

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“APLICACIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO  
SLICKWATER EN OFFSHORE”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:**

**LUIS ARMANDO TORRES ARANDA**

**PROMOCIÓN 2007-2**

**LIMA – PERÚ**

**2011**

Debido a un **convenio de confidencialidad** con la empresa Operator\_1 no se revela los nombres de las locaciones y pozos que fueron tomados en cuenta en la investigación de esta tesis, incluyendo ciertos mapas y/o figuras que no serán considerados.

Además, todo lo concerniente al tema de fracturamiento slickwater vertido en esta tesis está basado en la publicación del paper de la SPE 115766: **Slickwater Fracturing – Food for Thought**; elaborado por **T. T. Palisch, SPE, Carbo Ceramics**; **M. C. Vincent, SPE, Insight Consulting**; and **P. J. Handren, SPE, Denbury Resources**, presentado en septiembre de 2008.

## **DEDICATORIA**

A mi familia

## **AGRADECIMIENTO**

Mi agradecimiento es en primer lugar para el equipo del área de Ingeniería de Producción donde desarrollé mis prácticas profesionales, ya que ellos fueron quienes me dieron a conocer esta nueva alternativa de fracturamiento hidráulico, me tomaron en cuenta en la evaluación del método slickwater para ver la posibilidad de ejecutarlo en un pozo piloto en offshore con el fin de mejorar la recuperación de petróleo, así que debido a mi interés por conocer más sobre este tipo de trabajos, inusuales en el Perú, y con buenas oportunidades de mejora en plataformas offshore, decidí desarrollarlo como tema de tesis. Además, quiero agradecer a las personas de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE: Society of Petroleum Engineers, en inglés) por brindarme todas las facilidades de poder reproducir algunas investigaciones publicadas en diferentes papers de esta entidad.

*Luis A. Torres Aranda  
Bachiller en Ingeniería de Petróleo  
Enero, 2011*

## SUMARIO

En el capítulo 1 se describe el planteamiento del problema, donde incluye los antecedentes del fracturamiento slickwater, en qué circunstancias se inició y algunas modificaciones que se le hicieron para su mejora. También, se menciona la formulación del problema, la justificación del plan de tesis, el objetivo que tiene el desarrollo de esta tesis, y la hipótesis que se presume se va a cumplir con la ejecución de un tratamiento de fracturamiento slickwater en un pozo piloto de petróleo.

El capítulo 2 trata del marco teórico, que se debe tener en cuenta para poder entender bien el desarrollo de esta tesis. Se va a mencionar los conceptos de fracturamiento hidráulico y mecánica de roca sin entrar en mucha discusión de los temas, pero sí se va a detallar la teoría de fracturamiento slickwater y algunas de las teorías importantes relacionadas a la misma, debido a que es un tema nuevo y es el centro de esta investigación. En el detalle del estudio del método slickwater se incluye el ancho y complejidad de la fractura, transporte del agente sostén y acomodamiento (asentamiento), y requerimientos de conductividad. En cada caso, el énfasis va ser puesto sobre la estrategia diferente que debe ser empleado comparado a los diseños de fluido crosslinkado, y destacar los errores o malentendidos que son frecuentemente hechos.

En el capítulo 3 se menciona brevemente los estudios geológicos y la mecánica de roca realizada en la cuenca Talara, ubicada en el departamento de Piura, con el fin de conocer la formación objetivo (formación Amotape) e identificarla como un reservorio naturalmente fracturado con producción de hidrocarburos.

En el capítulo 4 se detalla los estudios realizados al pozo piloto elegido para realizar el trabajo de fracturamiento. Además, hay que resaltar que en la industria petrolera del Perú, a veces se le llama formación Paleozoico a la formación Amotape, lo cual no es correcto. El nombre apropiado es formación Amotape, ya que el nombre Paleozoico sirve para definir la Era donde se desarrolló cierto evento geológico, pero algunos datos obtenidos para esta tesis llevan el nombre de formación Paleozoico para referirse a la formación Amotape. Estos estudios y los del capítulo 3 permitirán pronosticar el comportamiento del fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 5 se menciona la manera más práctica y realista de las condiciones de campo para analizar los resultados que se dieron después de haber ejecutado el trabajo de fracturamiento slickwater.

En el capítulo 6 se evalúa el incremento en la recuperación de petróleo y el beneficio económico que se obtiene durante el primer año después de realizado el trabajo de slickwater. También, los costos que genera este trabajo de fracturamiento slickwater y se los compara con un fracturamiento convencional crosslinkado con las mismas condiciones operativas.

El capítulo 7, detalla las conclusiones y recomendaciones para este tipo de trabajo como una alternativa en la recuperación de petróleo en el Noroeste peruano, aplicados en reservorios con similares condiciones al reservorio estudiado en esta tesis.

El capítulo 8 detalla la bibliografía utilizada para el desarrollo de la tesis. Y el capítulo 9 muestra el apéndice a considerar durante el estudio de esta tesis.

# CONTENIDO

	Página
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
SUMARIO .....	v
CONTENIDO .....	viii
<b>CAPÍTULO 1</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....</b>	
	<b>1</b>
1.1 Antecedentes: Revisión de casos históricos del Fracturamiento Slickwater ..	1
1.2 Formulación del problema .....	3
1.3 Justificación del plan de tesis .....	4
1.4 Objetivos de la investigación .....	4
1.4-1 Objetivo General .....	4
1.4-2 Objetivo Específico .....	5
1.5 Hipótesis .....	5
<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	
	<b>6</b>
2.1 Reservorios Naturalmente Fracturados .....	6
2.2 Fracturamiento Hidráulico .....	9
2.2-1 Proceso de fracturamiento hidráulico .....	11
2.2-2 Mini-frac .....	14
2.2-3 Agente sostén .....	16
2.2-4 Conductividad de fractura .....	18

2.2-5	Fluidos de fracturamiento.....	20
2.2-5_1	Fluidos crosslinkeados (viscoelasticidad).....	22
2.2-5_2	Sensibilidad de la formación a los fluidos.....	23
2.2-6	Consideración litológica .....	26
2.2-7	Aditivos del fluido .....	27
2.2-8	Diseño de fractura.....	29
2.3	Mecánica de roca.....	31
2.3-1	Esfuerzo .....	32
2.3-2	Deformación específica (strain) .....	32
2.3-3	Esfuerzo in situ.....	33
2.3-4	Esfuerzo efectivo.....	35
2.3-5	Esfuerzos según la formación.....	36
2.3-6	Concentración de esfuerzos en la vecindad del pozo.....	37
2.3-7	Módulo de Young .....	38
2.3-8	Efecto de confinamiento.....	39
2.3-9	Arenisca típica.....	39
2.3-10	Efecto sobre la geometría de fractura.....	40
2.3-11	Relación de Poisson .....	41
2.3-12	Características de la roca deducidas de los perfiles.....	42
2.3-13	Módulo de Young dinámico vs. estático.....	44
2.3-14	Cambio en los esfuerzos por cambio en la presión poral .....	45
2.3-15	Tenacidad de fractura (fracture toughness).....	46
2.3-16	Orientación de la fractura.....	48
2.4	Método de Fracturamiento Slickwater .....	49
2.4-1	Agente sostén .....	52
2.4-1_1	Convencional.....	52
2.4-1_2	No convencional .....	53
2.5	Comparación entre fracturamiento convencional y slickwater.....	55

2.5-1	Ventajas .....	55
2.5-2	Desventajas .....	57
2.5-3	Ancho de fractura hidráulica vs. efectiva .....	58
2.5-4	Complejidad de la fractura .....	61
2.5-5	Transporte del agente sostén .....	63
2.5-5_1	Ley de Stokes .....	64
2.5-5_2	Prueba de laboratorio .....	67
2.5-6	Conductividad de la fractura .....	71
2.5-6_1	Monocapas parciales y aplaste .....	74
2.5-6_2	Escenarios .....	78
2.5-7	Evaluación de estudios .....	79
2.5-8	Fracturamiento en Bossier .....	82
2.6	Análisis del incremento del índice de productividad .....	84
2.6-1	Ratio de índice de productividad .....	85
2.6-2	Cuadro de McGuire – Sikora .....	86

### **CAPÍTULO 3**

<b>ESTUDIO DEL AREA</b> .....	90
3.1 Estudio geológico.....	90
3.2 Estudio geomecánico .....	91

### **CAPÍTULO 4**

<b>ESTUDIO DEL POZO PROPUESTO (Well-11)</b> .....	94
4.1 Historia del pozo .....	94
4.1-1 Información general .....	95
4.1-2 Descripción geológica .....	96
4.1-3 Interpretación petrofísica.....	100
4.1-4 Elección de la formación productiva (Amotape).....	101

4.1-5 Comportamiento productivo .....	102
4.1-6 Resultado de trabajos anteriores (workovers) .....	104
4.2 Propuesta del programa de fracturamiento.....	108
4.3 Simulación del fracturamiento.....	110
<b>CAPÍTULO 5</b>	
<b>RESULTADOS</b> .....	115
5.1 Análisis de la información de producción .....	117
<b>CAPÍTULO 6</b>	
<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA</b> .....	119
<b>CAPÍTULO 7</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	124
7.1 Conclusiones.....	124
7.2 Recomendaciones.....	125
<b>CAPÍTULO 8</b>	
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	127
<b>CAPÍTULO 9</b>	
<b>APENDICE</b> .....	129

## Capítulo 1

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### **1.1 Antecedentes: Revisión de casos históricos del Fracturamiento Slickwater**

El método de Fracturamiento Slickwater fue introducido por la Compañía *Mitchell Energy & Development* en el año 1997. Su aparición se debió a que en algunos reservorios de temperatura media (200°F - 250°F), como aquellas en la formación Cotton Valley (reservorio de lutitas de gas) al Este de Texas – Estados Unidos, se observó que algunos tratamientos de fracturamiento convencional crosslinkado no fueron todos ellos exitosos, como se diseñó, en crear largas fracturas. Entonces, como parte de un experimento, se comenzó a bombear tratamiento de fracturamiento slickwater para tratar de ver si los tratamientos de fractura menos caros podrían proporcionar adecuada estimulación. Este primer tratamiento de fracturamiento slickwater requirió 800 000 galones de agua junto con 200 000 libras de arena.

El fracturamiento slickwater combina agua con un aditivo químico reductor de fricción el cual permite que el agua sea bombeada más rápido en la formación. Este tratamiento no usa ningún polímero para espesar, y la cantidad de agente sostén usado es significativamente menor que en los tratamientos convencionales con geles.

El fracturamiento slickwater funciona muy bien en reservorios de baja permeabilidad, y éste ha sido el instrumento principal que ha abierto paso a escenarios no convencionales como el Barnett Shale (reservorio de lutitas de gas) en Texas, con resultados impresionantes. Hay que resaltar que este tipo de trabajos no son muy favorables en lugares con difícil disponibilidad de abundante agua.

*“Realmente, el gran conductor fue el costo, el fracturamiento slickwater redujo el costo de un pozo en 25%”, dijo **Eugene Fielder** de Devon Energy, el cual adquirió Mitchell Energy en el 2002. “Con la tecnología slickwater frac, nosotros bombeamos grandes cantidades de fluido –tratado únicamente con reductores de fricción y biocidas- cantidades más pequeñas de arena, probablemente 100 000 libras en un tratamiento promedio. El uso de fracturamientos slickwater nos permitió agregar al Barnett superior a nuestras completaciones de pozo, los cuales no podríamos haber justificado económicamente con los trabajos de fracturamiento hidráulico masivo más caros. Incluir la formación Barnett superior contribuyó de 20% a 25% de nuestras reservas en el Barnett. Dentro de un año o dos, nosotros cambiaremos enteramente de gel a slickwater fracs”.*

Cuando se discute de fracturamiento slickwater, algunos refieren sus diseños como diseños “híbridos”. Desafortunadamente la definición de un diseño híbrido depende del usuario. Para muchos, un diseño híbrido es considerado un diseño en el cual alguna combinación de slickwater, gel lineal o fluido crosslinkeado es usado. Por ejemplo, uno podría bombear el “pad” y las etapas de agente sostén iniciales usando slickwater, y convertir a una baja concentración de gel lineal en etapas siguientes. Otros consideran un diseño híbrido en el cual un pequeño pad es bombeado, y luego las etapas de agente sostén son bombeados con “etapas de barrido” (sweep stages) situados periódicamente a todo lo largo de las etapas de mezcla; pero el trabajo entero es bombeado utilizando slickwater.

Los métodos de estimulación comunes en muchos reservorios de gas de baja permeabilidad en los EE. UU. son los fracturamientos slickwater e híbridos.

Los tratamientos de fracturamiento slickwater han sido utilizados en los últimos años en numerosos reservorios. El éxito del fracturamiento slickwater en términos de longitud de fractura efectiva e incremento del índice de productividad puede ser cuestionado en muchos reservorios. Lo que parece ser claro en algunos reservorios es que los tratamientos de fracturamiento slickwater son comparables a los tratamientos de fracturamiento con gel, pero cuestan menos. Así, la economía de usar los tratamientos de fracturamiento slickwater sería mejor que los tratamientos de fracturamientos con gel en tales casos.

## **1.2 Formulación del problema**

Por lo general, cuando se realiza un fracturamiento convencional crosslinkeado se corre el riesgo de generar daño secundario cuando el rompedor de gel no desempeña un buen trabajo en degradar el gel, y sin lograr que la longitud del fracturamiento crosslinkeado contacte la fractura principal del banco de hidrocarburo de un reservorio naturalmente fracturado. Además, emplea gran cantidad de productos químicos, lo que eleva los costos del trabajo de estimulación.

### **1.3 Justificación del plan de tesis**

El planteamiento de utilizar el método de fracturamiento slickwater para los trabajos de estimulación (workover) es una ayuda para que las empresas petroleras, en Perú, evalúen incrementar sus reservas mediante un trabajo de fracturamiento hidráulico que minimiza el riesgo de un daño secundario en el wellbore, extender más la longitud de fractura para tener mayor certeza de contactar la fractura principal del reservorio, y ahorrar en costos operativos, con los mismos resultados si lo comparamos con el fracturamiento crosslinkeado.

### **1.4 Objetivos de la investigación**

#### **1.4-1 Objetivo General**

Mostrar que se puede incrementar las reservas de hidrocarburos empleando el método de fracturamiento slickwater, logrando optimizar la recuperación de hidrocarburos en los trabajos de estimulación de pozos. Además, conocer las ventajas y desventajas técnicas que tiene un fracturamiento slickwater en comparación a un fracturamiento convencional crosslinkeado; e incluso, mostrar la reducción del impacto ambiental que se lograr cuando se utiliza el método slickwater.

#### **1.4-2 Objetivo Específico**

Mostrar el incremento de reservas aplicando el método de fracturamiento slickwater en un Reservorio Naturalmente Fracturado en el Perú, para optimizar la recuperación de petróleo en plataformas Offshore. Además; mostrar el ahorro en costos al realizar un slickwater.

#### **1.5 Hipótesis**

Un trabajo de fracturamiento hidráulico en Reservorios Naturalmente Fracturados, para mejorar la producción de hidrocarburos, se puede realizar sin agente gelificante con el fin de extender la longitud de la fractura y comunicar el pozo con la mayor cantidad de fracturas de la zona petrolífera; es decir, ampliar la red de fracturas en comunicación con el pozo. Por consiguiente, podemos optimizar la recuperación de petróleo de un Reservorio Naturalmente Fracturado en plataformas Offshore, extendiendo la red de fractura aplicando el método fracturamiento slickwater.

## Capítulo 2

# MARCO TEÓRICO

El propósito de este capítulo no es reseñar los fundamentos de la Ingeniería de Petróleo, debido a que son conocimientos que se asumen conocidos. Sin embargo, ciertos conceptos van a ser discutidos debido a que son un prerrequisito para el buen entendimiento del desarrollo de esta tesis.

### **2.1 Reservorios Naturalmente Fracturados**

El rango en definiciones generalmente refleja los diferentes intereses de los autores. Por eso, este capítulo se enfoca en el efecto que naturalmente las fracturas tienen sobre la roca reservorio. La definición va a ser restringida aquí a un contexto de reservorio; por lo tanto, un Reservorio Naturalmente Fracturado puede ser definido como un reservorio que contiene fracturas (discontinuidades planares) creadas por procesos naturales como diastrofismo\* y encogimiento de volumen, distribuido como una red conectada consistente en todo el reservorio.

(\*) Diastrofismo: Término que designa los procesos que deforman la corteza terrestre.

Si se relaciona a falla quebradiza, ésta estuvo probablemente abierta inicialmente, pero puede haber sido subsecuentemente alterada o mineralizada. Si se relaciona a falla más dúctil, ésta puede existir como una banda de roca madre (country rock) altamente deformada. Como un resultado, las fracturas naturales de reservorio pueden tener cualquiera un efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluido dentro de la roca.

Los reservorios naturalmente fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción. Incluyen reservorios con baja recuperación de hidrocarburos, estos reservorios pueden parecer altamente productivos al comienzo pero su producción declina rápidamente. Además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Por otra parte, forman parte de algunos de los reservorios más grandes y productivos del mundo (alrededor del 20% de las reservas de hidrocarburos se encuentran en reservorios naturalmente fracturados). La naturaleza paradójica de esta clase de reservorios está dada por los grandes esfuerzos que hace la industria por comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente certeza.

Si bien casi todos los reservorios de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los reservorios carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del reservorio. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un reservorio, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces.

Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de reservorio siliciclástico, lo que complica el aparente simple comportamiento de la producción

dominada por la matriz. Además, las fracturas naturales constituyen el factor de productividad principal en una amplia gama de reservorios menos convencionales, incluyendo los reservorios de metano en capas de carbón (CBM: Coalbed Methane, en inglés), los reservorios de gas de lutitas y los reservorios de roca basamento y roca volcánica. Si bien las fracturas naturales desempeñan un rol menos importante en los reservorios de alta permeabilidad y alta porosidad, tales como las turbiditas, comúnmente forman barreras para el flujo, frustrando los intentos para calcular las reservas recuperables y predecir la producción con el tiempo en forma precisa.

Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima de manejo de reservorios; tarde o temprano, es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del reservorio se degrada. El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las fracturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros. Por ejemplo, una compañía que no aprovecha las oportunidades para evaluar las fracturas naturales durante la primera etapa de desarrollo puede desperdiciar recursos en operaciones de perforación de pozos de relleno (infill) innecesarios. Es probable que los equipos a cargo de los activos de las compañías nunca lleguen a extraer los hidrocarburos originalmente considerados recuperables porque, sin comprender el impacto de las fracturas naturales sobre el comportamiento de la producción, no habrán preparado adecuadamente el campo para la aplicación de técnicas de recuperación secundaria.

La investigación de las fracturas naturales debería iniciarse durante la etapa de exploración. Los afloramientos en superficie correspondientes a la sección prospectiva a los análogos de reservorios pueden constituir la base de un cimiento litológico, estructural y estratigráfico sobre el que los geólogos podrán construir modelos conceptuales. Estos modelos a menudo comienzan con el conocimiento de los esfuerzos regionales. El estado de los esfuerzos es importante en los reservorios

naturalmente fracturados porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos del reservorio. Además, la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales desempeñan roles cruciales en el diseño de los fracturamientos hidráulicos; tratamientos que constituyen el método de estimulación primaria para los reservorios naturalmente fracturados.

## **2.2 Fracturamiento Hidráulico**

Un fracturamiento hidráulico es una operación para ayudar a mejorar el flujo de fluido hacia el wellbore. Esto consiste en crear un drenaje permeable extendiéndola tan lejos como sea posible dentro de la formación después de fracturar la roca. Este proceso es usado cuando el rate de flujo del pozo es insuficiente por la baja permeabilidad natural de la matriz (a menudo decenas de milidarcy para reservorios de petróleo, incluso menos para reservorios de gas) y no porque haya ocurrido un taponamiento. La meta es obtener suficiente contraste entre la fractura y la formación.

El tratamiento de fracturamiento hidráulico, que realmente ocurre cuando una roca se rompe, o fractura, puede ser explicado por mecánicas de roca básica. Todas las rocas de subsuelo son presionadas en tres direcciones a causa del peso de las formaciones y sus reacciones horizontales. Además, toda formación de roca tiene alguna medida de resistencia que depende de su estructura, compactación, y cementación. Las fuerzas que tienden a mantener la roca junta son los esfuerzos sobre la roca y la resistencia de la roca.

Cuando el wellbore es llenado con fluido y una presión es aplicada en la superficie, la presión del fluido en un perforado o incluso en los espacios porales de la

roca va a incrementarse. Esta presión hidráulica es aplicada igualmente en todas las direcciones. Si la presión es incrementada, las fuerzas aplicadas por la presión del fluido en la roca van a ser igual a las fuerzas que tienden a mantener a la roca junta. Cualquier presión adicional aplicada va a causar que la roca se divida o se fracture. La fractura va a extenderse siempre que la suficiente presión sea aplicada por inyección de fluido adicional.

Una vez que se deja de bombear fluido para culminar el tratamiento, la presión gradualmente va a retornar (declinar) a la presión de reservorio, generando que la fractura abierta por la presión hidráulica tienda a cerrarse para volver a su estado original; entonces, para mantener abierta la fractura se debe colocar un material sólido llamado agente sostén. Usualmente, en la industria petrolera al agente sostén se le conoce con el nombre de **proppant**.

El fracturamiento hidráulico es mayormente apropiado para formaciones consolidadas (areniscas, carbonatos) a distinción de las formaciones plásticas (shales, arenas pobremente consolidadas). Además, es un proceso no recomendable si éste podría permitir influjo no deseado de un fluido cercano (si hay una interface).

El fracturamiento hidráulico convencional es un fracturamiento basado en gel, el cual es una combinación de agua con un polímero para incrementar la viscosidad del fluido, usualmente gel crosslinkeado o gel lineal, para que éste pueda cargar una cantidad significativa de agente sostén dentro de la formación. Es el más efectivo en formaciones moderadamente permeables.

## **2.2-1 Proceso de fracturamiento hidráulico**

El proceso de fracturamiento hidráulico consta de cinco fases, las cuales se describen de la siguiente manera:

### **a) Iniciando la fractura**

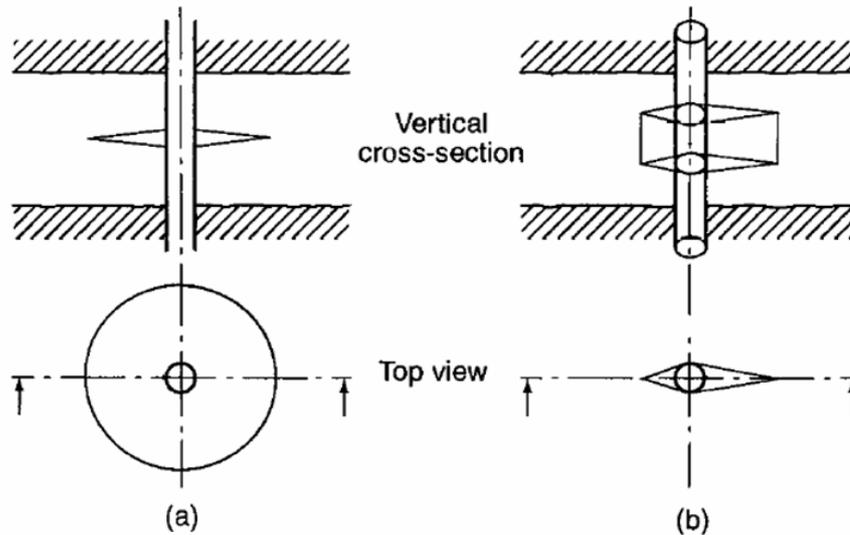
La presión es levantada en el pozo por bombeo de un fluido limpio, llamado “pad”, dentro de éste a un rate de flujo mayor que pueda filtrarse dentro de la formación. El esfuerzo tensional es de ese modo generado y va a iniciar una fractura en la roca, perpendicular al mínimo esfuerzo compresional existente antes del bombeo.

### **b) Desarrollo o extensión de la fractura**

Cuando el bombeo es mantenido, la fractura se extiende más y más siempre que el rate de bombeo es mayor que el rate de filtrado a través de las caras de la fractura.

A profundidades someras, menos de 610 m (2 000 ft), la fractura usualmente se desarrolla sobre un plano horizontal de acuerdo a un tipo más o menos circular radial de configuración. La gradiente de fractura (el cociente entre la presión de fractura sobre la formación y la profundidad) es aproximadamente 23 kPa/m (1 psi/ft).

A profundidades mayores, en particular a más de 1 000 m (3 300 ft) de profundidad, la fractura normalmente se desarrolla sobre un plano vertical. En los modelos, se presume que las fracturas están ya sea simétrico en relación al pozo o se desarrollan únicamente sobre un lado del pozo. La gradiente de fractura aquí es menor de 23 kPa/m, y su valor promedio es sostenido a ser 16 kPa/m (0,7 psi/ft).



**Configuración de fractura**  
**(a) Fracturamiento horizontal, (b) Fracturamiento vertical**

*Fuente: Well completions and servicing,  
 © 1999 Éditions Technip and Institut français du pétrole, Paris*

### c) Manteniendo la fractura abierta

Hay dos casos:

- En formaciones carbonatos es usado un fluido de fracturamiento que contiene ácido clorhídrico relativamente concentrado. El ácido ataca las paredes de la fractura irregularmente, dejando canales irregulares (worm holes) con muy alta permeabilidad cuando la fractura se cierra una vez que el bombeo ha cesado. Usualmente se le llama **acid frac**.
- En formaciones areniscas, los agentes sostén con muy buena permeabilidad (arenas, cuentas de cristal, etc.) son mezclados con el fluido de fracturamiento (usualmente un fluido de alta viscosidad). Ellos son llevados adentro de la fractura por el fluido y mantener la fractura a partir del cierre cuando el bombeo ha sido parado al final del tratamiento. Los agentes sostén no deberían ser bombeados adentro hasta que la fractura haya llegado a dimensiones geométricas (especialmente espesor de fractura) que les permita a ellos pasar.

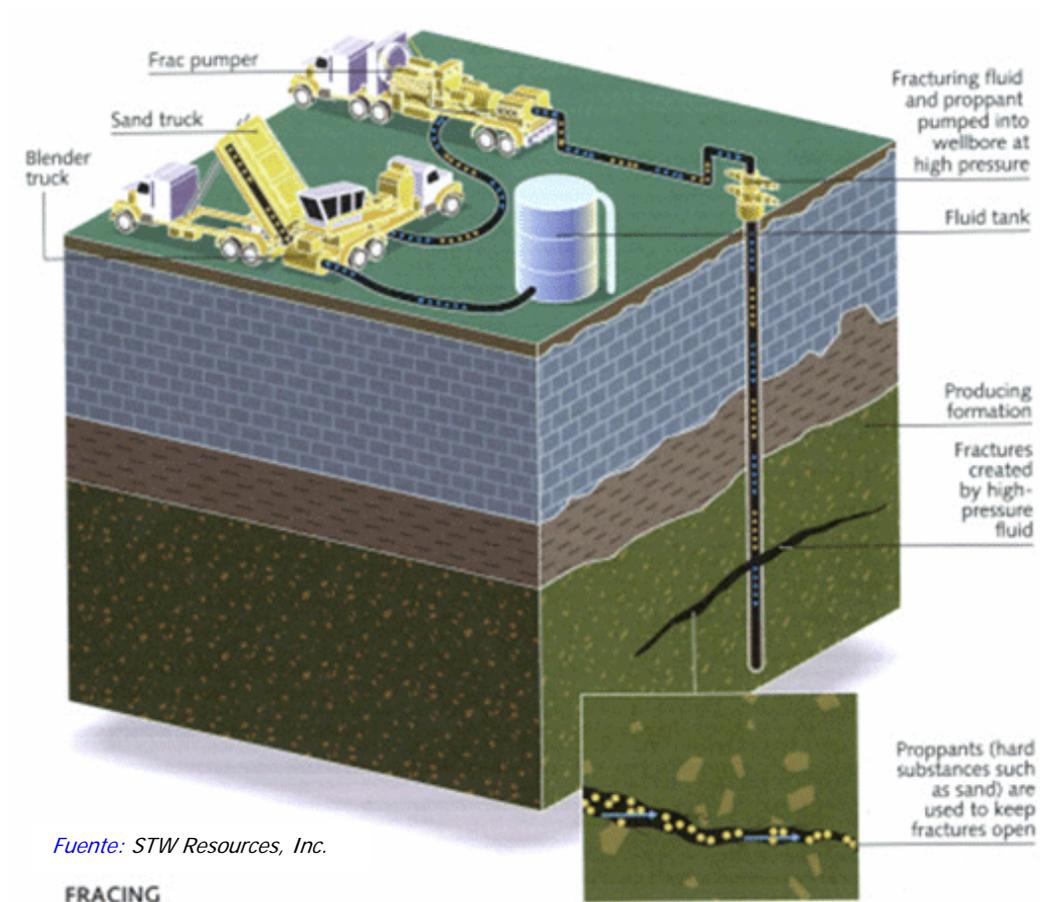
#### d) Cierre en el pozo

Esto permite que la presión excedente sea reabsorbida cuando el fluido de fracturamiento filtra a través de las paredes de la fractura. Es crucial cerrar el pozo antes que el pozo sea limpiado cuando se fractura con agentes sostén, para que los agentes puedan ser situados en su lugar.

#### e) Limpieza del pozo

No solamente el fluido de tratamiento en la fractura residual, sino también el fluido que ha sido filtrado dentro de la formación deben ser eliminados.

La siguiente figura muestra a grandes rasgos la operación de un fracturamiento hidráulico:



## 2.2-2 Mini-frac

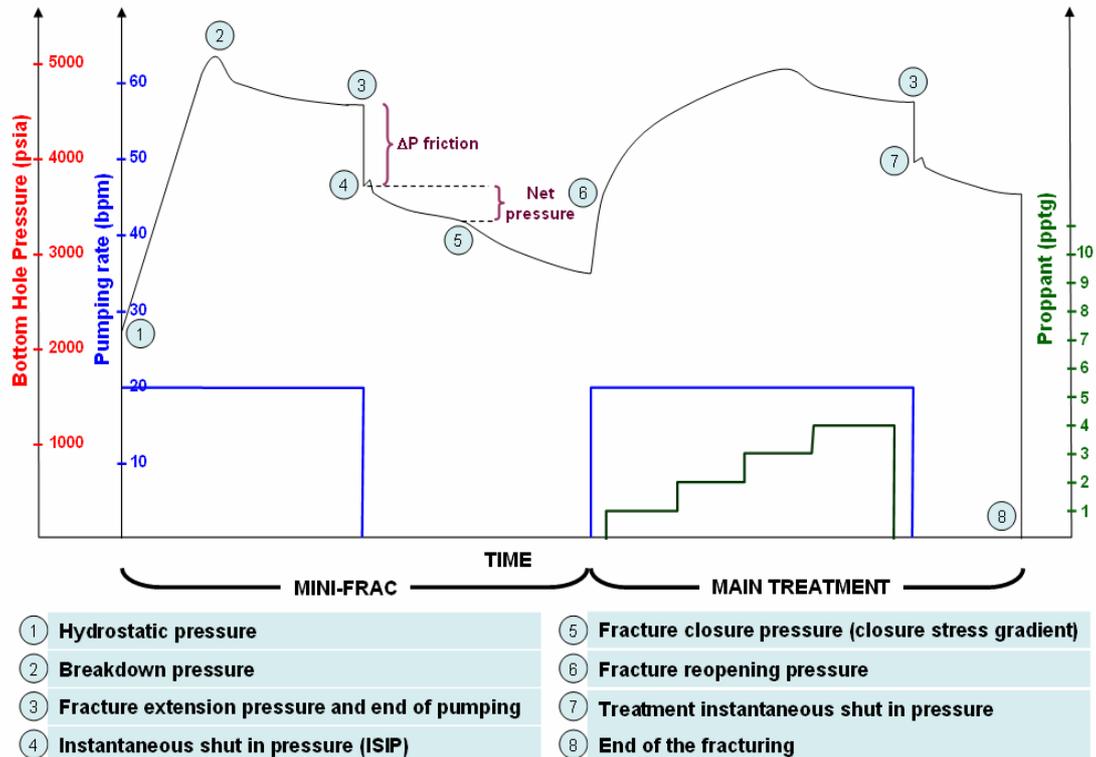
El mini-frac, también llamado prueba de inyectividad o pre-fracturamiento, se realiza con el objetivo de fracturar la roca y luego inyectar un volumen de fluido el cual queda pequeño comparado al volumen que va ser inyectado para la operación de estimulación misma. El mini-frac es usado para asegurarse que el fracturamiento es posible. Éste da un cálculo de la presión de fractura requerida para dimensionar la operación. Éste también da una idea aproximada del esfuerzo horizontal mínimo existente y del coeficiente de filtración del fluido de fracturamiento (un factor que es extremadamente difícil de determinar en un laboratorio). Estos valores son indispensables en calcular la propagación de la fractura. La información obtenida en esta operación puede generar duda sobre la operación de fracturamiento como tal.

El siguiente diagrama muestra esquemáticamente las variaciones de la presión durante un trabajo de fracturamiento hidráulico. Además, se describirá, de una manera no detallada, las principales etapas en la variación de la presión durante un fracturamiento.

La **presión hidrostática (hydrostatic pressure)** que se muestra es aquella presión que soporta la formación objetivo debido a la presión que genera la columna de fluido presente en el pozo antes de empezar el bombeo de la operación de fracturamiento.

El término **presión de ruptura (breakdown pressure)** es usado para describir el valor visto sobre la presión pico, y representa la presión a la cual la matriz de roca se fractura y permite que el fluido sea inyectado.

## PRESSURE VARIATION DURING FRACTURING (VERTICAL FRACTURING)



La **presión de extensión de la fractura (fracture extension pressure)** es la presión de propagación de la fractura.

La **presión instantánea de cierre (instantaneous shut in pressure)** nos indica la presión de propagación de la fractura al momento de parar el bombeo; es decir, nos va a dar un valor de presión por encima de la presión de cierre, ya que en este momento la fractura está abierta y existe un componente de presión neta. Si tenemos una buena comunicación entre el pozo y el cuerpo principal de la fractura, cuando se para el bombeo, se debe ver el efecto de “water hammer”, que es una variación sinusoidal decreciente de la presión. No se puede tomar puntos de presión sobre esta sinusoide, entonces se toma como valor la intersección entre la continuación de la curva de declinación y la caída de presión. El valor del ISIP es

utilizado en el análisis de la declinación y en el cálculo de la gradiente de propagación de la fractura.

La **presión de cierre de la fractura (fracture closure pressure)** es el parámetro que indica la presión a la cual la fractura cierra efectivamente sin agente sostén en su lugar.

La **presión neta (net pressure)** representa la diferencia entre la presión de cierre y la presión dentro de la fractura; es decir, la presión de fractura medida en el fondo. Físicamente es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la presión neta es cero, es porque la fractura está cerrada.

### **2.2-3 Agente sostén**

La función de un agente sostén (proppant) es mantener abierta la fractura después que la inyección de fluido es detenida y el fluido de fracturamiento ha sido removido. Los fluidos de reservorio pueden entonces fluir desde las extremidades de la fractura al wellbore a través del empaque de agente sostén altamente conductivo.

La arena de Sílice fue el material de agente sostén más comúnmente usado en la década de 1980, debido a su fácil disponibilidad y bajo costo. Ésta es una arena de alta calidad que puede proporcionar buena conductividad de fractura para un amplio rango de condiciones, lo que la hace muy atractiva para usarla en estimulación de fracturas. El American Petroleum Institute (API) ha establecido especificaciones de calidad de arena para usar en tratamientos de fractura. Éstas básicamente cubren la

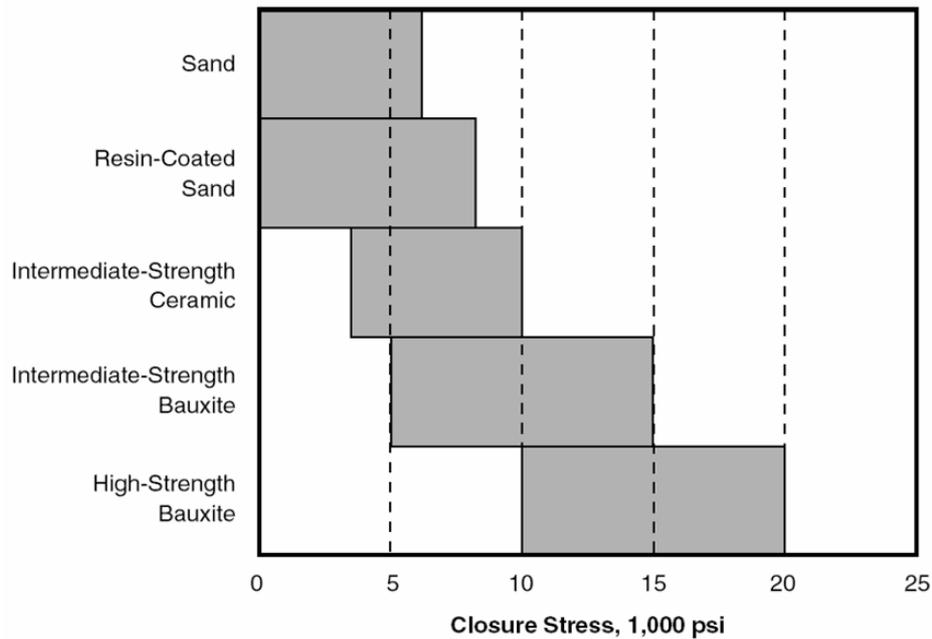
distribución del tamaño, esfericidad y redondez, solubilidad en ácido, contenido de limo y arcilla, y resistencia de ruptura.

Otro material comúnmente usado es bauxita sinterizada (óxido de aluminio). Es significativamente más fuerte que la arena y es usada en formaciones profundas donde los altos esfuerzos de cierre de fractura severamente rompen la arena. Pruebas experimentales para comparar la conductividad de fractura versus profundidad entre arena y bauxita sinterizada, han demostrado el mejoramiento logrado con la bauxita sinterizada en formaciones más profundas. Este mejoramiento es especialmente pronunciado en el rango de profundidades de 8 000 ft a 10 000 ft (2 440 m a 3 050 m) donde la arena se rompe bajo los altos esfuerzos. La bauxita sinterizada tiene una densidad mayor que la arena (una gravedad específica de 3,5 a 3,7 comparada con 2,65 para la arena); así, ésta no es fácilmente transportada por un fluido de fracturamiento.

Una variedad de materiales –alúmina, cordierita, mulita, carburo de silicio, y algunos óxidos cerámicos– han sido introducidos para usarlos como agentes sostén. Ciertos cerámicos han sido desarrollados comercialmente para encontrar un requerimiento de densidad intermedia entre la arena y la bauxita sinterizada.

Los agentes sostén revestidos de resina (arena cubierta con un material polimérico) han sido introducidos al mercado. Un propósito de la capa es aliviar los altos esfuerzos causados por el contacto grano-grano y así mejorar la capacidad de carga del empaque de agente sostén. Otro es consolidar el empaque de agente sostén con partículas de agente sostén adhiriéndolas una a la otra.

La siguiente figura es una guía de selección para los tipos de agentes sostén popular, basado en la variable dominante del esfuerzo de cierre.

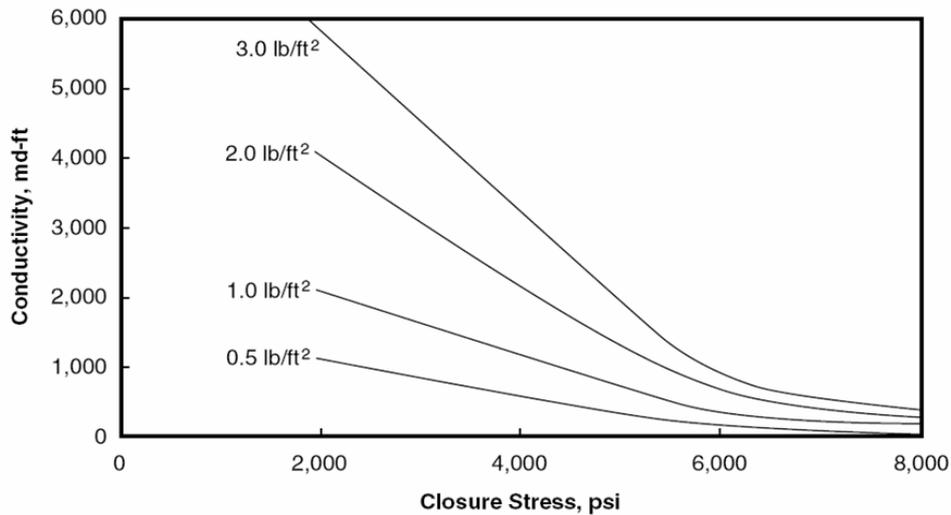


*Fuente: Unified Fracture Design, © 2002 Orsa Press*

#### **2.2-4 Conductividad de fractura**

La productividad de una fractura hidráulica en gran parte está definida por el área de fractura que exhiba suficiente contraste de conductividad dentro del intervalo productivo del reservorio. Hay tres maneras principales para incrementar la conductividad de fractura utilizando la selección del agente sostén:

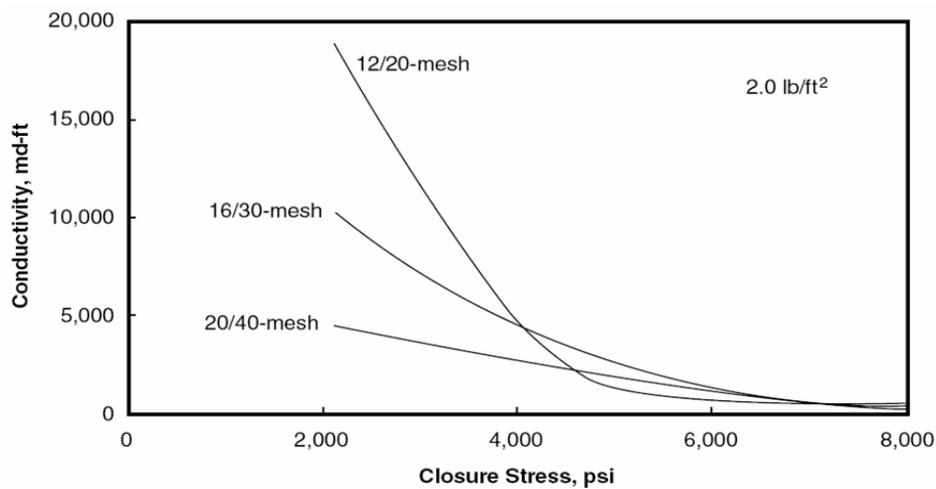
1. Incrementar la concentración de agente sostén, eso es, producir una fractura más ancha.



Conductividad de fractura para varias concentraciones de agente sostén (mesh 20/40)

Fuente: *Unified Fracture Design*, © 2002 Orsa Press

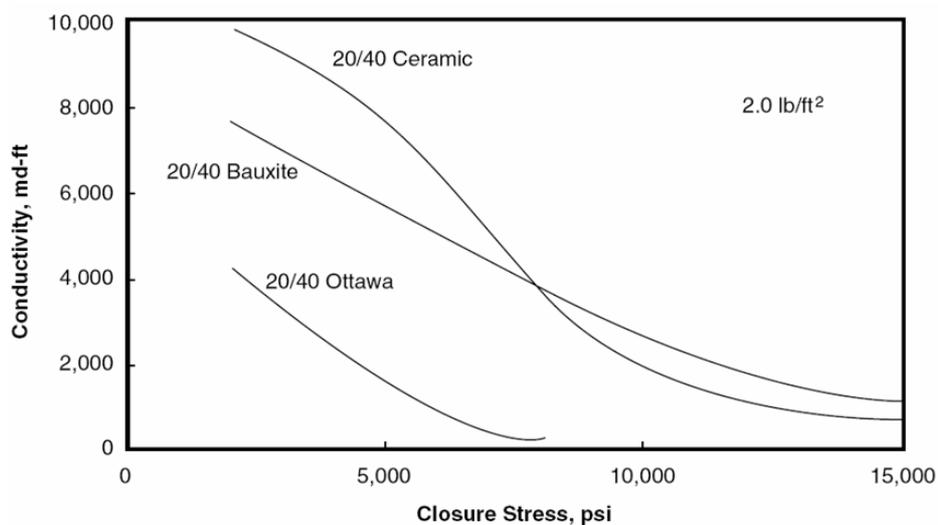
- Usar un agente sostén más grande (generando mayor permeabilidad).



Conductividad de fractura para varios tamaños de mesh

Fuente: *Unified Fracture Design*, © 2002 Orsa Press

- Emplear un agente sostén de mayor resistencia, para reducir el aplastamiento y mejorar la conductividad.



Conductividad de fractura para varios agentes sostén

Fuente: *Unified Fracture Design*, © 2002 Orsa Press

### 2.2-5 Fluidos de fracturamiento

El fluido de fracturamiento tiene dos propósitos: Acuñar, abrir y extender una fractura hidráulicamente; y transportar y distribuir el agente sostén a lo largo de la fractura. El fluido transmite presión hidráulica desde las bombas hasta la formación, la cual crea una fractura, y luego transporta el agente sostén dentro de la fractura creada. Los fluidos de tratamiento son luego removidos (o limpiados) de la formación, permitiendo la producción de los hidrocarburos.

Los fluidos seleccionados para un tratamiento pueden tener una significativa influencia en los resultados efectivos de la longitud de fractura sostenida, conductividad de fractura, y costo de tratamiento. Las propiedades del fluido gobiernan fuertemente el comportamiento de propagación de la fractura y la distribución y posicionamiento de los agentes sostén. Los fluidos que filtran rápidamente en la formación tienen una baja eficiencia en acuñar y extender hidráulicamente una

fractura. La filtración de fluido puede también resultar en una concentración indeseable de residuo en la fractura. La viscosidad efectiva del fluido controla la presión de fractura interna y las características de transporte del agente sostén. Hay algunas de las características deseables de un fluido para la mayoría de los tratamientos de fracturamiento.

1. Baja pérdida de fluido para obtener la penetración deseada con los mínimos volúmenes de fluido.
2. Suficiente viscosidad efectiva para crear el ancho de fractura necesaria, y transportar y distribuir el agente sostén en la fractura según sea requerido.
3. Fricción no excesiva en la fractura.
4. Buena estabilidad de temperatura para la formación que está siendo tratada.
5. Buena estabilidad de corte.
6. Efectos de daño mínimo en la conductividad de fractura.
7. Efectos de taponamiento mínimo en la conductividad de fractura.
8. Bajo comportamiento de pérdida de fricción en el pipe.
9. Buenas características de ruptura post-tratamiento.
10. Buena limpieza post-tratamiento y comportamiento del fluido de retorno.
11. Bajo costo.

Los fluidos de fracturamiento pueden ser categorizados como:

- Base agua o base oil, usualmente “crosslinkeado” para proporcionar la viscosidad necesaria;
- Mezclas de oil y agua, llamado emulsiones; y
- Sistemas base agua o base oil espumados que contienen gas nitrógeno o dióxido de carbono.

Los fluidos base oil fueron usados casi exclusivamente en la década de 1950. En la década de 1990, más del 90% de los fluidos de fracturamiento fueron sistemas base agua crosslinkeados. Hoy, los sistemas de nitrógeno y dióxido de carbono en fluidos base agua son usados en aproximadamente 25% de los trabajos de estimulación de fractura.

La viscosidad es a lo mejor la propiedad más importante de un fluido de fracturamiento. La goma **guar**, producido de la planta de guar, es el agente espesante más comúnmente usado para crear esta viscosidad. Los derivados de guar llamados guar hidroxipropil (HPG: hydroxypropyl guar, en inglés) y guar carboximetil-hidroxipropil (CMHPG: carboxymethyl-hydroxypropyl guar, en inglés) son también usados porque ellos proporcionan bajo residuo, hidratación más rápida, y ciertas ventajas reológicas. Por ejemplo, menor agente espesante es requerido si el guar es crosslinkeado.

Las espumas son especialmente útiles en reservorios sensibles al agua o reservorios depletados (baja presión) (Chambers, 1994). Sus aplicaciones minimizan el daño de la cara de la fractura y facilita la limpieza del wellbore después del tratamiento.

### **2.2-5\_1 Fluidos Crosslinkeados (viscoelasticidad)**

Los fluidos crosslinkeados, comúnmente usados hoy en fracturamiento por sus mejores desempeños de carga de agente sostén y estabilidad de temperatura, tienen algunas propiedades reológicas muy complejas. Estos fluidos para la mayor parte son soluciones guar, HPG, o carboxilmetil HEC que son crosslinkeadas con algún tipo

compuesto metálico (por ejemplo, un compuesto de borato). El comportamiento del gel es afectado por un número de cosas, incluyendo temperatura, historia de temperatura, rate de corte e historia, tiempo de degradación, y contaminación química. En este momento, las técnicas para caracterizar el comportamiento reológico del gel no están bien establecidas. Las curvas de flujo o reogramas no son siempre lineales o repetibles. Ellas pueden demostrar una significativa dependencia en la temperatura y rate de corte.

Algunas de las características principales en diseñar un sistema incluyen lo siguiente:

1. Sensibilidad de la formación a los fluidos.
2. Temperatura de formación, perfil de la temperatura de fluido, y duración en la fractura.
3. Volumen de tratamiento y rates de bombeo propuestos.
4. Tipo de formación (arenisca o caliza).
5. Requerimientos de control de pérdida de fluido potenciales.
6. Presión.
7. Profundidad.
8. Tipo de agente sostén a ser bombeado.
9. Requerimientos de rompedor de fluido.

#### **2.2-5\_2 Sensibilidad de la formación a los fluidos**

La primera característica listada puede ser la más crítica. Si la naturaleza química del fluido de fracturamiento causa el hinchamiento natural de la arcilla en la

formación, de ese modo el taponamiento de los canales porales, el tratamiento va a ser un fracaso. Si el fluido de fracturamiento causa migración de finos y/o arcillas, el éxito del tratamiento va a ser anulado. Si el fluido de fracturamiento crea emulsiones del oil, entonces lo que va a ocurrir es un taponamiento en vez de una estimulación. Si el fluido de fracturamiento disuelve el material de cementación que mantiene a los granos de la arenisca juntos, la formación puede fragmentarse resultando un fracaso en la estimulación. El fluido de fracturamiento no debería causar problemas de parafina. Por lo tanto, la compatibilidad es de este modo una característica crítica y necesaria de un fluido de fracturamiento.

A todo esto, las características petrográficas de una roca reservorio y el fluido contenido en sus poros puede ocasionalmente causar una sensibilidad a los fluidos de fracturamiento. La mejor manera para evaluar este problema potencial es a través de los estudios de laboratorio de flujo de core; sin embargo, a menudo el primer descubrimiento del problema viene de la vigilancia de la información del tratamiento de campo.

El ingeniero de diseño debería estar preocupado de cualquier información que venga del análisis geológico o químico del reservorio a punto de ser fracturado. Por ejemplo, un análisis de arcilla puede revelar que la roca reservorio contiene una cantidad significativa de arcilla hinchable como montmorillonita. Con esta información, el fluido de fractura debería ser seleccionado para minimizar el potencial hinchazón de la arcilla; ésto puede ser logrado por la adición de químicos preventores de hinchazón especiales o a través del uso de 2 % KCl en un fluido base agua.

Otro factor a considerar es la precipitación potencial de varios compuestos sobre todo que involucran iones de hierro. Cuando ésto es conocido a representar un problema, aditivos químicos están disponibles para prevenirlo. Algunos reservorios

exhiben una sensibilidad general a cualquier composición de agua para una variedad de posibles razones. Cuando esto es sospechado, los fluidos base oil deberían ser considerados.

Una incompatibilidad de reservorio potencial final con el fluido de fractura es la interacción termal adversa entre el fluido de fractura y los fluidos de reservorio. La precipitación de asfáltenos y parafinas puede ocurrir en un fluido de reservorio bajo saturado si éste es enfriado por el fluido de fracturamiento. Desafortunadamente, la redisolución del precipitado puede ser bastante lenta, aunque el fluido alrededor del precipitado es bajo saturado. Los asfáltenos precipitados pueden tapar algunos poros completamente y nunca estar en significativo contacto con los fluidos de reservorio bajo saturado.

Para prevenir deposición de asfáltenos o parafinas, los fluidos de fractura pueden ser calentados a una temperatura alta suficiente para prevenir la precipitación, o un fluido de fractura solubilizante puede ser usado. Si el análisis especial PVT de muestras de fondo (bottomhole) de fluido de reservorio está disponible, uno conocería la temperatura específica en la cual el precipitado ocurre. Si la temperatura de precipitación es menos de aproximadamente 150°F (66°C), un tratamiento de fracturamiento de tamaño moderado podría ser calentado por encima de esta temperatura para prevenir la precipitación. Una solución más práctica puede ser usar un fluido oil gelificado que contenga suficientes componentes aromáticos para redissolver el precipitado donde éste ocurra.

### **2.2-6 Consideración litológica**

Una característica geológica importante para que el ingeniero diseñe un tratamiento de fractura hidráulica es la característica litológica del reservorio a ser tratado. De principal importancia es el conocimiento de si la formación es fundamentalmente un reservorio de arenisca o de carbonato. Si la formación es un reservorio de arenisca, un fluido de fractura base agua o base oil va a ser probablemente seleccionado para el tratamiento de fractura hidráulica. En reservorios de carbonato someros, sin embargo, el uso de fluido base ácido es algunas veces factible. Además, para la selección de fluidos de fracturamiento, la litología básica de un reservorio es un factor importante cuando los registros geológicos openhole son analizados. Un conocimiento de los tipos de minerales que componen la formación de interés es básico para el entendimiento e interpretación de los registros de pozo.

Otras consideraciones concernientes a las características litológicas de un reservorio también necesitan ser determinadas por el ingeniero de diseño. Por ejemplo, el material de cementación en un reservorio puede ser extremadamente importante. En algunos reservorios poco profundos, las areniscas de baja permeabilidad, los granos de arena están cementados con diferentes tipos de material arcilloso. Siempre que el reservorio está produciendo sólo oil o gas, la resistencia compresiva de la formación puede ser satisfactoria. Si el reservorio comienza a producir agua de formación o si el agua es usada como un fluido de estimulación, el reservorio puede perder resistencia y podría colapsar en el wellbore. Problemas similares han ocurrido en profundidad, areniscas suaves, cuando la formación contiene mayormente cemento de carbonato. En tales reservorios, el colapso puede ocurrir si las areniscas son estimuladas con ácidos y grandes gradientes de presión son aplicadas durante el periodo de limpieza siguiente al tratamiento de estimulación. En situaciones donde el cemento de carbonato está manteniendo junto una roca bastante

suave, el ácido no debería ser usado para limpiar los perforados o estimular el reservorio.

### 2.2-7 Aditivos del Fluido

Los materiales de agente gelificante, crosslinkador, y control de pH (buffer\*) definen el tipo de fluido específico y no son considerados a ser aditivos. Los aditivos del fluido son materiales usados para producir un efecto específico independiente del tipo de fluido. La siguiente tabla lista los aditivos comúnmente usados.

(\*) **Buffer:** Cualquier sustancia o combinación de sustancias que, cuando es disuelto en agua, produce una solución que resiste un cambio en su concentración de ión hidrógeno con la adición de ácido o base.

#### Aditivos del fluido de fracturamiento

Aditivo	Concentración (gal o lb <sub>m</sub> agregado por 1 000 galones de fluido limpio)	Propósito
Biocida	0,1 – 1,0 gal	Previene la descomposición del polímero guar por bacteria
Pérdida de fluido	10 – 50 lb <sub>m</sub>	Disminuye la filtración del fluido durante el fracturamiento
Rompedores	0,1 – 10 lb <sub>m</sub>	Proporciona la reducción controlada de la viscosidad del fluido
Reductores de fricción	0,1 – 1,0 gal	Reduce la pérdida de presión por fricción del wellbore mientras se bombea
Surfactantes	0,05 – 10 gal	Reduce la tensión de superficie, previene emulsiones, y cambia la mojabilidad
Agentes espumantes	1 – 10 gal	Proporciona espuma estable con nitrógeno y dióxido de carbono
Control de arcilla	1 % - 3 % KCl típico	Proporciona compatibilidad temporal o permanente de la arcilla que hincha con el agua

*Fuente: Unified Fracture Design, © 2002 Orsa Press*

Los **Biocidas** controlan la contaminación bacterial. La mayoría del agua usada para preparar geles de fracturamiento contiene bacteria que se origina de fuente de agua contaminada o tanques de almacenamiento en locación. La bacteria produce enzimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente. La bacteria puede ser controlada efectivamente aumentando el pH a mayor de 12, agregando blanqueador (lejía), o empleando un biocida de amplio espectro.

Los materiales de **control de pérdida de fluido** consisten de partículas finamente molidas variando de 0,1 micrón a 50 micrones. El material de bajo costo más efectivo es la arena de sílice molida. Los almidones, gomas, resinas, y jabones pueden también ser usados, con la ventaja que ellos permiten algún grado de limpieza post-tratamiento por virtud de sus solubilidades en el agua. Nótese que el polímero guar eventualmente controla la filtración, una vez que la costra, o revoque, es establecida.

Los **rompedores** reducen la viscosidad por reducir el tamaño del polímero guar, de eso modo tiene el potencial para mejorar dramáticamente la limpieza y producción post-tratamiento.

Los **surfactantes** previenen las emulsiones, aminora la tensión de superficie, y cambian la mojabilidad (por ejemplo, a mojado por agua). La reducción de la tensión de superficie permite la recuperación mejorada de fluido. Los surfactantes están disponibles en formas catiónicas, noiónicas y aniónicas, y están incluidos en muchos tratamientos de fractura.

Los **agentes espumantes** proporcionan la estabilización activa de superficie requerida para mantener la dispersión de gas finamente dividida en los fluidos de espuma. Estos materiales iónicos también actúan como surfactantes y

emulsificadores. La espuma estable no puede ser preparada sin un surfactante para la estabilización.

Los **aditivos de control de arcilla** producen compatibilidad temporal en arcillas que hinchan con el agua, soluciones que contienen de 1% a 3% KCl u otras sales típicamente empleadas. Los sustitutos químicos orgánicos están ahora disponibles, las cuales son usadas en concentraciones más bajas.

Los tipos de aditivos y concentraciones usados dependen enormemente de la temperatura de reservorio, litología, y fluidos.

#### **2.2-8 Diseño de fractura**

Muchos factores influyen la eficacia y el costo de un tratamiento de fracturamiento. En esencia, tenemos muy poco control sobre dónde y cómo las fracturas van a la larga a propagarse en el estrato del subsuelo. Actualmente, todavía los esfuerzos son limitados al seleccionar (1) los tipos apropiados de materiales (por ejemplo, los fluidos, aditivos, y agentes sostén), (2) Los volúmenes apropiados de materiales, (3) los rates de inyección para bombear estos materiales, y (4) el programa para inyectar los materiales.

Con la tecnología de hoy, el proceso completo de diseño puede usar un set de información, como se va a listar a continuación, para evaluar la producción potencial del reservorio y para especificar la información de diseño apropiada pertinente para el tratamiento de fractura.

1. Área de drenaje del pozo y configuración de drenaje.
2. Distribución vertical del net pay de formación.
3. Permeabilidad de formación, porosidad, y saturación de hidrocarburo.
4. Propiedades de fluido de formación, incluyendo viscosidad y factores de volumen de formación (FVF's).
5. Presión estática de reservorio.
6. Temperatura de formación.
7. Conductividades termales de formaciones penetradas por la fractura, además de en la vecindad de la fractura.
8. Altura de la fractura o la extensión de crecimiento vertical que va a ocurrir durante el tratamiento.
9. Extensión de la fractura y perfiles de esfuerzo de cierre.
10. Presión de fracturamiento neta crítica.
11. Módulos efectivos de formación, ratio de Poisson, y perfiles de densidad.
12. Viscosidad aparente del fluido de fracturamiento o valores  $n$  y  $K$ . Puede también ser necesario para especificar estos valores como funciones de rate de corte, tiempo, y temperatura.
13. Información de fricción en perforados y en pipe del fluido de fracturamiento.
14. Pérdida de fluido de fracturamiento y, si es necesario, su dependencia funcional en temperatura.
15. Coeficiente combinado de filtración (leakoff) del fluido de fracturamiento y, si es necesario, su comportamiento como una función de la diferencial de presión y temperatura.
16. Extensión vertical de la altura de filtración neta.
17. Propiedades termales del fluido.
18. Distribución de tamaño del agente sostén.
19. Densidad del agente sostén.

20. Conductividad de fractura del agente sostén como una función del esfuerzo de cierre de la fractura, tipo de agente sostén, distribución de tamaño del agente sostén, concentración del agente sostén en la fractura, y revestimiento en la formación.
21. Presión de empotramiento de formación.
22. Configuración de perforados (intervalos, tiros por pie, y tamaño de los huecos).
23. Los productos tubulares y la configuración del wellhead, dimensiones, y clasificación de presión.

Los ítems 1 al 4 pertenecen principalmente al performance del reservorio, los ítems 5 y 6 al performance del reservorio y el fracturamiento, y los ítems 7 al 23 principalmente al diseño del tratamiento de fractura. A pesar que la lista parece ser bastante completo, ésta todavía no refleja una foto completa de los muchos factores que pueden posiblemente afectar el diseño de la fractura.

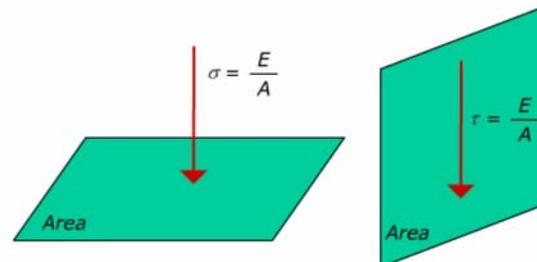
### **2.3 Mecánica de roca**

En este capítulo hablaremos de mecánica de roca. No entraremos en detalles ni desarrollos matemáticos, solamente en lo necesario para poder entender el diseño de una fractura.

La mecánica de roca (también llamada reología de la roca) es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de las rocas. En fracturas hidráulicas es importante conocer las propiedades mecánicas y el estado “in situ” de los esfuerzos (stresses). Esta información es utilizada para predecir la geometría final de las fracturas y por ende estimar su conductividad y producción.

### 2.3-1 Esfuerzo

El esfuerzo en un reservorio de hidrocarburos está definido en términos del esfuerzo vertical y dos esfuerzos horizontales mutuamente perpendiculares. Este esfuerzo es generado por una fuerza, que por definición pueden ser perpendicular o tangencial a la cara de la formación. Si el esfuerzo es perpendicular, o normal, a la superficie será un **esfuerzo de compresión (compressive stress)** y es representado por “ $\sigma$ ”. Si en cambio el esfuerzo es tangencial a la superficie, o paralelo al plano, será un **esfuerzo de corte (shear stress)** tendiendo a cortar la roca en este plano, y es representado por “ $\tau$ ”.

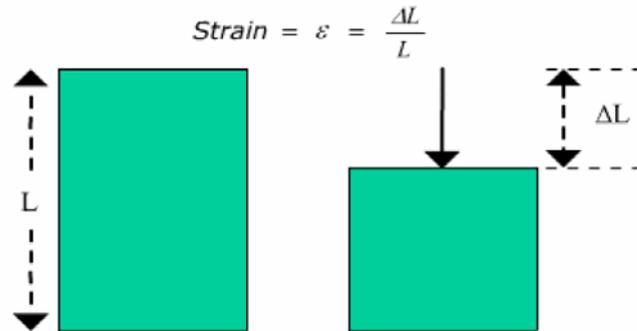
$$\sigma = \text{Esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza} \left( \frac{\text{Pound}}{\text{in}^2} = \text{psi} \right)}{\text{Area}}$$


### 2.3-2 Deformación específica (strain)

Cuando aplicamos un esfuerzo a un cuerpo, inmediatamente ese cuerpo empieza a deformarse en una mayor o menor medida según el material. Esa deformación específica,  $\epsilon$ , que en inglés se le llama “strain”, es el cambio en la longitud sobre la longitud original. Por definición el término de strain es adimensional.

Para un esfuerzo de presión, la deformación del cuerpo corresponde a un acortamiento longitudinal y a una expansión transversal. Por norma, se considera el acortamiento como strain positivo y a la expansión como strain negativo.

Cuando un cuerpo esta sometido a un esfuerzo, el cuerpo se deforma.



### 2.3-3 Esfuerzo in situ

En la formación bajo tierra cada cubo de roca está sometido a una serie de esfuerzos. Podemos representar los esfuerzos según tres ejes: Los que van ser un esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) y dos esfuerzos horizontales, uno que va ser máximo ( $\sigma_{max}$ ) y otro que va ser mínimo ( $\sigma_{min}$ ).

El esfuerzo vertical representa el peso de las diferentes capas superiores a la capa estudiada. Su valor es normalmente en un rango de 0,98 a 1,1 psi/ft. Este mismo esfuerzo tiene tendencia a deformar horizontalmente la roca generando esfuerzos horizontales. Pero, ¿por qué los esfuerzos horizontales son diferentes según la dirección? Porque la roca está sometida no solamente a la resultante del esfuerzo vertical sino también a esfuerzos resultantes de movimientos tectónicos del pasado.

Cuando se propaga una fractura, es porque las dos caras de la fractura se mueven venciendo el esfuerzo in situ perpendicular a las caras. La naturaleza siempre busca el menor esfuerzo y en consecuencia la fractura va crecer perpendicular al esfuerzo mínimo. Por lo tanto, siempre existe una dirección preferencial de fractura, que en la literatura se encuentra bajo el término de **PFP (Preferred Fracture Plan), o Plano Preferido de Fractura.**

Normalmente los esfuerzos horizontales son menores que el esfuerzo vertical, y por ende las fracturas crecen generalmente en un plano vertical (hay excepciones). En el caso de pozos poco profundos, menos de 610 m, el esfuerzo vertical puede ser el menor de los tres y en este caso la fractura puede ser horizontal. A una profundidad intermedia es posible que se generen fracturas inclinadas porque el esfuerzo mínimo no es necesariamente vertical u horizontal. Pero en la mayoría de los yacimientos productivos estamos lo suficientemente profundo y las fracturas son orientadas verticalmente. También, la cercanía de una falla puede influir sobre la orientación de las fracturas por su efecto sobre el estado de los esfuerzos.

Otro efecto de la intensidad de los esfuerzos va a ser la altura de la fractura. Los esfuerzos in situ son dependientes del tipo de roca; las arcillas tienen esfuerzos horizontales mayores que las arenas. El crecimiento en la altura de la fractura va ser limitado por la presencia de capas con mayores valores de esfuerzos por arriba o por debajo de la capa a fracturar. El ancho de la fractura va a ser también dependiente de los esfuerzos y a mayor esfuerzo hay un menor ancho de fractura.

La presión de tratamiento que es la presión que necesitamos para empujar la roca en ambas caras de la fractura va a ser siempre superior al esfuerzo mínimo, y a mayor esfuerzo mínimo mayor presión de fractura. Ésto es muy importante para nosotros porque puede implicar limitaciones para el equipamiento a utilizar en

superficie. El esfuerzo también va a afectar la conductividad del empaque del agente sostén. Como lo veremos después, a mayor esfuerzo la conductividad de la fractura disminuye.



#### 2.3-4 Esfuerzo efectivo

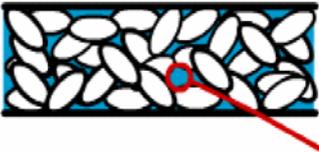
Cuando estamos hablando de esfuerzo, nos interesa conocer el esfuerzo real que los granos de arena de formación o los granos del agente sostén van a soportar. En realidad el fluido presente en los poros soporta parte del esfuerzo total, y los granos son sometidos solamente a una parte del esfuerzo ejercido por la roca. Este esfuerzo resultante es lo que llamamos **esfuerzo efectivo**.

La presión del fluido es la presión poral. El proceso de difusión, deformación y la cementación entre los granos afectan la eficiencia de la presión del fluido para soportar la carga aplicada a la formación. Entonces, solamente parte de esta presión poral es realmente efectiva y esa reducción de presión es representada por un coeficiente  $\alpha$ , llamado coeficiente de **poroelasticidad**.

Por lo tanto, el esfuerzo efectivo sobre los granos ( $\sigma'$ ) va a ser el esfuerzo in situ ( $\sigma$ ) menos parte de la presión poral.

$$\sigma' = \sigma - \alpha P$$

El coeficiente de poroelasticidad puede considerarse igual a 0,7 en condiciones normales in situ, y 1,0 dentro del empaque de agente sostén. De esta relación vemos que si hay cambios en la presión poral, ésto implicará cambios en los esfuerzos sobre el agente sostén.

$$\sigma' = \sigma - \alpha P$$


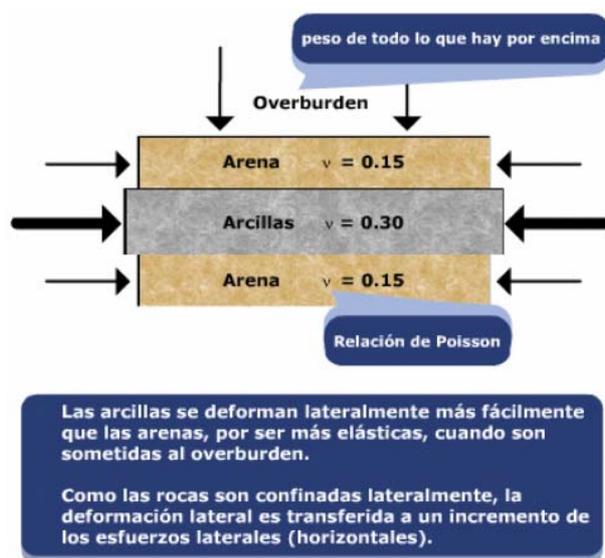
$\sigma'$  = Tensión efectiva  
 $\sigma$  = Tensión total  
 $\alpha$  = Constante poroelástica  
 $\alpha = 0.7$  para condiciones in situ  
 $\alpha = 1.0$  para fractura (presión neta)

P = Presión poral

### 2.3-5 Esfuerzos según la formación

El esfuerzo vertical depende solamente del peso de las capas de rocas superiores. Pero los esfuerzos horizontales son distintos según el tipo de formación. Esta diferencia en los esfuerzos depende de si la formación es más o menos plástica. Si la formación es muy plástica tiene tendencia a deformarse más y podemos imaginar como cada cubo de roca tendrá tendencia a empujar más los cubos de roca vecinos generando así más esfuerzos horizontales; es decir, si más deformable es la formación, mayores serán los esfuerzos tangenciales horizontales. Por esta razón normalmente en una arcilla, que es más plástica que una arena, la intensidad de los esfuerzos es mayor que en una arena.

La plasticidad está representada por la relación de Poisson ( $\nu$ ), que es definida como la relación de la deformación lateral. En consecuencia, esa relación es una medición de cuanto una roca se deformará horizontalmente cuando es sometida a una deformación vertical (overburden). Las formaciones con mayor relación de Poisson, como las arcillas, tenderán a deformarse más en planos horizontales que formaciones con relaciones menores, como las areniscas (clásticas). Como en el subsuelo las capas no están libres de moverse, se generan esfuerzos horizontales dentro de las rocas.



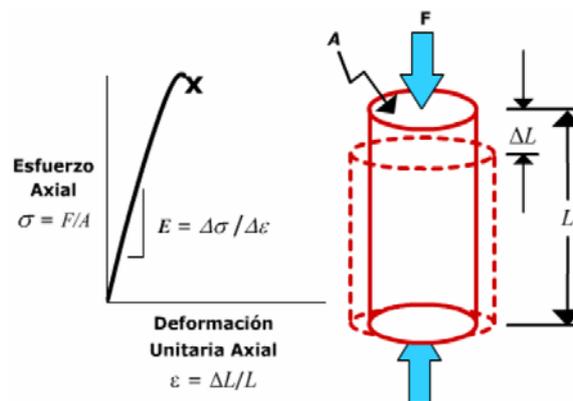
### 2.3-6 Concentración de esfuerzos en la vecindad del pozo

Hemos hablado de los esfuerzos en la formación a una cierta distancia del pozo en una zona no disturbada, pero cuando se construye el pozo y se lo perfora, se modifican los esfuerzos en la vecindad de las paredes del pozo; es decir, se modifican las condiciones de equilibrio en esta zona. Desde el pozo hasta una distancia de uno a dos veces el diámetro del pozo se genera nuevas condiciones de equilibrio.

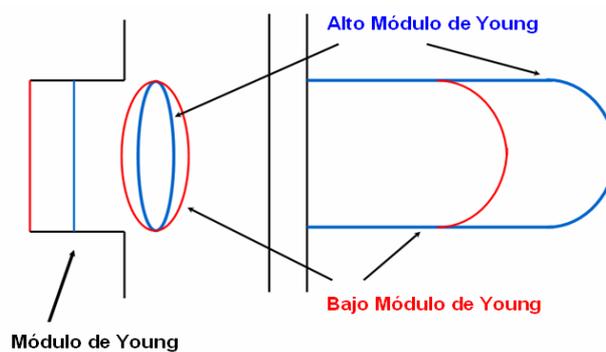
### 2.3-7 Módulo de Young

El módulo de Young (**E**) representa la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial de ese material. Es decir, se aplica una fuerza  $F$  y se obtiene un cambio de longitud  $\Delta L$ . En un material homogéneo y elástico, como puede ser un metal, esta deformación es lineal en función del esfuerzo que se le aplica. Desgraciadamente, las rocas son un material muy diferente.

Se toma la pendiente de la curva en la parte lineal para determinar el módulo de Young. Un alto valor de  $E$  representa un material muy duro, lo que significa que un alto esfuerzo (alta presión) es necesario para deformar la roca.

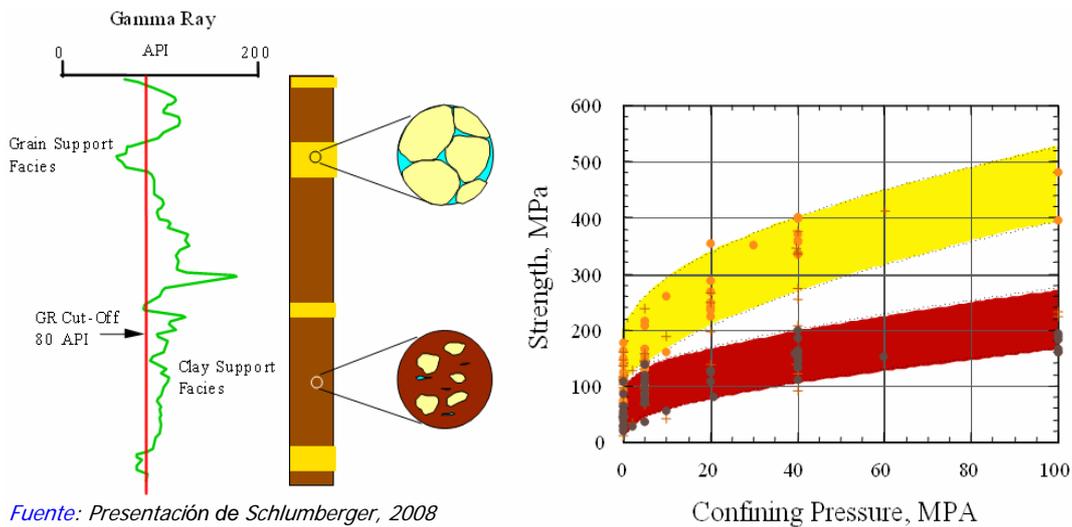


Además, tener una idea de cuanto será la penetración de la fractura dependiendo del tipo de formación que tengamos.



### 2.3-8 Efecto de confinamiento

La roca no es un material ideal ya que tiene poros, micro fisuras y otras heterogeneidades. En la formación la roca está siempre comprimida, o confinada, por los esfuerzos naturales in situ. Entonces, en el laboratorio debemos tratar de simular siempre las condiciones de fondo, y para ésto necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo, o de confinamiento, y realizar los respectivos ensayos con estos valores; de otra manera los valores del módulo de Young que se obtendrían no serían válidos.

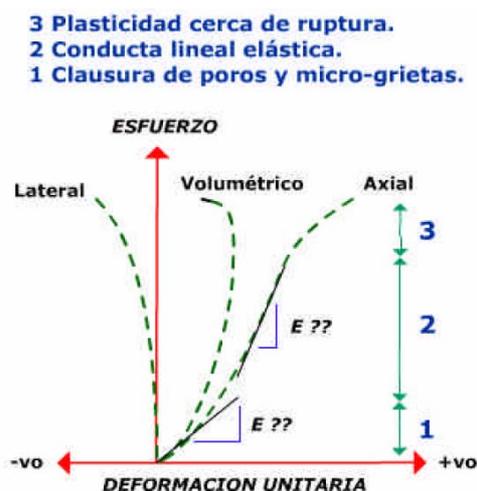


### 2.3-9 Arenisca típica

Si en un ensayo de laboratorio tomamos una muestra de arenisca sometida a una presión de confinamiento equivalente a los esfuerzos in situ, vemos tres fases diferentes en la curva de deformación versus esfuerzo. En la primera fase la pendiente es grande, lo que representaría un módulo de Young muy bajo debido a que se están

cerrando los poros y micro fracturas que hay en la muestra. La segunda fase es un periodo mucho más largo donde la muestra se deforma de manera lineal; es decir, la deformación es casi elástica. Además, es el periodo que consideramos para determinar el valor de E. En la tercera fase la muestra empieza a deformarse cada vez más, terminando rompiéndose. En esta fase hemos pasado el periodo de elasticidad de la roca.

Considerando las deformaciones longitudinal y lateral se calcula la deformación volumétrica. Vemos que en la fase tres el volumen incrementó a pesar del incremento de la carga. A este fenómeno se le llama dilatación.

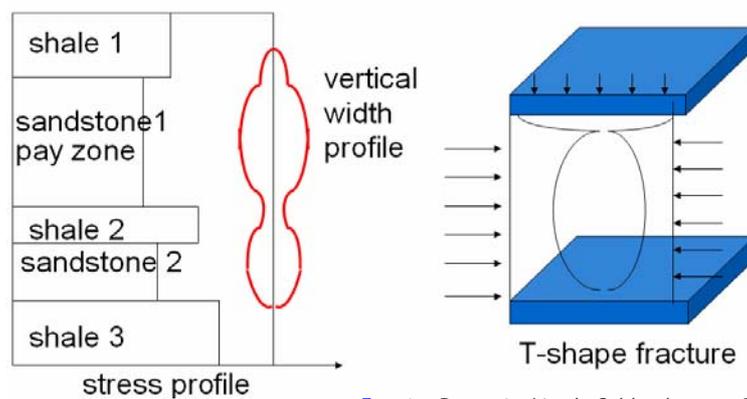


### 2.3-10 Efecto sobre la geometría de fractura

El módulo de Young nos va a servir para poder realizar un pronóstico de cómo se va a desarrollar la fractura en nuestra formación objetivo. Es por ello que de la interpretación de su definición se puede decir que para un mismo esfuerzo, a mayor módulo de Young (formación más dura) menor deformación; es decir, menor

movimiento de la cara de fractura, lo que implica menor ancho de fractura. Al inverso, a menor módulo de Young (formación blanda) mayor deformación, generando mayor ancho de fractura.

En formaciones duras, se necesitaría mayor presión neta para obtener el ancho deseado, pero eso es generalmente no compatible con la limitación deseada en el crecimiento vertical de la fractura. Cuando la altura de la fractura cubre varias capas con módulos de Young diferentes, el ancho no será uniforme a lo largo de la altura. En consecuencia, podría haber zonas donde el ancho no es suficiente para el paso del agente sostén, provocando un arenamiento en esta zona.



*Fuente: Presentación de Schlumberger, 2008*

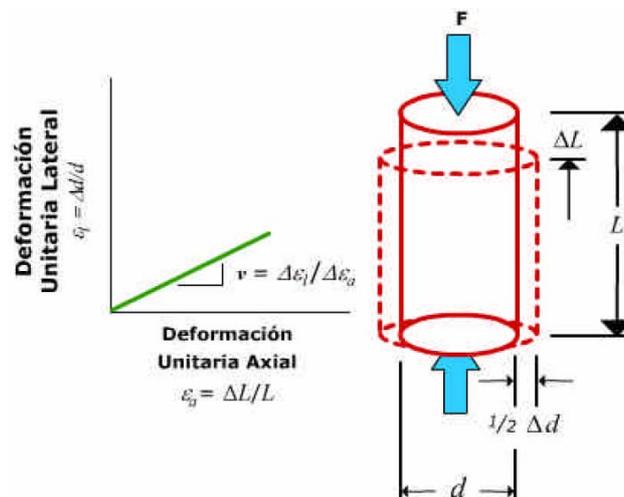
### 2.3-11 Relación de Poisson

La relación de Poisson representa la deformación lateral (perpendicular a la dirección del esfuerzo) de un material sometido a un esfuerzo longitudinal.

Para un diseño de fractura el valor de la relación de Poisson no tiene mucha importancia, a menos de utilizarlo para calcular los esfuerzos in situ teóricos. La

deformación de las caras de la fractura es perpendicular al esfuerzo de la presión neta y es más representada por el módulo de Young.

Rocas con altas relaciones de Poisson transfieren mayor cantidad del esfuerzo vertical en la dirección horizontal; mejor dicho, resultan en mayores valores de esfuerzos horizontales. Las arcillas que tienen mayor relación de Poisson que las arenas, tienen generalmente mayores valores de stress que éstas. Debido al comportamiento no lineal de las rocas, la relación de Poisson no es constante en todo el rango de stress, y es afectado por los mismos factores que el módulo de Young.



### **2.3-12 Características de la roca deducidas de los perfiles**

Sabemos que es difícil conseguir valores de módulos de Young y relación de Poisson desde testigos corona (core), por lo que tenemos que deducirlos a partir de perfiles sísmicos dipolar. Estos perfiles miden el tiempo de propagación de la onda de corte y la onda compresiva, habiendo una relación matemática entre estos dos tiempos de propagación con la cual podemos calcular la relación de Poisson. Con la

relación de Poisson y la densidad de la formación podemos calcular el módulo de Young.

No se debe tomar la interpretación de los perfiles como algo de automática, ya que los valores que obtenemos son valores dinámicos del módulo de Young. La señal sonora es muy rápida y se mide un movimiento muy rápido dentro de la formación. En el laboratorio se aplica el esfuerzo muy lentamente sobre la muestra, lo que puede ser considerado estática.

Durante el proceso de fractura cuando se rompe la roca el movimiento es probablemente más rápido que lo que se hace en el laboratorio, pero es mucho más lento que la velocidad del sonido; entonces, lo podemos considerar como algo estático. Para simular la fractura se utilizan valores estáticos de módulo de Young.

$$v = \left[ \frac{0.5 \left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E_{dyn} = 2G(1 + \nu)$$

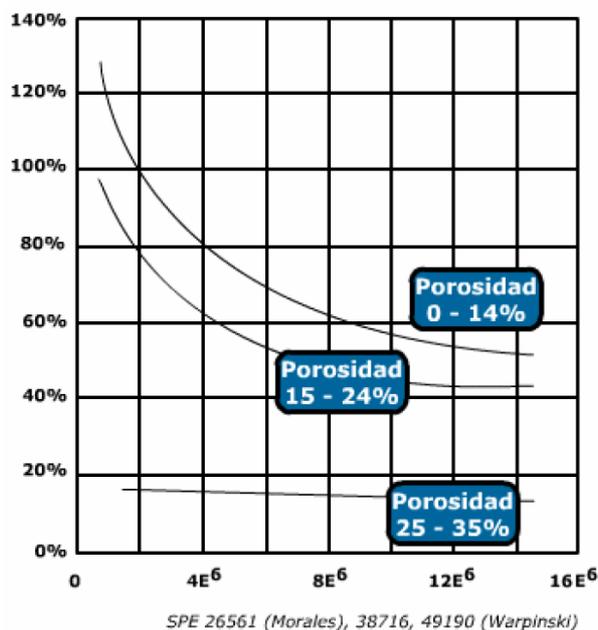
$$G = 13400 \left( \frac{\rho_b}{\Delta T_s^2} \right)$$

$\Delta T_s$  = Tiempo de propagación de la onda de corte  
 $\Delta T_c$  = Tiempo de propagación de la onda de compresión  
 $\rho_b$  = "módulo de volumen" (bulk density)  
 $E_{dyn}$  = Módulo de Young **dinámico**  
 $\nu$  = Coeficiente de Poisson  
 $G$  = Módulo de corte

### 2.3-13 Módulo de Young dinámico vs. estático

No hay una fórmula matemática directa ni relación directa entre el módulo de Young dinámico y estático, lo único que existe son relaciones empíricas determinadas en laboratorio, consistente en varias tomas de muestras con las cuales se lleva a cabo el ensayo de laboratorio y al mismo tiempo se realiza un ensayo sísmico.

Se ha publicado varias correlaciones; la que se muestra en este gráfico es la correlación determinada por Morales (SPE 26561). Él relacionó el módulo de Young dinámico calculado por el perfil y la porosidad de la formación para determinar el módulo de Young estático. Esta correlación se puede utilizar como guía pero debería ser calibrada en cada zona con ensayo de core.



En caso de no tener tampoco datos de perfil sísmico dipolar se puede estimar el módulo de Young estático utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{\text{est}} (\text{psi} \cdot E6) = 4,1 - 7,1 \cdot \phi_e$$

### **2.3-14 Cambio en los esfuerzos por cambio en la presión poral**

Cuando diseñamos una fractura necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo en la formación a fracturar y en las formaciones adyacentes. Estos valores pueden ser deducidos de los perfiles, pero siempre deberán ser verificados en el campo con una prueba de inyección a caudal de fractura (mini-frac).

Los esfuerzos deducidos de perfiles son los esfuerzos en las condiciones del pozo en momento de la perforación. Durante la fase de producción las condiciones cambian y los esfuerzos no son constantes. Si el pozo ha sido puesto en producción o inyección antes de definir la fractura, la presión poral ha cambiado, y por ende los esfuerzos in situ han cambiado. Es importante tenerlo en cuenta debido a que en un pozo inyector podemos encontrarnos con presiones de fractura mayores que las presiones normalmente observadas en el reservorio.

Hemos visto anteriormente la definición del esfuerzo efectivo. Es fácil confundir los dos conceptos, entonces para entender la relación entre esfuerzo in situ y presión poral debemos considerar la siguiente explicación física del fenómeno: Cuando la presión poral disminuye la formación productiva (arena) tiene tendencia a contraerse, pero la presión poral de las formaciones adyacentes que son impermeables no cambian y éstas no se mueven. Esto resulta en que el esfuerzo sobre la formación disminuye.

**(Ver SPE 6870; por Salz)**

Según la teoría simplificada de la elasticidad :

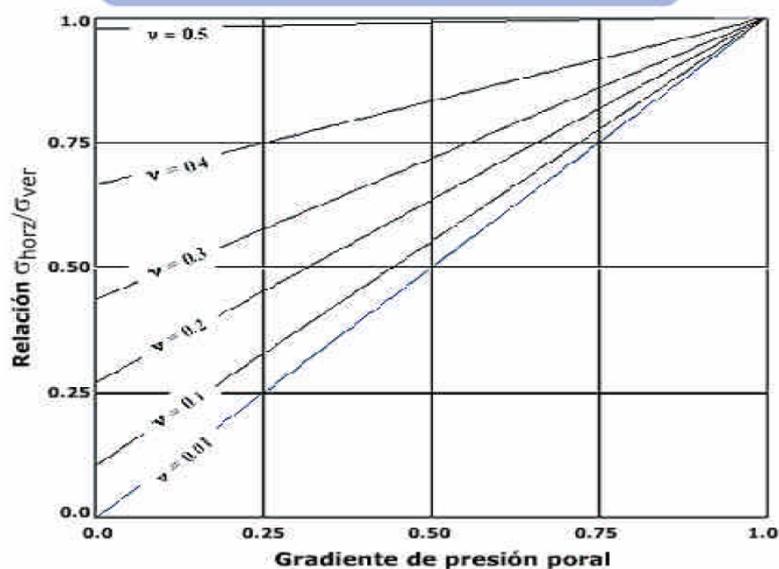
$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu (\sigma_{ver} - 2P_{por}) + P_{por}}{1 - F\nu}$$

$$F = \frac{\sigma_{hmax}}{\sigma_{hmin}}$$

Entonces

$$\Delta\sigma_h = \Delta P_{por} \cdot \frac{1 - 2\nu}{1 - F\nu}$$

$\sigma_{hmax}$  = Esfuerzo horizontal máximo  
 $\sigma_{hmin}$  = Esfuerzo horizontal mínimo  
 $\sigma_{vert}$  = Esfuerzo vertical  
 $\nu$  = Relación de Poisson  
 $P_{por}$  = Presión poral  
 $F$  = Relación  $\sigma_{hmax} / \sigma_{hmin}$  (de 1.0 a 1.5)

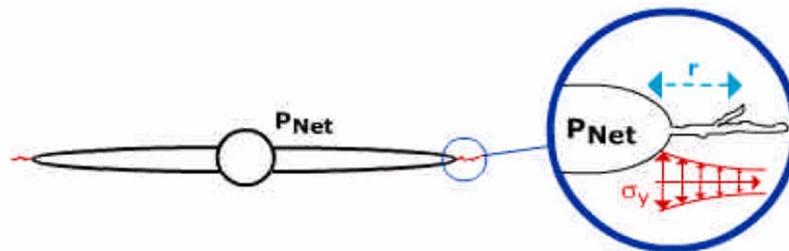


### 2.3-15 Tenacidad de fractura (fracture toughness)

El toughness ( $K_{Ic}$ ), que en español sería **tenacidad** de un material, es una medida de la habilidad de ese material a resistir el crecimiento, o propagación, de una grieta pre-existente. No debe ser confundido con la resistencia a la tensión de la roca, pero sí están interrelacionadas. Es proporcional a la cantidad de energía que puede absorber el material antes de que la propagación acontezca; en el caso de un fracturamiento, si mayor es toughness mayor es breakdown pressure.

Siempre hay defectos pre-existentes en las rocas, y por ende en la punta de la fractura, estos defectos inducen concentraciones importantes de esfuerzos. El fluido de fracturamiento ejerce una cierta presión en la punta de la fractura, lo que se traduce en un esfuerzo sobre la roca y sus defectos. Para que la fractura propague el esfuerzo generado por el fluido tiene que ser superior a la concentración de esfuerzos. Esta concentración, o factor de intensidad, es la tenacidad (algunos autores consideran que es un fenómeno importante, pero para otros no lo es).

La tenacidad es un parámetro de la teoría de la elasticidad, es para materiales elásticos, es medida en el laboratorio en muestras de core y con un equipamiento especial. Este valor es también conocido como **factor de intensidad de esfuerzo (stress intensity factor)**.

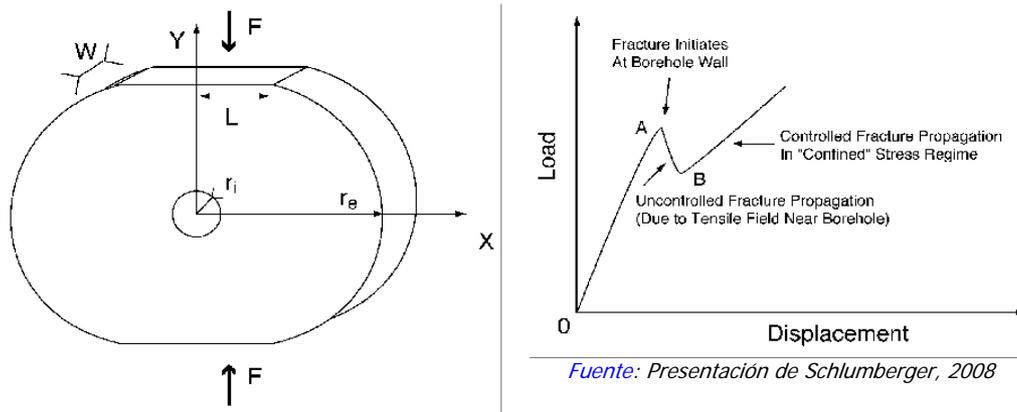


$K_{IC}$  = factor de intensidad de esfuerzo en punta de la grieta (toughness)  
 $r$  = Distancia desde el cuerpo de la fractura hasta la punta de la grieta

La fractura se propaga cuando  $P_{Net}$  pase un valor crítico de  $s$  (tensión a una distancia  $r$  de la punta de la grieta)

$$\sigma = K_{IC} (2\pi r)^{-1/2} \text{ (toughness en psi.in}^{1/2}\text{)}$$

## Laboratory Determination of Fracture Toughness



### Variation of Toughness with Rock Type

Rock Type	Toughness (psi in <sup>3/2</sup> )
Sandstone	1,200 - 1,500
Shale	750 - 1,300
Limestone	600 - 1,000
Granite	2,000 - 2,500

*Fuente: Presentación de Schlumberger, 2008*

#### 2.3-16 Orientación de la fractura

La orientación de un plano de fractura hidráulica es controlada por el estado in situ del esfuerzo en la masa de roca. Cuando este estado del esfuerzo se acerca a la hidrostática (los tres esfuerzos principales casi iguales, o un esfuerzo diferencial muy bajo), anisotropías dentro de la roca pueden dominar la orientación de la fractura (Smith *et al.*, 1978; y Logan, 1983).

El trabajo de Komar y Frohme (1973) sobre un tipo de roca ha mostrado que si el esfuerzo diferencial in situ es menos de 200 psi, las anisotropías mecánicas dentro de la roca controla la orientación de la fractura hidráulica. Estas anisotropías podrían ser estructuras sedimentarias, orientación de los granos de roca, o planos de fractura. Cuando los esfuerzos diferenciales in situ están sobre los 200 psi en la roca, el estado del esfuerzo puede controlar las orientaciones de las fracturas generadas.

Debido a la resistencia de tensión de la roca, la fractura generalmente va a ser orientada perpendicular al esfuerzo principal menor in situ. Como tal, la fractura es predominantemente vertical a la profundidad, pero a menudo horizontal a profundidades pocas profundas (2000 ft o menos). Si la dirección del esfuerzo principal menor cambia fuera del wellbore, también la orientación de la fractura hidráulica.

#### **2.4 Método de Fracturamiento Slickwater**

El objetivo de un tratamiento Slickwater, algunas veces referido como un **waterfrac o riverfrac**, fue recientemente definido por **Schein** como “un tratamiento de fracturamiento que utiliza un gran volumen de agua para crear una adecuada geometría de fractura y conductividad para obtener producción comercial a partir de reservorios de gran net pay y baja permeabilidad”. El sistema de fluido más común es meramente agua que ha sido “suavizada” (slickened), ya sea con un reductor de fricción Poliacrilamida o baja concentración de gel lineal (~10 pptg\*). El propósito de los agentes suavizantes es reducir la fricción del fluido dentro de la tubería, aún en cualquier formulación el fluido de fracturamiento proporciona viscosidad extremadamente baja comparada a un gel completamente crosslinkeado.

(\*) pptg: Pound per thousand gallons (libra por mil galones).

Debido a esta baja viscosidad, los fluidos del fracturamiento slickwater exhiben pobre transporte del agente sostén y ancho de bombeo más estrecha que su contraparte crosslinkeando. Para compensar alguna de estas preocupaciones, los fracturamientos slickwater son generalmente bombeados a altos rates, con rates de bombeo en exceso de 100 BPM no raros en muchas áreas de estimulación de largas secciones horizontales tales como la Barnett Shale (reservorio naturalmente fracturado, ubicado al Norte del Estado de Texas – Estados Unidos).

Para acomodar el transporte del agente sostén inferior de estos fluidos, muchos tratamientos de slickwater especifican muy baja concentración de agente sostén, típicamente en el orden de 0,25 – 1,0 PPA\*; con diseños más agresivos que se incrementan a ~ 2 - 3 PPA hacia el fin del trabajo. Algunos asumen equivocadamente que estas bajas concentraciones de agente sostén lleva a pequeñas cantidades de agente sostén situadas en el waterfrac. Por supuesto, estos tratamientos “diluidos” también requieren el bombeo de tremendos volúmenes de agua y tiempos de bombeo que pueden exceder las seis horas.

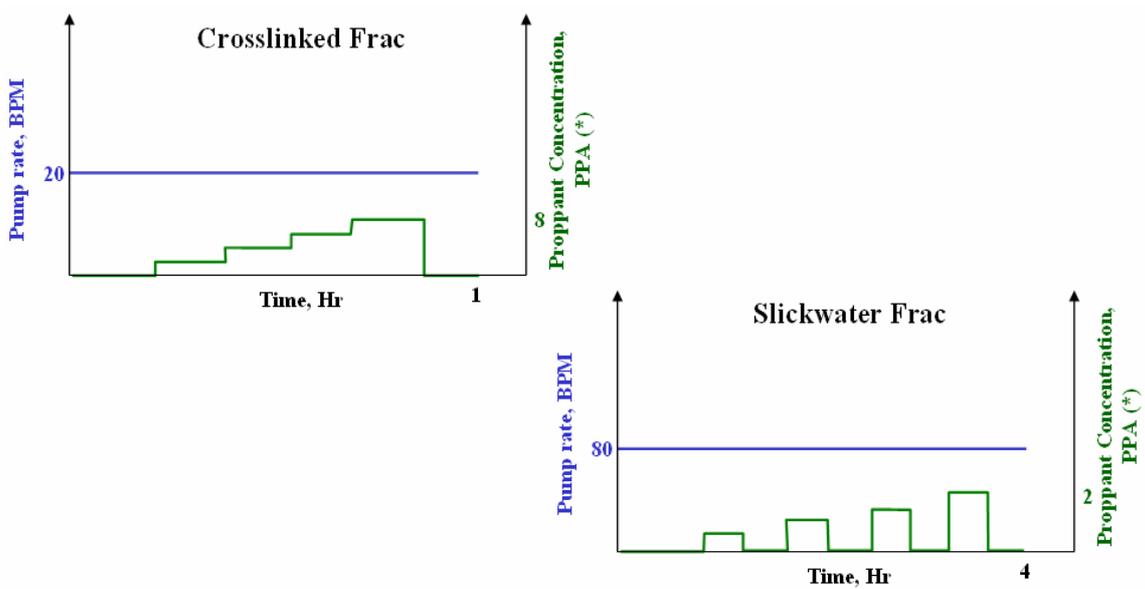
(\* PPA: Pounds Proppant Added per gallon of fluid (libras de agente sostén agregado por galón de fluido).

Es importante enfatizar que otros tratamientos de inyección han sido descritos como “waterfracs” pero logran diferentes objetivos. En el Austin Chalk (nombre de una área petrolera, que abarca los Estados de Texas y Louisiana en Estados Unidos; *ver Apéndice*), **Meehan** describió un “waterfrac” como un método de **pump-and-soak (bombear y dejar remojar)** en el cual el agua es inyectada dentro del oil-bearing chalk naturalmente fracturado. El pozo es luego cerrado y eventualmente reabierto para producir el incremental de petróleo desplazado después que el agua ha “bebido” dentro del reservorio. Este tratamiento ha sido visto esencialmente como un proceso de recuperación secundaria o mejorada en vez de una estimulación convencional de

pozo. En Estados Unidos, resultados similares han sido logrados con inyecciones de agua sin agente sostén dentro de las formaciones Niobrara y Turner para desplazar petróleo.

Recientemente, un nuevo tipo de tratamiento, llamado tratamiento de fracturamiento híbrido ha sido usado por algunos operadores con razonables resultados. Un tratamiento de fracturamiento híbrido ofrece una mixtura de los beneficios de un tratamiento de fracturamiento convencional de gel crosslinkeado y un tratamiento de fracturamiento slickwater. En un tratamiento de fracturamiento híbrido, agua suavizada es bombeada como el fluido pad para crear la geometría de la fractura, teóricamente con poco desarrollo del ancho hidráulico y mínima salida del crecimiento de la altura de la zona a fractura. Seguidamente, un gel crosslinkeado más viscoso es bombeado el cual crea un ancho de fractura y carga el agente sostén dentro de la fractura. En algunos campos, la técnica de estimulación de fracturamiento híbrido parece generar mitad de longitudes de fractura efectiva más largas y conductividades de fractura efectiva más grandes que los tratamientos de fracturamiento convencional crosslinkeado o fracturamiento slickwater.

Ahora, las siguientes figuras muestran las diferencias operativas entre un fracturamiento crosslinkeado y un slickwater.



(\*) PPA: Pounds Proppant Added per gallon of fluid.

### 2.4-1 Agente sostén

Como se va a ampliar más adelante, una de las más grandes preocupaciones con los fracturamientos slickwater es la habilidad (o la falta de eso) del fluido de fractura para cargar agente sostén. Esta preocupación tiene un gran impacto en la selección del agente sostén.

#### 2.4-1\_1 Convencional

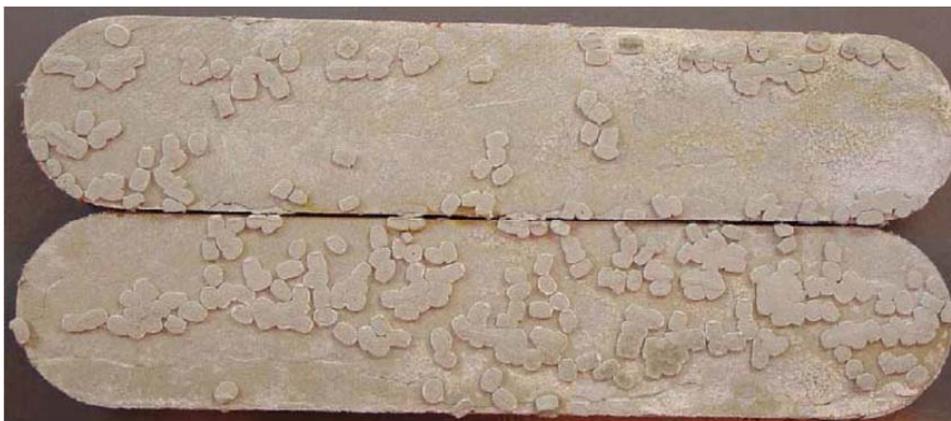
Generalmente hablando, en los últimos varios años los agentes sostén más comunes usados en el fracturamiento slickwater son la arena 40/70 y arena revestida de resina (RCS) – y más recientemente cerámica ligera 40/80 – debido a los rates de decantación más lentos comparado a los agentes sostén de diámetros más grandes

(ver más adelante la figura 6). En algunos casos los tamaños de 30/50 y 20/40 son usados, pero usualmente sólo para una porción del tratamiento para tomar ventaja de fracturas de mayor conductividad. En un esfuerzo para ganar los beneficios de una conductividad incrementada, algunos operadores también han comenzado a usar cerámicas ligeras económicas.

Además, algunos tratamientos de fractura de gas de lutitas (shale gas) están utilizando volúmenes grandes de arena de mesh 100, presumiblemente para mejorar las distancias de transporte y a lo mejor fisuras puente, de eso modo incrementar la densidad de la red de fractura. Nótese también que en algunas áreas donde los pozos son reconocidos para tener esfuerzos mayores, tamaños de 40/70, 30/50 y en algunos casos cerámicas de densidad intermedia de mesh 100 son frecuentemente usados.

#### **2.4-1\_2 No Convencional**

Debido al continuo desarrollo del fracturamiento slickwater, la industria también ha experimentado con numerosos agentes sostén. La mayoría de estos nuevos agentes sostén son de densidad mucho más ligera, y han sido propuestos para explotar las ventajas de las monocapas parciales. Estos agentes sostén están formados de varios substratos, incluyendo la cerámica porosa revestida de resina y/o cáscaras de nuez, termoplásticos, nanocompuestos, polímeros y otra resina o componentes plásticos. Las densidades varían de  $1,75 \text{ g/cm}^3$  a casi flotante, y vienen en un amplio rango de tamaños. En muchos casos estos agentes sostén no se “aplastan” como las partículas rígidas convencionales lo hacen, pero en vez de eso se deforman (figura 1).



**Figura 1** Agente sostén termoplástico sobre el tope y base de placas de arenisca al final de una prueba de conductividad de 100 días en la celda de conductividad API (SPE 96848)

*Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers*

Cuando se evalúan estos agentes sostén, surgen dos temas que deberían ser cuidadosamente considerados. **Primero**, estos productos de baja densidad son considerablemente más ligeros que los agentes sostén convencionales, lo cual significa que éstos toman sustancialmente menos masa (libras) de estos productos ultraligeros para ocupar un volumen equivalente de arena/RCS/LWC. Hay que recordar que cuando el agente sostén es bombeado / diseñado, esto es generalmente especificado por concentración de masa (PPA). Por lo tanto, se debería tener cuidado cuando se diseña un tratamiento con un agente sostén ultraligero para representar este volumen incrementado. **Segundo**, la consideración de la manera en la cual la mayoría de estos agentes sostén “fracasan”. Como ya se comentó, muchos de los agentes sostén ultraligeros no se rompen bajo esfuerzo, en vez de esto ellos se deforman (ver la figura 1), la cual es una razón de por qué muchos de estos agentes sostén son solamente considerados útiles en esfuerzos bajos. Estos agentes sostén deformables parecen tener aplicación únicamente en monocapas parciales difusas y algunos fabricantes advierten contra el arenar un pozo con estos materiales. Si los granos del agente sostén están en contacto uno con el otro durante el cierre de fractura, es posible que estos granos puedan aplastarse entre sí y convertirse en un tapón relativamente impermeable. Sin embargo cuando son arreglados

cuidadosamente en una monocapa parcial, los productos ultraligeros han demostrado proporcionar razonable capacidad de flujo en el esfuerzo apropiado y rangos de temperatura.

## **2.5 Comparación entre fracturamiento convencional y slickwater**

A pesar que nuestra industria tiene una amplia experiencia y conocimiento en diseño de fractura, mucha de nuestra experiencia ha sido en sistemas de fluido crosslinkeado convencional. Sin embargo, hay muchos aspectos de diseño de fluido crosslinkeado que no se aplican a tratamientos slickwater, o en algunos casos son exactamente opuestos.

Al igual que con cualquier técnica de diseño, hay beneficios y desventajas para considerar. En nuestro caso, estas consideraciones van a ser descrita a continuación.

### **2.5-1 Ventajas**

La principal ventaja técnica del slickwater frac es el potencial para reducir el daño del gel dentro de la fractura. Un fracturamiento gel crosslinkeado convencional incluye gel de 20 - 40 pptg en el fluido y un metal crosslinkeador, mientras que un slickwater frac usa un reductor de fricción o gel lineal ligero (5 – 10 pptg). Sin embargo, un hecho que es a menudo pasado por alto es que mientras el reductor de fricción y/o carga de gel es reducido en los tratamientos slickwater, estos tratamientos también contienen sustancialmente grandes volúmenes de fluido los cuales pueden depositar

un volumen significativo de polímero en la fractura. Ha habido preocupación con la habilidad de la industria de romper un reductor de fricción poliacrilamida, aunque algunas pruebas recientes indican que el tiempo, temperatura y los rompedores pueden ser efectivos. Adicionalmente, si la carga de gel ligero es usada, mientras estos guar\*s son anunciados para ser degradados con el paso del tiempo, todavía permanece algún grado de costra o revoque y el daño de gel distribuido que puede comprometer la capacidad de flujo de la fractura.

**(\*) Guars: Geles naturales (plantas resinosas) que son base de los fluidos gelificados.**

Otra razón para la realización de fracturamientos slickwater son los ahorros potenciales de costos. Los tratamientos Slickwater requieren un paquete químico muy reducido, y los fluidos pueden ser más fácilmente reciclados. En áreas con un abastecimiento abundante de agua, los costos de tratamiento totales son a menudo menores con los tratamientos slickwater. En locaciones remotas o áreas con limitado abastecimiento de agua, este beneficio es a menudo desfavorable por los grandes volúmenes de fluidos requeridos, y los tratamientos slickwater a menudo se convierten en costo prohibitivo. Adicionalmente, ya que los trabajos de slickwater son típicamente mucho más largos y en algunos casos requieren más potencia (debido a los grandes rates de inyección), la ventaja de costo puede no ser tan buena como originalmente se anticipó. Por lo tanto, mucho de los ahorros de costos van a depender de la disponibilidad del agua y la estructura de los equipos de bombeo.

Otra ventaja observada para un diseño slickwater frac es el potencial para mejorar la fractura (reducir el crecimiento de la altura con fluido de viscosidad muy baja). Ésta puede ser particularmente beneficiosa cuando se trata de no contactar la zona de agua subyacente.

Finalmente, debido a que un fracturamiento slickwater por lo general tiene un sistema de fluido muy simple, en muchas áreas el agua que retorna de pozos existentes puede ser reutilizada para hacer fluidos de fracturamiento en siguientes pozos. Ésto puede ser particularmente útil en áreas donde la eliminación de agua es difícil o costosa.

## **2.5-2 Desventajas**

Muchos de los fluidos de baja viscosidad que son usados en un fracturamiento slickwater tienen poca habilidad para suspender y/o transportar agente sostén. Ésto lleva a preocupaciones no únicamente con la colocación lateral en la fractura, sino también la cobertura a través de la zona pay\*. La cobertura vertical es de particular preocupación cuando se estimula intervalos gruesos, ya que es posible que el banco decantado de agente sostén no pueda cubrir la altura entera de la zona pay.

**(\*) Zona pay: Es un reservorio o porción de un reservorio que contiene hidrocarburo económicamente producible.**

Otra desventaja con los tratamientos slickwater es la cantidad de agua requerida para un fracturamiento. A fin de colocar gran masa de agente sostén en concentraciones bajas durante el bombeo, los fracturamientos slickwater deben ser diseñados para tremendos volúmenes de agua, en muchos casos excediendo los millones de galones. Ésto puede presentar dos problemas potenciales:

- Primero, capacidad de capa impermeable (wallbuilding\*) mínima y enormes volúmenes de inyección (y rates), los fracturamientos slickwater van a permitir

mayor leakoff\*\* y pueden inducir mayor daño de formación, particularmente a formaciones sensibles al agua.

(\*) **Wallbuilding:** Capa impermeable que se busca formar dentro de la fractura para que siga creciendo sin cerrarse y evitar el filtrado o leakoff de fluido, disminuyendo la capacidad de transporte de arena.

(\*\*) **Leakoff:** Pérdida de fluido por filtración.

- Segundo, en algunas locaciones hay limitada agua fresca disponible para usar en los campos de petróleo. Ésto puede llevar a fricciones entre el operador y otras partes interesadas –stakeholders-\* (por ejemplo; los propietarios de la tierra, granjeros, grupos ambientalistas, reguladores, etc.) y agregar costos a la operación.

(\*) **Stakeholder:** El término fue utilizado por primera vez por R. E. Freeman en su obra “Strategic Management: A Stakeholder Approach”, para referirse a quienes pueden afectar o son afectados por las actividades de una empresa.

Finalmente, debido a que el ancho de fractura hidráulico está directamente relacionado a la viscosidad del fluido, los fracturamientos slickwater típicamente muestran anchos de bombeo más angostos que su contraparte crosslinkado. Mientras se vaya a rates de bombeo y presiones más altos se puede compensar en algo este problema. Estos anchos angostos pueden llevar a dificultades al colocar concentraciones de agente sostén a bombeo más alto además de agente sostén de mayor diámetro.

### **2.5-3 Ancho de fractura hidráulica vs. efectiva**

La sensatez convencional es que un fluido crosslinkado rinde una fractura más ancha que un slickwater. Sin embargo, uno debe distinguir la diferencia entre el

ancho (hidráulico) de bombeo y el ancho sostenido efectivo final. Es aparente que el ancho creado mientras se bombea un fluido de fracturamiento crosslinkeado convencional es significativamente más ancho que ese creado durante un fracturamiento slickwater. Por ejemplo, la siguiente figura 2 nos muestra que el ancho hidráulico de un fracturamiento slickwater a 80 BPM debería ser ~0,19 pulgadas, mientras que el ancho de un fluido 30# XLGW\* a 40 BPM debería ser ~0,48 pulgadas. Esto es probablemente por qué muchos consideran al slickwater ser más angosto que su contraparte crosslinkeado. Además, esto también puede ser una de las principales razones por qué algunos encuentran difícil colocar concentraciones de agente sostén altas (>2 – 3 PPA) durante un fracturamiento slickwater.

(\*) XLGW: Crosslinked Gelled Water (agua gelificada crosslinkeada).

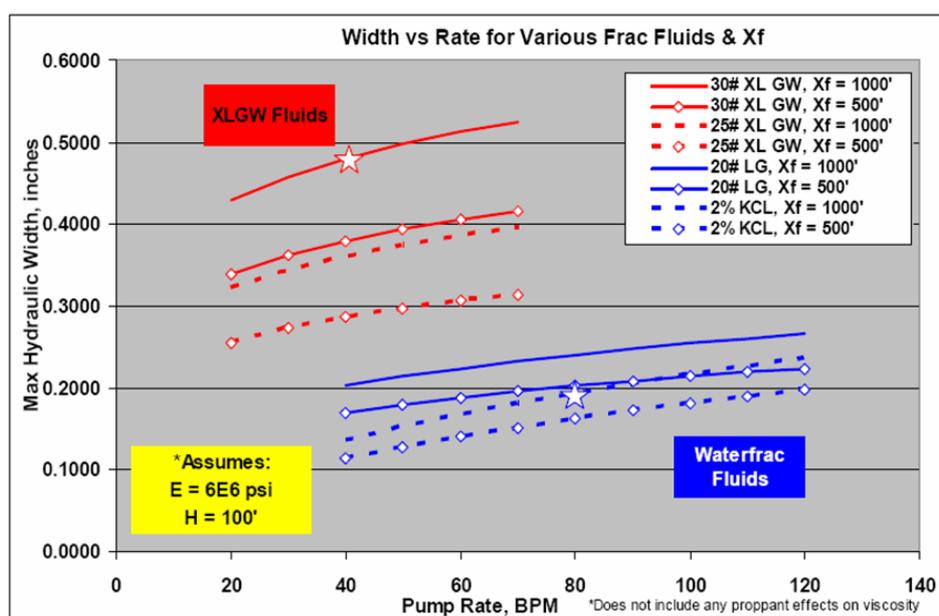


Figura 2 Comparación entre los anchos hidráulicos (ancho de la fractura inflada mientras se bombea) de fracs XLGW comunes y fracs slickwater

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

Sin embargo, mientras el ancho durante el bombeo es importante para colocar el agente sostén, esto puede no reflejar el ancho efectivo final del cierre y cierre de la fractura. Es aparente que un fluido crosslinkeado convencional va a generar una

fractura más ancha mientras se bombea, pero una fractura efectiva más angosta después de cerrarse en lechadas de agente sostén relativamente difusas. Por lo tanto, un fracturamiento slickwater en la misma formación tiene el potencial de proporcionar un ancho de fractura efectivo más ancho después del cierre de la fractura. En la figura 3, se observa que el ancho efectivo para el fluido crosslinkeado a 40 BPM, una concentración máxima de 8 PPA y una longitud de penetración de 1000 pies debería ser aproximadamente 0,175 pulgadas, mientras que un slickwater 2% KCl, a 80 BPM, diseñado para 1000 pies debería generar ~0,19 pulgadas de ancho efectivo. Si la concentración del agente sostén suspendida en el fluido crosslinkeado decrece, la anchura efectiva también va a decrecer.

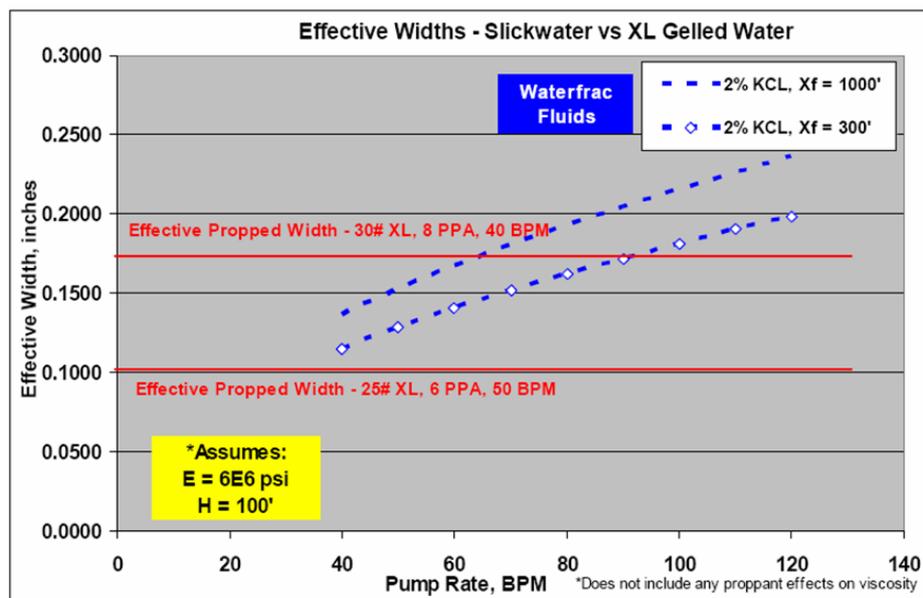


Figura 3 Comparación del ancho efectivo entre un frac slickwater (azul) y un frac de fluido convencional crosslinkeado (rojo)

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

#### **2.5-4 Complejidad de la fractura**

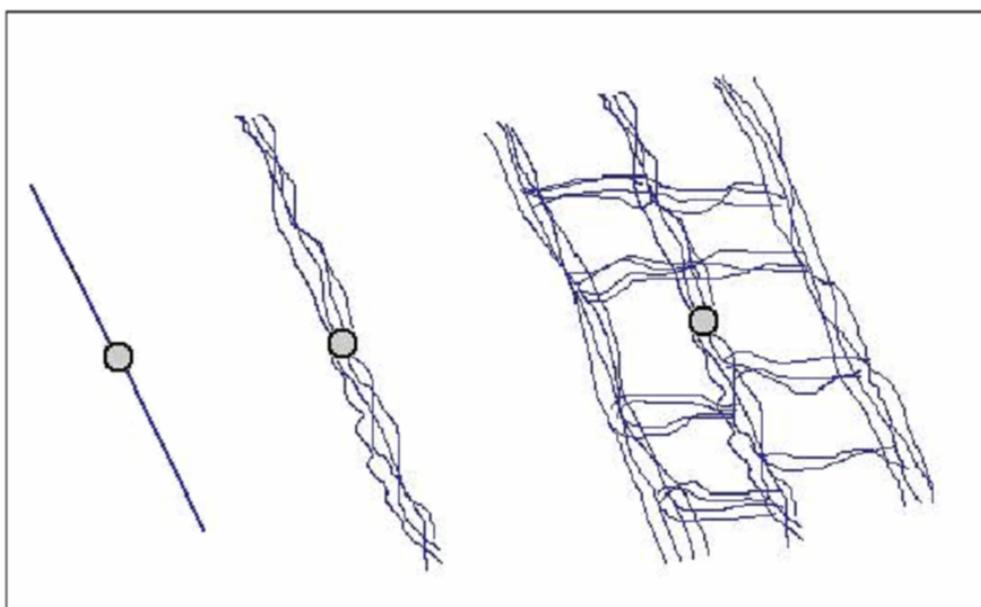
El crecimiento complejo de las fracturas hidráulicas ha sido documentado en experimentos de campo, proporcionando observaciones directas de la complejidad de la fractura hidráulica en una variedad de ambientes, incluyendo reservorios de arenisca compacta y de metano en capas de carbón (CBM). La complejidad está frecuentemente asociada con la interacción de la fractura hidráulica con una orientación de los granos de roca pre-existente tales como las fracturas naturales, fisuras, o **cleats**\*. Desafortunadamente, la data de los experimentos de campo es muy limitada, requiriendo otros métodos para diagnosticar la complejidad de la fractura hidráulica.

(\*) **Cleat: Es el término que designa a las fracturas naturales que se forman en las vetas (en nuestro caso, reservorio) de carbón como parte de la maduración del carbón, y el gas natural a menudo migra a través de las cleats. Estas cleats se forman como resultado de la deshidratación del carbón, tensiones locales y liberación de sobrecargas.**

Hasta hace poco, el análisis de presión de fractura era el único diagnóstico disponible para estimar la complejidad. En muchos casos, la complejidad de la fractura es reducida por agregar partículas que probablemente tapen las fracturas secundarias y/o fisuras. Durante los últimos 10 años, cientos de tratamientos de fracturamientos hidráulicos han sido caracterizados usando métodos de diagnóstico de fracturas, como el **mapeo microsísmico** y el **mapeo con inclinómetro (tiltmeter)**. Estas mediciones han mostrado una diversidad sorprendente en el crecimiento de la fractura hidráulica, variando desde planos de fracturas simples a sistemas de fractura muy complejas.

Un slickwater bombeado a rates de inyección muy altos tiene la habilidad de abrir fracturas existentes en la formación y, a lo mejor, crear nuevas fracturas. La geometría de fractura creada en los reservorios naturalmente fracturados puede ser

muy compleja, es por ello que la industria usualmente ha empleado fluido crosslinkeado convencional (fluido de alta viscosidad) para reducir la complejidad de la fractura. Muchas veces una red de fracturas va a ser creada en vez de una sola, plano de fractura, tal como se espera cuando los tratamientos son realizados en roca homogénea. El proceso puede inducir a compensar la fractura y ramificarse, así mejorar la permeabilidad del reservorio. El mapeo microsísmico de tratamientos slickwater a menudo indica la creación de redes de fractura extremadamente complejas (figura 4), las cuales resultan en un incremento en el área de superficie de fractura.



**Figura 4 Geometría de fractura de fracturas hidráulicas, variando desde una fractura plana simple a una amplia red de fracturas**

*Fuente: Selection of fracturing for stimulating tight gas reservoirs,  
© 2006 Texas A & M University*

La figura 5 muestra dos mapas de eventos microsísmicos ejecutados en un mismo pozo en Barnett Shale, el fracturamiento convencional crosslinkeado fue el inicial y después el re-fracturamiento slickwater. Nótese que con el trabajo de fracturamiento convencional crosslinkeado se obtuvo un sistema bastante complicado de múltiples fracturas, y se convierte incluso más complejo cuando un fluido de

fractura con agua de baja viscosidad se ha empleado. En este pozo el rate de producción del re-frac excedió lo del frac inicial, a pesar de los 200 días de depletación de presión. En este caso, el incremento de la complejidad de fracturas fue deseada en esta formación extremadamente compacta.

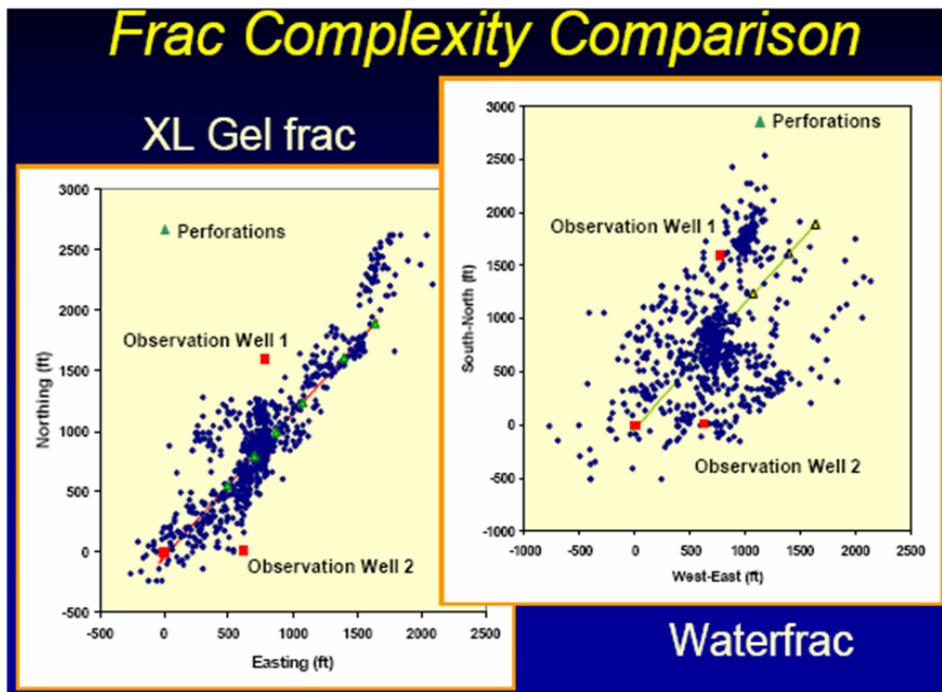


Figura 5 Comparación de mapas microsísmicos en el mismo pozo entre un frac XLGW y un frac slickwater

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

### 2.5-5 Transporte del agente sostén

El transporte del agente sostén en fracturas verticales perfectamente simples, planas, con caras alisadas han sido bien estudiadas y parecen ser razonablemente bien entendido; sin embargo, el transporte del agente sostén cuando el crecimiento de la fractura es complejo, particularmente en casos donde una red de fracturas es desarrollada, no es muy clara. Como previamente se mostró, la red de fracturas es

más comúnmente creada con fluidos de fracturamiento de baja viscosidad, como es el caso de un fracturamiento slickwater.

### 2.5-5\_1 Ley de Stokes

En general, el transporte del agente sostén en el fluido comienza con la Ley de Stokes. Esta ecuación estima la velocidad de decantación (settling velocity) de una sola partícula en un fluido estático.

$$V_s = \frac{(\rho_p - \rho_f)gd^2}{18\mu}$$

Donde  **$V_s$**  es la velocidad de decantación de la partícula;  **$\rho_p$**  es la densidad de la partícula,  **$\rho_f$**  es la densidad del fluido;  **$g$**  es la aceleración de la gravedad;  **$\mu$**  es la viscosidad del fluido; y  **$d$**  es el diámetro de la partícula.

Sin embargo, esta ley tiene muchas suposiciones simplificadoras que limita su uso en calcular la velocidad de decantación exacta del agente sostén dentro de una fractura. Algunas observaciones específicas incluyen:

- Como la viscosidad del fluido decrece, la velocidad de decantación aumenta. Cuando la viscosidad del fluido es suficientemente alta, tal como los fluidos crosslinkados, la velocidad de decantación va acercarse a cero y la suspensión perfecta puede ser asumida.
- Cuando la viscosidad es pequeña (tal como en los fracturamientos slickwater donde la viscosidad del fluido de fractura es normalmente menor que 10 cp), la

única manera de reducir la velocidad de decantación a cero es usar un agente sostén que tenga la misma densidad que el fluido de fracturamiento.

- Cuando el diámetro de la partícula se incrementa, la velocidad de decantación de esa partícula incrementa. De hecho, el tamaño de la partícula tiene una relación exponencial a la velocidad de decantación.

Muchos quienes emplean fracturamiento slickwater intuitivamente asumen que la densidad del agente sostén es la clave principal para el transporte del agente sostén. Sin embargo, mientras que la densidad es ciertamente importante, el tamaño de la partícula del agente sostén tiene un gran efecto sobre la decantación del agente sostén en comparación a su densidad.

Muchos no considerarían bombear un agente sostén relativamente denso (como Bauxita) en un fracturamiento slickwater, ya que presumen que la decantación sería severa. Sin embargo, se ha demostrado experimentalmente (ver la figura 6) que el rate de decantación de una arena 20/40 es realmente 50 % mayor que para un Bauxite 40/70. Por lo tanto, no es sorpresa que los agentes sostén para slickwater más populares son actualmente la arena 40/70, RCS\* 40/70 y LWC\*\* 40/80. De hecho, estos tres productos se decantarían a un rate que es menor que un agente sostén “ultraligero” de 1,75 ASG\*\*\* de tamaño 20/40.

(\*) RCS: Resin Coated Sand (arena revestida de resina).

(\*\*) LWC: Lightweight Ceramic (cerámica ligera).

(\*\*\*) ASG: Apparent Specific Gravity (gravedad específica aparente).

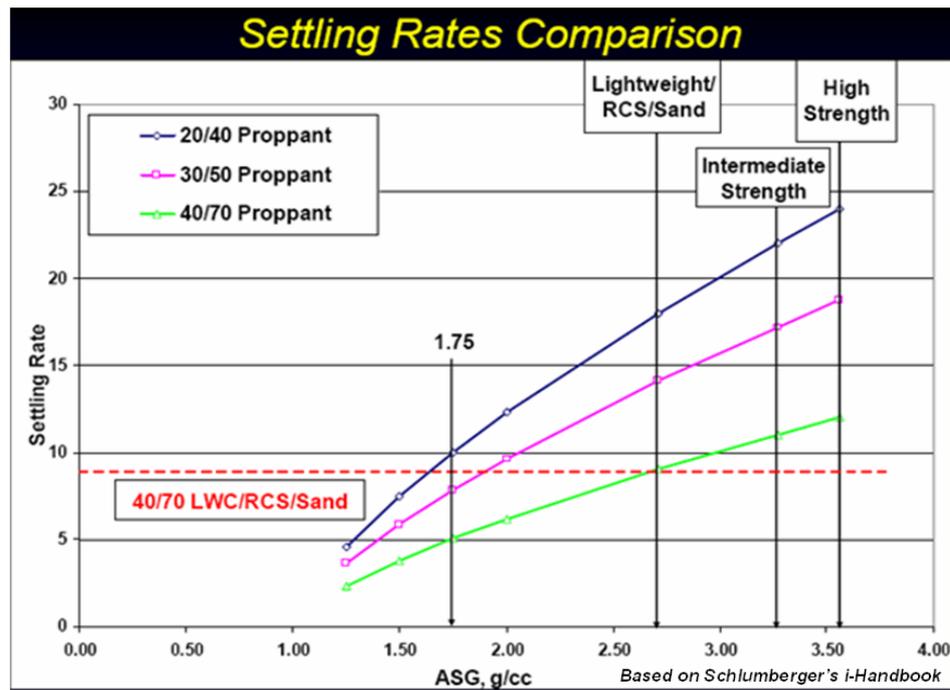


Figura 6 Rates de decantación de partículas individuales para varios tamaños y densidades de agente sostén, en 2% KCl a 60°F

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

Mientras que la Ley de Stokes nos permite hacer comparaciones generales entre productos (fluidos y agentes sostén), debe ser reconocido que esta ecuación tiene muchas suposiciones simplificadoras que son violadas en la mayoría de tratamientos slickwater, incluyendo:

- **El fluido debe estar estancado:** Por supuesto, en los tratamientos de fractura el fluido está moviéndose.
- **No hay “efectos de pared”:** En realidad, si una partícula en decantación entra en contacto con una pared (tal como una cara de fractura), la velocidad de decantación va a decrecer. Además, las caras de fractura no están asiladas pero en lugar de eso formadas irregularmente, rugosas e inclinadas, todas de las cuales afectan el transporte de la partícula.
- **Las partículas son esferas perfectas:** En realidad, los diferentes agentes de sostén están caracterizados por diferentes formas.

- **Las partículas deben caer lentamente (como en un régimen de decantación laminar):** En realidad, todos los agentes sostén actuales caen a una velocidad adecuada para crear efectos de asentamiento.
- **No hay contacto partícula-partícula:** En realidad, las partículas son libres a
  1. Aglomerarse, provocando adquirir un diámetro equivalente más grande y decantar más rápido; y
  2. Interactuar/interferir/entorpecer el uno con el otro, reduciendo por todo la velocidad de decantación.

Es importante enfatizar que la Ley de Stokes es apropiada para hacer comparaciones generalizadas de velocidad de decantación para los agentes sostén y fluidos, pero es exageradamente inadecuado cuando éste viene a predecir el verdadero transporte y deposición vía slickwater en fracturamientos hidráulicos reales. Además, con estas investigaciones no se concluye que no hay necesidad de agentes sostén de pesos ultra livianos, solamente que cuando se considera y compara la velocidad de decantación de varios agentes sostén uno debe estar seguro de revisar ambas variables, tamaño y densidad de los productos en cuestión.

#### **2.5-5\_2 Prueba de laboratorio**

Los experimentos de flujo de ranura han sido realizados en varios laboratorios para demostrar el movimiento general del agente sostén dentro de las fracturas. Mientras que estos experimentos son altamente idealizados – ellos son típicamente planos individuales que usan ranuras de altura/ancho constantes y las caras son alisadas y en muchos casos previenen el leakoff a través de la cara de fractura –

estudiando y viendo estas pruebas se puede proporcionar una sensación visual de cómo el agente sostén puede estar moviéndose dentro de las fracturas (ver figura 7).



**Figura 7** Vista de perfil del equipo utilizado para el experimento de flujo de ranura (se aprecia el plano que simula la cara de la fractura)

*Fuente: SPE 115766 Presentation, © 2009 SPE Arkansas Section*

Uno de tantos juegos de experimentos ha sido conducido por Stim-Lab, en el cual los fluidos fueron bombeados a través de tres perforados uniformemente separados en una ranura de 1 ft de alto, 8 ft de longitud y 0,315 in (8 mm) de ancho. Durante el experimento, un fluido de 1 cp conteniendo 1 PPA de arena 20/40 fue bombeado a un rate constante de 10 gpm. Tan pronto como el bombeo comenzó, una “duna” empezó a desarrollarse a una corta distancia de los perforados. Esta duna creció rápidamente y después de aproximadamente 45 segundos ésta llegó a un nivel en el cual la altura se convirtió relativamente estable (ver figura 8).

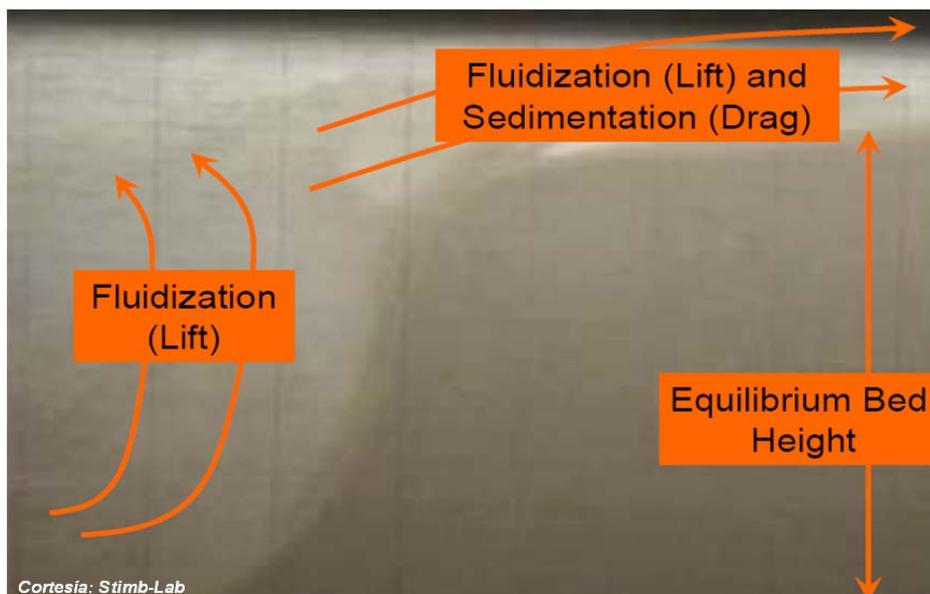


Figura 8 Foto del experimento de flujo de ranura al segundo 45 de empezada la prueba

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

Algunos han llamado a ésta la “altura de equilibrio” de la capa de agente sostén, la cual está relacionada a la viscosidad y velocidad del fluido, y concentración del agente sostén. Una vez que la altura de equilibrio es lograda, el transporte del agente sostén en la ranura es principalmente gobernada por fluidización\* y sedimentación.

(\*) **Fluidización:** Es un proceso por el cual una corriente ascendente de fluido (líquido, gas o ambos) se utiliza para suspender partículas sólidas.

La fluidización (o levantamiento) de las partículas del agente sostén ocurre cuando la turbulencia del fluido “levanta” las partículas fuera de la capa estacionaria, mientras que la sedimentación ocurre cuando estas partículas “fluidizadas” son lavadas y arrastradas a través del tope. Si la viscosidad del fluido y el rate son mantenidos constante, la altura de la capa va a sufrir cambios en la concentración del agente sostén (como la concentración decrece, la altura de la capa decrece). De hecho, el experimento muestra que incluso después de 20 minutos de circulación de fluido limpio, la altura de la capa todavía está decreciendo (ver figura 9).

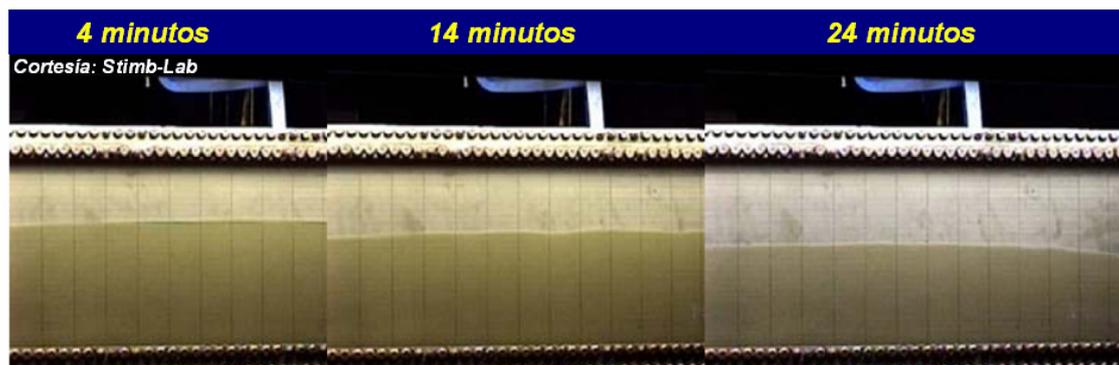


Figura 9 Altura de la capa en el mismo experimento de la Figura 8, después de cortar arena y circular fluido limpio de 1cp a 10 gpm para 4, 14 y 24 minutos

*Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers*

Esto probablemente explique por qué una técnica actualmente empleada en operaciones de frac slickwater es bombear “**barridos**” de fluido limpio, ya sea periódicamente durante el trabajo o cuando sea necesario en respuesta al incremento de la presión de tratamiento. En algunos casos los operadores van a incrementar la duración y/o frecuencia de la etapa de barrido dependiendo de la severidad del incremento de presión.

Un aspecto frecuentemente pasado por alto del transporte de agente sostén en fracturamiento slickwater es la secuencia de deposición del agente sostén en la duna decantada. Con los fluidos crosslinkeados, muchos expertos en fracturamiento eligen terminar en el final del tratamiento con agente sostén de mayor calidad o diámetros más grandes, presumiendo que el desplazamiento pistón va a colocar el agente sostén de más alta calidad cerca al wellbore. Sin embargo, en tratamientos slickwater, este acercamiento es claramente inapropiado. La literatura ha mostrado, y los experimentos verificados, que una vez que la altura de equilibrio es establecida, el agente sostén subsiguiente es cargado a la parte posterior de la fractura (ver figura 10). Ésto significa que el primer agente sostén dentro de la fractura (etapas previas) van a ser depositado más cerca al wellbore que el agente sostén bombeado después en el tratamiento. De hecho, Perkins *et al.* concluyeron en 1959 que en donde el agente sostén de diámetro

grande (alta conductividad) es especificado en un tratamiento slickwater, debería ser inyectado primero. Varios operadores han empleado esta estrategia de llevar adentro lo más grande, los agentes sostén de mayor conductividad primero.

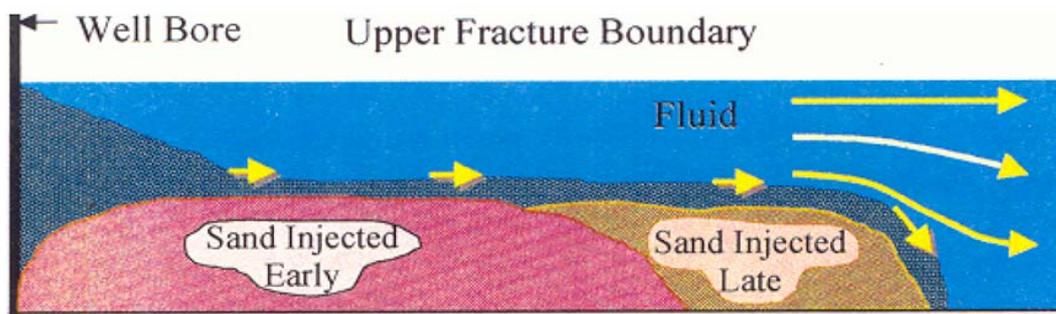


Figura 10 Conceptualización del transporte y deposición del agente sostén (Patankar et al. 2002; y Kerns, Perkins y Wyant, 1959)

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

### 2.5-6 Conductividad de la fractura

Mientras la longitud de fractura es importante para contactar y recuperar el oil y gas del reservorio, es igualmente crítico que la red de fractura suministre la adecuada conductividad para transmitir eficazmente estos fluidos al wellbore.

Información teórica y de campo indican que los fracturamientos slickwater tienen limitada conductividad, similar a los tratamientos convencionales crosslinkado. Aunque las caras de fracturas desplazadas también proporcionan alguna conductividad, parece que estos caminos pueden transportar eficazmente los fluidos del reservorio únicamente distancias cortas. A pesar de que hay algunos reservorios donde los pozos están permanentemente estimulados solamente con inyección de fluido, la inmensa mayoría de los reservorios se benefician de la inclusión de agente sostén.

Ha sido mostrado que la mayoría de fracturas de fluidos crosslinkeados pueden perder más del 95 % de su conductividad (comparado a su base línea o valores publicados) después de representar reducciones debido a condiciones reales. Estas reducciones son causadas por los factores daño, incluyendo el flujo no-Darcy y multifase, gel residual, concentración de agente sostén reducido, migración de finos, esfuerzos cíclicos, revestimientos, etc. Sin embargo, es aparente que el único efecto que no es esperado en un frac slickwater es el daño por gel.

Mientras la eliminación del daño por gel es beneficioso, las reducciones significantes a la conductividad de base línea debido a otros factores permanecen, y sugieren que las pérdidas de presión va a ser significativo en muchas fracturas sostenidas, incluso si ellos pudieran lograr una distribución perfectamente uniforme de 1 lb/ft<sup>2</sup> de agente sostén en un tratamiento slickwater (ver figura 11). Esto indica que, al igual que los fracs convencionales crosslinkeados, los fracs slickwater también tienen conductividad limitada y cualquier cosa que puede ser hecha para incrementar la conductividad de fractura debería incrementar la producción.

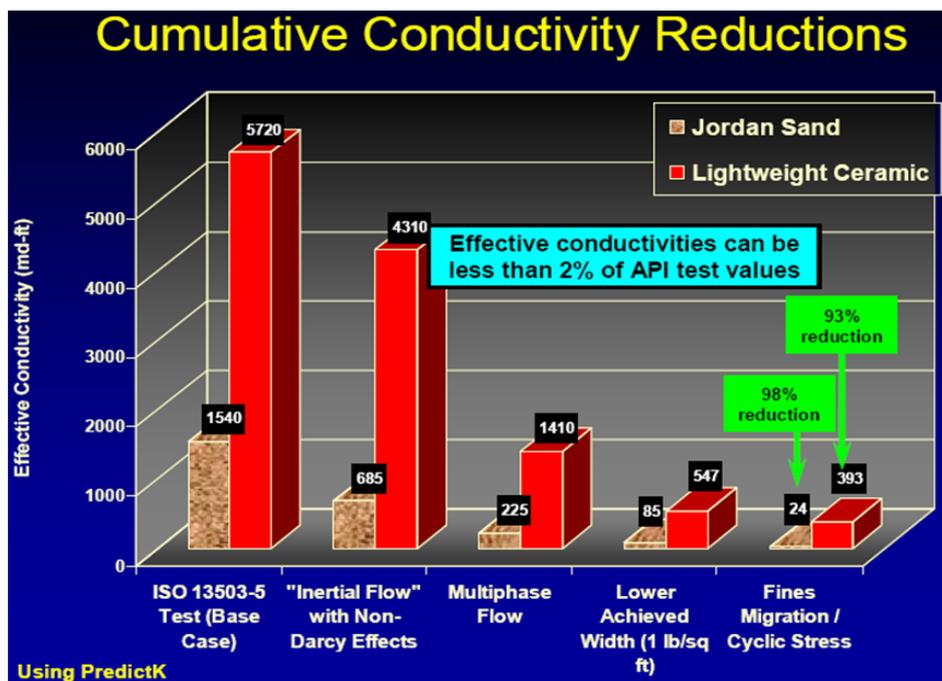


Figura 11 Reducciones de la conductividad acumulada después de contar con las condiciones reales de esfuerzo de cierre a 6 000 psi (adaptado de SPE 106301)

*Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers*

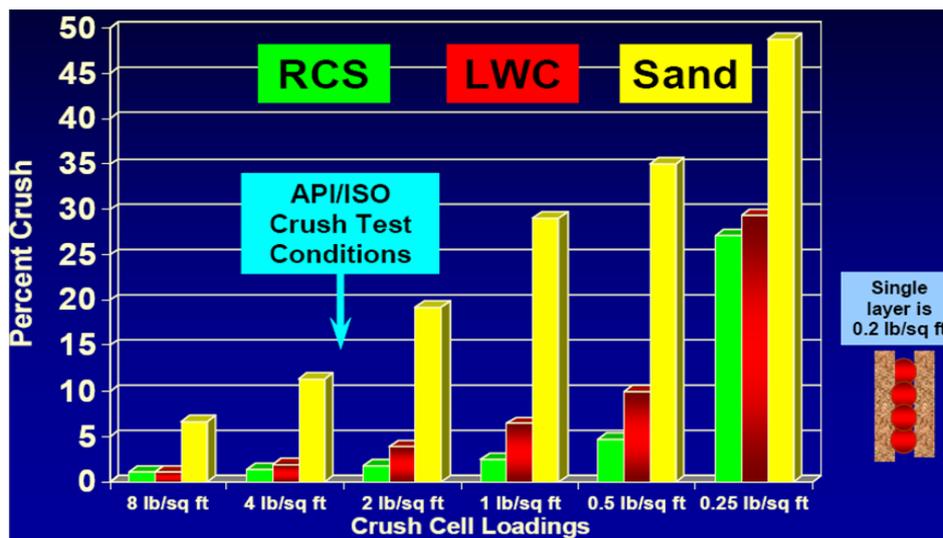
El área de superficie de la fractura se incrementa cuando la complejidad se incrementa, la cual puede resultar en la distribución de agente sostén sobre un área mucho más grande comparada a una simple, plano de fractura sencillo (figura 4). La conductividad de las fracturas sostenidas ha sido extensivamente estudiada, especialmente para concentraciones más altas de agente sostén en la fractura. Sin embargo, hay menos entendimiento del arreglo de partícula actual y la correspondiente conductividad de una monocapa parcial.

La conductividad de las fracturas parcialmente sostenidas y no sostenidas es mucho más difícil determinar sin las descripciones precisas de la cara de fractura y las asperezas. La importancia de la conductividad para una fractura monocapa parcial y no sostenida ha sido enfatizada con la re-introducción de los fracturamientos slickwater, donde concentraciones muy bajas de agente sostén son bombeadas.

### **2.5-6\_1 Monocapas parciales y aplastamiento**

El concepto de monocapas parciales no es nuevo. Darin y Huitt introdujeron el concepto en 1959, mostrando que por reducir la concentración del agente sostén a una capa parcial de agente sostén, uno podría lograr una conductividad superior debido a la “porosidad abierta” entre los granos escasamente organizados. Sin embargo, Anderson, Cooke y Wendorff consideraron el concepto sin éxito, indicando varias razones para su fracaso incluyendo ***la falta de capacidad para obtener cobertura uniforme y completa de la fractura con una monocapa, revestimiento parcial del agente sostén en las paredes de la fractura, flujo no Darcy en la fractura muy delgada creada en esta manera, e insuficiente resistencia del agente sostén para soportar la carga.*** Sin embargo, asumiendo que uno podría colocar efectivamente una monocapa parcial, el tema de revestimiento y resistencia del agente sostén todavía quedan.

Howard y Fast notaron que los beneficios de las monocapas parciales son enormemente disminuidos cuando el revestimiento y/o esfuerzo se incrementan, y la resistencia del agente sostén decrece. Por ejemplo, la arena 20/40 muestra tener limitado éxito en una posición monocapa parcial cuando el esfuerzo de la formación excede los 4 000 psi. La razón principal de esto son los tremendos esfuerzos que son ejercidos sobre los granos individuales del agente sostén cuando la concentración del agente sostén decrece. La prueba de laboratorio confirma que cuando la carga del agente sostén decrece, el “valor de aplaste” se incrementa; además, el daño del agente sostén incrementa tremendamente en la baja concentración del agente sostén (ver figura 12).



**Figura 12** Valores de aplaste a 6 000 psi de tres agentes sostén comunes 20/40 a varias concentraciones

RCS: Resin Coated Sand (arena revestida de resina)  
 LWC: Lightweight Ceramic (cerámica ligera)  
 Sand: Arena blanca

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

Las pruebas de aplastamiento Standard ISO son generalmente ejecutadas en el volumen equivalente de 4 lb/ft<sup>2</sup>, o agente sostén de aproximadamente ½ inch (pulgada) se empaque. En muchos reservorios, las concentraciones de agente sostén raramente exceden 1,5 lb/ft<sup>2</sup>, y frecuentemente están por debajo de 1lb/ft<sup>2</sup>.

Nótese en la figura 12 que el valor de aplaste puede fácilmente doblarse o incluso triplicarse cuando va de 4 lb/ft<sup>2</sup> a 1 lb/ft<sup>2</sup>. Además, una monocapa llena para estos agentes sostén sería a una carga equivalente de aproximadamente 0,2 lb/ft<sup>2</sup>. En esta carga y 6 000 psi, una arena 20/40 va a tener más de 50 % de aplaste, e incluso las arenas revestidas de resina 20/40 y cerámicas ligeras 20/40 van a exceder el 30 % de aplaste. En el caso de la monocapa más sencillamente arreglada, la concentración de esfuerzo sobre cada grano sería incluso mayor, llevando al esfuerzo tremendo en los granos individuales.

Ahora, la conductividad de las fracturas parcialmente sostenidas y no sostenidas han sido estudiadas en el laboratorio por Fredd *et al.*, proporcionando

información importante para el diseño de fractura. Hay muy pocas mediciones directas de campo de la conductividad de fractura no sostenida para confirmar los resultados de laboratorio presentados por Fredd, pero los resultados de la presión Build up pre-fractura y post-fractura de una estimulación de CO<sub>2</sub> puro en el campo Ozona (en el Golfo de México) indicó una conductividad de fractura no sostenida de 0,6 md-ft (esfuerzo de cierre de 5 500 psi y  $E = 5 \times 10^6$  psi), la cual es consistente con los resultados de laboratorio de Fredd. El modelamiento de reservorio en el Barnett Shale ha indicado la conductividad para las fracturas parcialmente sostenidas y no sostenidas que podrían ser de 1 md-ft a 5 md-ft (esfuerzo de cierre de 4 500 psi y  $E = 6 \times 10^6$  psi), también dentro del rango predicho usando la data de Fredd.

A pesar que intentar extrapolar data tan limitada que muestra un amplio rango de incertidumbre es problemático, el intento es proporcionar una relación general para aproximar la conductividad de fractura para fracturas no sostenidas. Fredd proporciona resultados experimentales, pero el trabajo previo de Walsh y otros puso la base teórica para el comportamiento esperado de la fractura, particularmente con respecto al esfuerzo.

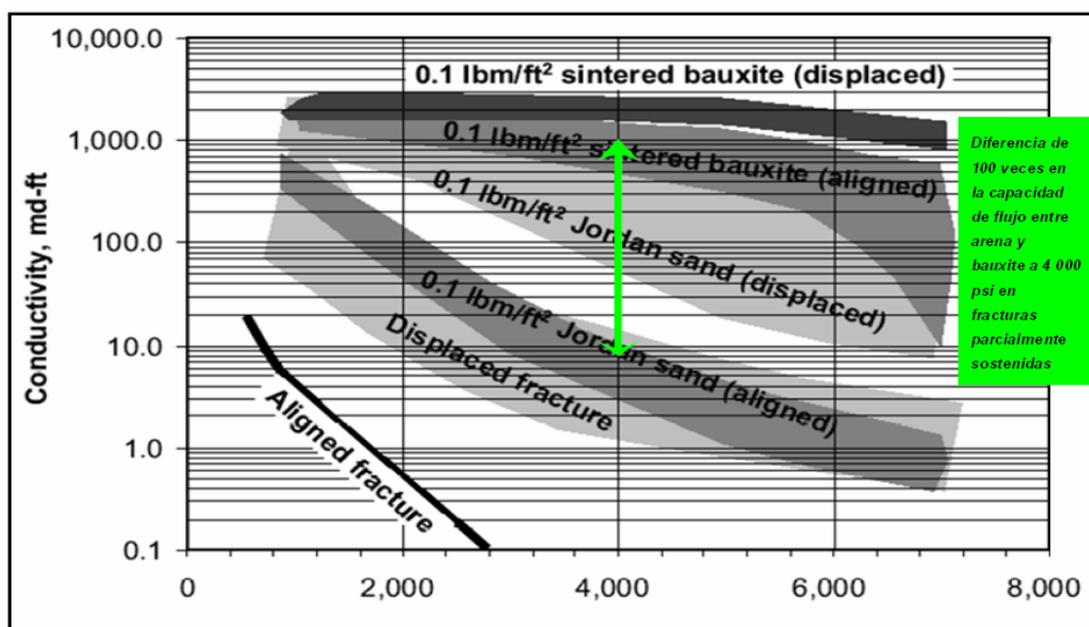


Figura 13 Conductividad de fractura para fracturas parcialmente sostenidas y no sostenidas (Fredd et al.)

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

Conociendo la data de Fredd (figura 13) y volviendo a enfocarnos en la prueba de aplastamiento Standard ISO de la figura 12, como uno se esperaría, esta tremenda concentración de esfuerzo también significa que el beneficio de un agente sostén de mayor resistencia es aparente en presión de cierre menor que el tradicionalmente considerado. De hecho, la diferencia de magnitud en la conductividad de una arena Bauxita y una arena blanca puede ser del orden 2 a esfuerzos por debajo de 4 000 psi cuando se arregló en concentraciones monocapas parciales (ver figura 13). Por lo tanto, se debería tener mucho cuidado al seleccionar los agentes sostén para usar el diseños de monocapas parciales.

## 2.5-6\_2 Escenarios

Una consideración adicional cuando se evalúan tratamientos slickwater es la relación incierta entre el arreglo deposicional del agente sostén y la conductividad resultante en sistemas de fracturas altamente complejas. Hay tres escenarios que describen los varios arreglos del agente sostén que puede ser logrado en fracturamientos slickwater.

- El primero (figura 14a) puede ser caracterizado por una vertical, plano de fractura por medio del cual el agente sostén es transportado hacia abajo de la fractura vía fluidización y sedimentación, y rápidamente cae al fondo de la fractura, llenando alguna altura de empaque en equilibrio.

En este caso, al final del bombeo la fractura sin soporte encima del empaque de agente sostén se cierra, con el potencial de un arco como espacio vacío en el tope de la fractura. Este escenario puede ser más común en superficies relativamente planas, fracturas menos complejas, o a lo mejor en una “fractura principal”, proporcionando la ruta de flujo principal al wellbore.

- Un segundo escenario (figura 14b) puede describir más precisamente una fractura vertical la cual no es plana o simple. En este caso hay un complejo set de pilares, puntos de contacto (pinchpoints) y espacios vacíos creados; el agente sostén es transportado vía el mismo mecanismo de sedimentación y fluidización, pero en este caso el agente sostén cae hasta que éste quede “colgado” en los nodos e irregularidades de la cara de la fractura. En este caso hay probablemente un sistema complejo de arcos y espacios vacíos interconectados con los empaques de agente sostén.
- El tercer escenario describe un sistema monocapa parcial (figura 14c). Como se indicó previamente, este escenario parece plausible cuando se usa agentes sostén

relativamente capaces de flotar, o a lo mejor cuando los granos del agente sostén son forzados dentro de fisuras y fracturas extremadamente angostas.

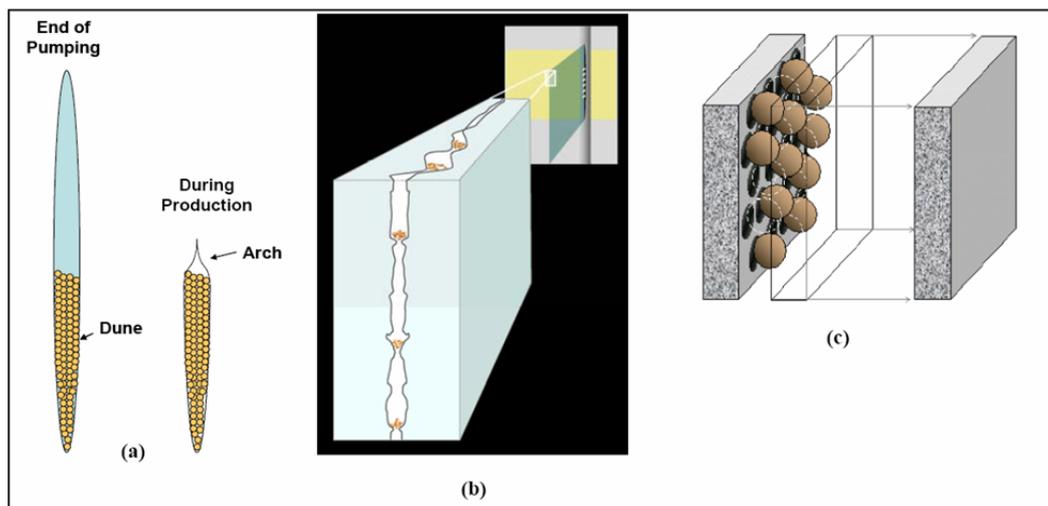


Figura 14 Tres posibles arreglos del agente sostén dentro de la fractura (el dibujo "c" fue tomado de SPE 90698)

Fuente: SPE 115766, © 2008 Society of Petroleum Engineers

En realidad, los fracturamientos slickwater actuales, particularmente aquellos en gas shales (lutitas de gas), son probablemente combinaciones complejas de los tres escenarios.

### 2.5-7 Evaluación de estudios

Numerosos papers han sido publicados direccionando la evaluación de los tratamientos de fractura en **arenas de gas con baja permeabilidad** en las últimas décadas. Mayerhofer *et al.* compararon el performance de producción anticipada de pozos fracturados con agua y pozos fracturados con gel. Ellos concluyeron que la producción de gas de pozos fracturados con agua era equivalente a la producción de gas de pozos fracturados con gel, y porque los tratamientos de fracturamiento

slickwater cuestan aproximadamente la mitad de todos los tratamientos de fracturamiento con gel, que los slickwater tienen prevista la mejor economía.

Mayerhofer y Meehan también realizaron una comparación estadística usando los primeros 6 meses de la producción acumulada de gas para aproximadamente 90 pozos. Ellos concluyeron que, en general, los tratamientos de fracturamiento slickwater se desempeñan al menos tan bien como los tratamientos de fracturamiento con gel, y sustancialmente a costos más bajos. Ellos también mencionaron que el eventual rendimiento de producción puede ser únicamente evaluado después de varios años de producción. Usando la data de producción anticipada se hace difícil evaluar la calidad de la fractura, porque ellos no tuvieron ninguna data de pruebas Build up de pre-frac y post-frac para analizar.

England *et al.* usaron diagnósticos especializados, ajustes históricos, y análisis de curva tipo de producción para aproximadamente 100 pozos completados en las arenas de la formación Cotton Valley para mirar los pozos fracturados con gel versus los pozos fracturados con agua. Ellos usaron producción diaria y data de presión para todos los pozos. Los pozos fracturados con agua resultaron en similar performance de producción que los pozos fracturados con gel cuando se compararon en base a la producción acumulada de gas de un año sin dar alguna compensación para diferenciar la presión de tubing fluyente, presión de reservorio inicial, y diferencias en calidad de reservorio. Estos resultados soportan la creencia general que los pozos fracturados con agua producen casi igual a los pozos fracturados con gel a costos más bajos. Sin embargo, cuando normalizaron la data para compensar las diferencias de calidad del reservorio y presión de tubing fluyente, **el pozo fracturado con gel promedio produjo más gas que el pozo fracturado con agua promedio.**

A final de 1990, un consorcio de operadores del Este de Texas condujo un estudio de microsísmica para evaluar el crecimiento de la fractura hidráulica de los tratamientos de fractura con gel y los tratamientos de fractura con agua. Mayerhofer *et al.* reportaron que las longitudes de fractura creadas más largas fueron observadas en los tratamientos de fractura con gel comparados con los tratamientos de fractura con agua. Los resultados de análisis de presión Build up mostraron creación de fracturas muy cortas y fracturas de baja conductividad para los tratamientos de fractura con agua. Ellos concluyeron que el mejor pozo de ejecución es el pozo fracturado con gel, mientras que los pozos fracturados con agua estuvieron produciendo a un rate sustancialmente menor.

Fredd *et al.* dirigieron una serie de experimentos de laboratorio en cores fracturados de las arenas Cotton Valley en la cuenca East Texas. El estudio mostró que el desplazamiento de corte es esencial para las asperezas de la superficie para proporcionar ancho de fractura residual y conductividad suficiente en la ausencia de agente sostén. La conductividad dominada de aspereza depende de las propiedades de la formación y es difícil predecir. Ellos concluyeron que la alta resistencia del agente sostén puede ser usado para proporcionar mayores conductividades para los tratamientos de fractura con agua.

Rushing y Sullivan presentaron una comparación entre los fracturamientos slickwater y fracturamientos híbridos. Ellos concluyeron que los fracturamientos híbridos generan longitudes de fractura efectiva más largas que los fracturamientos slickwater convencionales. Bombear mayores concentraciones de agente sostén en fracturamientos slickwater convencionales no lleva a fracturas más largas y conductivas debido al asentamiento del agente sostén. La conductividad efectiva para fracturamientos híbridos no fue consistentemente mayor que los fracturamientos slickwater.

Griffin *et al.* presentaron resultados de mapas microsísmicos para dos fracs slickwater y un frac híbrido en la formación Bossier (cuenca East Texas). Las fracturas mayormente fueron contenidas en las arenas. Las orientaciones de fractura principalmente fueron Este-Oeste para todos los tres tratamientos que ellos reportaron.

### **2.5-8 Fracturamiento en Bossier**

La Anadarko Petroleum Corporation es el mayor operador activo en la formación Bossier (**reservorio de gas de baja permeabilidad**). Todos los pozos productores perforados en la actividad de la formación Bossier son fracturados hidráulicamente. El desarrollo de los procedimientos de fracturamiento óptimo, por lo tanto, tiene un gran impacto sobre las viabilidades económicas a largo plazo de las actividades.

Anadarko ha probado cinco métodos de fracturamiento diferentes a fin de desarrollar una estrategia de tratamiento efectiva.

- **Tipo I:** Los tratamientos de fractura tipo I involucraron estimular los pozos con tratamientos de gel crosslinkeado convencional y arena. En promedio, estos pozos produjeron 12 000 pies cúbicos de gas por día por cada pie de net pay durante los primeros 6 meses en línea. Estos trabajos fueron caros, cayendo en un rango de USD 200 000 hasta USD 350 000. Un método de costo menor fue entonces buscado.
- **Tipo II:** Los tratamientos de fractura tipo II fueron slickwater fracs sin agente sostén. El rate de producción para estos pozos fue mayor para el primer mes y

más tarde los rates cayeron significativamente cuando la fractura comenzó a cerrarse. Sin embargo estos tratamientos fueron baratos, en el rango de USD 50 000 a USD 100 000 cada uno; y por lo tanto, mejoró la economía del pozo significativamente.

- **Tipo III:** Los trabajos de fracturamiento tipo III fueron slickwater fracs con arena de mesh 20/40 usado como agente sostén. Los costos de estos fracturamientos estuvieron entre los USD 100 000 y USD 150 000 cada uno y los rates de producción para los pozos incrementaron.
- **Tipo IV:** Los trabajos tipo IV involucran bombear agua con arena de mesh 40/70 como agente sostén. El tratamiento involucró bombear agente sostén y slickwater en etapas alternadas. Típicamente, 200 000 libras de arena fue bombeado en estos tipos de tratamiento y ellos costaron aproximadamente lo mismo o ligeramente más que los trabajos tipo III. Los rates de producción para estos tratamientos fueron significativamente mayor que el resto. Estos pozos tuvieron rates de producción a largo plazo de aproximadamente 16 000 pies cúbicos de gas por día por pie de net pay.
- **Tipo V:** Los tratamientos tipo V son fracturamientos híbridos. En estos tratamientos de fractura, el slickwater es bombeado primero para generar la longitud, ésto es seguido por un pad de gel crosslinkeado y luego por la etapa del agente sostén con arena de mesh 20/40 con gel crosslinkeado. El costo para estos trabajos típicamente en el rango de USD 175 000 a USD 225 000. Estos pozos tienen rates de producción de aproximadamente 18 000 pies cúbicos de gas por día por pie de net pay.

**Nota:** Esta es una investigación publicada en septiembre de 2004, así que los valores de costos y rate de producción están basados en ese año.

La figura 15 muestra las respuestas de los pozos a cada tipo de tratamiento ejecutados en la formación de gas de baja permeabilidad Bossier, de donde se puede apreciar que para este tipo de reservorios la respuesta de producción para los trabajos de fractura slickwater proporcionar mejores resultados que los trabajos de fractura convencional crosslinkado; lo que demuestra que el tratamiento slickwater ofrece mayores ventajas al momento de evaluar los resultados en comparación a su contraparte del tratamiento convencional crosslinkado.

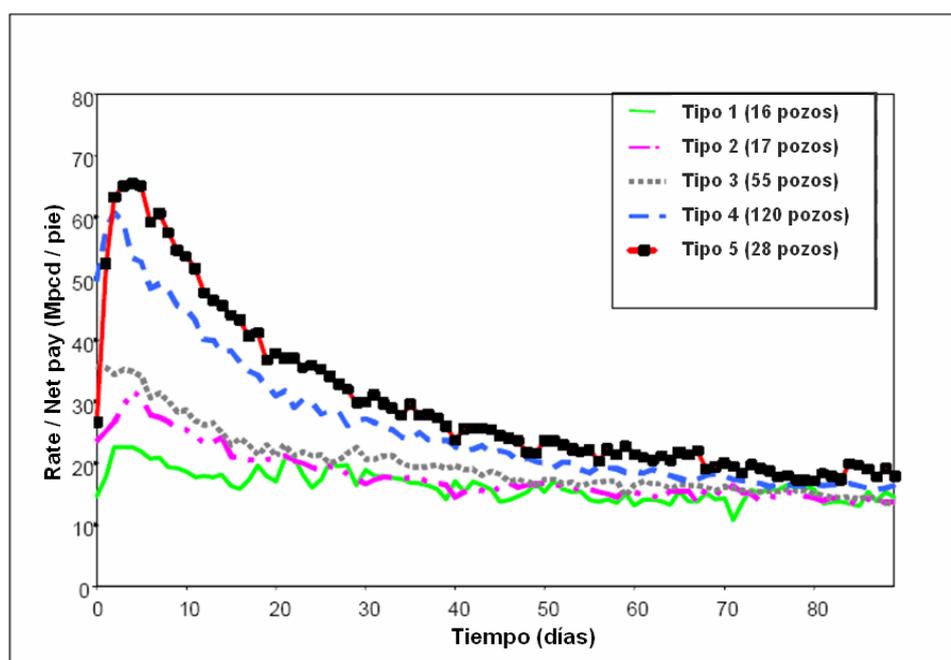


Figura 15 Diferentes tipos de tratamiento de fractura bombeados en la formación Bossier

*Fuente: Advanced fracturing technology for tight gas: An East Texas field demonstration, © 2005 The University of Texas at Austin*

## 2.6 Análisis del incremento del índice de productividad

La comparación de índices de productividad de un pozo después y antes del fracturamiento es una medida simple y conveniente del éxito del tratamiento. La

comparación de índices de productividad es más significativa que la comparación de rates de producción porque el rate está relacionado al drawdown impuesta, y el drawdown de presión en un pozo antes y después del fracturamiento puede cambiar dramáticamente. En contraste, el índice de productividad, el ratio del rate y el drawdown de presión, es influenciado más directamente por las propiedades de formación y completación.

Para un pozo de petróleo, el índice de productividad,  $J$ , está definido como:

$$J = \frac{q_o}{(p - p_{wf})}$$

### 2.6-1 Ratio de índice de productividad

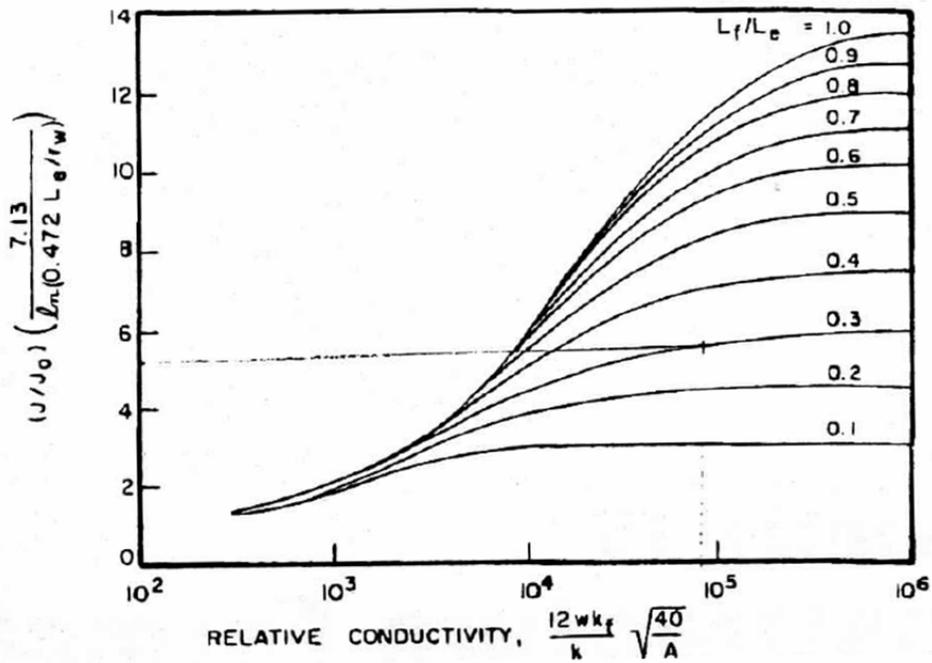
Para ambos pozos, petróleo y gas, el efecto de fracturamiento puede ser representado convenientemente como el ratio de índice de productividad después y antes del fracturamiento,  $J/J_o$ . Los métodos ampliamente usados para calcular fueron desarrollados por Prats, Tinsley *et al.*, y McGuire y Sikora para pozos en estado estable o pseudoestable. Las formaciones de baja permeabilidad con largas fracturas requieren meses o años de producción de rate constante para lograr el estado pseudoestable. El estado estable es logrado únicamente después de similares periodos largos de producción de rate constante. Adicionalmente, la presión constante es requerida en el límite del drenaje de un pozo, la cual es una aproximación conveniente para resolver las ecuaciones, pero poco posible a ser logrado en la práctica. También, muchos pozos son producidos a condiciones de producción más cercanamente aproximada a la presión de fondo (BHP) constante que a rate

constante, y los métodos de cálculo basados en las técnicas de rate constante se convierten incluso más aproximados.

Ahora, de los métodos para calcular el ratio de índice de productividad, el que más se ajusta a las condiciones de nuestro pozo a ser tratado con fracturamiento slickwater es el desarrollado por Holditch, que es una modificación de la correlación de McGuire y Sikora (cuadro McGuire – Sikora).

### **2.6-2 Cuadro de McGuire - Sikora**

McGuire y Sikora desarrollaron un cuadro (ver el siguiente cuadro) para estimar el cambio del ratio de índice de productividad como un resultado del fracturamiento. En algunas formas, las suposiciones sobre las cuales este cuadro están basadas (usando un estudio análogo eléctrico) a que modelen más cercanamente las condiciones de campo actuales. Este cuadro está basado en las suposiciones de flujo de estado pseudoestable (producción de rate constante sin flujo a través del límite exterior), área de drenaje cuadrado, flujo de fluido compresible, y una fractura sostenida en todo el intervalo productivo entero. Los ratios de índice de productividad para la producción de presión de fondo constante estabilizada es esencialmente la misma que para el flujo de estado pseudoestable.



Correlación de McGuire y Sikora del incremento en la productividad del fracturamiento

*Fuente: Recent advances in hydraulic fracturing, © 1989 Society of Petroleum Engineers*

La abscisa en el cuadro de de McGuire – Sikora la conductividad relativa.

$$\frac{12wk_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}}$$

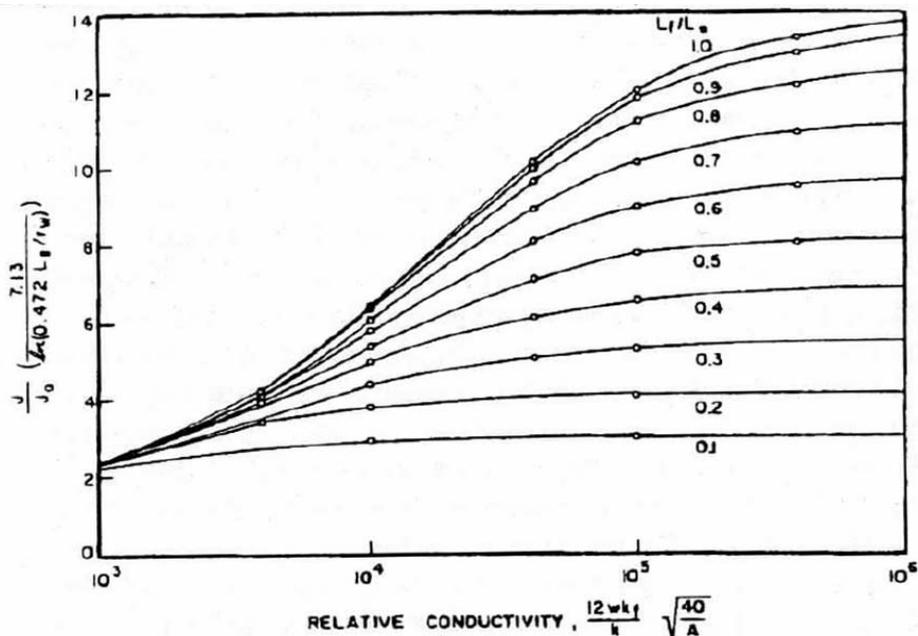
Y la ordenada es un incremento de conductividad escalada.

$$\frac{J}{J_0} \left[ \frac{7,13}{\ln\left(0,472 \frac{L_e}{r_w}\right)} \right]$$

Los factores de escala son requeridos para transformar los resultados de los experimentos de McGuire y Sikora de 40 acres [16 ha] de área de drenaje y  $L_e/r_w$  de

2 640, modelado al área de drenaje y  $L_e/r_w$  para la situación del campo que está siendo analizado.

Posteriormente a este trabajo, Holditch simuló el rendimiento del pozo de fractura con un moderno simulador de reservorio de diferencia finita y correlacionó sus resultados como lo hicieron McGuire y Sikora. Él hizo las mismas suposiciones: un pozo centrado en un reservorio cuadrado sin flujo en los límites exteriores, flujo de líquidos ligeramente compresibles, fractura sostenida en todo el intervalo de producción, y flujo de estado pseudoestable. Los resultados de Holditch (ver siguiente figura), en general, confirman aquellas de McGuire y Sikora, a pesar que hay alguna diferencia en detalle. Donde los resultados difieren son aquellas del simulador de diferencia finita que son más precisas.



Modificación de Holditch de la correlación de McGuire y Sikora del incremento en la productividad del fracturamiento

Fuente: *Recent advances in hydraulic fracturing*, © 1989 Society of Petroleum Engineers

La aplicación de la modificación de Holditch del cuadro de McGuire – Sikora requiere los siguientes datos:

$L_f$ : Mitad de la longitud de fractura, ft [m].

$w$ : Ancho de fractura, ft [m].

$k_f$ : Permeabilidad de fractura sostenida, md.

$k$ : Permeabilidad efectiva de formación, md.

$A$ : Área de drenaje (cuadrado), ft<sup>2</sup> [m<sup>2</sup>].

$L_e$ : Mitad del lado del cuadrado de área de drenaje, ft [m].

$r_w$ : Radio del pozo, ft [m].

## Capítulo 3

### ESTUDIO DEL AREA

En este capítulo se va a describir brevemente el estudio geológico y geomecánico del área petrolera en la cual se encuentra el pozo piloto escogido para aplicar el método de fracturamiento slickwater.

#### 3.1 Estudio geológico

La información preliminar de la geología del yacimiento Field\_1 - cuenca Talara se obtuvo mediante el mapeo estructural, el cual está soportado por sísmica 2D y 3D. Ahora, la verificación de esta información geológica se obtuvo al perforar el pozo exploratorio Well-1, pero el fin de nuestro estudio se centra en confirmar investigaciones ya realizadas que determinan a la formación Amotape como un reservorio naturalmente fracturado.

La **Formación Amotape** originalmente es una roca constituida de lutita marina y arenisca con bandas de calcita (limestone). Las rocas ígneas, las cuales en áreas restringidas las convierten a filitas, localmente se han entrometido en estas areniscas,

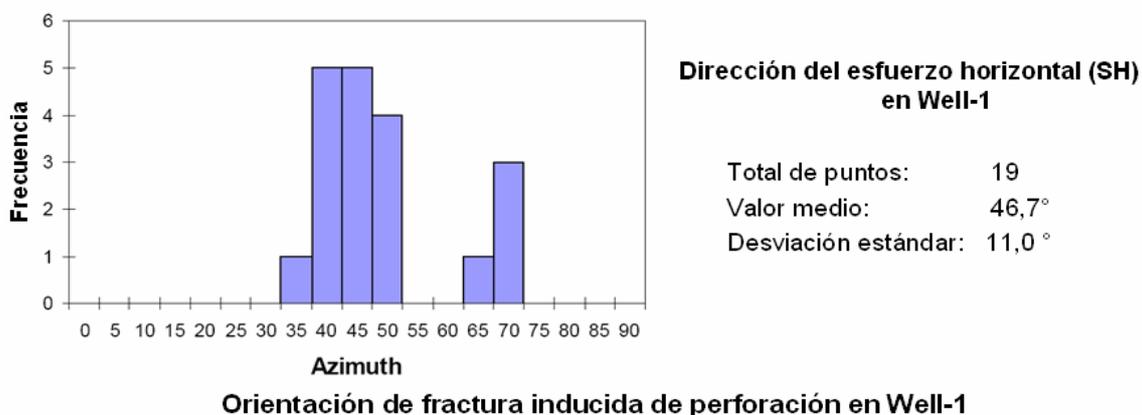
lutitas, cuarcitas y areniscas cuarcíticas, que muestran marcados contactos de metamorfismo en ciertas localidades.

Analizando la descripción geológica y la información necesaria para este fin, podemos decir que la formación Amotape está constituida básicamente por cuarcitas y filitas, lo que muestra que son rocas ígneas que no tienen porosidad matriz. Pero sabemos que en este tipo de reservorio hay presencia de fluido; por lo tanto, esta acumulación de fluido se encuentra en las fracturas naturales. Además, la presencia de estas fracturas se puede corroborar con la interpretación de los registros de imagen y los sónicos scanner. En consecuencia, podemos concluir que la formación Amotape es un **Reservorio Naturalmente Fracturado**.

En el mapa estructural (información confidencial) del tope de la formación Amotape del área Field\_1, se observa los bloques separados por fallas que se generaron por efectos tectónicos; además, se infiere que la roca reservorio está situada en una trampa estructural anticlinal por la forma en que están distribuidas las profundidades en el mapa estructural.

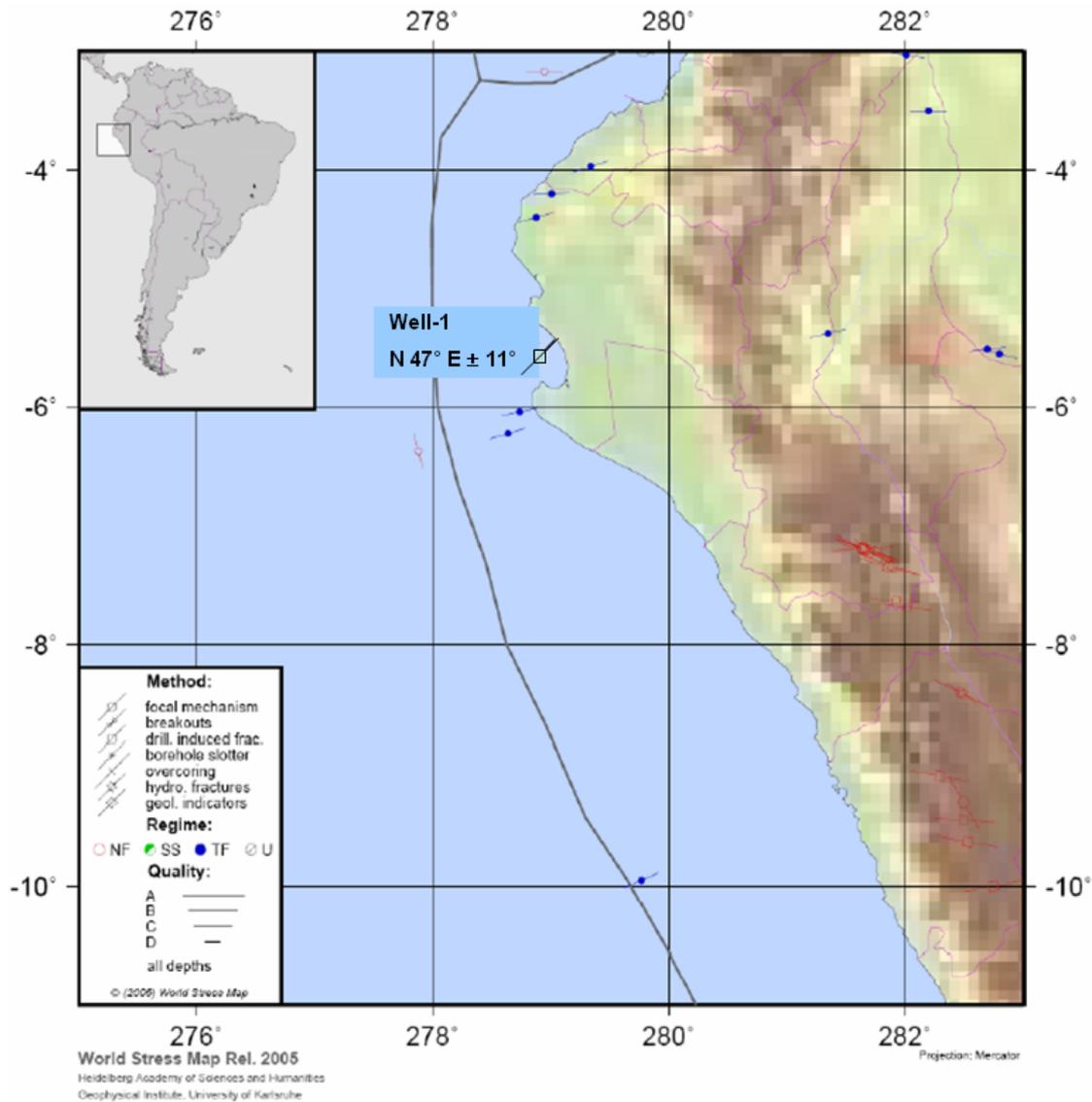
### **3.2 Estudio geomecánico**

El pozo Well-1 es un pozo vertical, donde un gran número de fracturas inducidas de perforación y una ruptura posible o esfuerzo relacionado a falla fue observado. El análisis estadístico de la dirección de fracturas inducidas de perforación en Well-1 indica una dirección del esfuerzo horizontal máximo hacia N 47° E  $\pm$  11°. La única ruptura observada fue orientada hacia N 79° E, una orientación incompatible con las fracturas inducidas de perforación.



La complejidad estructural evidenciada por las numerosas fallas identificadas en el área de Field\_1 como se observa en el mapa estructural, introduce un nuevo argumento indicando la posibilidad que la dirección del esfuerzo varía a lo largo del campo, dependiendo del régimen tectónico y la interacción entre las diferentes fallas y los bloques estructurales.

La dirección del esfuerzo horizontal máximo regional para el área de Field\_1 es hacia N 70° E aproximadamente (mapa mundial de esfuerzo; Reinecker *et al.*, 2005). La siguiente figura presenta los indicadores de dirección del esfuerzo regional de la parte de Sudamérica que nos compete, incluyendo la dirección del esfuerzo obligado para Well-1, la cual da la apariencia de ser compatible con esta tendencia regional.



**Mapa mundial de esfuerzo y dirección de esfuerzo en Well-1**

La fuerza elástica, la fuerza de roca, y los parámetros de compresibilidad de fractura fueron derivados para los pozos Well-2 y Well-5, a lo largo de la sección del reservorio Amotape. Los aportes principales usados son los registros petrofísicos y openhole, procesamiento de Imagen sónica bipolar de cizallamiento (siglas en inglés DSI: Dipole shear Sonic Imager), y la interpretación de imagen del wellbore.

## Capítulo 4

### ESTUDIO DEL POZO PROPUESTO (Well-11)

La propuesta de realizar un fracturamiento hidráulico utilizando el método Slickwater en el pozo Well-11, se debió a la buena respuesta que se obtuvo después del fracturamiento hidráulico crosslinkeado en el mismo intervalo del reservorio Amotape en octubre de 2006, lo que dio indicios de mejorar la producción si se lograra extender más la longitud de fractura; y por ende, su red de fractura para contactar la mayor cantidad de zonas no intercomunicadas con acumulación de petróleo.

#### 4.1 Historia del pozo

Vamos a comenzar describiendo la información general del pozo Well-11, para luego continuar con el detalle de las características de reservorio y su vida productiva (comportamiento y workovers).

#### 4.1-1 Información general

**Ubicación** País: Perú Profundidad perforada: 7567' TVD  
 Lote: Block\_1 RKB-GL: 58'  
 Yacimiento: Field\_1 Profundidad del agua: 237'

**Clasificación** Clasificación: Pozo de desarrollo  
 Tipo de pozo: Pozo desviado  
 Objetivo: Reservorio fracturado de petróleo, Amotape  
 Resultado del pozo: Producción de petróleo  
 Estado: Pozo de petróleo en producción

#### Nivel del objetivo (tope del reservorio fracturado Amotape)

Objetivo (MD):	7012 ft	Objetivo (TVDss*):	-6563 ft
----------------	---------	--------------------	----------

(\*) TVDss: True Vertical Depth subsea (profundidad vertical verdadera submarina).

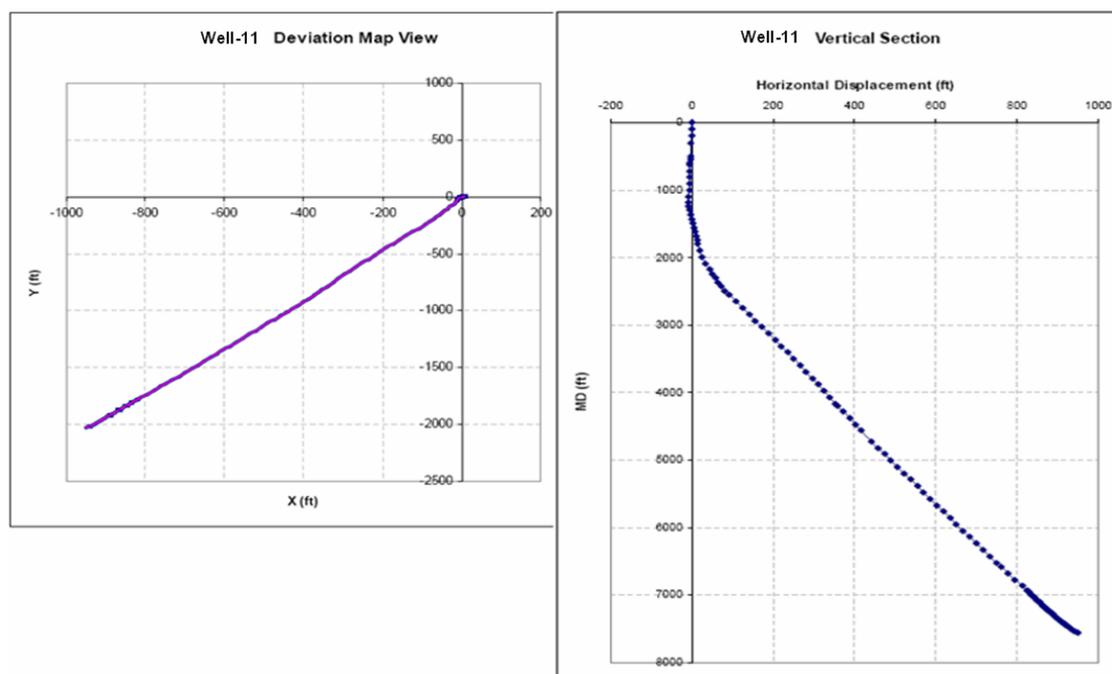
#### Profundidad y Desviación Total

Prof.Total perforada (MD):	7567 ft	Prof. Total perforada (TVDss):	-7060 ft
Formación a la Prof. Total:	Amotape	Era:	Paleozoico
Desviación en el reservorio (rango):	22,4°-31,1°		

Las secciones con diferentes casing utilizados para la cementación durante la perforación son las siguientes:

FASES DE PERFORACION					CASING		
Diámetro (in)	De (ft MD)	A (ft MD)	Tipo de lodo	Densidad (ppg)	Diámetro (in)	Tipo	Profundidad del zapato (ft MD)
22	fondo del mar	550	agua de mar	8,5	18	Conductora	550
17	550	1206	FLO-DRIL	8,6-9,5	13 3/8	Casing de superficie	1205
12 1/4	1206	4270	FLO-DRIL	10,1-10,5	9 5/8	Casing intermedio	4269
8 1/2	4270	7567	FLO-DRIL	10,5	7	Casing de producción	6959

La siguiente figura presenta una proyección vertical y una proyección horizontal del pozo Well-11 (X: Este, Y: Norte).



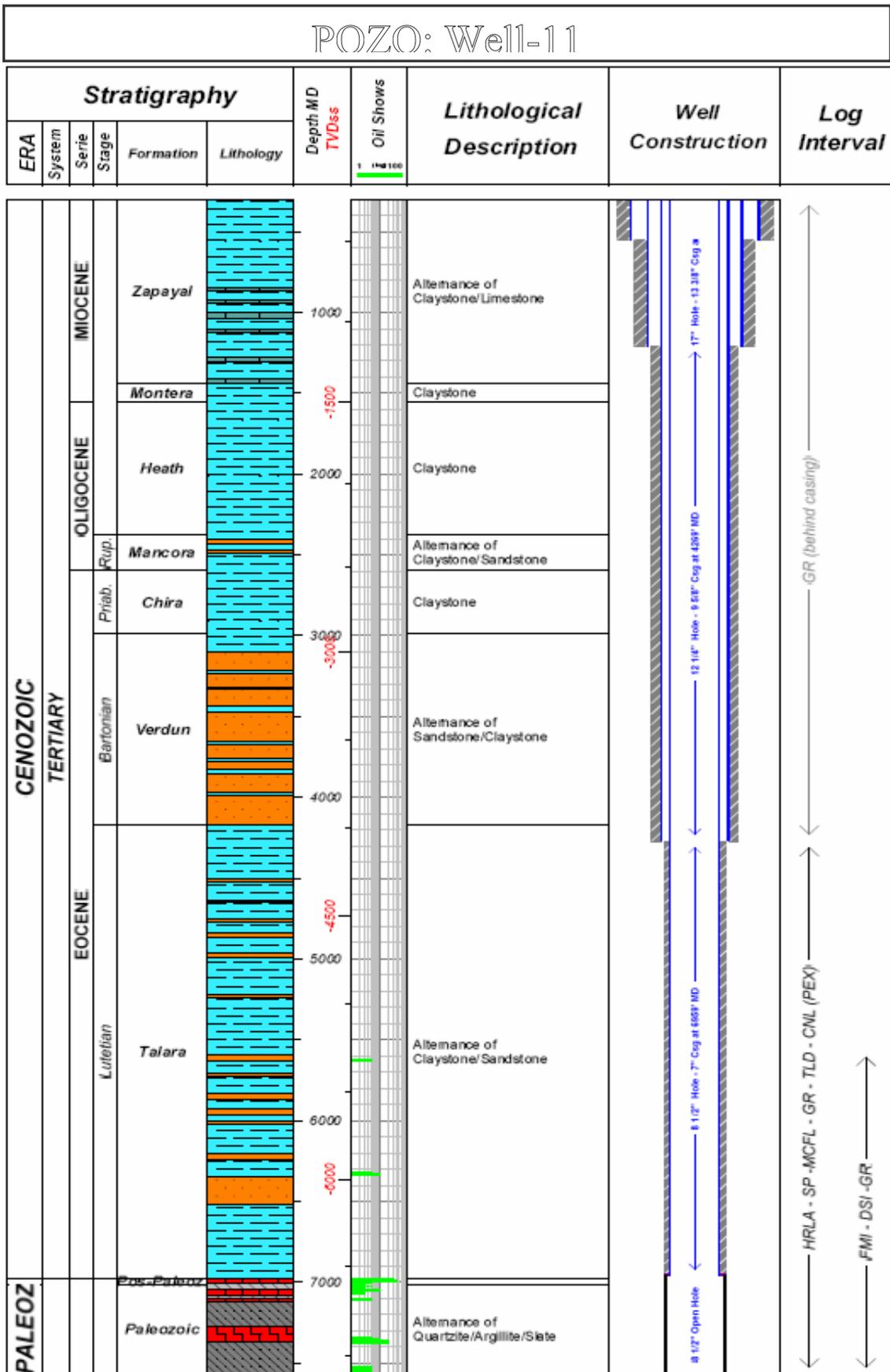
#### 4.1-2 Descripción geológica

Esta sección de la formación Amotape es comparable a los otros pozos de Field\_1. Las intercalaciones de cuarcitas/argilitas/pizarras son confirmados por tener fuerte rumbo estructural (FMI, más alto aquí  $\approx 60^\circ$ ). Las muestras de oil estuvieron presentes en la perforación. El siguiente cuadro resume las formaciones que atraviesa el pozo estudiado.

Tope de formación	PROGNOSIS (ft)			FINAL (ft)			Delta TVDss
	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDss	
Zapayal	Desde el fondo del mar			Desde el fondo del mar			0
Montera	1500	1500	-1442	1438	1438	-1380	-62
Heath	1650	1649	-1591	1557	1556	-1498	-93
Mancora	2400	2376	-2318	2373	2350	-2292	-26
Chira	2680	2635	-2577	2598	2560	-2502	-75
Verdún	3150	3065	-3007	2989	2917	-2859	-148
Talara	4250	4076	-4018	4172	4004	-3946	-72
Post-Amotape	---	---	---	6975	6586	-6528	---
Amotape	6950	6566	-6508	7012	6621	-6563	55
Profundidad total	7600	7165	-7107	7567	7118	-7060	-47

El siguiente registro nos muestra la descripción estratigráfica y litológica del pozo Well-11. Además, la configuración de la completación del pozo y de los registros que se le tomaron durante la perforación.

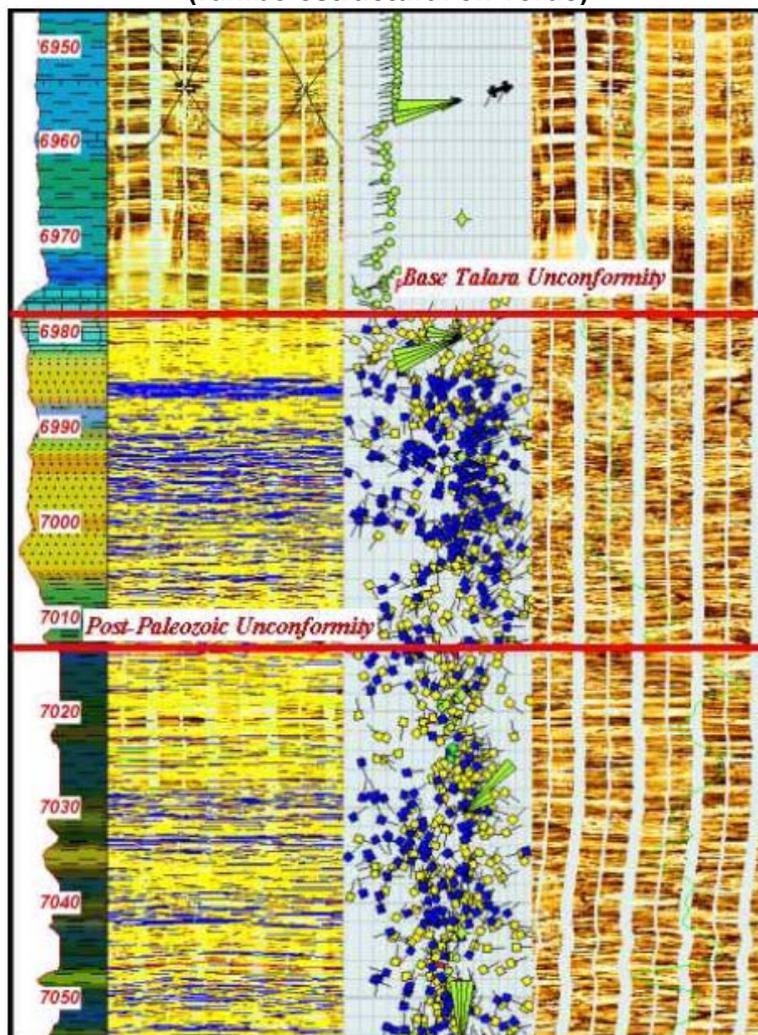
**Nota:** En la perforación de este pozo no se tomó muestra de core, y el tope del Amotape fue encontrado 24' debajo de la prognosis.



En este pozo, la presencia de la formación Post-Amotape es visible en la interpretación FMI (en la figura siguiente), mostrando una disconformidad angular a 7012' MD.

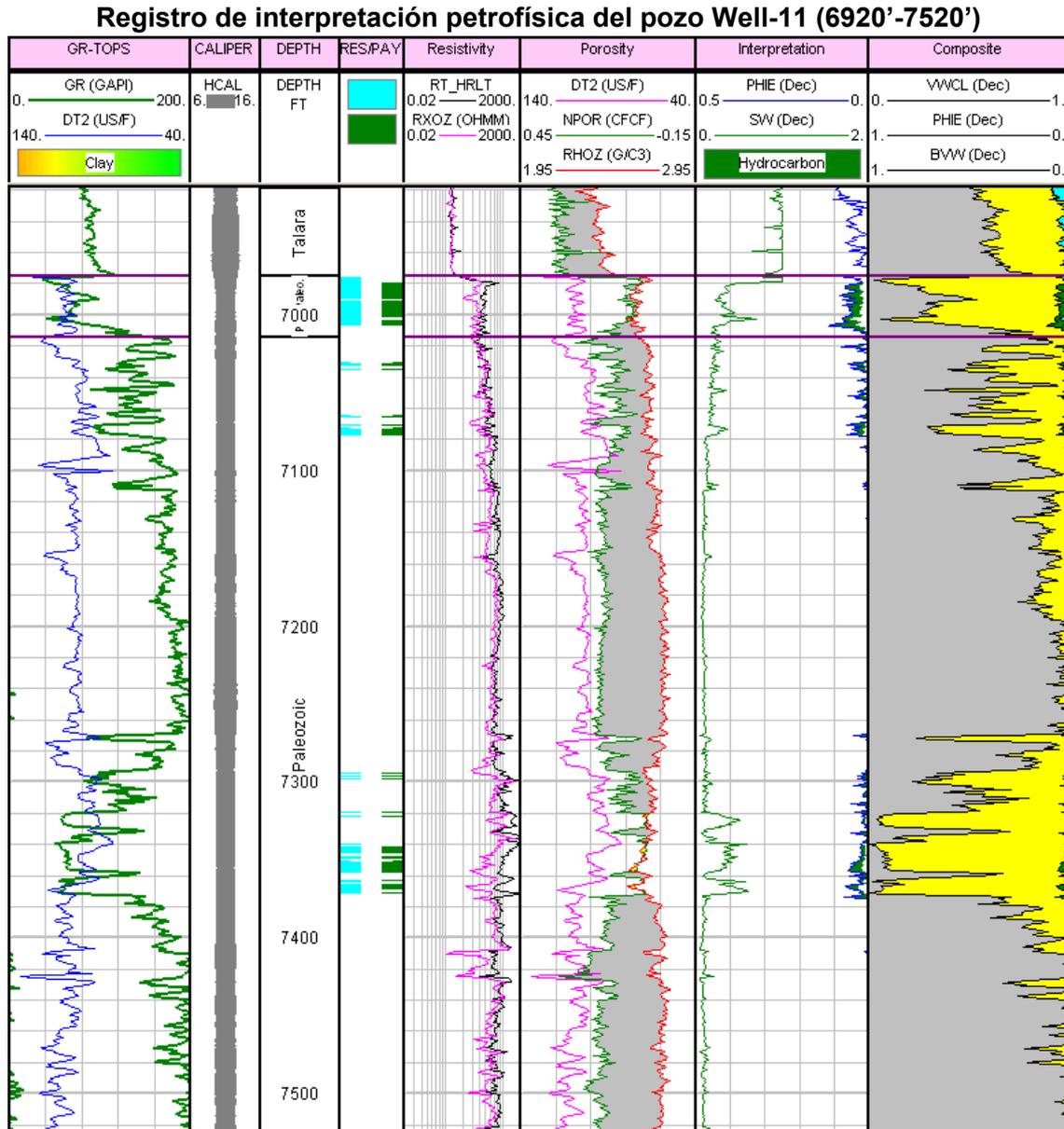
Esta formación relativamente delgada (espesor de 37') es una capa importante para entender, a fin de seguir el desarrollo del campo Field\_1.

**Interpretación del registro FMI del pozo Well-11  
(rumbo estructural en verde)**



**4.1-3 Interpretación petrofísica**

La siguiente figura muestra la interpretación petrofísica sobre los intervalos Post-Amotape (Post-Paleozoico) y Amotape (Paleozoico).



De este registro se puede observar que hay zonas marcadas con bajos valores de GR, divergencia en sus valores de resistividad corta y resistividad profunda, porosidad (RHOZ) y muestras de fluorescencia; lo que indican las mejores condiciones donde habría presencia de petróleo.

En el registro, se llega a notar que hay dos zonas con espesores relativamente grandes que tienen estas buenas condiciones. La zona menos profunda corresponde al intervalo de la formación Post-Amotape en casi toda su extensión; y la segunda zona vendría a ser el intervalo 7370'-7340' de la formación Amotape. Pero, también hay dos intervalos de espesores pequeños que presentan condiciones favorables de presencia de petróleo.

La siguiente tabla presenta el resumen de la interpretación petrofísica del pozo Well-11.

Cut offs: Vcl = 0,5 Phi = 0,02 Sw = 0,5

#### RESUMEN DEL RESERVORIO

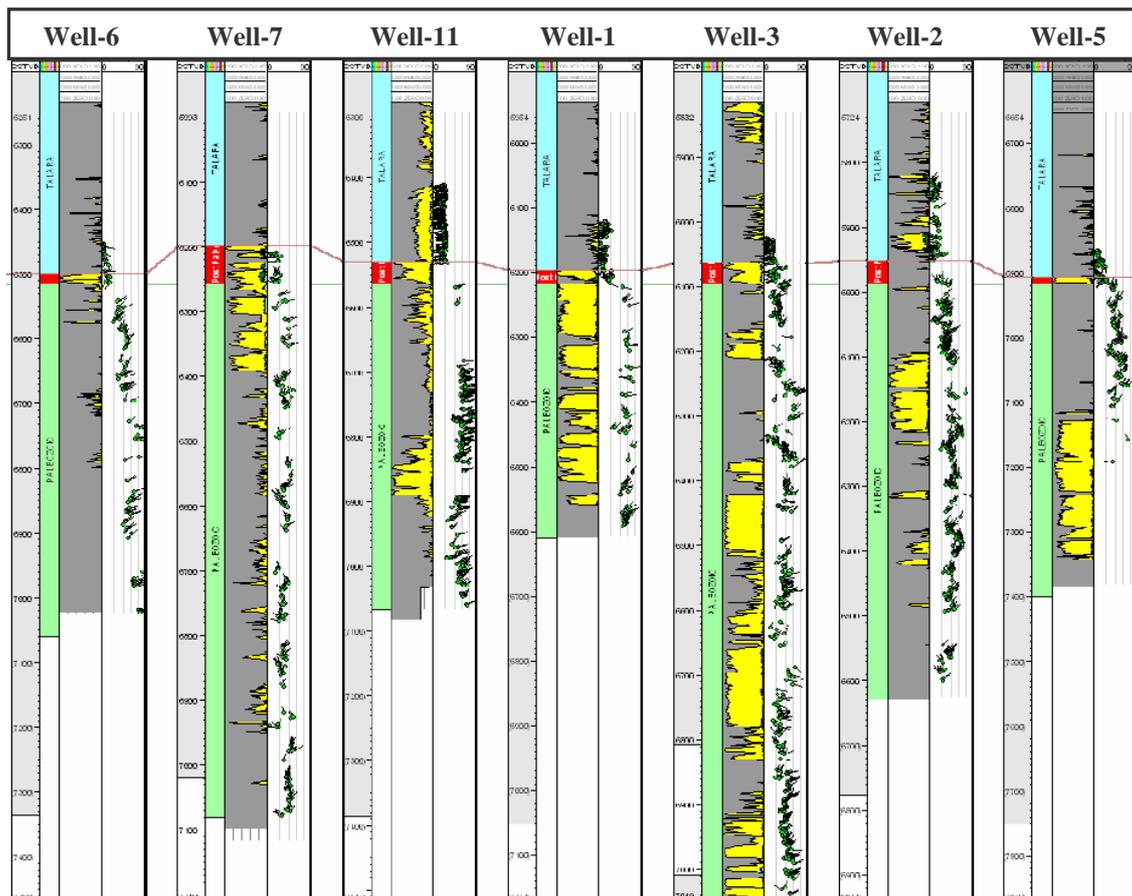
Nombre de la zona	Tope	Base	Gross	Neto	N/G	Phi prom.	Sw prom.	Vcl prom.	Phi*H	Phi*So*H
Post-Amotape	6975	7014	39	30	0,769	0,056	0,424	0,265	1,67	0,96
Amotape	7014	7534	520	38	0,073	0,039	0,306	0,201	1,47	1,02

#### RESUMEN DEL PAY

Nombre de la zona	Tope	Base	Gross	Neto	N/G	Phi prom.	Sw prom.	Vcl prom.	Phi*H	Phi*So*H
Post-Amotape	6975	7014	39	24	0,615	0,057	0,34	0,3	1,38	0,91
Amotape	7014	7534	520	34	0,065	0,04	0,283	0,22	1,36	0,98

#### 4.1-4 Elección de la formación productiva (Amotape)

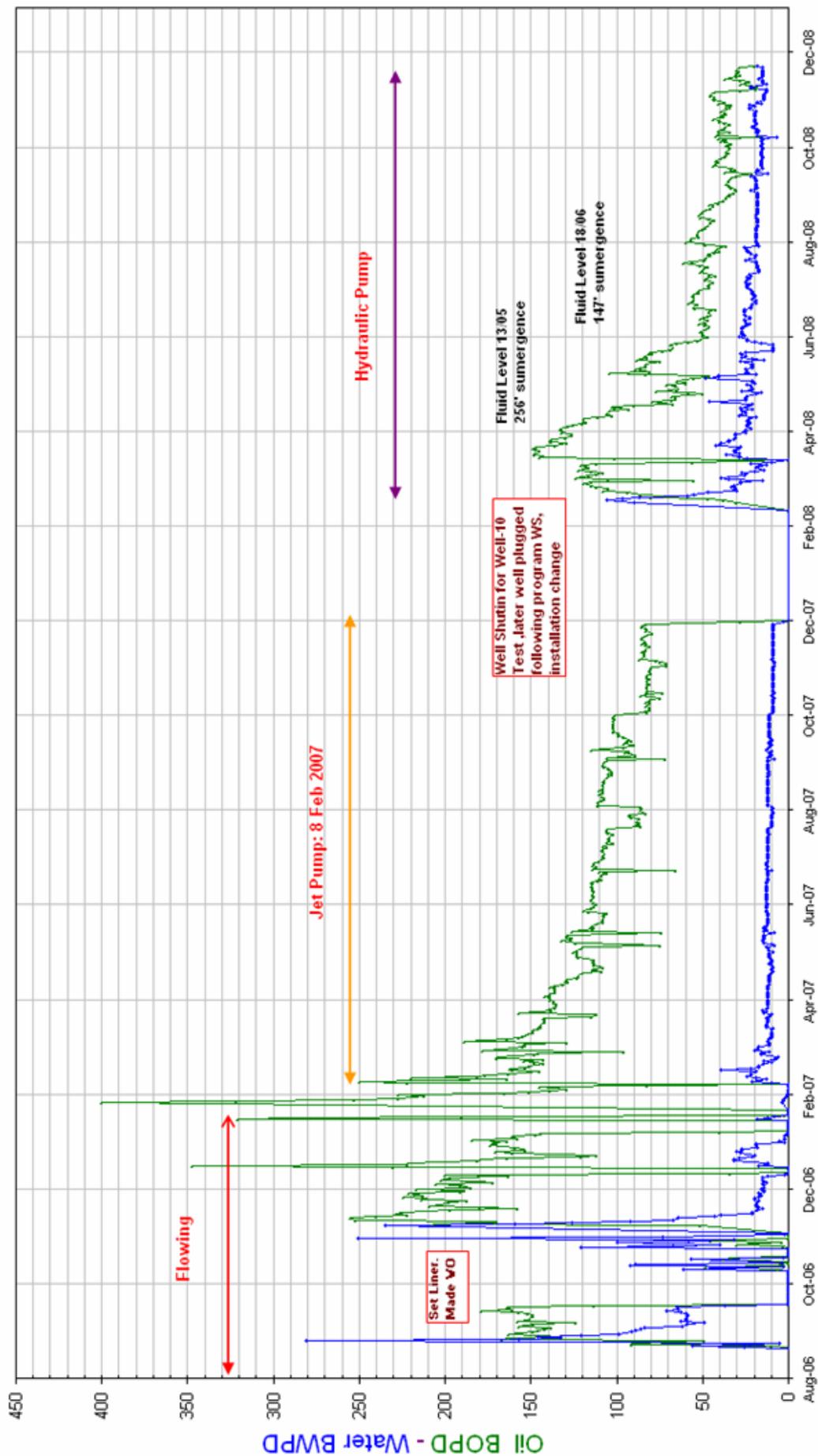
Del análisis de los datos de litología e interpretación petrofísica, se llega a la conclusión que la roca Paleozoica metamórfica de Field\_1 (principalmente cuarcita y filita) es la formación con mayor potencial de recuperación de petróleo. Al igual que sus pozos vecinos, se define a la formación Amotape como la formación objetivo. La siguiente figura muestra la correlación estratigráfica del pozo Well-11 con sus pozos vecinos.



#### 4.1-5 Comportamiento productivo

La siguiente gráfica muestra el comportamiento productivo del pozo Well-11 y las diferentes etapas de producción antes que se realice el fracturamiento slickwater (data de producción hasta el 30 de noviembre de 2008).

### Well-11 Production Performance



De esta curva de producción se puede observar en el último tramo de producción (bombeo hidráulico), previo a realizar el tratamiento slickwater, que la declinación es normal y no se debe a algún efecto de daño (skin) en el pozo. Por lo tanto, el trabajo de workover a realizarse **no se debe por presencia de daño (skin)**, sino más bien para extender la red de fracturas y recuperar los hidrocarburos que aún no están en comunicación con el pozo. Además, debido a que la formación no es de permeabilidad tan baja, el **estado pseudoestable no tarda años en reflejarse en la curva de producción.**

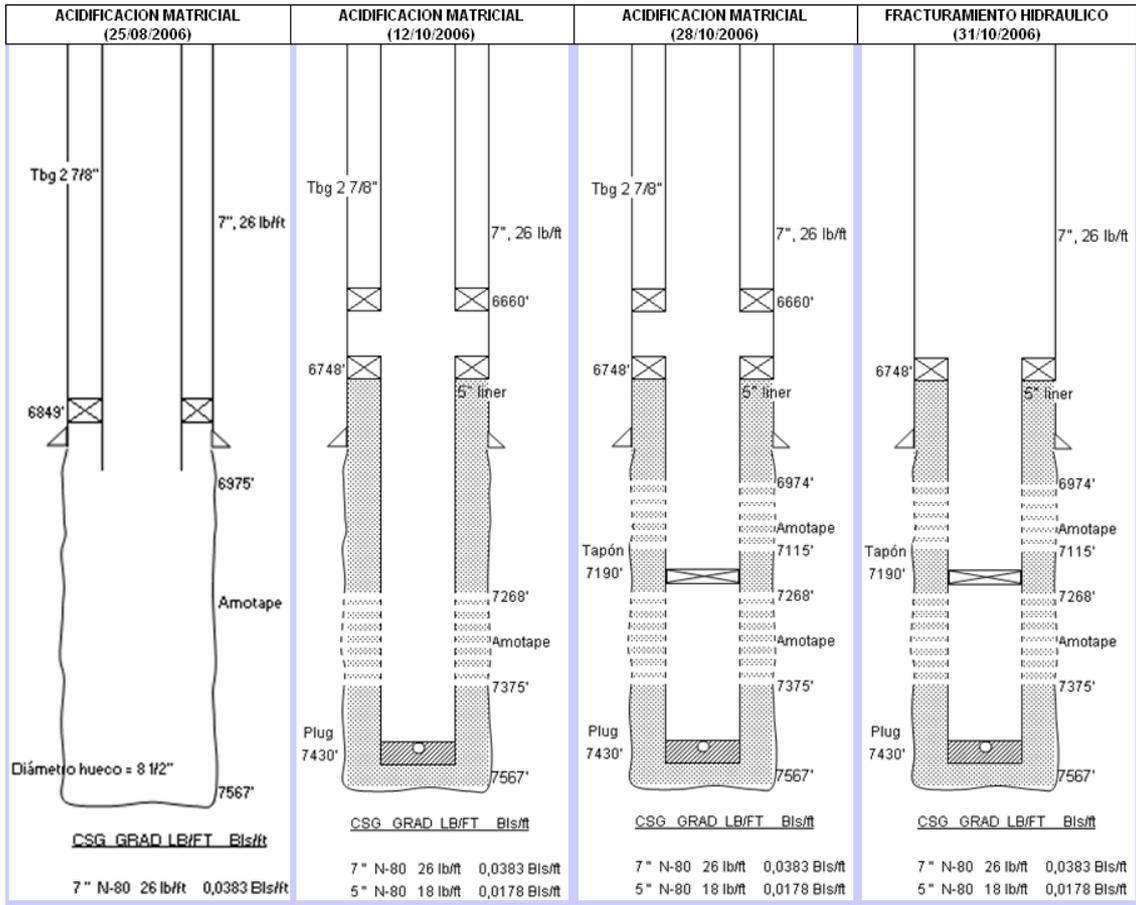
#### **4.1-6 Resultados de trabajos anteriores (workovers)**

Debemos tener muy presente los trabajos realizados en el pozo y sus respectivas respuestas de producción, debido a que su análisis nos va a permitir conocer el comportamiento del reservorio a estas estimulaciones; y además, nos ayuda a elegir el tipo de estimulación que va a rendir mejor productivamente en próximos trabajos.

A continuación, se va a mostrar un cuadro donde se resume las intervenciones de well services realizadas en el pozo Well-11 antes de ejecutarse el trabajo de fracturamiento slickwater.

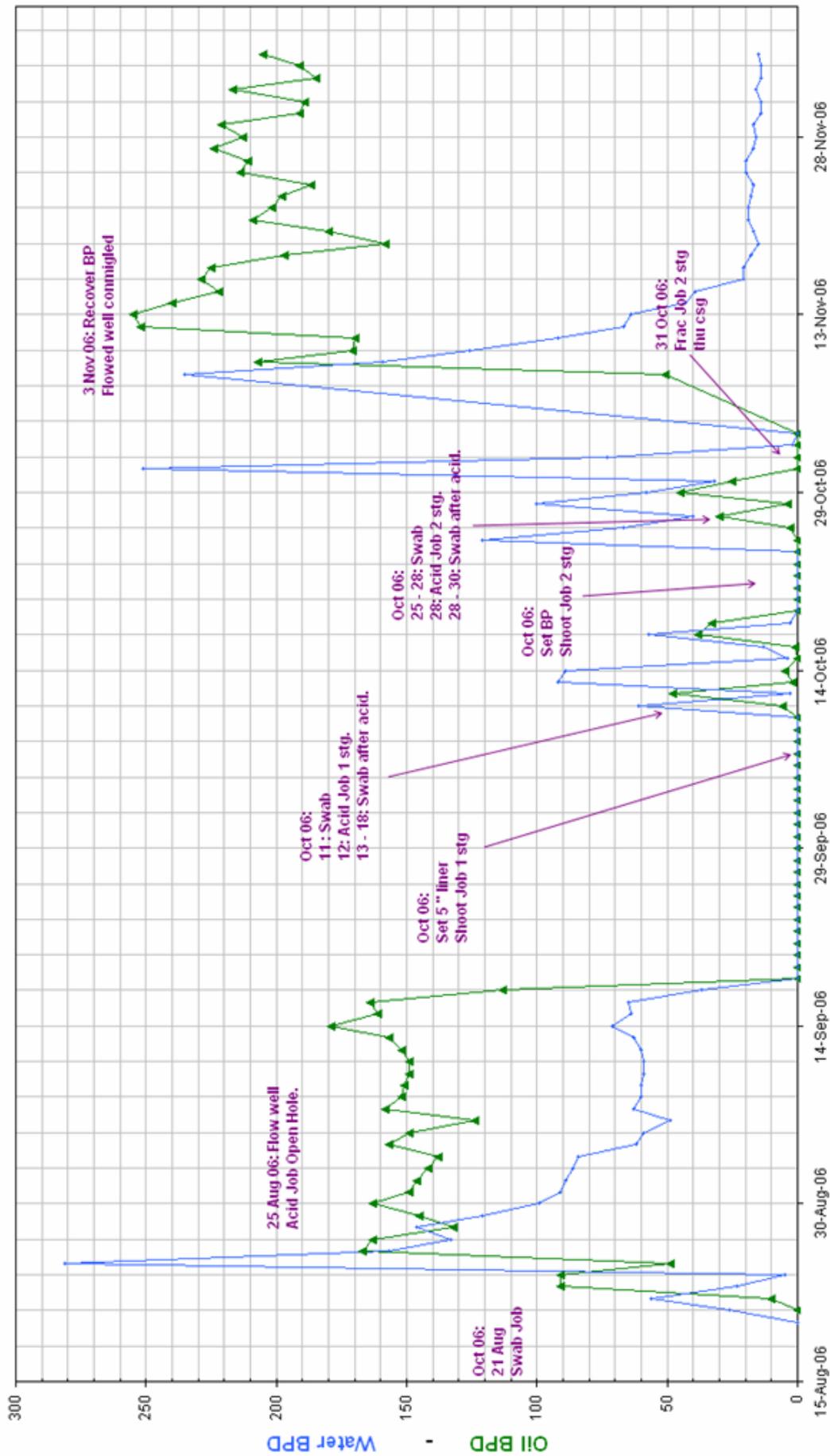
FECHA	TIPO DE TRABAJO	FORMACION	INTERVALO	DESCRIPCION
25/08/2006	Acidificación matricial	Amotape	7567' - 6975'	Se abre el pozo con 200 psi. Se llena el pozo con 15 Bls KCl. Preflujo: 25 Bls NH4Cl. Tratamiento: 150 Bls HCl 15%. Postflujo: 50 Bls NH4Cl. Desplazamiento: 60 Bls Diesel. Presión de parada = 1700 psi, P 10 min = 1670 psi, P 15 min = 1650 psi. Se cierra el pozo.
01/10/2006	Cementación	---	---	La formación objetivo estaba produciendo open hole, pero hubo problema de colapso (arenamiento), por lo que se tuvo que limpiar el pozo y bajar un casing liner de 5" para ser cementado. El liner se asentó a 6748' MD (tope del liner) y el pistón está ubicada a 7430' MD.
09-10/10/2006	Perforado	Amotape (inferior)	7375' - 7345' 7330' - 7268'	Densidad de tiros = 4 tiros/ft, jet OD = 3 3/8", tipo: Power Jet 3406 HMX, total de tiros = 120. Densidad de tiros = 4 tiros/ft, jet OD = 3 3/8", tipo: Power Jet 3406 HMX, total de tiros = 248.
12/10/2006	Acidificación matricial	Amotape (inferior)	7375' - 7268'	Se abre el pozo con 350 psi. Se llena el pozo con 11 Bls Brine. Se bombeó 29 Bls de Brine. Preflujo: 20 Bls. Tratamiento: 57 Bls HCl 15% (se soltó 80 bolas, S.G.=1,1). Postflujo: 20 Bls. Desplazamiento: 50 Bls Diesel. Presión de parada = 3050 psi, P 10 min = 2080 psi, P 20 min = 2000 psi, P 30 min = 1940 psi. Se cierra el pozo.
20-21/10/2006	Perforado	Amotape (superior)	7115' - 7000' 7000' - 6974'	Densidad de tiros = 4 tiros/ft, jet OD = 3 3/8", total de tiros = 420. Densidad de tiros = 4 tiros/ft, jet OD = 3 3/8", total de tiros = 100.
28/10/2006	Acidificación matricial	Amotape (superior)	7115' - 6974'	El diseño del trabajo consta de un BP asentado a 7190' en el csg liner 5". Se abre el pozo con 180 psi. Se llena el pozo con 9 Bls NH4Cl. Preflujo: 20 Bls NH4Cl. Tratamiento: 119 Bls HCl 15% (se soltó 160 bolas, S.G.=1,3); a 37 Bls de bombeo, se paró para corregir fuga (PEPESA cambia niple de tubería). Postflujo + desplazamiento: 70 Bls NH4Cl. Presión de parada = 1450 psi, P 5 min = 1370 psi, P 10 min = 1350 psi, P 15 min = 1315 psi, P 30 min = 1250 psi. Se cierra el pozo.
31/10/2006	Fracturamiento hidráulico (base agua)	Amotape (superior)	7115' - 6974'	Se abre el pozo con 30 psi. Se llena el pozo con 18 Bls. Inicia mini-frac, se bombea 71 Bls gel lineal, P pre-std = 1700 psi, P std = 1100 psi, P 4 min = 870 psi. Gf = 0,61 psi/ft. Declinación 4 min = 21%. Inicia fractura, se bombea 700 Bls de Spectra 3000 + 460 sacos de arena 20/40. Se desplaza con 263 Bls. Fin del bombeo, P final = 1900 psi, P std = 1550 psi, P 10 min = 1500 psi. Declinación 10 min = 3%, concent. en formación = 3,262 sw/TVD. Se cierra el pozo. La gradiente de fractura menor que el diseño (0,61 vs. 0,8 psi/ft).
02/11/2006	Molido del tapón	---	---	Se limpió circulando y rotando hacia 7187', circuló, se hizo viaje corto a 6800', circuló al fondo (7187'). POOH notch collar a superficie, M/U BHA con broca de 4 1/8 y RIH hacia el fondo, se perforó y empujó hacia abajo el tapón a 7200', se circuló y desplazó gas; se continuó empujando hacia abajo el tapón a 7436', circuló y homogenizó brine a 9,9 ppg, POOH BHA a superficie.

Además, el siguiente cuadro muestra los diagramas del pozo en los diferentes trabajos.



La siguiente gráfica muestra el comportamiento productivo del pozo con la indicación de su respectiva intervención.

**Well-11 Initial Production Performance**



Lo más resaltante en nuestro análisis es el trabajo de fracturamiento hidráulico crosslinkeado, realizado en octubre de 2006. Se observa que el trabajo de fractura de la sección superior de la formación Amotape ha generado buenos resultados en la recuperación de petróleo, dando a entender que se generó una mayor red de fracturas en el reservorio naturalmente fracturado, comunicando aquellos bancos de petróleo en las fracturas naturales con el pozo.

La respuesta de este pozo, Well-11, y el mismo comportamiento de sus pozos vecinos al fracturamiento hidráulico en la misma formación, nos dan las condiciones favorables en pensar que se puede lograr mayor recuperación de petróleo si llegamos a extender más la penetración de la fractura para que así se puedan comunicar la mayor cantidad de fracturas naturales con petróleo; es decir, incrementar la red de fracturas en comunicación con el pozo.

#### **4.2 Propuesta del programa de fracturamiento**

El bombeo del Slickwater Frac será **a través de casing de 7"**, el intervalo a tratar es la sección superior de la formación Amotape, de 7115'–6975' MD (6661'–6530' TVD), el cual está identificado como un Reservorio Naturalmente Fracturado. Este intervalo tiene una arena neta de 130' MD (110' TVD), un total de 520 tiros, y el tratamiento va a utilizar 1400 sacos de arena de mesh 40/60 y del tipo Brady.

Hay que resaltar, que en la teoría sobre slickwater se recomienda utilizar arena 40/70, pero este tipo de arena no está disponible en el Perú, así que hay que comprarla del exterior. Por lo tanto, se realiza la propuesta con arena 40/60 por si no se logra conseguir a tiempo la arena 40/70.

La empresa Operator\_1 contrató los servicios de la compañía Service\_Co\_1 para ejecutar todos los trabajos de Servicios y Completación de pozo (Well Completion and Servicing) en offshore, es por ello que se trabajó conjuntamente con el equipo encargado de los trabajos de fracturamiento para poder realizar el trabajo de la manera más óptima.

La propuesta de este programa de fracturamiento se basa de la experiencia de otros trabajos del mismo tipo, específicamente realizados en reservorios naturalmente fracturados en los Estados Unidos (*ver apéndice*). Además, esta propuesta incluye los limitantes que nuestro caso involucra en el desarrollo del trabajo (limitación en las facilidades).

El principal parámetro operativo que va a ser limitado durante el desarrollo del trabajo es el rate de bombeo, debido a que la potencia máxima que puede generar el barco, Ship\_1, es de 4100 HHP, y también la presión de cabeza máxima con la que podremos trabajar va a ser de 4000 psi.

El siguiente cuadro muestra algunos datos requeridos para realizar la propuesta del programa de tratamiento, además de la secuencia del desarrollo del fracturamiento slickwater para el pozo Well-11.

**Nota:** Este programa podría ser modificado de acuerdo al análisis del Mini-frac.

COMPañA DE SERVICIO: Service\_Co\_1  
DPTO. INGENIERIA

CLIENTE: Operator\_1

### PROGRAMA DEL FRACTURAMIENTO SLICKWATER PARA EL POZO Well-11

Formación:	Amotape	Perforados:	520 tiros	Total de arena:	1400 sacos
Intervalo:	7115'-6975' MD	Presión promedio:	3000 psi	Mesh:	40/60
	6661'-6530' TVD	Rate de bombeo:	30 BPM	Tipo de arena:	Brady
Arena neta:	130' MD	Potencia:	2206 HHP	Concentración:	0 - 1.75 ppg
	110' TVD	Capacidad del Ship_1:	4100 HHP		

Bombeo a través de casing 7"

ETAPAS	EVENTOS	VOLUMEN (Bis)		VOLUMEN SLURRY (Bis)		ARENA DE FRACTURA						FLUIDO	TIEMPO (min)
		ETAPA	ACUM.	ETAPA	ACUM.	MESH	PPG	Sxs	ACUM. Sxs	Lbs	ACUM. (Lbs)		
--	Llenado	25	25	25	25	--	--	--	--	--	--	Slickwater	0,8
--	Minifrac	71	96	71	96	--	--	--	--	--	--	Slickwater	2,4
1	Pad	952	1048	952	1048	--	--	--	--	--	--	Slickwater	31,7
2	Transporte	190	1238	192	1240	40/60	0,50	40	40	4000	4000	Slickwater	6,4
3	Barrido	95	1333	95	1335							Slickwater	3,2
4	Transporte	190	1523	194	1529	40/60	0,50	40	80	4000	8000	Slickwater	6,5
5	Barrido	95	1618	95	1624							Slickwater	3,2
6	Transporte	190	1808	194	1818	40/60	0,50	40	120	4000	12000	Slickwater	6,5
7	Barrido	95	1903	95	1913							Slickwater	3,2
8	Transporte	238	2141	246	2159	40/60	0,75	75	195	7500	19500	Slickwater	8,2
9	Barrido	95	2236	95	2254							Slickwater	3,2
10	Transporte	238	2474	246	2500	40/60	0,75	75	270	7500	27000	Slickwater	8,2
11	Barrido	95	2569	95	2595							Slickwater	3,2
12	Transporte	298	2867	311	2906	40/60	1,00	125	395	12500	39500	Slickwater	10,4
13	Barrido	95	2962	95	3001							Slickwater	3,2
14	Transporte	298	3260	311	3312	40/60	1,00	125	520	12500	52000	Slickwater	10,4
15	Barrido	95	3355	95	3407							Slickwater	3,2
16	Transporte	298	3653	311	3718	40/60	1,00	125	645	12500	64500	Slickwater	10,4
17	Barrido	95	3748	95	3813							Slickwater	3,2
18	Transporte	262	4010	277	4090	40/60	1,25	138	783	13800	78300	Slickwater	9,2
19	Barrido	95	4105	95	4185							Slickwater	3,2
20	Transporte	262	4367	277	4462	40/60	1,25	138	921	13800	92100	Slickwater	9,2
21	Barrido	95	4462	95	4557							Slickwater	3,2
22	Transporte	214	4676	229	4786	40/60	1,25	112	1033	11200	103300	Slickwater	7,6
23	Barrido	95	4771	95	4881							Slickwater	3,2
24	Transporte	214	4985	229	5110	40/60	1,25	112	1145	11200	114500	Slickwater	7,6
25	Barrido	95	5080	95	5205							Slickwater	3,2
26	Transporte	214	5294	231	5436	40/60	1,50	135	1280	13500	128000	Slickwater	7,7
27	Barrido	95	5389	95	5531							Slickwater	3,2
28	Transporte	167	5556	180	5711	40/60	1,75	120	1400	12000	140000	Slickwater	6,0
29	Desplazamiento	179	5735	179	5890							Slickwater	6,0
	<b>TOTAL</b>		<b>5735</b>		<b>5890</b>				<b>1400</b>		<b>140000</b>		<b>196,3</b>

### 4.3 Simulación del fracturamiento

El siguiente paso fue simular el comportamiento de este programa de tratamiento para poder pronosticar los futuros resultados a esperarse durante el desarrollo del fracturamiento slickwater, cuya simulación la realizó Service\_Co\_1. A continuación, se van a mostrar los datos que se requieren para la simulación, y posteriormente dos gráficas resultadas de ella.

## Reservoir Parameters

Reservoir Temperature (°F)	157,00
Depth to center of Perfs (ft)	6695
Perforated interval (ft)	131
Initial frac depth (ft)	6695

## Layer Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Total Ct (ft/min <sup>1/2</sup> )	Pore Fluid Perm. (mD)
1	0,0	3909	0,606	4,1E+06	0,26	4,974E-04	6,50E-01
2	6450,0	4868	0,750	2,0E+06	0,32	0,000E+00	0,00E+00
3	6530,0	3947	0,603	4,2E+06	0,25	5,853E-04	9,00E-01
4	6560,0	4016	0,609	4,1E+06	0,26	4,779E-04	6,00E-01
5	6630,0	4105	0,618	3,9E+06	0,28	2,759E-04	2,00E-01
6	6655,0	4158	0,621	3,9E+06	0,28	2,617E-04	1,80E-01
7	6735,0	4221	0,624	3,8E+06	0,29	2,389E-04	1,50E-01
8	6795,0	4187	0,615	4,0E+06	0,28	4,362E-04	5,00E-01
9	6820,0	4139	0,606	4,1E+06	0,26	4,974E-04	6,50E-01
10	6840,0	4121	0,600	4,2E+06	0,25	5,688E-04	8,50E-01
11	6895,0	4227	0,612	4,0E+06	0,27	4,575E-04	5,50E-01
12	6920,0	4373	0,627	3,8E+06	0,29	1,951E-04	1,00E-01
13	7030,0	5280	0,750	2,0E+06	0,32	0,000E+00	0,00E+00
14	7050,0	5288	0,750	2,0E+06	0,32	0,000E+00	0,00E+00

## Lithology Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Lithology	Fracture Toughness (psi-in <sup>1/2</sup> )	Composite Layering Effect
1	0,0	A7	670	1,00
2	6450,0	L	1000	1,00
3	6530,0	A8	610	1,00
4	6560,0	A6	720	1,00
5	6630,0	A3	890	1,00
6	6655,0	A2	920	1,00
7	6735,0	A1	940	1,00
8	6795,0	A4	840	1,00
9	6820,0	A7	670	1,00
10	6840,0	A9	550	1,00
11	6895,0	A5	790	1,00
12	6920,0	A0	950	1,00
13	7030,0	L	1000	1,00
14	7050,0	L	1000	1,00

## Drilled Hole Configuration

Length (ft)	Segment Type	Eff Diam (in)	Bit Diam (in)
7200	Open Hole	10.000	8.500

## Fluid Parameters

Fluid Name	SLICKWATER
Vendor	MISCELLANEOUS
System	GENERAL
Description	SLICKWATER
Initial Viscosity (cp)	3,08
Initial n'	0,90
Initial k' (lbf-s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	1,2E-04
Viscosity @ 4.0 hours (cp)	3,08
n' @ 4,0 hours	0,90
k' @ 4,0 hours (lbf-s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	1,2E-04
Base Fluid Specific Gravity	1,01
Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	0,00
Wall Building (ft/min <sup>1/2</sup> )	0,00
Flow rate #1 (bpm)	10,00
Fric Press #1 (psi/1000 ft)	6,39
Flow rate #2 (bpm)	20,00
Fric Press #2 (psi/1000 ft)	13,58
Flow rate #3 (bpm)	40,00
Fric Press #3 (psi/1000 ft)	28,89
Wellbore Friction Multiplier	1,00

All Fluid info is at a reservoir temperature of 157,0 (°F)

All Viscosities at Shear Rate of 511 (1/sec)

Wellbore Friction pressures shown are the interpolated values multiplied by the Wellbore Friction Multiplier.

Friction is displayed for longest wellbore segment

## Leakoff Parameters

Reservoir type	User Spec	Reservoir fluid compressibility (1/psi)	7,61E-06
Filtrate to pore fluid perm. ratio, Kp/KI	1,00	Reservoir Viscosity (cp)	5,00
Reservoir pore pressure (psi)	2710	Porosity	0,05
Initial fracturing pressure (psi)	4516	Gas Leakoff Percentage (%)	100,00

## Casing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Casing ID (in)	Casing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
6754	Cemented Casing	6,276	7	26,00	N-80
446	Cemented Casing	4,276	5	18,00	Unspec

Total frac string volume (bbls): 262,4

Pumping down Casing

## Perforated Intervals

	Interval #1
Top of Perfs - TVD (ft)	6530
Bot of Perfs - TVD (ft)	6661
Top of Perfs - MD (ft)	6975
Bot of Perfs - MD (ft)	7115
Perforation Diameter (in)	0,400
Perforated numbers	520

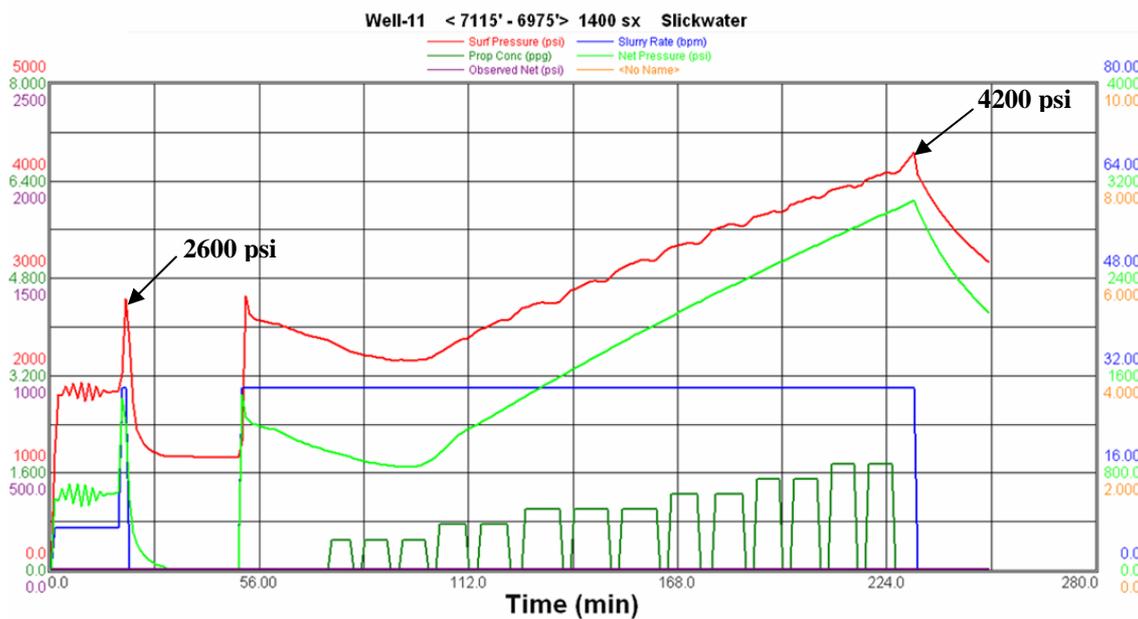
## Path Summary

Segment Type	Length (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	Dev (deg)	Ann OD (in)	Ann ID (in)	Pipe ID (in)
Casing	6754	6754	6323	20,6	0,00	0,00	6,276
Casing	221	6975	6530	20,6	0,00	0,00	4,276

## Near-Wellbore Friction &amp; Perforation Friction

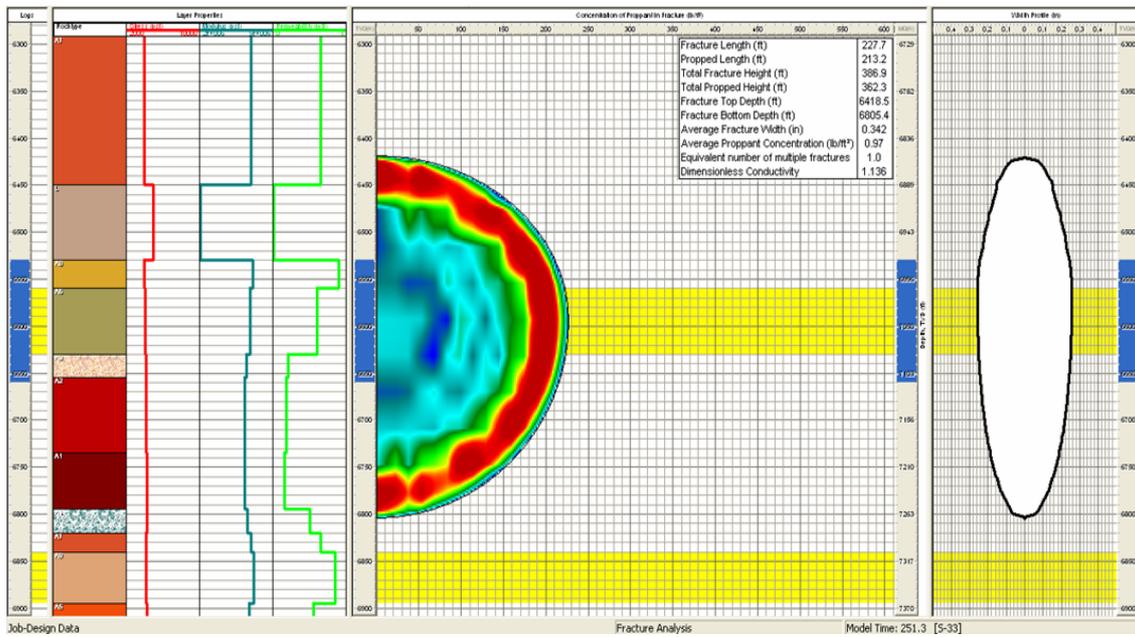
Time (mm:ss)	Flow rate #1 (bpm)	Flow rate #2 (bpm)	Near-Wellbore Friction (psi)	Perforation Friction (psi)	Total Entry Friction (psi)	Perforation Friction Multiplier	Perfs Effectively Open
3:34	21,22	0,00	53	4	57	20,00	116,28

La primera gráfica muestra las variaciones de presión, rate de bombeo y concentraciones del agente sostén que se van a presentar durante el desarrollo del tratamiento de fracturamiento slickwater siguiendo el programa propuesto. El análisis que se puede obtener de esta gráfica es el dato del ISIP durante la prueba de mini-frac, aproximadamente **2600 psi**. Luego, durante el inicio del tratamiento principal del fracturamiento slickwater la presión comienza a caer debido a que la fractura se está extendiendo y cuando la presión comienza a incrementarse es porque la arena se está empaquetando en la fractura, y al final del bombeo se puede obtener el dato del ISIP del tratamiento, **4200 psi**. La principal conclusión que se puede deducir del análisis de esta gráfica es el diferencial de presión que se gana al final del tratamiento, lo que nos da a entender que hemos contactado un banco de fluido con alta presión y que se puede recuperar por la buena conductividad generada en la fractura.



La segunda gráfica muestra las profundidades y propiedades de los distintos tipos de roca (esfuerzo, módulo de Young y permeabilidad) del pozo Well-11, que va a contactar la fractura durante su propagación. Además; las diferentes concentraciones que se van a empaquetar en la fractura, y la forma del ancho de fractura a generarse en

la formación. También nos muestra los valores de los diferentes parámetros que involucra la generación de un fracturamiento hidráulico, tales como son la longitud de fractura, la altura total de fractura, ancho promedio de la fractura, conductividad.



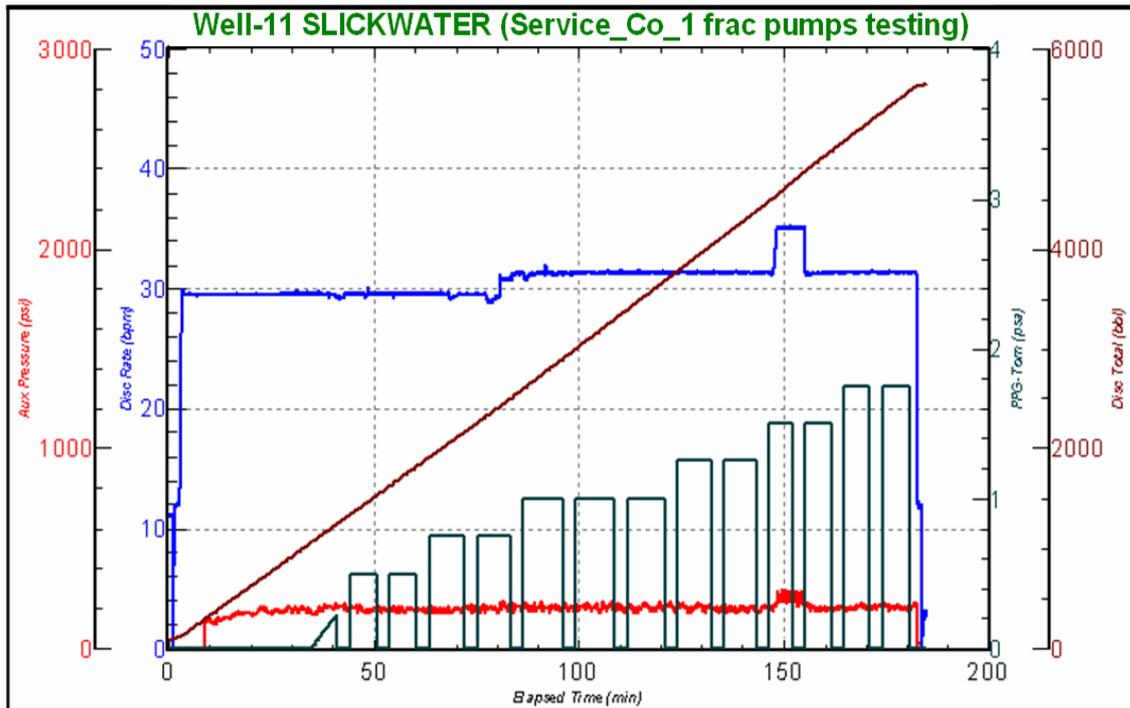
## Capítulo 5

### RESULTADOS

Se debe mencionar que se realizó una prueba de los equipos del barco Ship\_1 simulando la operación del fracturamiento slickwater, ésto para asegurarse que todos los equipos requeridos para el trabajo van a rendir de la manera apropiada al momento de estar en la locación.

La prueba del Ship\_1 se realizó el día 17 de enero de 2009 en la zona llamada Bahía, ubicada a 5 millas del puerto de Talara (latitud: 04°33'34" S, longitud: 081°17'31" O). Se inició el bombeo de agua de mar a un rate de 30 - 35 BPM durante casi tres horas, que es el tiempo estimado de duración del fracturamiento, bombeando 5630 Bls. Además, se simuló el trabajo de fractura, con movimiento de tornillos y trabajo de bombas de aditivos de acuerdo al diseño.

La siguiente gráfica muestra el desempeño que tuvieron los equipos del Ship\_1 durante la prueba de bombeo.



En nuestro análisis, los datos necesarios para la evaluación del ratio  $J/J_0$  han sido obtenidos de la simulación post-tratamiento del trabajo de fracturamiento y de la caracterización de reservorio.

$$L_f = 618 \text{ ft}$$

$$w = 0,62 \text{ in} \approx 0,0517 \text{ ft}$$

$$k_f = 18\,699 \text{ md}$$

$$k = 4,12 \text{ md}$$

$$A = 1\,130\,973 \text{ ft}^2 \approx 30 \text{ acres}$$

$$L_e = 531,74 \text{ ft}$$

$$r_w = 5 \text{ in} \approx 0,4167 \text{ ft}$$

Ahora, el procedimiento de los cálculos es el siguiente:

$$1) \quad L_f/L_e = 618/531,74 \quad \rightarrow \quad L_f/L_e \approx 1,16$$

$$2) \quad \frac{12wk_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}} = \frac{12 \times 0,0517 \times 18699}{4,12} \sqrt{\frac{40}{30}} \approx 3,50 \times 10^3$$

3) De la modificación de Holditch del cuadro de Mc-Guire y Sikora

$$\frac{J}{J_o} \left[ \frac{7,13}{\ln \left( 0,472 \frac{L_e}{r_w} \right)} \right] = 3,1$$

$$\frac{J}{J_o} = \left[ \frac{3,1 \times \ln \left( 0,472 \frac{531,74}{0,4167} \right)}{7,13} \right] \rightarrow \frac{J}{J_o} \approx 2,78$$

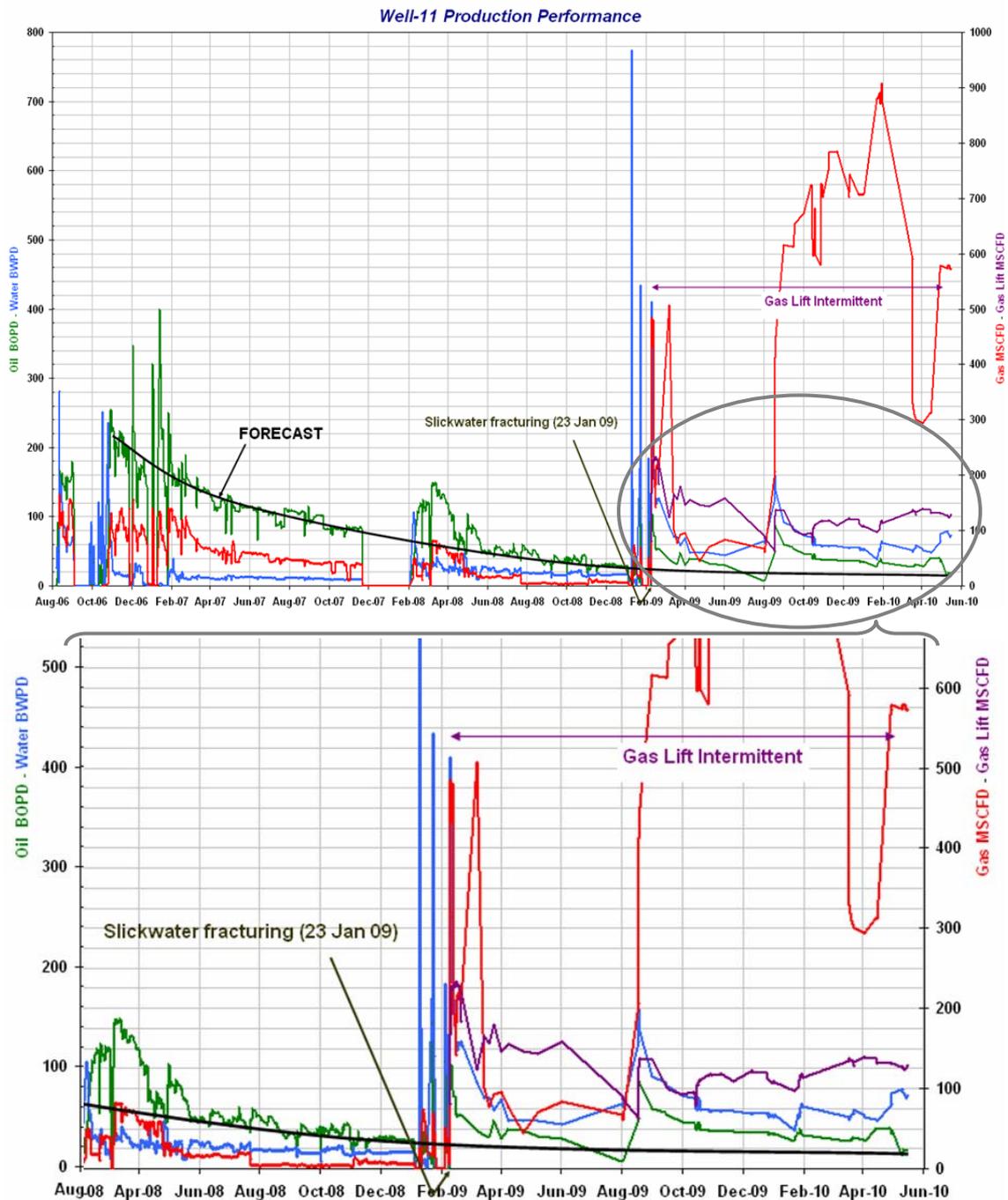
En el paso 3) se ha aproximado el valor de  $L_f/L_e \approx 1$  para poder obtener el valor de  $J/J_o$  del cuadro modificado de Holditch. Esta aproximación de  $L_f/L_e$  a 1 no altera significativamente el valor de  $J/J_o$  sólo nos advierte que la fractura sostenida superó el radio de drenaje, lo cual se puede esperar después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Ahora bien, el valor de  $J/J_o$  obtenido en los cálculos nos asegura que el fracturamiento ha sido positivo y que la recuperación de petróleo se incrementará en más del doble de la producción previo al trabajo de workover.

### **5.1 Análisis de la información de producción**

La siguiente gráfica muestra el comportamiento productivo del pozo, incluyendo la recuperación de petróleo causada por el trabajo de fracturamiento slickwater (información de producción actualizada hasta el 13 de mayo de 2009).

En la figura ampliada de la curva de producción de los últimos meses, se puede apreciar mejor el comportamiento productivo del pozo, y nos muestra el incremento productivo de petróleo (línea verde) por parte del trabajo de fracturamiento slickwater. Además, se observa una rápida declinación, la cual es de esperarse sabiendo que se trata de un reservorio naturalmente fractura.



## Capítulo 6

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se centra en la ganancia que va a generar el incremento de reservas después de realizar el trabajo de fracturamiento con el método slickwater. Además, vamos a asociar el incremento de la ganancia al utilizar un método que brinda beneficios de ahorro en los costos de realización del trabajo, comparándola con el caso si se hubiera elegido realizar el fracturamiento convencional.

El siguiente cuadro muestra la ganancia que se obtuvo en el primer año después de realizado el trabajo de slickwater en el pozo piloto.

NUMERO DE MESES	CAUDAL PRONOSTICADO PROMEDIO SI NO SE HUBIERA REALIZADO TRABAJO DE FRAC SLICKWATER (BOPD)	CAUDAL REAL PROMEDIO (BOPD)	INCREMENTO MENSUAL DE PETROLEO (bbls)
1	32,32	32	-9,6
2	31,02	49	539,4
3	29,83	38	245,1
4	28,78	37	246,6
5	27,83	30	65,1
6	26,97	27	0,9
7	26,18	17	-275,4
8	25,47	71	1365,9
9	24,82	49	725,4
10	24,22	39	443,4
11	23,66	37	400,2
12	23,13	35	356,1
		<b>TOTAL =</b>	<b>4103,1 bbls</b>
		<b>Precio del crudo =</b>	<b>60 USD/bbl</b>
		<b>Ganancia bruta del primer año =</b>	<b>246186 USD</b>
		<b>Costo de WS &amp; Slickwater =</b>	<b>156351,8 USD</b>
		<b>Ganancia del primer año =</b>	<b>89834,2 USD</b>

Se puede observar que se recuperó aproximadamente **4,1 Mbbls** de petróleo, que generó una ganancia neta de **89 830 USD** (descontando los gastos hechos por el Well Service y el costo de realizar el trabajo slickwater).

A continuación, se muestran los cuadros con los costos que genera la propuesta del programa de fracturamiento slickwater. Además, los cuadros que muestran los costos que requiere un fracturamiento convencional en la zona objetivo con la misma cantidad de arena de fractura, los mismos requerimientos de equipo y, claro está, los respectivos aditivos propios de un fracturamiento convencional con gel crosslinkado (surfactantes, inhibidores, reductores de fricción, etc.).

**Nota:** Se recomendó utilizar rompedor, GBW-5, en el programa de fracturamiento slickwater para evitar cualquier posible problema de emulsión del fluido limpio, agua de mar, al ser bombeado a un alto régimen de caudal.

**Fracturamiento Slickwater**

FECHA: 28-nov-08

HHP SOLICITADO 4100 ZARAIDA 4070  
 HHP DESARROLLADO 2206 VOLUMEN TRATAMIENTO (gls.) 240870  
 AGENTE SOSTEH (sx) 1400 VOLUMEN TRATAMIENTO (bls.) 5735

**Fracturamiento convencional crosslinkado**

FECHA: 28-nov-08

HHP SOLICITADO 4100 ZARAIDA 4070  
 HHP DESARROLLADO 2206 VOLUMEN TRATAMIENTO (gls.) 73206  
 AGENTE SOSTEH (sx) 1400 VOLUMEN LIMPIO (gls.) 68166

**Costos del servicio de campo**

DESCRIPCION	HUMERO PERSONAS	CAANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (US \$)	IMPORTE (US \$)
Cargo de Millaje		8	Millas	1,82	14,56
Alquiler del descargadero de arena		1	C	325,00	325,00
Cargo de ingeniero, por hora o fracción	1	30	Hora	39,00	1170,00
Cargo de supervisor, por hora o fracción	1	30	Hora	39,00	1170,00
Cargo de operador, por hora o fracción	3	30	Hora	25,00	2250,00
Cargo de ayudante, por hora o fracción	3	30	Hora	19,50	1755,00
Cargo de mano de obra, por hora o fracción	2	30	Hora	13,00	780,00
Potencia hidráulica		2206	HHP	6,18	13633,08
Potencia hidráulica de reserva		1894	HHP	2,47	4678,18
Cargo de bombeo, por galón		240870	Galón	0,16	38539,20
Blender, primeras 06 horas		1	C	2860,00	2860,00
Monitoreo computarizado		1	C	1300,00	1300,00
Densímetro nuclear, por trabajo		1	C	624,00	624,00
Manguera flexible de alta presión, 100 ft de longitud		1	C	1430,00	1430,00
Manguera flexible de alta presión, 50 ft de longitud		1	C	800,00	800,00
Manipular y veter arena bruta, por saco		1400	Saco	1,30	1820,00
Transporte de arena bruta		253,68	Ton/Milla	0,91	230,85
Cargo mínimo de transporte		2	C	130,00	260,00
<b>Total =</b>				<b>7617,34</b>	<b>73639,87</b>

**Costos del servicio de campo**

DESCRIPCION	HUMERO PERSONAS	CAANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (US \$)	IMPORTE (US \$)
Cargo de Millaje		8	Millas	1,82	14,56
Alquiler del descargadero de arena		1	C	325,00	325,00
Cargo de ingeniero, por hora o fracción	1	30	Hora	39,00	1170,00
Cargo de supervisor, por hora o fracción	1	30	Hora	39,00	1170,00
Cargo de operador, por hora o fracción	3	30	Hora	25,00	2250,00
Cargo de ayudante, por hora o fracción	3	30	Hora	19,50	1755,00
Cargo de mano de obra, por hora o fracción	2	30	Hora	13,00	780,00
Potencia hidráulica		2206	HHP	6,18	13633,08
Potencia hidráulica de reserva		1894	HHP	2,47	4678,18
Cargo de bombeo, por galón		68166	Galón	0,16	10906,56
Blender, primeras 06 horas		1	C	2860,00	2860,00
Cargo de bombeo de la mezcla, por galón		73206	Galón	0,13	9516,78
Monitoreo computarizado		1	C	1300,00	1300,00
Densímetro nuclear, por trabajo		1	C	624,00	624,00
Manguera flexible de alta presión, 100 ft de longitud		1	C	1430,00	1430,00
Manguera flexible de alta presión, 50 ft de longitud		1	C	800,00	800,00
Manipular y veter arena bruta, por saco		1400	Saco	1,30	1820,00
Transporte de arena bruta		253,68	Ton/Milla	0,91	230,85
Cargo mínimo de transporte		2	C	130,00	260,00
<b>Total =</b>				<b>7617,47</b>	<b>55524,01</b>

**Costos por consumo de materiales**

DESCRIPCION	CAANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (US \$)	IMPORTE (US \$)
Arena de fractura 40/70	1400	Saco	25,00	35000,00
FRW-14	220	Galón	45,80	10076,00
GBW-5, rompedor	220	Libra	3,95	869,00
X-cide	120	Libra	47,19	5662,80
<b>Total =</b>			<b>121,94</b>	<b>51607,80</b>
<b>TOTAL (US \$) =</b>				<b>125247,67</b>

**Costos por consumo de materiales**

DESCRIPCION	CAANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (US \$)	IMPORTE (US \$)
Arena de fractura 40/70	1400	Saco	25,00	35000,00
A-9, cloruro de potasio	18668	Libra	0,84	15681,12
GW-27, gelificante	2196	Libra	7,15	15701,40
NE-118, surfactante desemulsionante	73	Galón	39,50	2883,50
US-40, solvente mutual	120	Galón	23,00	2760,00
Clay master-5C, inhibidor-estabilizador arcillas	73	Galón	40,40	2949,20
Magneccide	4	Galón	275,00	1100,00
BF7-L	80	Galón	18,00	1440,00
XLW-24	64	Galón	36,40	2329,60
INFLO-150	120	Galón	20,50	2460,00
High perm CRB-LT	51	Libra	24,00	1224,00
GBW-5, rompedor	102	Libra	3,95	402,90
<b>Total =</b>			<b>513,74</b>	<b>83931,72</b>
<b>TOTAL (US \$) =</b>				<b>139455,73</b>

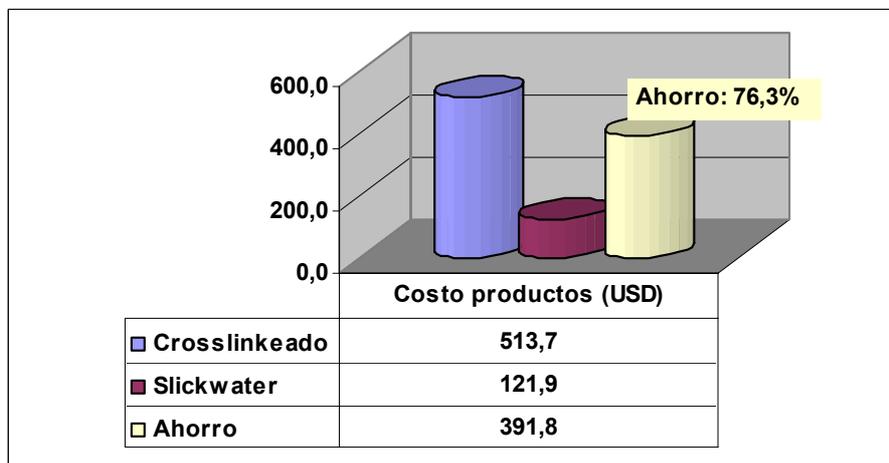
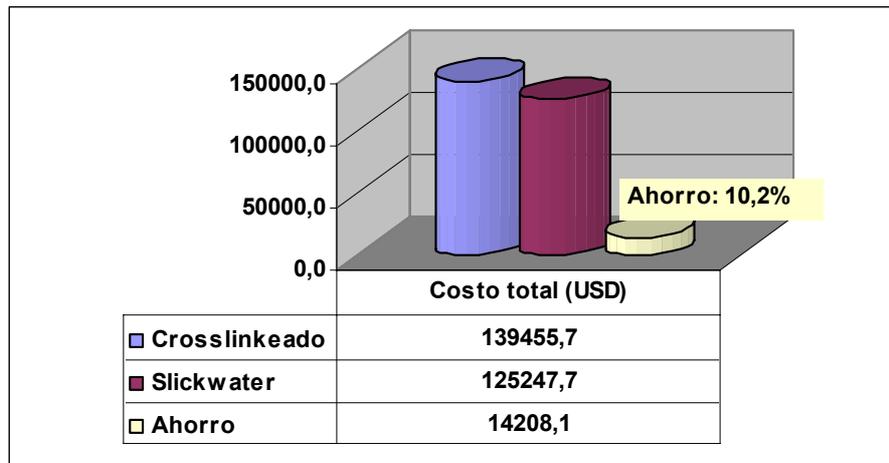
**AHORRO (US \$) = 14208,06**  
**AHORRO (%) = 10,2**

Se observa que el ahorro de costos en utilizar el fracturamiento slickwater en comparación al fracturamiento convencional crosslinkado es de **USD 14 208,06 (10,2%)**, diferencia entre el importe total de cada método de fracturamiento hidráulico.

En el sub-capítulo 2.4 mencionamos que el rate de bombeo en un slickwater es, por lo general, de 80 BPM, pero en nuestro caso la disponibilidad de potencia no nos permite bombear a un rate como éste. En consecuencia, esta limitación nos permite trabajar de forma segura a un rate de 30 BPM, lo que prolonga sustancialmente el tiempo de ejecución del trabajo de fracturamiento slickwater; por lo tanto, el costo correspondiente al “carga de personal” va a aumentar. Sin embargo, estamos considerando que el tiempo que demoran ambos trabajos es el mismo, a pesar que sabemos que el tiempo que demora un trabajo de fracturamiento convencional crosslinkado es menor que el tiempo que demora un fracturamiento slickwater, pero este parámetro no tiene gran impacto en los costos del servicio de campo.

Quizás se pueda ajustar algunos parámetros en el método de fracturamiento convencional para reducir costos, y ésto a su vez acortar la diferencia de costos en comparación a su contraparte slickwater; por lo tanto, una mejor evaluación económica de los costos es enfocarse en los Precios Unitarios. En este análisis se puede observar que para realizar el trabajo de fractura con 1400 sacos de arena, los costos del servicio de campo y de la arena de fractura son los mismos. En consecuencia, el ahorro en realizar un fracturamiento slickwater se presenta en la utilización de poquísimos aditivos en el fluido de fractura en comparación con el método de fracturamiento convencional crosslinkado (en nuestro caso, ahorramos **USD 391,80**; es decir, el **76,3%**).

Las siguientes gráficas muestran las diferencias de costos y el ahorro entre uno y otro método, dependiendo el análisis.



A todo esto, se puede apreciar el ahorro económico en costos y los beneficios económicos en la recuperación de petróleo que puede representar elegir un fracturamiento slickwater en una plataforma offshore en comparación de un fracturamiento convencional crosslinkeado.

## Capítulo 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tenemos que tener muy en claro que este trabajo es una prueba piloto en un pozo offshore en la formación Amotape, y no hay que generalizar con los resultados obtenidos, sean buenos o malos, para todo el Noreste peruano.

#### 7.1 Conclusiones

Los resultados confirman que el fracturamiento slickwater, aplicado en el reservorio naturalmente fracturado Amotape, es un método alternativo en la recuperación de hidrocarburos a bajo costo en comparación al fracturamiento convencional crosslinkeado.

Se pudo observar que durante el primer año de producción después de haberse realizado el trabajo de slickwater, se recuperó aproximadamente un **50% más de petróleo**, lo cual da buenos indicios de ser una buena alternativa para incrementar reservas.

Además, se apreció el ahorro de costos en utilizar el fracturamiento slickwater en comparación al fracturamiento convencional crosslinkado, debido a que el slickwater solo requiere utilizar reductor de fricción y bactericida en el fluido de fractura.

El siguiente cuadro resume los beneficios económicos tangibles e intangibles entre un método y el otro.

	SLICKWATER	CONVENCIONAL
<b>TANGIBLE</b>	Ahorro en el costo de tratamiento del agua, debido a que este sistema de fluido es muy simple.	Utiliza varios aditivos en el tratamiento del fluido de fracturamiento.
<b>INTANGIBLE</b>	Menor riesgo que pueda comprometer la recuperación de petróleo, debido al daño del gel dentro de la fractura.	Hay mayor probabilidad de comprometer la recuperación de petróleo, debido al daño del gel dentro de la fractura.
	Los fluidos del tratamiento pueden ser más fácilmente reciclados, reduciendo su costo en tratarlos.	Los fluidos de un frac crosslinkado tiene un mayor costo en tratarlo para ser reciclado.
	Por lo general, estos trabajos son muchos más largos y en algunos casos requieren más potencia, debido a los altos rate de bombeo.	No requiere mucho tiempo y potencia para realizar el trabajo.

Este método puede dar mejores resultados si nuestro objetivo es recuperar gas de reservorios naturalmente fracturados, debido a que el gas tiene mayor movilidad que el petróleo, y ésto se verifica por la gran cantidad de trabajos slickwater realizados en reservorios de gas naturalmente fracturados en EE. UU.

## 7.2 Recomendaciones

Se debe de tener cuidado en tratamientos de refracturamiento al analizar la geomecánica de roca del reservorio en un pozo propuesto para un slickwater, debido que en un periodo de tiempo de meses o incluso horas, el estado de los esfuerzos del

reservorio pueden ser dramáticamente alterados vía la producción o inyección de fluido. Estas perturbaciones del esfuerzo poroelástico hechas por el hombre alteran la magnitud del esfuerzo y algunas veces incluso la orientación del esfuerzo, incluyendo un cambio en la orientación de la fractura hidráulica.

Es difícil hacer una evaluación de la calidad de la fractura si no se analiza data de prueba de pozo (well testing) de pre-frac y post-frac, por eso se recomienda realizar este tipo de pruebas para un mejor estudio en el diseño de un slickwater (según Mayerhofer y Meehan).

## Capítulo 8

### BIBLIOGRAFÍA

- Well completion and servicing: Denis Perrin; 1999.
- Petroleum Engineering Handbook - Chapter 55, Formation Fracturing: S. j. Martinez, R. E. Steanson, A. W. Coulter.
- Society of Petroleum Engineering - Recent Advances in Hydraulic Fracturing: John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode, Ralph W. Veatch Jr.; 1989.
- SPE 115766; Slickwater Fracturing – Food for Thought: T. T. Palisch, SPE, Carbo Ceramics; M. C. Vincent, SPE, Insight Consulting; and P. J. Handren, SPE, Denbury Resources; September 2008.
- Barnett Shale showcases tight-gas development: Joel Parshall, JPT Features Editor.
- SPE 89876; Slickwater and Hybrid fracs in the Bossier - Some Lessons Learnt: Mukul M. Sharma and Phani B. Gadde, The University of Texas at Austin; Richard Sullivan, Richard Sigal, Robin Fielder and David Copeland, Anadarko Petroleum Corp.; Larry Griffin and Leen Weijers, Pinnacle Technologies; September 2008.
- Advanced fracturing technology for tight gas: An East Texas field demonstration; March 2005.
- Nature of the naturally fractured reservoirs: Schlumberger's Oilfield Review; Autumn 2006.

- Crain's Petrophysical Handbook: E. Ross Crain; July 2005.
- Gas metano en mantos de carbón en Magallanes: Ernesto águila M., January 2006.
- Geomechanics for fracturing made simple – W. S. Seminar Talara: Schlumberger; February 22<sup>nd</sup>, 2008.
- Selection of fracturing fluid for stimulating tight gas reservoirs: Rajgopal Vijaykumar Malpani; December 2006.
- Geologic analysis of naturally fractured reservoirs – 2<sup>nd</sup> edition: R. A. Nelson; 2001.

## Capítulo 9

### APÉNDICE

Ejemplo de programa de tratamiento Slickwater con barridos de fluido limpio (Fuente: Slickwater Fracturing, SPE 115766)

<u>STAGE</u>	<u>FLUID SYSTEM</u>	<u>CLEAN VOLUME (GAL)</u>	<u>PROPPANT TYPE</u>	<u>PROPPANT VOLUME (LBS)</u>
Ballout	Slick Water	15,000		
Pad	Slick Water	90,000		
0.25 PPG	Slick Water	16,000	40/70 RCS	4000
Sweep	Slick Water	10,000		
0.50 PPG	Slick Water	16,000	40/70 RCS	8000
Sweep	Slick Water	10,000		
0.50 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	6000
Sweep	Slick Water	10,000		
0.75 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	9000
Sweep	Slick Water	10,000		
0.75 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	9000
Sweep	Slick Water	10,000		
1.00 PPG	Slick Water	8,000	40/70 RCS	8000
Sweep	Slick Water	8,000		
1.00 PPG	Slick Water	8,000	40/70 RCS	8000
Sweep	Slick Water	8,000		
1.00 PPG	Slick Water	10,000	40/70 RCS	10000
Sweep	Slick Water	8,000		
1.00 PPG	Slick Water	10,000	40/70 RCS	10000
Sweep	Slick Water	15,000		
1.25 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	15000
Sweep	Slick Water	9,000		
1.25 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	15000
Sweep	Slick Water	9,000		
1.50 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	18000
Sweep	Slick Water	10,000		
1.50 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	18000
Sweep	Slick Water	10,000		
1.75 PPG	Slick Water	12,000	40/70 RCS	21000
Sweep	20# Linear Gel	10,000		
2.00 PPG	20# Linear Gel	12,000	40/70 RCS	24000
Sweep	20# Linear Gel	10,000		
2.50 PPG	20# Linear Gel	12,000	40/70 RCS	30000
Sweep	20# Linear Gel	8,000		
2.50 PPG	20# Linear Gel	14,000	20/40 LWC	35000
Sweep	20# Linear Gel	8,000		
3.00 PPG	20# Linear Gel	12,000	20/40 LWC	36000
Sweep	20# Linear Gel	4,000		
3.50 PPG	20# Linear Gel	6,000	20/40 LWC	21000
Flush	Slick Water	6,840		
		<u>498,840</u>	Totals	<u>305,000</u>



**Mapa del área petrolera Austin Chalk – U.S.A.**