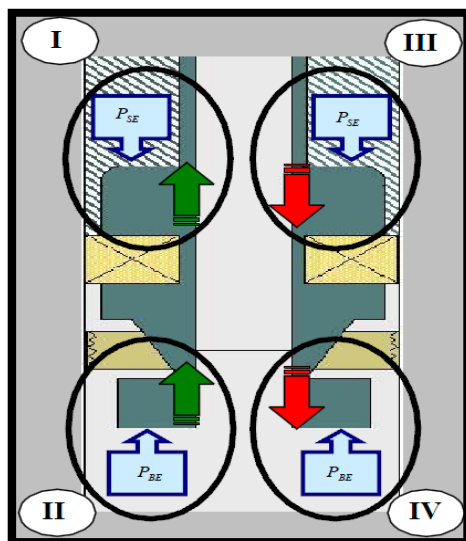


Figura II.9 Efectos simultáneos de presión diferencial y carga axial.

Los cuadrantes **I y III** representan el caso donde existe mayor presión arriba del empacador y simultáneamente está sometido a tensión y compresión respectivamente. Por otra parte los cuadrantes **II y IV** muestran el caso donde existe mayor presión por debajo del empacador y simultáneamente está sometido a tensión y compresión respectivamente. Esto se ilustra en la Figura II.9.



La evaluación de un empacador considerando solo la presión diferencial no describe los límites de fatiga de éste, para una correcta evaluación y comparación del rendimiento de diferentes empacadores se requiere un entendimiento de los efectos simultáneos de presión diferencial y cargas axiales.



Figura II.10 Muestra la técnica de terminación con camisas deslizables, aislando zonas con ayuda de empacadores, esto es posible gracias a los avances tecnológicos, cabe mencionar que el proceso requiere del uso de tubería flexible.

Por lo tanto, con el conocimiento de la interacción de condiciones de cargas combinadas se puede operar dentro de una zona segura, lo cual evitará la ocurrencia de falla durante la ejecución de operaciones críticas o la compra innecesaria de productos de alta resistencia.

Actualmente los sistemas en cuanto a empacadores se ha mejorado, y con ello se ahorra tiempo durante el procedimiento para preparar el fracturamiento hidráulico. Se instalan empacadores que operan a presión. Para crear fracturas transversales a través de múltiples **camisas**, es fundamental contar con un aislamiento eficaz entre ellas para crear puntos de acceso individuales. Los empacadores se ajustan a la tubería de revestimiento o a la formación con la presión aplicada hidráulicamente y su corta longitud es ideal para la instalación en trayectorias difíciles. Actualmente se ha mejorado la terminación de pozos horizontales y prepararlos para poder realizar el fracturamiento hidráulico con el menor número de intervenciones o que estas sean nulas. En pozos horizontales de intervalos



múltiples se necesita alta precisión en la colocación del fracturamiento. El nuevo sistema con camisa de entrada múltiple permite el acceso a diferentes puntos de fractura dentro de un intervalo aislado, y su exclusiva característica de activación por canica, permite que la terminación se realice sin intervención alguna.

El conjunto de terminación puede introducirse en el pozo utilizando liner o tubería de revestimiento larga, según las condiciones del yacimiento, el aislamiento puede lograrse tanto en agujero descubierto o cementado. Este sistema utiliza camisas especiales para fracturamiento en cada etapa, similar al proceso de “plug&perf”, sin perder tiempo, desperdiciar recursos de agua, ni exponer al personal por periodos prolongados. En una zona determinada y dentro de un intervalo aislado se pueden utilizar numerosos puntos de fractura. Para la terminación pueden usarse hasta 20 etapas.

Parámetros a considerar para la selección del empacador:

1. Condiciones de operación.
 - a) Diferencial de presión.
 - b) Cargas axiales.
 - c) Temperatura.
 - d) Fluidos producidos.
2. Condiciones del pozo.
 - a) Diámetro interior de la TR.
 - b) Fluido de terminación.
 - c) Desviación y severidad.
3. Procedimiento para correrlo y anclarlo.
 - a) Tubería de perforación.
 - b) Cable/Línea.
 - c) Tubería flexible.
 - d) Integral.
4. Intervenciones futuras.
 - a) Reparaciones mayores.
 - b) Reparaciones menores.
 - c) Intervenciones sin equipo.



Bibliografía del Capítulo II

- II.1 Horizontal well completion, stimulation optimization and risk mitigation. SPE 125526-MS-P
Britt Larry K. & Smith Michael B.
Virginia, USA, September 2009.
- II.2 Optimization of completions in unconventional reservoirs for ultimate recovery-case studies
SPE 143066
Snyder Daniel J.
Vienna, Austria, May 2011.
- II.3 Unconventional shale play selective fracturing using multilateral technology, SPE 163959.
Durst Doug G. & Vento Mario
Muscat, Oman, January 2013
- III.4 An innovative method for horizontal well completion in tight shale gas reservoirs
SPE 156509-MS-P
Bai Mao
Tianjin, China, July 2012.
- III.5 Impact of fracturing and fracturing techniques on productivity of unconventional formations
SPE 150949
Soliman M. Y. & Daal Johan
Vienna, Austria, March 2012
- III.6 Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos.
PEMEX, Unidad de perforación.
México.
- III.7 Tesis: “Diseño de fracturamiento hidráulico en pozos de baja permeabilidad”
Silva González Héctor, UNAM-IMP
México, September 2009.





III. Producción



III. Producción

Como se mencionó en el capítulo anterior, las opciones de estimulación más comunes en pozos horizontales, para este tipo de yacimientos abarcan tratamientos matriciales, fracturamiento con ácido, fracturamiento hidráulico y fracturamiento mixto. El fracturamiento hidráulico que utiliza un material sustentante (apuntalante) se ha convertido, en la última década, en una de las operaciones más importantes en la terminación de pozos. Se puede describir como un proceso mediante el cual se crean canales en la formación aplicando una presión mayor a los esfuerzos mínimos, bombeando un fluido dentro de un pozo a una tasa de inyección que es demasiado alta para que la formación la acepte en régimen de flujo radial, como la resistencia al flujo se incrementa, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de fractura de la formación produciéndose así la fractura, el apuntalante funciona como agente de soporte, es de tamaño específico y posee alta conductividad; tiene el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo. En México, su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos, cuyos pozos de gas producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad; aunque también se ha usado en pozos del paleocanal de Chicontepec y en algunos de la Cuenca de Veracruz.

A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, las técnicas, materiales y equipos que se utilizan para ello sí han evolucionado. Actualmente se dispone de una gran variedad de fluidos, según lo requiera la situación. Los equipos son cada vez más sofisticados en cuanto a capacidad y precisión de mezclado, así como en cuanto al control de presión, gasto, dosificación de aditivos y materiales apuntalantes. Incluso se ha llegado a utilizar tubería flexible para realizar estas operaciones.

Algunos objetivos del fracturamiento hidráulico son:

- Incrementar la producción en yacimientos de baja y alta permeabilidad.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.



III.1 Fracturamiento hidráulico: teoría, diseño y operación

III.1.1 Conceptos físicos, teoría

- o *Propiedades de las rocas*

La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante, el modelo más conocido es el lineal elástico, que se fundamenta en los conceptos de esfuerzo y deformación, los cuales relacionan la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación:

$$\sigma = E\varepsilon \quad \text{III. 1}$$

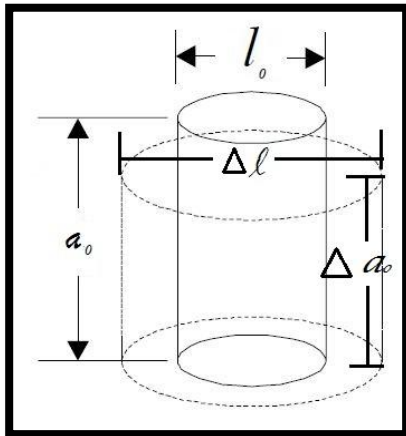
donde:

E: Módulo de Young.

σ : Esfuerzo.

ε : Deformación.

Después del módulo de Young el segundo parámetro elástico de las rocas es la relación de Poisson que es una medida de la relación entre la expansión lateral con la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.



$$\varepsilon_l = \frac{\Delta l}{l_0} \quad \text{III. 2}$$

$$\nu = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \quad \text{III. 4}$$

$$\varepsilon_a = \frac{\Delta a}{a_0} \quad \text{III. 3}$$

donde:

ν : Relación de Poisson

ε_l : Expansión lateral.

ε_a : Contracción longitudinal o axial

Figura III.1 Representación del modelo idealizado para la relación de Poisson.

Además cabe mencionar que 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 α , y para fines prácticos $\alpha=1$.

○ *Mecánica de las rocas y orientación de fracturas*

En el contexto del resultado de los esfuerzos y cómo impactan alrededor del pozo, el estado común de los esfuerzos incluye tres tipos, para ambientes normales de falla estos son: el esfuerzo vertical σ_v , el esfuerzo máximo horizontal σ_{Hmax} y el esfuerzo mínimo horizontal

σ_{Hmin} .

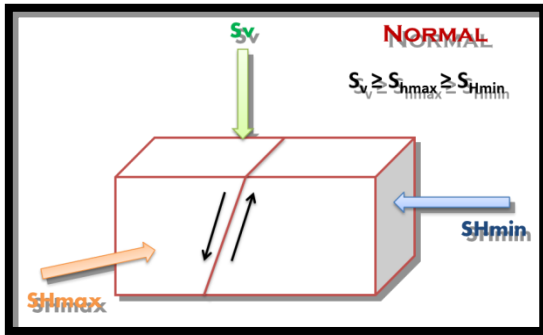


Figura III.2 Ambiente normal de fallas, donde se ilustra la dirección de los 3 principales tipos de esfuerzos.

En un ambiente de fallas normales, una fractura se abre en contra del σ_{Hmin} y se propaga en dirección del σ_{Hmax} , la presión de inyección con la que se crean las fracturas verticales, debe ser menor a la presión de sobrecarga. En estos ambientes, la concentración de esfuerzos es máxima cuando los esfuerzos horizontales mínimos y máximos son iguales, o de valores muy cercanos. Uno de los principales objetivos de realizar un correcto análisis

geomecánico, está relacionado al punto de debilidad que presentará el pozo a consecuencia del ambiente de falla en el que se localice, a continuación se muestran otros ambientes comunes de falla en los que se puede apreciar el cambio en la dirección de los esfuerzos. Se ha concluido a partir de análisis (Referencia III.2), que en ambientes de fallas laterales el punto débil tiende a ubicarse en la cima o el fondo del pozo, mientras que para ambientes de fallas inversas se tiene el punto débil en los lados del pozo.

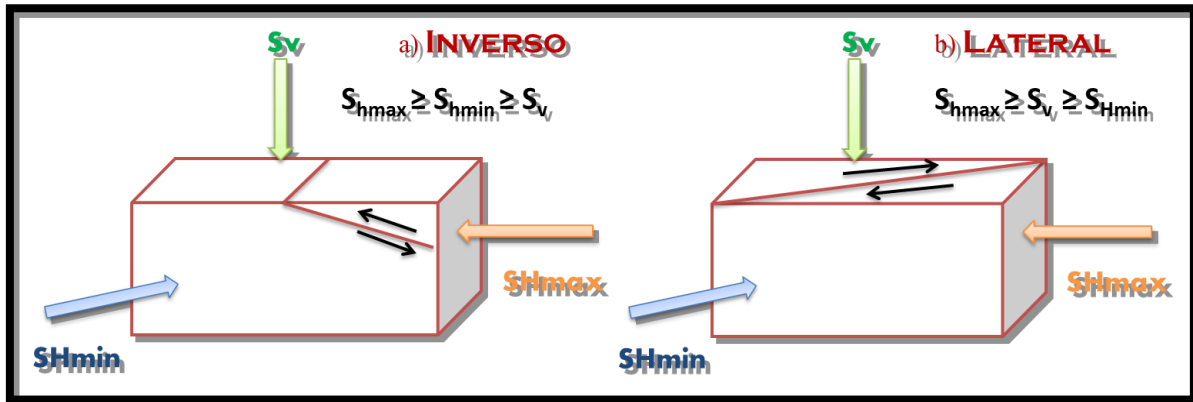


Figura III.3. Ambientes comunes de fallas. a) El ambiente inverso presenta el punto débil en los laterales del pozo, mientras que en el ambiente lateral (b) éste se ubica en la cima o en el fondo del pozo.

- *Criterios de falla*

Son los criterios usados para determinar los esfuerzos estáticos permisibles en estructuras; en general, la roca puede fallar cuando es sometida a compresión o a tensión. Uno de los criterios de falla más comunes es el de Mohr-Coulumb, basado en el clásico diagrama de Mohr, donde una envolvente de falla define el límite entre la integridad de la roca y el punto donde falla; en un fracturamiento hidráulico, la presión ejercida en la pared del pozo incrementa los esfuerzos de tensión hasta fracturar la formación. La teoría explica que el corte de un material se produce para una combinación entre tensión normal y tensión tangencial, y que cuanto mayor sea la tensión normal, mayor será la tensión tangencial necesaria para cortar el material. Una falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo efectivo mínimo en la pared del pozo (σ_{\min}) es mayor que la resistencia a la tensión de la roca (σ_t).

- *Presión de poro*

Se tienen dos casos particularmente interesantes en los que la presión de poro varía:

- 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.

- *Temperatura*

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 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.

- *Factor de intensidad de esfuerzos críticos*

Es una medida de la resistencia de los materiales a la propagación de la fractura, proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de que ocurra la propagación. La definición de este factor asume que existen puntos débiles en la roca que inducen alta concentración de esfuerzos en los alrededores, estos puntos se convierten en lugares de rompimiento donde se inicia y propaga la fractura.

- *Tortuosidad*

En pozos desviados, disparados inadecuadamente o mal diseñados, se observan en la vecindad grandes pérdidas por fricción. Es importante entender estos fenómenos y el efecto que tiene la geometría de la fractura cerca del pozo en el desarrollo del tratamiento. Esas pérdidas en la vecindad del agujero son atribuidas a efectos como la tortuosidad que es el cambio o giro imprevisto de fractura para alinearse con el plano preferente de fractura, alineación inadecuada de la fase de disparos, puntos estrechos inducidos de la roca y fracturas múltiples. Todos ellos disminuyen el éxito del tratamiento, pues incrementan la presión neta y aumentan las probabilidades de arenamiento causado por el limitado ancho de fractura cerca del pozo.

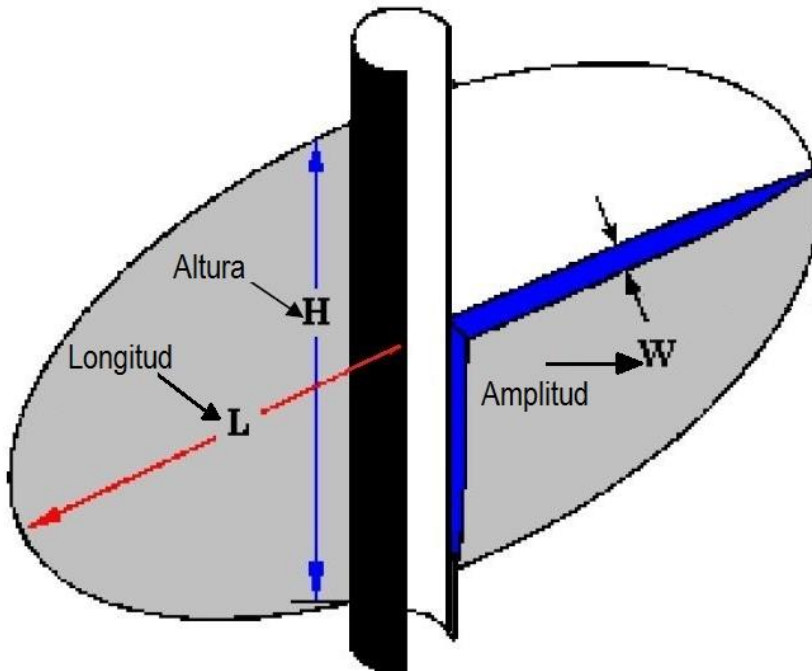


Figura III.4 Modelo idealizado de una fractura, mostrando los principales elementos de ésta.

III.1.2 Mecánica de la geometría de la fractura, diseño.

El mejor diseño depende en gran parte del ambiente en el que será llevado a cabo el tratamiento de estimulación, las características que definen al ambiente se pueden dividir en:

- Parámetros controlados por la naturaleza, que son los ya mencionados en el tema inmediato anterior como son propiedades de las rocas, niveles de esfuerzos, criterios de falla, presión de poro, temperatura, tortuosidad y sin restarle importancia las propiedades de los fluidos.
- Parámetros controlables en la operación: las tuberías de producción y revestimiento que se usarán, así como de la configuración de los cabezales, altura de la fractura, espaciamiento entre disparos; teniendo en cuenta que las características deseables en una fractura son, la máxima permeabilidad, el alcance óptimo de fractura en la formación así como el buena amplitud de fractura. Además de las variables ya mencionadas otras variables respecto al equipo a utilizar son:



1. Pérdida de fluido (C), relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
2. Gasto de la bomba (Q), que afecta casi todo el proceso, y en función de éste será calculado el costo total de la operación.

- *Modelos de fractura teóricos*

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

Todos los procedimientos de diseño se basan en que la columna inyectada se divide en dos partes. Una parte es el fluido que se pierde por filtración y la otra es la que ocupa la fractura creada. Las diferencias entre los distintos métodos de diseño de fracturas hidráulicas radican en las ecuaciones utilizadas, formuladas para los distintos eventos físicos; se pueden clasificar de acuerdo con el número de dimensiones dependiendo de la forma que utilizan para calcular la amplitud de fractura.

- Modelos en dos dimensiones:
 - Perkins, Kern, Nordgren – Eliptico (PKN)
 - Geertsma & de Klerk, Daneshay, Khristianovich (KGD)
 - Zheltov - Rectangular
 - Forma Radial o Penny

- Modelos tridimensionales
 - Full
 - Pseudo
 - Lumped
 - Non-Planar



Modelos en dos dimensiones

- Perkins, Kern y Nordgren. (PKN)

En ellos se supone que el espesor de fractura es proporcional a la altura de la misma y que la fractura tiene una sección transversal, paralela a su altura, de tipo elíptico. No se puede usar esta forma de fractura cuando se calcula el transporte de arena a través de la misma; en lugar de eso, el espesor variable de la fractura debe ser reemplazado por un espesor promedio constante, tal y como proponen los métodos de Kristianovich.

Las primeras ecuaciones de diseño propuestas correspondieron a las de Perkins y Kern, las cuales fueron ampliamente usadas por mucho tiempo. Estos autores formularon ecuaciones con y sin el efecto de la filtración, y permiten el estudio de fracturas tanto verticales como horizontales, ya sea para flujo turbulento o laminar.

La determinación de la geometría de fractura ante la presencia de filtración es más compleja. Sin embargo, puede ser determinada a través de un proceso de ensayo y error. El método de Nordgren mejora el de Perkins y Kern, pues incluye la influencia de la filtración de fluido. Para obtener la geometría de fractura, Nordgren resuelve numéricamente las ecuaciones de fractura y filtración de fluido, por lo que se requiere el uso de una computadora para su aplicación. Sin embargo, Nordgren también presenta expresiones analíticas aproximadas que se pueden usar fácilmente para calcular manualmente la geometría de fractura.

- Kristianovich y Zheltov, LeTirant y Dupuy, Geerstma y de Klerk y Daneshay. (KGD)

Estos modelos proponen que el ancho de fractura es proporcional a la longitud de la misma, a diferencia de Perkins y Kern y Nordgren, que proponen la proporcionalidad con la altura de la fractura. También se considera que el ancho es constante a lo largo de la altura de la fractura.

Como la longitud (L) es un parámetro que aumenta continuamente a lo largo del trabajo de fracturamiento, el espesor de fractura puede aumentar sin que aumente el ΔP_C , el cual disminuye durante las primeras etapas del trabajo y luego alcanza un valor constante. Dado que L aumenta más rápido que lo que disminuye ΔP_C , el espesor de fractura aumenta durante el trabajo.



Los diferentes modelos tienen sus respectivas ventajas y desventajas. Aunque los modelos del grupo KGD permiten la comparación de las tendencias de la presión del fluido a partir de observaciones de campo, carecen de información precisa acerca de la geometría de fractura, están limitados por que requiere especificar la altura de la fractura o bien asumir que la fractura será radial. Esta es una limitación significativa, que no siempre es posible conocer a partir de registros u otros datos si la fractura estará contenida.

Las principales suposiciones en los modelos PKN y KGD son las siguientes:

- La fractura es plana y se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- El flujo de fluidos es unidimensional (1D) a lo largo de la longitud de fractura.
- La roca que se fractura es como un sólido lineal elástico isotrópico, continuo y heterogéneo.
- La fractura es fija en altura o completamente confinada.
- Respecto a la altura: PKN, altura larga; KGD, altura pequeña, con relación a la longitud.

Modelos tridimensionales y pseudo tridimensionales

En los modelos 3D, los cálculos del flujo total de fluidos bidimensional (2D) en la fractura son acoplados a la respuesta elástico tridimensional (3D) de la roca, mientras que en los modelos pseudo tridimensionales, por acoplamiento u otra manera, se aproximan a la elasticidad 3D.

Los tres principales tipos de modelos 3D que incluyen el crecimiento de la altura se categorizan por sus principales suposiciones:

- a) Modelos generales 3D: Suponen que puede haber factores, como la orientación del pozo o el patrón de disparos, que puede causar que la fractura tome, al inicio, una dirección particular; pero, finalmente, tendrá una orientación perpendicular al mínimo esfuerzo.
- b) Modelos planos tridimensionales: Suponen que la fractura es plana y se orienta perpendicularmente al mínimo esfuerzo, no intentan hacer cálculos complejos que se desvíen de este comportamiento plano.



c) Modelos pseudo tridimensionales: Intentan capturar el comportamiento significativo de los modelos planos sin la complejidad de los cálculos. Los dos principales tipos son los modelos elípticos y los basados en celdas. En el primero, el perfil vertical de la fractura se asume que consiste en dos alas elípticas unidas en el centro. La longitud horizontal y la punta de la extensión vertical del pozo se calculan para cada intervalo de tiempo, y la forma que se asume es comparada para esas posiciones. Asimismo, asume que el flujo de fluidos se desarrolla a lo largo de las perforaciones y en el filo de la elipse.

Los modelos basados en celdas representan la fractura como una serie de celdas conectadas, no prescriben una forma de fractura sino que, generalmente, asumen un plano de esfuerzos y no acoplan totalmente el cálculo del flujo de fluidos en la dirección vertical al cálculo de la geometría de fractura.

A diferencia de los modelos de los grupos PKN y KG, los modelos planos 3D y pseudo 3D consideran los datos de las propiedades de las zonas confinantes para predecir el ritmo de crecimiento de la fractura.

Sea cual fuere el tipo de modelo que se use para calcular la geometría de fractura, se dispone de datos limitados en los tratamientos para validar el modelo usado. Desde el punto de vista comercial de los tratamientos hidráulicos, la historia de presión durante el tratamiento es normalmente el único dato disponible para validar el modelo y determinar la geometría de fractura.

- *Parámetros críticos en el diseño del fracturamiento*

Para optimizar el tratamiento de estimulación, el proceso de diseño debe tener en cuenta múltiples parámetros que hemos ya presentado, y que pueden ser agrupados en cuatro categorías.



Localización del pozo y longitud lateral. Ambos parámetros dependen principalmente de la geología, los esfuerzos in situ, los gastos de producción y las reservas a desarrollar por cada pozo; la tendencia ha sido perforar pozos de mayor longitud lateral para incrementar el contacto con el yacimiento, la principal restricción para los pozos laterales es la facilidad de intervención tanto actual como futura en el agujero.

Equipo para la terminación y técnicas de aislamiento. La industria ha desarrollado una amplia variedad de equipo para la terminación (Tema II.3), para pozos cementados o en agujero descubierto. En general éstas técnicas tienden a enfocarse en maximizar la eficiencia operacional por medio de la instalación de la mayor cantidad de estos sistemas en el mínimo tiempo posible.

Espaciamiento entre fracturas o número de fracturas. Es altamente dependiente de la fábrica de la roca y de la permeabilidad de la formación, una evaluación económica determinará el espaciamiento óptimo donde el beneficio de realizar una mayor cantidad de fracturas esté equilibrado con el costo de realización de cada una. Conforme la tendencia a generar fracturas de mayor complejidad y la presencia de fracturas naturales disminuye, el espaciamiento óptimo entre las fracturas comienza a mostrar una mayor correlación con la permeabilidad del yacimiento lo que resultará en una mayor movilidad del fluido a través del canal creado por el apuntalante.

Conductividad de la fractura. La conductividad para un apuntalante dado es por una parte función de las propiedades físicas del apuntalante como son tamaño de partícula, resistencia y forma del grano (redondez y esfericidad); además depende de las condiciones a las que vaya a ser sometido dicho apuntalante, tales como, la resistencia efectiva, el comportamiento de los fluidos, la migración de los granos finos y los residuos del fluido fracturante.



III.1.3 Proceso de fracturamiento hidráulico u operación

El proceso consiste en aplicar presión a una formación hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la fractura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drene de fluidos del yacimiento. El efecto de incremento de drene de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura.

Los granos de arena o de algún otro material, actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación. Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial:

1. Primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto.
2. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén.
3. Se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.

La realización de un trabajo de fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal, es una tarea cara y compleja, por lo tanto la cantidad y tipo de materiales a utilizar debe determinarse con ayuda de un proceso de optimización, los puntos 2 y 3 pueden subdividirse en:

- La creación de una fractura inicial de una altura y amplitud apropiada con ayuda de fluido fracturante (de los cuales hablaremos posteriormente).
- La adición de partículas sustentantes al fluido fracturante a bajas concentraciones, este fluido debe tener la viscosidad necesaria para mantener al sustentante en suspensión.



- El incremento en la concentración de apuntalante para remover el que se haya asentado. El fluido con el que se colocó al sustentante regresa a superficie para su tratamiento y reutilización como fluido fracturante o para su inyección en un pozo letrina

Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

- Presión
- Gasto
- Dosificación del apuntalante
- Dosificación de aditivos
- Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las presiones siguientes:

- a) Presión de fractura: es el punto en que la formación falla y se rompe.
- b) Presión de bombeo: es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- c) Presión de cierre instantánea (P_{ci}): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo, la presión interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otra parte, el gasto relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de gasto y la presión durante la operación.

La presión de fractura (P_{fr}) es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación. La presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$(P_{fr}) = P_{ci} + P_h \quad \text{III.5}$$

donde:

P_{fr} : Presión de fractura [psi].

P_h : Presión hidrostática [psi].

P_{ci} : Presión de cierre instantánea [psi].



La presión hidrostática se calcula como:

$$P_h = \frac{\rho \cdot h}{10} \cdot 14.22 \text{ [psi]} \quad \text{III. 6}$$

donde:

P_h : Presión hidrostática [psi].
 ρ : densidad el fluido [g/cm^3].

h : altura[m].
 14.22 es el factor de conversión del SI al sistema inglés.

Despreciando pérdidas por fricción, la presión en superficie necesaria para el fracturamiento será:

$$P_s = P_{fr} - P_h \text{ [psi]} \quad \text{III. 7}$$

donde:

P_s : Presión en superficie [psi].
 P_{fr} : Presión de fractura[psi]

P_h : Presión hidrostática [psi].

Y la potencia hidráulica es:

$$P_{hca} = \frac{P_s \cdot Q}{40.8} \text{ [HP]} \quad \text{III. 8}$$

donde:

P_{hca} : Potencia hidráulica [psi].
 P_s : Presión en superficie [psi].

Q : gasto (Gal/min)
 40.8: factor de conversión de unidades

III.1.4 Materiales, caracterización y propiedades.

En un tratamiento de fracturamiento hidráulico el fluido empleado es un componente crítico. Sus principales funciones consisten en abrir la fractura y trasportar el agente sustentante a lo largo de la fractura. Por lo que la viscosidad del fluido se considera el factor más importante. Además de contar con la viscosidad adecuada, el fluido debe descomponerse rápidamente y limpiar rápidamente la fractura una vez que el tratamiento ha finalizado, proporcionando un buen control de la perdida de fluido, además de disminuir perdidas de presión por fricción durante el bombeo.



Por su base pueden ser de dos tipos, agua o aceite. Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son:

- Bajo coeficiente de pérdida
- Alta capacidad de transporte del apuntalante
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura
- Fácil remoción después del tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de formación
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura

Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros (carga polimérica) puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la cara de la fractura. En su lugar se utilizan agentes activadores cuya función es incrementar el peso molecular efectivo del polímero, aumentando la viscosidad del fluido.

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamientos con apuntalante fueron aceites crudos estabilizados, no causan daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción, sin embargo son inflamables e impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja.

Los fluidos base diésel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua.



- Polímeros viscosificantes

Existen distintos tipos, derivados de la goma natural guar o derivados celulósicos. En este aspecto el avance tecnológico ha permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes. Por mencionar alguno, la Goma Guar, fue de las primeras utilizadas para viscosificar el agua usada en los fracturamientos, es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua, al agregarse al agua se hincha y se hidrata, lo que crea un medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose y extendiéndose en la solución.

Así actualmente se habla de *fluidos de nueva generación*, fluidos fracturantes más limpios y ecológicos. El daño causado al entorno ambiental y al yacimiento es mínimo Hoy en día existen fluidos llamados de baja *carga polimérica*. Se ha demostrado que, entre otras cosas, incrementan la conductividad de la fractura debido a que requieren de menor cantidad de polímero en la zona de interés, al igual que una menor cantidad de polímero para romper.

- Aditivos

Una vez que el trabajo finaliza se usan para controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el PH, a continuación se presentan algunos tipos de aditivos:

Tabla III.1 Tipos de aditivos

<p><i>Activadores de viscosidad</i></p> <p>Agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido.</p>	<p><i>Quebradores o rompedores</i></p> <p>“Rompen” la viscosidad de un fluido fracturante, reducen el peso molecular del polímero y ayudan en la limpieza del empacamiento del apuntalante.</p>
<p><i>Estabilizadores</i></p> <p>Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación, normalmente arriba de 100°C.</p>	<p><i>Estabilizadores de arcilla</i></p> <p>Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcillas, estabilizándolas y previniendo su hinchamiento.</p>



Caracterización de los fluidos fracturantes

Las propiedades reológicas son la clave para cumplir con el objetivo de un fluido fracturante, lo que afecta su viscosidad, su capacidad para transportar apuntalante y su tendencia a la pérdida de fluido (filtración) en el medio poroso. Hay un vínculo muy cercano entre la química de los fluidos y sus propiedades físicas.

Las evaluaciones de laboratorio más comunes son las mediciones reológicas del esfuerzo de corte estacionario. La propiedad que se determina es la viscosidad aparente, la cual es una función de la velocidad de corte, de la temperatura del fluido y del tiempo, y es obtenida usando el viscosímetro cilíndrico concéntrico rotacional (Fann). (Viscosidad aparente, relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte; está indicada por la medida del viscosímetro de lodo a 300 RPM).

- Modelo ley de potencia

Es el modelo reológico más usado para representar el comportamiento de los fluidos de fractura en los simuladores de diseño de fracturas. (Reología, es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir).

- Filtrado

Uno de los puntos clave en el diseño de un tratamiento de fracturas es el conocimiento preciso de qué tan rápido se perderán los fluidos en la fractura hacia el yacimiento.

Apuntalante

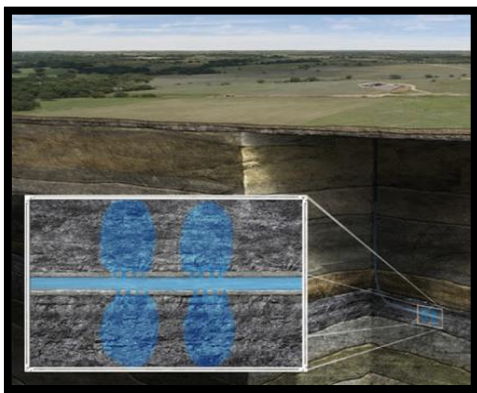


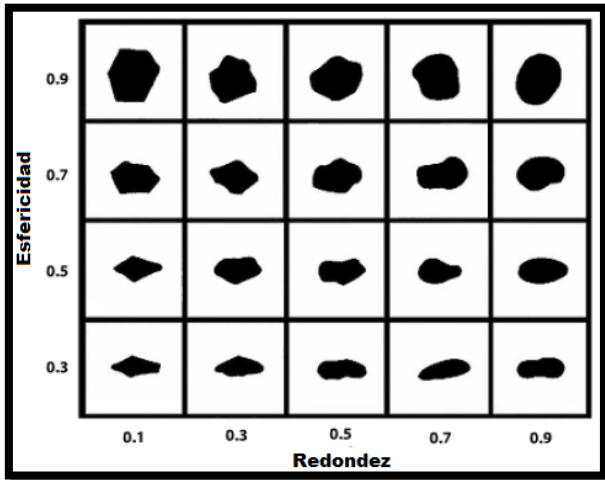
Figura III.5 Ampliación de una vista del yacimiento con alto contenido en TOC.

Cuando se realiza una fractura es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo, y que garantice una conductividad al canal recién creado. Este material es lo que llamamos "agente de sostén" o "agente apuntalante". Este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos. También debe resistir a la



corrosión, porque en ciertos ambientes hay H₂S o CO₂ en el fluido de producción, o a futuro se pueden prever tratamientos ácidos. El agente de sostén debe tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Como son materiales que se utilizan en gran volumen es muy importante que el costo sea lo más bajo posible.

- *Redondez y esfericidad*



Los apuntalantes son usualmente descritos en términos de redondez y esfericidad (descritas en términos de su forma):

- La redondez es una medida relativa de la forma de las esquinas del grano.
- La esfericidad es una medida de que tan cercano está a la forma de una esfera.

Figura III.6 Esfericidad y Redondez, de API RP60. El rango del tamaño de las partículas es descrito por medio de un tamiz, el tamiz estándar utilizado en USA es designado acorde a la ASTM.

Tipos de Apuntalante

- Arena Natural

Uno de los primeros apuntalantes utilizados en los años 1950s fue la arena del río Arkansas en USA, posteriormente se utilizó arena de la formación de Saint Peter cerca de Ottawa, comúnmente conocida como arena Ottawa o arena “Blanca”. En 1958 arena “café” cerca de la formación Brandy, Texas comenzó a utilizarse. La arena Ottawa “blanca” y la arena “café” de Texas siguen siendo actualmente las mayores fuentes de arena en la industria. Ventajas:

- Relativamente bajo costo
- Adecuada para pozos relativamente someros y de bajo gasto y permeabilidad.
- Arenas resinadas



Las resinas pueden ser aplicadas a arena blanca o café. Ventajas:

- Útiles cuando es necesario encapsular finos generados por el rompimiento de la misma
- Reducir el regreso de arena a superficie cuando el pozo se ha puesto en producción
- *Cerámica*

Para esfuerzos de cierre de la formación superior a los obtenidos por arenas resinadas o blancas, se recomienda el uso de cerámicas. Sus características son las siguientes:

- Incrementan la producción en todos los pozos
- Son más caras

Se recomienda en pozos de:

- 1) Alto esfuerzo de cierre de la formación
- 2) Altas temperaturas

Conductividad

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura. Por lo tanto el parámetro más importante será la conductividad en condiciones de fondo de pozo. Recordemos que la conductividad de la fractura es la amplitud por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura.

$$\text{Conductividad} = K_{sust} \cdot w \cdot h \quad \text{III.9}$$

donde:

K_{sust} : permeabilidad del agente sustentante.

w : amplitud de la fractura.

h : altura de la fractura.

La amplitud de la fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie²] con la concentración en el fluido de fractura [PPG o lb/gal]). Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en libra por pie², y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado. O sea, a misma concentración



(lb/pie²) el ancho será diferente según el material utilizado. Cuando la industria empezó a fracturar el único agente de sostén disponible era arena. Entonces se utilizó este término para evitar confusión, y se continúa utilizando actualmente. Ahora sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie² ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material. La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie²), de la temperatura del yacimiento, de la presión de cierre, de la dureza de la formación, de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura). La conductividad necesaria dependerá del fluido a producir y de la permeabilidad de la formación:

- En pozos de gas de baja permeabilidad - conductividad baja
- En pozos de petróleo de alta permeabilidad - conductividad alta

Confinamiento

Una vez cerrada la fractura el agente de sostén está sometido (confinado) a una presión ejercida por la formación. En realidad la presión de confinamiento no es toda la presión ejercida por la formación, sino la presión de formación menos la presión de poro. Entonces la presión de confinamiento se define como el esfuerzo mínimo, determinado en la presión de cierre, menos la presión de poro. Debido a la producción la presión de poro disminuye en el tiempo, y con más intensidad en la vecindad del pozo. En consecuencia la presión de confinamiento incrementa en el tiempo y es máxima cerca del pozo, donde también es necesaria una mayor conductividad.

$$P_{\text{confinamiento}} = (\text{Gradiente de Fractura} \cdot \text{profundidad}) - P_{\text{poro}} \quad \text{III.10}$$

Conocer la presión de confinamiento máxima durante la vida productiva del pozo, a la cual será sometida el agente sustentante será de suma importancia para definir cuál será el adecuado. Ya que si sobrepasamos la presión máxima permisible del apuntalante parte de este se puede romper y formar partículas muy finas las cuales podrían tapar los poros e impedir el flujo de fluidos provenientes de la formación.

III.2 Fracturamiento múltiple

Inicialmente el diseño había sido horizontal, ya que se buscaba intersectar una gran cantidad de fracturas verticales, las cuales se evidenciaban en afloramientos. Al día de hoy, se ha concentrado el interés en el tema de fracturas hidráulicas, creadas a partir de secciones de un pozo horizontal (fracturas verticales). En el fracturamiento hidráulico multi-etapa, cada sección es aislada por empacadores, y la inyección se realiza en cada parte donde se encuentran los disparos. La operación se realiza avanzando etapa a etapa, y se puede iniciar de la punta al talón del pozo o viceversa.

Anteriormente se han explicado los tipos de fracturas que se pueden lograr en función de la anisotropía de los esfuerzos horizontales de la roca, y se prefieren las fracturas transversales, la siguiente imagen ejemplifica lo ya mencionado.

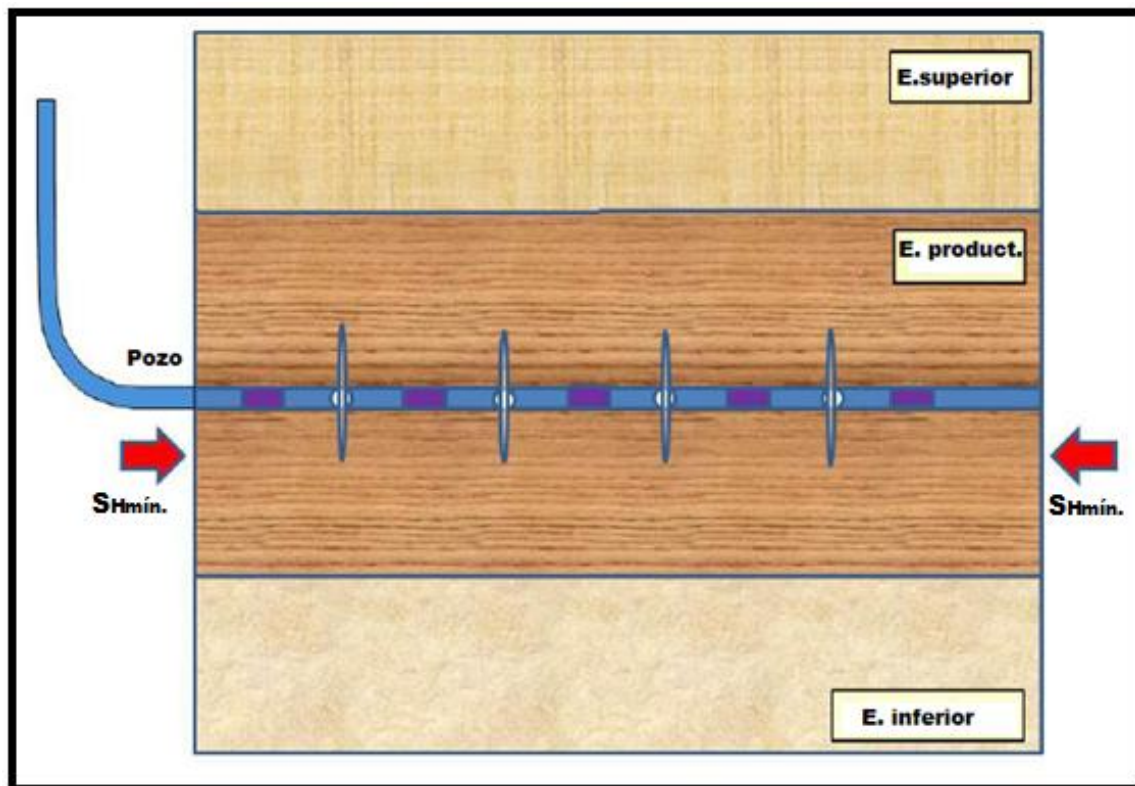


Figura III.7 fracturas transversales 4 etapas en un pozo horizontal a lo largo de la dirección del mínimo esfuerzo (S_{Hmin})



La secuencia de fracturamiento múltiple se realiza a lo largo de la parte horizontal del pozo pudiendo alcanzar el radio de drene del pozo. Por lo que el fracturamiento hidráulico incrementa la permeabilidad efectiva en el yacimiento tipo shale mediante la apertura de grandes redes distribuidas de pequeñas fracturas y canales, que conectan a redes de fracturas naturales, para que haya flujo hacia la región de menor presión, el pozo.

En consecuencia los pozos horizontales incrementan el área de contacto dentro de una zona productora y la tecnología, *secuencia de fracturamiento múltiple* de cada pozo, incrementa el radio del pozo. Adicionalmente esto provoca un menor impacto ambiental gracias a la reducción en el número de pozos necesarios para explotar un yacimiento.

III.2.1 Diseño del fracturamiento múltiple – Implementación

Durante el tratamiento se monitorean las fracturas creadas por medio de micro-sísmica, para poder asegurar que el sistema de fracturas no se extenderá más allá del yacimiento, ya que tales fracturas pueden actuar como “zonas de pérdida” que absorben el fluido fracturante y disipan la presión que se utilizará poder desarrollar un fracturamiento efectivo dentro de la zona de interés.

Se sabe además que a lo largo de un pozo horizontal con más de 1,500 m de longitud, no se puede fracturar a través de toda su extensión, ya que las cantidades de fluido y los gastos de bombeo requeridos son muy grandes para este tipo de tratamiento, por lo que las fracturas se realizaran en etapas a lo largo de todo el pozo horizontal, usando una gran variedad de técnicas o tecnologías, para alcanzar la meta de una manera eficiente a un mínimo costo.

Cada etapa a lo largo de la tubería es físicamente aislada, y la tubería es perforada. Una serie de volúmenes específicos de fluido fracturantes y agente sustentante se inyectan a altos gastos para poder abrir y extender las fracturas además de introducir el apuntalante dentro del sistema de fracturas. Esto asegura que las fracturas creadas no se cerraran cuando la operación termine y la presión del fluido disminuya.

Un pozo horizontal puede tener alrededor de 10 a 20 etapas con variaciones desde 240 a 2,400 barriles inyectados por etapa a gastos que exceden los 50 bbls/min. El total de volumen



inyectado puede llegar hasta los 24,000 bbls de fluido inyectados y alcanzar los 226,000 Kg (4,500 sacos) de apuntalante.

Usualmente la primera etapa de inyección se lleva a cabo con una solución de 10 – 15% de ácido clorhídrico, diseñada para limpiar el área cercana al pozo así como los disparos, debido al daño que pudiera haber causado por las operaciones de cementación y al realizar los disparos. La segunda inyección es un gran volumen de lo que se conoce como “colchón”, utilizado para iniciar las fracturas y a continuación se inyecta un fluido más viscoso, el cual acarreará el apuntalante y desarrollará la red de fracturas. Cuando se realiza esta operación la cantidad de apuntalante bombeado puede aumentar desde 1 a 4 lb/gal. El tipo de apuntalante quizá cambie para las etapas siguientes y su tamaño quizá aumente.

Debido a que la operación es compleja, el proceso debe ser planeado cuidadosamente y ser monitoreado todo el tiempo. Todas las variables son registradas como historia dinámica. Cada etapa es evaluada en tiempo real con el fin de incorporar cambios para mejorar las etapas subsecuentes, tales como la presión de bombeo, gasto de inyección, y la composición del fluido fracturante.

III.2.2 Regreso del fluido fracturante

Una vez que el tratamiento se ha completado y la presión dentro del yacimiento ha disminuido, y la presión en el yacimiento excede la presión de la columna hidrostática que está llenando el pozo, los fluidos en el yacimiento comenzarán a moverse hacia el pozo y por consiguiente a la superficie, “regreso de fluidos”. De donde provengan, 25 a 75% de los fluidos inyectados regresaran a la superficie y estos se mezclaran con una gran cantidad de salmuera de la formación con una variedad de sales (generalmente sodio, choro, cloruro de calcio, y pequeñas concentraciones de otras sales).

Para estimular el regreso de fluido fracturante se utiliza también dióxido de carbono o nitrógeno, cuando la presión del yacimiento no es la suficiente para vencer la ejercida por la columna hidrostática. Cuando se agrega el gas la remoción de líquidos es inmediata y una ventaja que se le suma, es que se disminuyen las pérdidas del fluido fracturante hacia la formación.



La selección de que sea nitrógeno o dióxido de carbono está en función de su comportamiento. El nitrógeno es insoluble en los fluidos fracturantes y una porción de nitrógeno se fuga en la formación, pero tan pronto el tratamiento ha terminado, la presión del fluido fracturante disminuye y el nitrógeno restante envuelve rápidamente el sistema de fracturas y al expandirse causa el regreso de fluidos a superficie. En contraste el dióxido de carbono es soluble en el fluido fracturante, al terminar el tratamiento se libera del fluido pero no migra a la formación lo cual reduce las pérdidas, y puede remover efectivamente el fluido de las fracturas creadas.

El regreso de fluidos ocurre a gastos reducidos y puede durar desde días a semanas y aún continúa cuando el pozo es puesto en producción.

III.2.3 Consideraciones para el diseño

En el fracturamiento de cada etapa se tienen las siguientes consideraciones:

- Espaciamiento entre una etapa y otra a intervalos de 250 ft a lo largo del pozo horizontal.
- El fluido bombeado en cada etapa es generalmente de 2,000 a 3,000 galones por cada pie de espesor de la zona de interés.
- El apuntalante se proporciona en aproximadamente 1,000 libras por cada pie de espesor.
- El gasto del fluido inyectado excede los 50 bbls/min.



III.3 Ejemplificando con yacimientos de gas tipo shale.

Se puede utilizar la siguiente ecuación, a manera de realizar un análisis cualitativo y tener un panorama de cómo se incrementa la producción al realizar el fracturamiento múltiple así como comprender como influye el largo de fractura.

$$q = \frac{7.03 \cdot k \cdot h}{\mu_g \cdot z \cdot T} \cdot \frac{(P_e^2 - P_w^2)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{III. 11}$$

donde:

q : gasto de gas (scf/d)

k : permeabilidad (mD)

h : espesor neto (ft)

P_e : presión en el límite del área de drene (psi)

P_w : presión en el fondo del pozo (psi)

μ_g : viscosidad del gas (cp)

z : factor de desviación del gas

T : temperatura (°F)

r_e : radio de drene

r_w : radio del pozo

Con la ecuación anterior el largo de la fractura se puede variar, variando r_w y observar cuales son los cambios en el gasto. A continuación realizaremos un ejemplo.

Ejemplo. III.1

Asumiendo los siguientes datos, realizar una comparación en cuanto al gasto, como función del largo de la fractura (r_w).

$$r_w = 0.5, 1, 10, 300 \text{ (ft)}$$

Datos constantes:

$$k = 0.01$$

$$h = 40$$

$$P_e = 3,000$$

$$P_w = 2,000$$

$$\mu_g = 0.0002$$

$$z = 0.95$$

$$T = 140$$

$$r_w = 2,500$$



Para realizar este ejemplo, se ejecutaron 10 fracturas con las 3 diferentes longitudes ya establecidas, de acuerdo a la información recabada, se le redujo el gasto un 25%, debido a que no todas las fracturas aportan en la producción del pozo (Referencia III.4). Y se graficó solo a partir del $r_w = 1$, ya que con $r_w = 0.5$ se tiene el pozo sin fracturar.

Tabla III.2 Resumen de resultados

	NO Fracturado	Largo de la fractura (ft)			
		1	10	100	300
q (Mmscf/d)	62	506	717	1,231	1,869

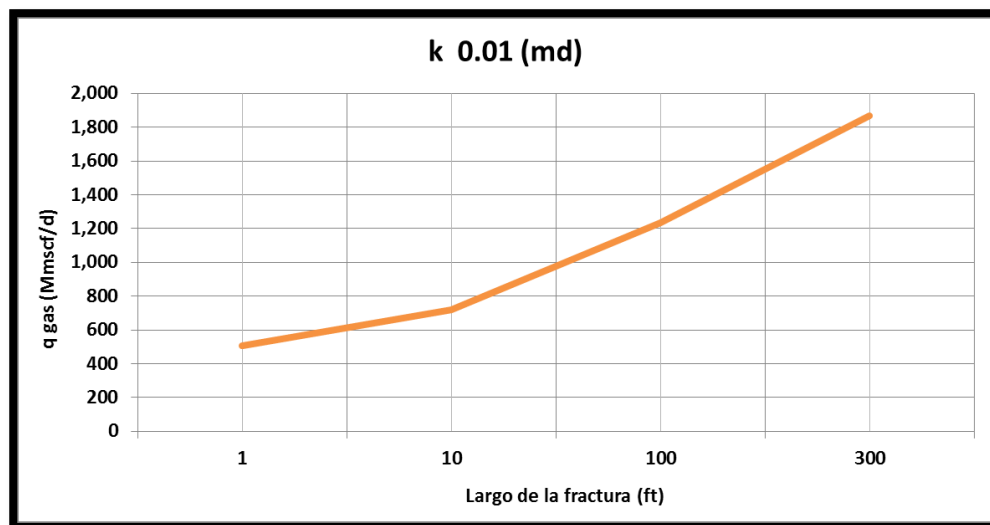


Figura III.8 Gráfica de gasto contra el largo de la fractura, en un yacimiento de shale gas, con 10 fracturas.

Además del gran impacto que tiene el largo de la fractura, el número de fracturas impacta aún más.



Por otro lado, utilizando un programa para fracturas en yacimientos de aceite, realizaremos un análisis del impacto que tienen algunas variables como el espesor neto, la permeabilidad así como el número de fracturas. A continuación se muestran los parámetros de entrada.

Tabla III.3 Parámetros de entrada:

Espaciamiento entre fracturas	300	ft
Mitad del largo de fractura (xf):	500	ft
Permeabilidad de la fractura (kf):	50000	md
Presión de burbuja (pb):	4000	psia
Permeabilidad horizontal (k):	0.01	md
Espesor neto (h):	100	ft
Presion promedio del yacimiento (p-bar):	5000	psia
Factor de volume del aceite (Bo):	1.2	rb/stb
Área de drene del pozo (A):	320	acres
Radio del pozo (rw):	0.328	ft
Amplitud de la fractura (w):	0.25	in.
Profundidad vertical del pozo (H):	8000	ft
Diámetro de TP (d):	4	in.
Densidad del aceite (API):	30	API
Viscocidad del aceite(mo):	1.5	cp
RElacion gas aceite (GLR):	500	scf/bbl
Densidad especifica del gas (gg):	0.7	air =1
Presion en cabeza (phf):	800	psia
Temperatura en cabeza (thf):	150	oF
Temperatura en el fondo del pozo (twf):	180	oF
Corte de agua (WC):	10	%
Tension interfacial gas - aceite (s):	30	dynes/cm
Densidad específica del agua (gw):	1.05	
Número de fracturas (n):	5	



Con una permeabilidad fija de 0.01 mD y espesor neto de 150 ft, se observan los resultados en gasto de aceite (q [bbls/día]) para 5, 15 y 25 fracturas, así como para $k=0.1$ mD

Tabla III.4 Resultados respecto al número de fracturas

K (md)	0.01	0.01	0.01
h (ft)	150	150	150
No. Fract	5	15	25
q (bpd)	3.8	7	10.5

Tabla III.5. Resultados respecto a la permeabilidad

K (md)	0.1	0.1	0.1
h (ft)	150	150	150
No. Fract	5	15	25
q (bpd)	38	68	106

En forma gráfica lo podemos apreciar de la siguiente manera:

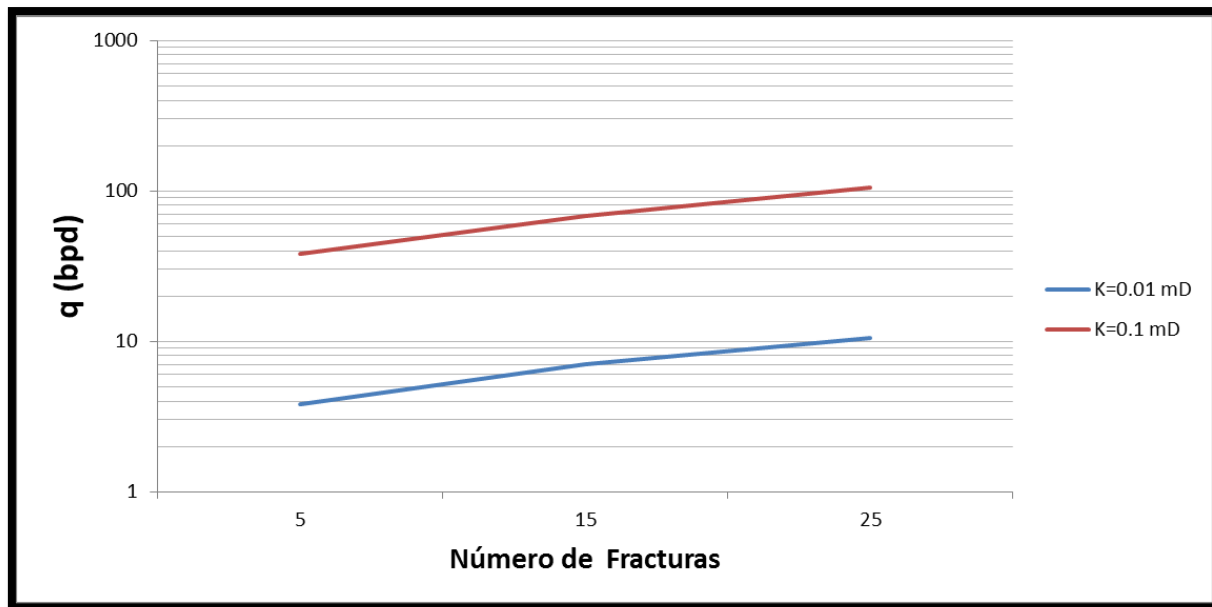


Figura III.9 Gráfica de gasto de aceite contra el número de fracturas, en un yacimiento de aceite, comparando en permeabilidades de 0.01 mD y 0.1 mD.

El impacto que se tiene de pasar de 5 a 25 fracturas es más del 250% en cuanto a gasto. A pesar de que el espesor neto es algo que no podemos manipular, al aumentarlo de 150 a 200 ft, el aumento de gasto fue despreciable. Aunque al realizar esta pequeña simulación, para la permeabilidad de $k=0.01$ mD el gasto con 25 fracturas sigue siendo muy bajo, por lo que



podemos percatarnos cuál es la diferencia entre un yacimiento convencional y uno que no lo es, como los tipo shale.

III.4 Estado del arte del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Como hemos visto el fracturamiento hidráulico es una tecnología que mejora significativamente la productividad de un pozo a través del establecimiento y conexión al pozo de fracturas conductivas con el yacimiento, actualmente se colocan fracturas múltiples en escenarios secuenciales de pozos horizontales, ésta tecnología ha resultado en una producción económicamente rentable. A continuación haremos un breve resumen de las publicaciones que se refieren al fracturamiento hidráulico, para finalmente llegar al estado actual de la tecnología.

El efecto del fracturamiento hidráulico en el comportamiento de la producción ha sido investigado a detalle desde los años sesenta, McGuire y Sikora (1960) fueron los primeros en estudiar el efecto de la conductividad infinita de las fracturas verticales en la productividad del pozo y demostraron la influencia del largo de la fractura y de la conductividad relativa de la fractura en el incremento de la producción aunado al fracturamiento hidráulico. Prats et al. (1961) investigaron el efecto de una fractura vertical de extensión radial limitada y conductividad finita en el comportamiento de flujo de un yacimiento cilíndrico para el caso de un fluido incompresible, el concepto del radio de pozo efectivo propuesto por Prats ha sido ampliamente usado en publicaciones subsecuentes.

Cinco-Ley et al. (1981-1982) propusieron cuatro periodos para una fractura vertical en flujo transitorio y presentaron modelos analíticos del comportamiento de la presión para cada período, además de estudiar dos tipos de condición de daño en las fracturas para contabilizar las caídas de presión causadas por una restricción de flujo. Lee y Brockenbrough (1986) publicaron un artículo clásico que desarrollo un modelo de flujo trilinear aproximado para estudiar el comportamiento transitorio de un pozo interceptado por una fractura vertical de conductividad finita.

Soliman et al (1990) concluyó que los pozos horizontales deben de estar perforados paralelamente al esfuerzo horizontal mínimo con el fin de crear múltiples fracturas, además usando modelos analíticos para determinar el número óptimo de fracturas encontraron que



éste número depende de las propiedades de la formación y de los fluidos. Wattenbarger (1997) investigó la viabilidad de convertir pozos verticales existentes en pozos horizontales con fracturas múltiples transversales.

Meyer et al. (2010) presentó una metodología combinando la solución trilinear de Lee y Brockenbrough; junto con el modelo de resistividad pseudo estacionaria de Meyer y Jacot (2005) para la optimización de las fracturas hidráulicas transversales múltiples en pozos horizontales.

En resumen, la mayoría de los trabajos se ha enfocado en encontrar un diseño óptimo de fractura con base en el análisis de sensibilidad de las variables, cambiando un parámetro mientras los demás permanecen constantes (Referencia III.7), actualmente hay ingenieros tratando de diseñar varios escenarios con base en su experiencia en la industria, y posteriormente con ayuda de un simulador buscan el diseño óptimo de acuerdo al gasto de producción inicial y la producción acumulada. Para lograr estos tipos de análisis, durante los últimos años han sido perforados más de 5000 pozos en Estados Unidos (Referencia III.3) que han sido utilizados como pozos pilotos para desarrollar un sinnúmero de pruebas que comprueben y mejoren teorías establecidas. Aunque actualmente se presenta una tendencia a realizar el mayor número de fracturas posibles para incrementar la producción, se busca al mismo tiempo encontrar cual es el número óptimo de fracturas que contribuye significativamente a la producción.

Se ha cuantificado a partir de varios casos de estudio que generalmente el 25% de las fracturas realizadas e inclusive un porcentaje mayor no son efectivas (Referencia III.4), estas mediciones se han logrado gracias al uso de tecnología de fibra óptica que a través de sensores acústicos y de temperatura proporcionan una evaluación acerca de la cantidad de fracturas efectivas (Referencia III.5). Conforme ha pasado el tiempo la evolución en la tecnología ha permitido la evaluación y en consecuencia la mejora del fracturamiento hidráulico.

Respecto al diseño de pozos horizontales sabemos que puede ser de dos tipos, ya sea que se utilice para penetrar las fracturas naturales verticales o bien que las fracturas hidráulicas inducidas intersecten las fracturas naturales laterales, los diseños actuales de fracturamiento multi-etapa, no se enfocan en este último tipo. Para resaltar la importancia de los pozos horizontales se muestra a continuación, que el área de drenaje de un pozo horizontal excede lo que podrían cubrir tres pozos verticales. (Figura III:10)

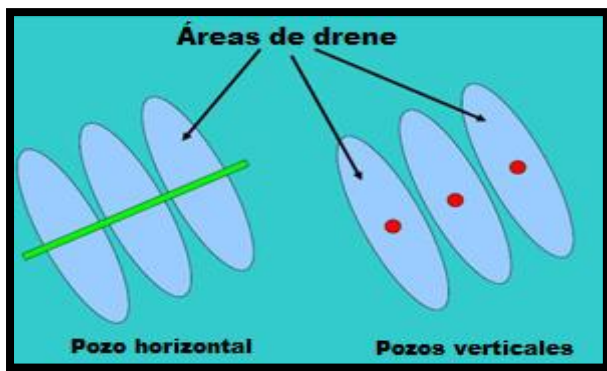


Figura III.10 Comparación entre un pozo horizontal y tres verticales y su área de drenaje correspondiente.

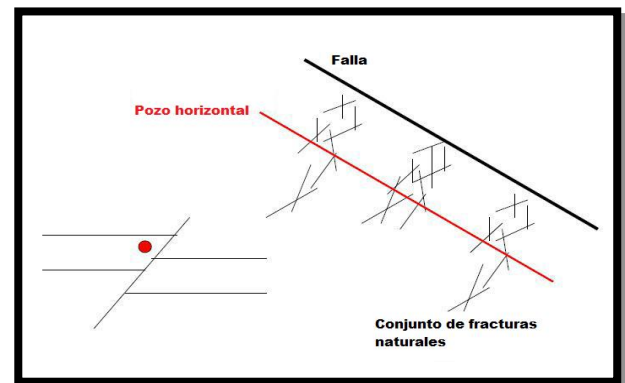


Figura III.11 Pozo paralelo a una falla inversa, se observa que puede intersectar un conjunto de fracturas naturales

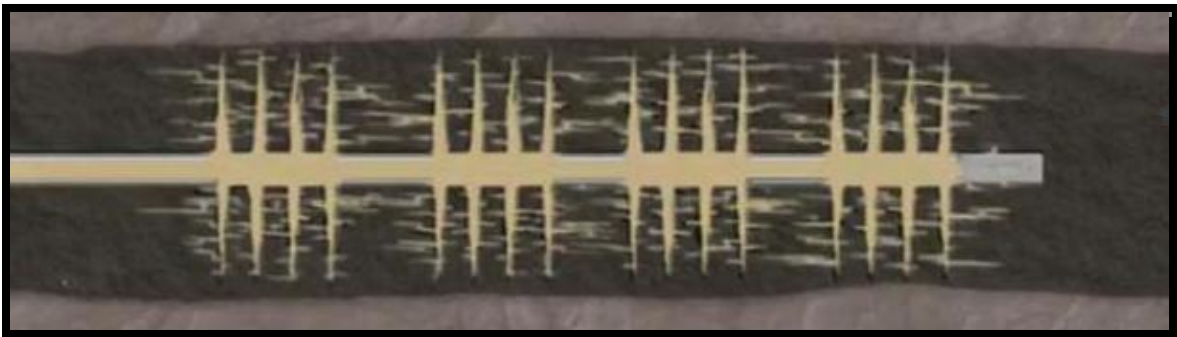


Fig. III.12 Intersección de fracturas hidráulicas con fracturas horizontales naturales en un pozo horizontal multi-etapa.

Otro beneficio de un pozo horizontal se puede demostrar en el caso donde, el pozo es paralelo a una falla inversa, por lo que conectará un conjunto de ramificaciones de fracturas naturales. (Figura III.11) Para lutitas laminadas, las fracturas naturales ubicadas en la zona de interés, permiten que el pozo sea orientado preferentemente de manera horizontal en lugar de pozos verticales, y así se intersectaran las fracturas inducidas con el conjunto de fracturas naturales, como se muestra a continuación.



En los últimos años se ha publicado una gran cantidad de artículos acerca de las formaciones de shale gas en Estados Unidos, a manera de resumen presentamos una tabla donde se muestran las propiedades físicas de estas formaciones con el fin de dejar en el lector la idea clara de las características que describen a este tipo de yacimientos y al mismo tiempo los retos que representa su explotación.

Tabla III.6 Resumen de propiedades de las formaciones más importantes de Estados Unidos (Referencias I.1 y I.14)

Formación	Barnett	Fayetteville	Woodford	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus
Área (km	6,559	11,484	5,955	1,770	11,484	152,888
Espesor (m)	30-180	6-60	46-76	55-110	60-90	15-60
IP (MMpcd)	4.0	2.8	3.6	6.0 +Cond	14	3.5
TOC %	4-5	4.0-9.8	1-14	-	0.5-4.0	3-12
Porosidad %	4-5	2-8	3-9	-	8-9	10
Costo MMdls	2.8	3.0	5-6	6-9	3.6	1.2



Bibliografía del Capítulo III.

- III.1 Hydraulic fracturing explained: Evaluation, implementation, and challenges.
Erle C. Donaldson, Waqi Alam & Nasrin Begum.
Houston, Texas. 2013 Gulf Drilling Series
- III.2 Horizontal well completion, stimulation optimization, and risk mitigation, SPE 125526.
Larry K. Britt, & Michael B.
Virginia del Oeste, September 2009.
- III.3 Unconventional reservoir development in Mexico: Lessons learned from the first exploratory wells, SPE 164545-MS
P.A. Parra, N. Rubio, C. Ramirez, B.D. Guerra, V.A. Exler, I.R. Campos, M.D. Trejo, J. Olguin, C.H. Vargas, R. Valbuena, D.F. Soler, M.I. Weimann, V. Lujan, P. Bonningue, P.G. Reyes, R. Martinez, R. Muñoz, E. Rodriguez & M. Garcia
Texas, April 2013
- III.4 Interaction of multiple hydraulic fractures in horizontal wells, SPE 163982-MS
Sau-Wai Wong, Mikhail Geilikman & Guanshui Xu
Mascot, Sultanato de Oman, January 2013.
- III.5 Interpreting uncemented multistage hydraulic-fracturing completion effectiveness using fiber-optic DTS injection data, SPE 153131-MS
E.H. Holley, M.M. Molenaar, E. Fidan & B. Banack,
Abu Dhabi, January 2013.
- III.6 Hydraulic fracturing design for horizontal wells in the Bakken formation, ARMA 201 128.
Hadi Jabbari & Zhengwen Zeng.
Chicago, Illinois, June 2012.
- III.7 Optimal design of nonuniform multiple transverse fractures for horizontal wells in tight gas reservoirs, SPE 164011-MS.
Sunhua Gao, Jun Yao, Zhixue Sun, Ranran Lu, Longlong Li & Yuhang Wang.
Mascot, Sultanato de Oman, January 2013.



IV. Conclusiones y Recomendaciones



IV. Conclusiones y Recomendaciones

1. Los yacimientos no convencionales abarcan un amplio rango de posibilidades y tanto los diseños de pozos como el desarrollo de campo pueden ser múltiples, es importante recordar que aunque cada yacimiento es diferente una metodología general para su ciclo de vida es: planeación, terminación inicial del pozo y consideraciones para la vida a largo plazo. El desarrollo de este tipo de yacimientos es continuo y necesita retroalimentación.
2. La fase inicial de caracterización de un yacimiento no convencional tipo shale puede describirse en los siguientes pasos, perforar un pozo vertical, tomar muestras del objetivo para análisis de laboratorio, teniendo en cuenta que su preservación tendrá un impacto crítico en las propiedades medidas como son: la reflectancia de la vitrinita, la porosidad, el TOC, entre otras. Hacer una toma de registros y correlacionarlos con las mediciones tomadas de núcleos. Además la caracterización debe realizarse en conjunto con la caracterización de las fracturas naturales del yacimiento.
3. Los proyectos de yacimientos tipo shale se caracterizan por la baja productividad por pozo, necesitar una gran cantidad de recursos, la necesidad de fracturar para alcanzar un gasto de producción rentable, entre otras.
4. Es importante recordar que las formaciones de shale dentro del sistema petrolero cumplen cuatro funciones, como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello. El gas se almacena en este tipo de yacimientos como gas libre y adsorbido en la matriz y en las fracturas naturales. Para hacer el cálculo de reservas *in situ* es necesario considerar el gas adsorbido, ya que esté afectara de manera importante.
5. Todos los métodos de laboratorio son lo suficientemente exactos para usarlos como referencias concluyentes, controlar los resultados con análisis en laboratorio de la porosidad siempre será de utilidad; además es importante recordar que los análisis de laboratorio en núcleos no miden la porosidad de las fracturas naturales mientras que los



registros estiman la porosidad total del sistema. Los datos sugieren que cuando la porosidad es menor a 2.5%, los hidrocarburos no serán generados, por lo que esta porosidad (2.5%) será tomada como medida de corte mínima para establecer el espesor neto.

6. El tipo de terminación determina la clase de tratamientos que se pueden realizar y en consecuencia la productividad que se puede alcanzar. Cuando se diseña un pozo existe la posibilidad de seleccionar ambas
7. El proceso para elegir las técnicas de terminación y estimulación para pozos horizontales es mucho más complejo que para pozos verticales, ya que cada pozo horizontal estimulado tiene un gran impacto en el drene del yacimiento, su diseño, ejecución y evaluación de la perforación y terminación llevan más tiempo, el capital de inversión con riesgo se incrementa al aumentar los costos de terminación y principalmente debido a que los errores pueden tener un alto impacto en términos de la producción diferida y en los costos de reparación.
8. Uno de los principales retos en este tipo de yacimientos es el trabajo en equipo real, ya se requiere de un trabajo multidisciplinario durante todo el ciclo de vida de un yacimiento y no sólo durante algunas fases.
9. Para los tratamientos de fracturamiento múltiple, la concentración de esfuerzos de la etapa anterior puede tener efectos significativos en el comienzo y propagación de la fractura en la etapa subsecuente cuando el espaciamiento es muy reducido. Para eliminar la influencia de la concentración de esfuerzos, se sugiere que la distancia para contrarrestarlos debe ser igual a 1.5 veces el alto de la fractura, cuando el alto de la fractura es menor que el largo de esta. Aunque resulta poco práctico que el espaciamiento entre las fracturas sea de esta magnitud, ya que el alto de la fractura limitará el número de las mismas, lo que conlleva a un drene ineficiente en el yacimiento. Comúnmente en la industria se opta por utilizar un espaciamiento menor a 1.5 veces la altura de la fractura.



10. Durante la etapa de terminación, el disparo de producción es la fase más importante, ya que permite establecer comunicación de los fluidos entre el cuerpo productor y la TR, un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente; de lo contrario se tendrá un efecto significativo en la ejecución y evaluación de un tratamiento de fractura.

11. Aunque existen varias técnicas o métodos de terminación y estimulación para los pozos horizontales, hemos presentado los que consideramos de nueva tecnología, sin dejar a un lado su efectividad respecto al incremento en la producción. El fracturamiento hidráulico junto con la perforación horizontal es indispensable para poder producir a gastos rentables este tipo de yacimiento. Actualmente el fracturamiento múltiple es el que mejores resultados ha dado respecto a la producción.

12. Las características deseables en una fractura son, la máxima conductividad y el alcance óptimo de fractura en la formación. Como se comprobó con los modelos matemáticos el número de fracturas tiene un alto impacto en la productividad del pozo.

13. La realización de un trabajo de fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal es una tarea costosa y compleja, por lo tanto la cantidad y el tipo de materiales a utilizar debe determinarse con ayuda de un proceso de optimización.



Apéndices



Apéndice A: La isoterma de Langmuir

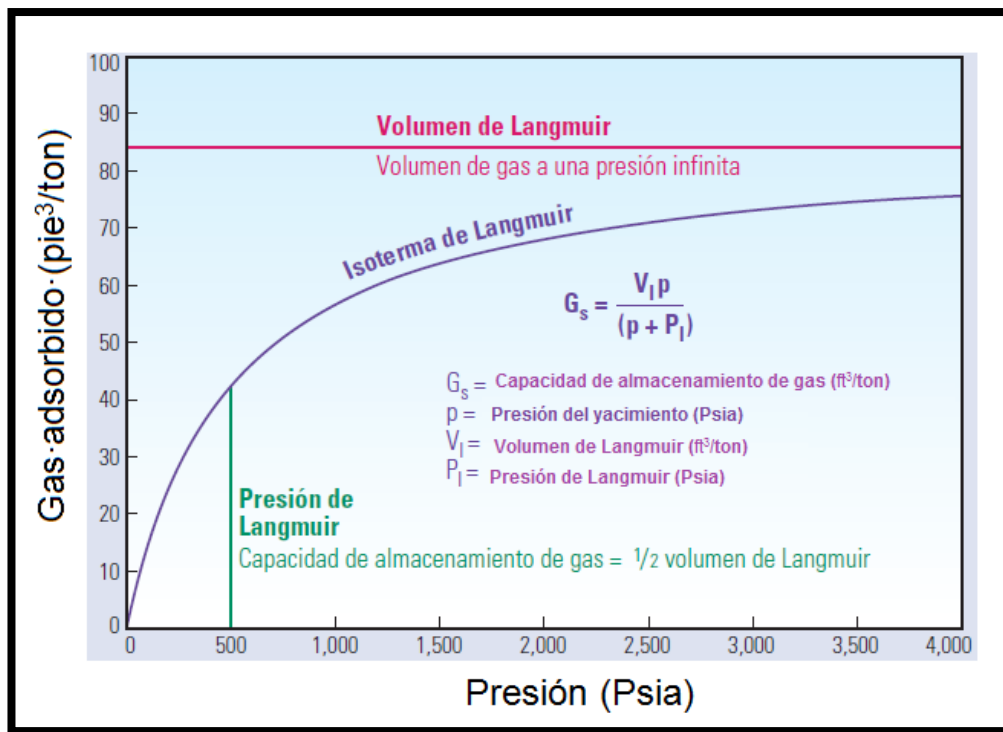


Figura A.1 Isoterma de Langmuir. La isoterma de Langmuir muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada

Almacenamiento de gas adsorbido. La isoterma de Langmuir muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada. La reducción de la presión hará que el metano se desorba de acuerdo con el comportamiento descrito por la línea morada. La desorción del gas se incrementa de una manera no lineal conforme declina la presión. De este modo, para este ejemplo, una muestra a una presión de 3,500 Psia tendrá aproximadamente 74 pie³/ton de metano adsorbido. Cuando la presión se reduce por primera vez a partir de este punto, la cantidad de gas desorbido es relativamente pequeña. Una vez que la presión se reduzca a 500 Psia, se habrá desorbido la mitad del gas total que podría adsorber esta lutita. El volumen remanente se desorberá con las 500 Psia finales.

El metano adsorbido en la superficie del kerógeno se encuentra en equilibrio con el metano libre presente en la lutita. La isoterma de Langmuir fue desarrollada para describir este equilibrio, a una temperatura constante específica. Esta relación se describe mediante dos



parámetros: el volumen de Langmuir, que describe el volumen de gas a una presión infinita; la presión de Langmuir, que es la presión a la que el contenido de gas es igual a la mitad del volumen de Langmuir. Los parámetros de Langmuir se miden de núcleos, utilizando una muestra de lutita triturada que se calienta para purgar los gases adsorbidos. La muestra se coloca posteriormente en un recipiente sellado y se somete a una presión cada vez más alta en una atmósfera de metano, a temperatura constante. La cantidad de gas sorbido a una temperatura constante y a presiones cada vez más altas se mide y se utiliza para crear la isoterma, mediante el ajuste de los resultados a la fórmula de Langmuir. En las lutitas que siguen una curva similar, la adsorción constituye un mecanismo muy eficaz para el almacenamiento de gas a baja presión (menos de 100 psi); por el contrario, no resulta eficaz a altas presiones, ya que el gas adsorbido se aproxima a su asíntota cuando la presión es superior a 2,000 psi.



Apéndice B: Calculo de volumen original en yacimientos tipo shale.

Aceite

Para realizar el cálculo de reservas en yacimientos tipo shale oil, como ya se mencionó en el capítulo uno, la cantidad de hidrocarburo libre (S1) se utiliza para estimar el contenido de aceite en una evaluación de shale oil. Los datos se manejan en miligramo de aceite por gramo de roca (mg/g); se estima la variación de S1 entre 0.5 y 6 (mg/g). Es de igual forma importante considerar y documentar el contenido de TOC y el índice de madurez de una muestra (Ro).

Con las medidas en laboratorio sobre el S1 y su TOC correspondiente se puede generar una correlación que pueda utilizarse para calibrar los registros y directamente cuando se corra el registro y mida el TOC se pueda derivar el contenido de hidrocarburos libres (S1).

Estimación del volumen original de aceite (STOIPP_{S1yl})

$$STOIPP_{S1yl} = \left(0.0001 \cdot \frac{S1yl}{\rho_o} \right) \cdot Den \cdot \frac{\text{Área}}{4046.85} \cdot 3.28h \cdot C \quad B.1$$

donde:

STOIPP_{S1yl}: aceite inicialmente insitu (MBIs).

S1yl: contenido de aceite (mg/g).

ρ_o: densidad del aceite (g/cm³).

Den: densidad promedio de la formación en el intervalo *h* (g/cm³).

Área: área (m²).

h: espesor promedio (m).

C: factor de conversión de unidades; 7.758

Para ilustrar lo anterior trabajaremos con los siguientes datos:

S1= 3 mg/g

ρ_o=0.87 g/cm³

Den= 2.7 g/cm³

Área= 5,000 mill² = 1.28x10¹⁰ m²

h= 45.7 m



Sustituyendo:

$$STOIP_{S1yl} = \left(0.0001 \cdot \frac{3}{0.87}\right) \cdot 2.7 \cdot \frac{1.28 \times 10^{10}}{4046.85} \cdot 3.28 \cdot 45.7 \cdot 7.758$$

$$STOIP_{S1yl} = 3.424 \text{ [MMMbbls]}$$

Gas

Para hacer lo propio con el cálculo de gas utilizaremos la siguiente ecuación, vista en el capítulo 1.

$$GIIP_{ad} = gc \cdot Den \cdot \frac{\text{Área}}{4046.85} \cdot 3.28 \cdot h \cdot C \quad B.2$$

donde:

$GIIP_{ad}$: gas adsorbido inicialmente insitu (bpc).

gc : contenido de gas adsorbido (ft^3/ton).

Den : densidad promedio de la formación en el intervalo h (g/cm^3).

Área : área (m^2).

h : profundidad promedio (m).

C : factor de conversión de unidades; $1.3597 \cdot 10^{-6}$.

Para ilustrar lo anterior trabajaremos con los siguientes datos:

$gc = 74 \text{ ft}^3/ton$ (Apéndice A)

$Den = 2.7 \text{ g/cm}^3$

$\text{Área} = 5,000 \text{ mill}^2 = 1.28 \times 10^{10} \text{ m}^2$

$h = 45.7 \text{ m}$

Sustituyendo

$$GIIP_{ad} = 74 \cdot 2.7 \cdot \frac{1.28 \times 10^{10}}{4046.85} \cdot 3.28 \cdot 45.7 \cdot 1.3597 \times 10^{-6} \text{ m}$$

$$GIIP_{ad} = 128,801 \text{ (bpc)}$$