

01174



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

---

---

**TITULO DE TESIS:**

**“Efecto del daño causado por residuos del fluido fracturante sobre la conductividad retenida de las fracturas creadas hidráulicamente y apuntaladas.”**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA**  
**Especialidad en Perforación**

**PRESENTA:**

**Ing. Víctor Hugo Lema Villalobos.**

**ASESORES:**

**M. en I. Jorge Alamilla Caballero.**

**M. en I. Cuauhtémoc César Zapata González.**



**Junio del 2004.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# C O N T E N I D O

	<b>Página</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	V
<b>LISTA DE TABLAS</b>	VII
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	IX
<b>RESUMEN</b>	XI
<b>CAPITULO 1: Introducción</b>	
1.1 Definición del problema	1
1.2 Antecedentes	3
1.3 Objetivos	3
1.4 Alcances	4
<b>CAPITULO 2: Equipo experimental</b>	
2.1 Revisión bibliográfica	5
2.2 Principio de la medición	6
2.3 Descripción del equipo experimental	8
2.4 Procedimiento para la medición de la permeabilidad y conductividad del empaque de apuntalante.	15

	<b>Página</b>
<b>CAPITULO 3: Desarrollo del tema</b>	
<b>3.1 Generalidades y conceptos básicos</b>	<b>23</b>
<b>3.2 Factores que afectan la conductividad retenida</b>	<b>34</b>
<b>3.2.1 Fluidos de la formación</b>	<b>35</b>
<b>3.2.2 Esfuerzo de cierre</b>	<b>37</b>
<b>3.2.3 Temperatura del yacimiento</b>	<b>38</b>
<b>3.2.4 Características del apuntalante</b>	<b>39</b>
<b>3.2.4.1 Tipo</b>	<b>39</b>
<b>3.2.4.2 Concentración del apuntalante</b>	<b>40</b>
<b>3.2.4.3 Resistencia a la compresión del apuntalante</b>	<b>41</b>
<b>3.2.4.4 Tamaño de la partícula del apuntalante</b>	<b>42</b>
<b>3.2.4.5 Forma de grano del apuntalante</b>	<b>43</b>
<b>3.2.5 Tipo de fluido fracturante</b>	<b>44</b>
<b>3.2.6 Concentración polimérica</b>	<b>46</b>
<b>3.2.7 Flujo multifásico</b>	<b>47</b>
<b>3.2.8 Tiempo</b>	<b>48</b>
<b>3.2.9 Migración de finos</b>	<b>49</b>
<b>3.2.10 Flujo no Darcy</b>	<b>49</b>
<b>3.2.11 Incrustamiento del apuntalante</b>	<b>50</b>
<b>3.3 Mecanismo de daño por polímero</b>	<b>51</b>
<b>3.3.1 Predicción de la disminución de la permeabilidad del empaque de apuntalante debido al fluido fracturante</b>	<b>54</b>

	<b>Página</b>
<b>CAPITULO 4: Resultados y análisis</b>	63
4.1 Resultados de estadística.	64
4.2 Análisis de malleo.	65
4.3 Efecto de la temperatura, presión de cierre y tiempo sobre el apuntalante.	66
4.4 Efecto del tiempo de medición sobre la conductividad medida en apuntalantes.	68
4.5 Permeabilidad a largo plazo (medida con KCl al 2 %).	69
4.6 Efecto del tipo de reticulante sobre la permeabilidad.	70
4.7 Efecto de la concentración polimérica sobre la conductividad retenida.	72
4.8 Medición del volumen de residuo por volumen de fluido fracturante, $V_{rF}$ .	76
4.9 Ilustración del efecto de residuos de materiales sobre el volumen poroso de la fractura.	78
4.10 Ejemplo del uso de la metodología propuesta.	81
4.11 Sensibilidad del factor de daño aplicado en el diseño de un fracturamiento.	86
<b>CAPITULO 5: Conclusiones y recomendaciones</b>	89
<b>NOMENCLATURA</b>	93
<b>REFERENCIAS</b>	96

**Página****ANEXOS**

101

Ejemplo de una corrida en el simulador, considerando un factor de daño de 0.7.

## A G R A D E C I M I E N T O S

A Dios:

Gracias por darme la fuerza en todo momento.

A mis padres:

*María Esther Villalobos Romero.*

*Cosme Lema Santiago †.*

Por ser fuente de inspiración para seguir adelante, aún en su ausencia.

A mi esposa:

*Mónica del Ángel Barajas.*

Por su amor, comprensión y apoyo incondicional en esos instantes fáciles y en los difíciles.

A la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por recibirme en sus aulas y, con el esfuerzo de sus catedráticos, permitirme dar este saltito.

A mis asesores y sinodales:

*M. en I. Jorge Alamilla Caballero.*

*M. en I. Cuauhtémoc César Zapata González.*

*Dr. Daniel García Gavito.*

*Dr. Fernando Samaniego Verduzco.*

*M. en I. Joaquín Mendiola Sánchez.*

Por su paciencia en la asesoría y revisión de este trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, especialmente a la Gerencia de Perforación y Operación de Pozos de la Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción:

Por otorgarme la oportunidad de realizar estudios de maestría a tiempo completo.

A mis compañeros de trabajo del Área de Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos y Fracturantes de la Delegación Regional Zona Norte:

*Rocío, Diana del Pilar, Julio César, Jesús Gabriel, José Luis, Álvaro, Fernando, William, Adán, Francisco Antonio, Javier, Alejandro, Mónica, Sergio, Miriam, Diana Verónica y Felipe Edgar.*

Por su ayuda, amistad y por darme las facilidades para desarrollar esta tesis en sus instalaciones.



## L I S T A D E T A B L A S

<b>Tabla</b>	<b>Página</b>
<b>3.1.</b> Composición típica de un fluido fracturante usado en la Región Norte de PEP.	26
<b>3.2.</b> Especificaciones del agua base <sup>17</sup> .	27
<b>3.3.</b> Rangos de operación de rompedores comunes.	28
<b>3.4.</b> Clasificación de varios apuntalantes comerciales.	42
<b>3.5.</b> Estadística de los materiales empleados en los fracturamientos hidráulicos de la región Norte de PEP.	54
<b>4.1.</b> Materiales más comunes usados en la Región Norte de PEP.	64
<b>4.2.</b> Resultados de análisis de malleo.	65
<b>4.3.</b> Resultados del malleo de arena Jordan después de 50 hrs @ 6,000 lb/pg <sup>2</sup> y 250 °F.	67
<b>4.4.</b> Comparación entre datos de conductividad medidos a corto y a largo plazo de 3 apuntalantes comunes a 4,000 lb/pg <sup>2</sup> y 2 lb/pie <sup>2</sup> .	68

<b>Tabla</b>	<b>Página</b>
<b>4.5.</b> Conductividad a largo plazo de algunos apuntalantes.	69
<b>4.6.</b> Efecto del tipo de reticulante.	71
<b>4.7.</b> Efecto de la concentración de polímero.	72
<b>4.8.</b> Pc versus $\Phi$ para arena Jordan malla 12/20.	74
<b>4.9.</b> Pc versus $\Phi$ para arena Jordan malla 20/40.	74
<b>4.10.</b> Volumen de residuo de varios fluidos fracturantes.	77
<b>4.11.</b> Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/1000 gal de HPG.	83
<b>4.12.</b> Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/1000 gal de HPG.	84
<b>4.13.</b> Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/1000 gal de Guar.	84
<b>4.14.</b> Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/1000 gal de Guar.	85
<b>4.15.</b> Datos de entrada al simulador.	86
<b>4.16.</b> Sensibilidad de la conductividad al variar el factor de daño.	87

## L I S T A   D E   F I G U R A S

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
<b>2.1.</b> Esquema del equipo experimental de medición de la conductividad del empaque de apuntalante.	8
<b>2.2.</b> Vista externa de la celda.	9
<b>2.3.</b> Pantalla inicial del software de adquisición de datos.	14
<b>2.4.</b> Pantalla de configuración de la secuencia de una corrida de prueba del sistema de adquisición de datos.	15
<b>2.5.</b> Equipo para la medición de la conductividad de empaques de apuntalante.	16
<b>2.6.</b> Viscosidad de KCl al 2 % en peso, de Ershaghi y colaboradores <sup>9</sup> .	21
<b>3.1.</b> Líneas de convergencia de flujo en un pozo no estimulado.	24
<b>3.2.</b> Líneas de convergencia de flujo en un pozo que intercepta a una fractura.	24

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
<b>3.3.</b> Modelo usado para predecir la disminución de conductividad de la fractura debida al fluido fracturante.	56
<b>4.1.</b> Conductividad base de algunos apuntalantes malla 20/40 @ 2 lb/pie <sup>2</sup> y 225 °F.	70
<b>4.2.</b> Permeabilidades retenidas variando el reticulante.	71
<b>4.3.</b> Permeabilidades retenidas variando la concentración de polímero.	72
<b>4.4.</b> Porosidad versus presión de cierre, arena Jordan malla 12/20.	75
<b>4.5.</b> Porosidad versus presión de cierre, arena Jordan malla 20/40.	75
<b>4.6.</b> Sensibilidad del factor de daño, F.	87

## R E S U M E N

Los fluidos fracturantes gelificados se usan frecuentemente en los fracturamientos hidráulicos con apuntalante. Durante estos tratamientos se forma un enjarre de los sólidos del gel sobre las paredes de la fractura como resultado de la pérdida del fluido hacia la formación, así como la depositación de altas concentraciones de residuos poliméricos en el mismo empaque. La presencia de este enjarre y estos residuos pueden tener un efecto adverso sobre la conductividad del empaque de apuntalante usado para sostener la fractura creada.

En este trabajo se describen los factores que afectan la conductividad retenida de una fractura apuntalada. Se estudia el efecto de los factores anteriores sobre la conductividad retenida de las fracturas creadas hidráulicamente y apuntaladas mediante el uso de un equipo experimental diseñado para medir la conductividad retenida del empaque, considerándose dos tipos de apuntalante y varios sistemas de fluido fracturante base agua.

Se da la descripción del equipo experimental desarrollado para la evaluación de apuntalantes y fluidos fracturantes bajo varias condiciones de presiones de cierre, temperatura, tiempo de prueba, etc.

Se definen algunos conceptos básicos relativos a los fluidos fracturantes y se describen funciones y características de aditivos comúnmente empleados en la preparación de los fluidos fracturantes.

Se desarrolla una metodología para determinar la disminución de la conductividad y/o permeabilidad en el empaque de apuntalante debido al efecto del residuo del fluido fracturante, involucrando variables como porosidad del apuntalante, presión de cierre, concentración del apuntalante en el fluido, concentración inicial de polímero, densidad del apuntalante y, con este valor de concentración final, se ilustra el efecto sobre la permeabilidad retenida del apuntalante.

Se muestra también la sensibilidad de los valores de conductividad obtenidos durante el diseño contra el factor de daño, aplicado a la conductividad del apuntalante elegido para el tratamiento. Esto se realiza mediante el uso de un simulador de fracturamiento hidráulico "MFrac" de la compañía Meyer y asociados.

Al final se realizan algunas conclusiones obtenidas en el presente estudio, así como algunas recomendaciones para mejora de la infraestructura empleada en las mediciones, entre otras.

# C A P Í T U L O 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Definición del problema

La efectividad de un fracturamiento hidráulico apuntalado para mejorar la producción de un pozo petrolero es función de la longitud y conductividad de la fractura. La conductividad de la fractura o capacidad de flujo, representa la facilidad que el empaque de apuntalante exhibe al flujo de los fluidos provenientes de la formación productora; en consecuencia, a mayor conductividad de la fractura se tendrán mejores condiciones para producción y un más rápido retorno económico.

Actualmente se realizan un gran número de operaciones de fracturamiento hidráulico en la Región Norte de PEP (Pemex Exploración y Producción) como parte de la terminación de los pozos; a menudo, las evaluaciones post fracturamiento revelan que las conductividades in-situ de las fracturas apuntaladas son menores que las conductividades consideradas previamente en el diseño del tratamiento. Por ende el incremento en la productividad también presenta discrepancia con respecto a la simulación previa. Mucha de esta discrepancia se debe al hecho de no comprender adecuadamente el proceso que se lleva a cabo dentro de la fractura creada. Es sabido que, un solo factor no causa esta discrepancia,

sino más bien varios factores y su interacción. Uno de los principales factores es la permeabilidad del apuntalante empacado dentro de la fractura, la cual comúnmente se mide a corto plazo y sin presencia de fluido fracturante, a temperatura ambiente. Tales pruebas de conductividad fueron diseñadas por simplicidad operacional y se seleccionaron en el régimen de flujo laminar para mejorar la repetibilidad de la medición. Desafortunadamente, muchos ingenieros usan estos valores de referencia en el diseño de la fractura, sin realizar los ajustes apropiados por efectos de flujo multifásico, flujo no Darcy, incrustamiento, residuos del fluido fracturante, etcétera. Por lo tanto, es evidente la necesidad de obtener valores de conductividad y de coeficiente de pérdida de filtrado en laboratorio más representativos, para su empleo en el diseño de los fracturamientos hidráulicos y no sobrevalorar los resultados de la estimulación deseada.

Existen muchos factores que afectan la conductividad retenida de la fractura in-situ. Éstos se explican con más detalle en la sección 3.2. Estos factores pueden reducir la conductividad de la fractura hasta en un 80 % o más y han sido estudiados por separado, unos más que otros y algunas combinaciones de ellos, pero no se ha logrado reproducir el efecto de todos ellos en una sola prueba estandarizada de laboratorio.

Generalmente, el daño causado al empaque de apuntalante por el polímero de los fluidos fracturantes es atribuido a los residuos insolubles que contienen y/o a las altas concentraciones poliméricas remanentes en el empaque obtenidas durante el cierre. Esto resulta en fluidos altamente viscosos difíciles de desplazar durante la limpieza de la fractura apuntalada, repercutiendo en la capacidad de flujo de la misma.



## **1.2 Antecedentes**

Aunado a lo anterior, hoy en día, no existe una guía o normatividad consensual entre Pemex y las compañías proveedoras del servicio de fracturamiento hidráulico, para la evaluación de la conductividad retenida en un empaque de apuntalante, siendo diferentes los parámetros de prueba de un laboratorio a otro. Esto en conjunto con el requerimiento de Pemex Exploración y Producción (PEP), en sus licitaciones del servicio de fracturamiento hidráulico apuntalado, de conocer los valores de conductividad retenida de los materiales propuestos por las diferentes compañías fracturantes, para compararlos y seleccionarlos para su uso en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Por ello, se tiene el antecedente de un proyecto común entre PEP e Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) <sup>1</sup> de implementar un laboratorio para la medición de la conductividad retenida en un empaque de apuntalante y poseer así, una infraestructura base para el desarrollo de estudios, como el presente.

## **1.3 Objetivos**

El objetivo medular del presente trabajo es ilustrar el efecto adverso de los residuos poliméricos de los fluidos fracturantes base agua, presión de cierre y temperatura sobre la conductividad retenida del empaque de apuntalante. Para ello se usó un modelo físico experimental de medición de la permeabilidad del empaque de apuntalante y del coeficiente de pérdida de filtrado del fluido fracturante, simulando condiciones de fondo.

Otro objetivo es el desarrollo de una metodología para determinar la disminución de la permeabilidad de un empaque de apuntalante por efecto del residuo del fluido fracturante.

Otra meta es obtener una expresión que correlacione la variación de la porosidad con respecto a la presión de cierre, para dos de los apuntalantes más comunes en la Región Norte de PEP, basándose en mediciones de laboratorio; así como también mostrar la sensibilidad del factor de daño aplicado a la conductividad del apuntalante contra la conductividad de la fractura creada, al efectuar una corrida con un simulador comercial "MFrac" (disponible en el IMP) durante la etapa del diseño del tratamiento en escritorio. Se hacen conclusiones y observaciones.

#### **1.4 Alcances**

La principal limitante de los alcances de este trabajo son las características del equipo de laboratorio con que se cuenta. También se limita al uso de los fluidos fracturantes base agua más empleados actualmente en los tratamientos de fracturamiento hidráulico de la Región Norte de PEP y de dos tipos de apuntalante de características específicas, con la finalidad de discernir entre las variables, aquellas que afectan la conductividad retenida y mostrar con mayor claridad el efecto provocado por los residuos poliméricos.

## C A P Í T U L O 2

### EQUIPO EXPERIMENTAL

#### 2.1 Revisión bibliográfica.

La mayoría de los datos de conductividad de un empaque de apuntalante, usados en el diseño de un fracturamiento hidráulico han sido obtenidos a condiciones ambientales, empleando como guía la API-RP-61 <sup>2</sup>. Cooke publicó datos que muestran los efectos de los agentes gelificantes y aditivos de pérdida de fluido sobre la conductividad de los empaques de apuntalante <sup>3</sup> y más tarde Almond continuó su estudio <sup>4</sup>. En 1987 Penny <sup>5</sup> presentó un trabajo donde describió un equipo y procedimiento experimental de medición de conductividad retenida en un empaque de apuntalante donde utiliza una celda de flujo lineal, la cual es ya una versión modificada de la API-RP-61. En ese mismo año Parker y McDaniel <sup>6</sup> realizaron un trabajo similar al de Penny, pero utilizaron una celda de flujo radial, que se considera menos representativa del flujo en una fractura.

El diseño del equipo que se tiene implementado actualmente en el Laboratorio de Perforación del IMP, Zona Norte, es muy similar al usado por Penny <sup>5</sup>, con algunas modificaciones.

## 2.2 Principio de la medición.

La permeabilidad es la propiedad de un material poroso que da idea de la facilidad con la que fluye un fluido a través del material, mediante un gradiente de presión aplicado.

Darcy <sup>7</sup> definió la permeabilidad en función de cantidades medibles. Para flujo horizontal lineal de un fluido incompresible a través de un material poroso de longitud L en la dirección del flujo y área de sección transversal A, la permeabilidad k del material se define como:

$$k = \frac{q\mu}{A(\Delta p/L)} \quad (2.1)$$

Para medir la permeabilidad de un material poroso es necesario establecer un flujo laminar a través del material y aplicar apropiadamente la ley de Darcy. A gastos suficientemente altos ya no se cumplen las condiciones de flujo laminar y la ley de Darcy ya no es válida, ver 3.2. El rango en el cual este flujo laminar existe se ha definido en función del número de Reynolds:

$$Re = \frac{q\rho\delta}{\mu A\phi} \quad (2.2)$$

Donde q es el gasto volumétrico,  $\rho$  es la densidad del fluido,  $\mu$  es la viscosidad,  $\phi$  es la porosidad, A es el área de la sección transversal del medio poroso y  $\delta$  es el diámetro promedio del grano de arena.

En arenas y areniscas, la transición de flujo laminar a turbulento ocurre gradualmente de 1 a 10. Números de Reynolds menores que 1 aseguran flujo laminar y mayores de 10, flujo turbulento.

Ya que en un medio poroso existe una distribución de tamaños de poro, la transición de flujo laminar a turbulento no es abrupta a determinado  $Re$  como sucede en el flujo a través de tuberías. En lugar de ello, la transición es gradual.

Forchheimer <sup>8</sup> propuso una ecuación que describe mejor los resultados experimentales a altos gastos, ver la sección 3.2, de la forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (2.3)$$

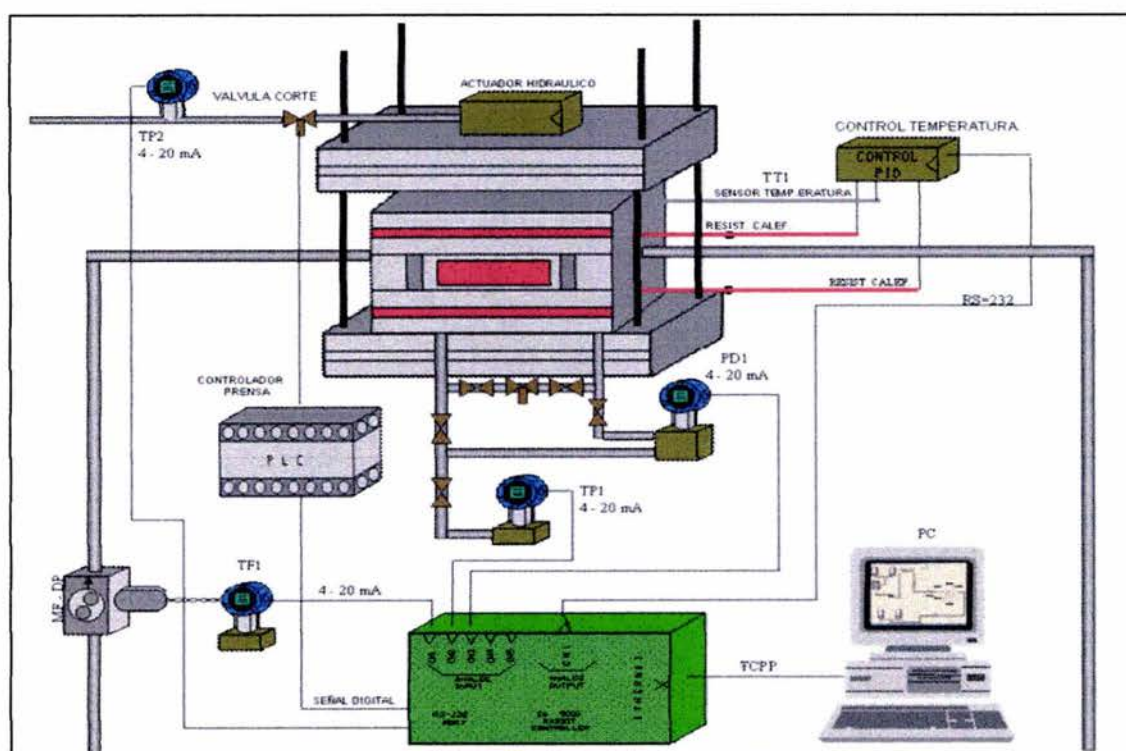
Donde  $\Delta p/\Delta L$  es la caída de presión por unidad de longitud de la trayectoria de flujo,  $k$  es la permeabilidad del medio poroso y  $\beta$  es el factor de flujo no Darcy. El primer término de la derecha obedece al flujo viscoso y el segundo, a efectos inerciales de flujo.

Afortunadamente, el régimen de flujo en la mayoría de los casos prácticos de interés es del tipo laminar, donde aplica la ley de Darcy. La teoría matemática de flujo a través de medios porosos es generalmente formulada tomando la ley de Darcy como ley fundamental de flujo.

Para nuestro caso, el medio poroso es el empaque de apuntalante y la medición de su permeabilidad se realizó mediante el equipo experimental que se describe a continuación.

### 2.3 Descripción del equipo experimental.

En la **figura 2.1** se muestra un esquema del equipo experimental que se emplea en la medición de la conductividad del empaque de apuntalante, siendo también usado en la medición de la pérdida de fluido estática y dinámica. A continuación se describen las partes principales del equipo experimental utilizado en el presente trabajo.

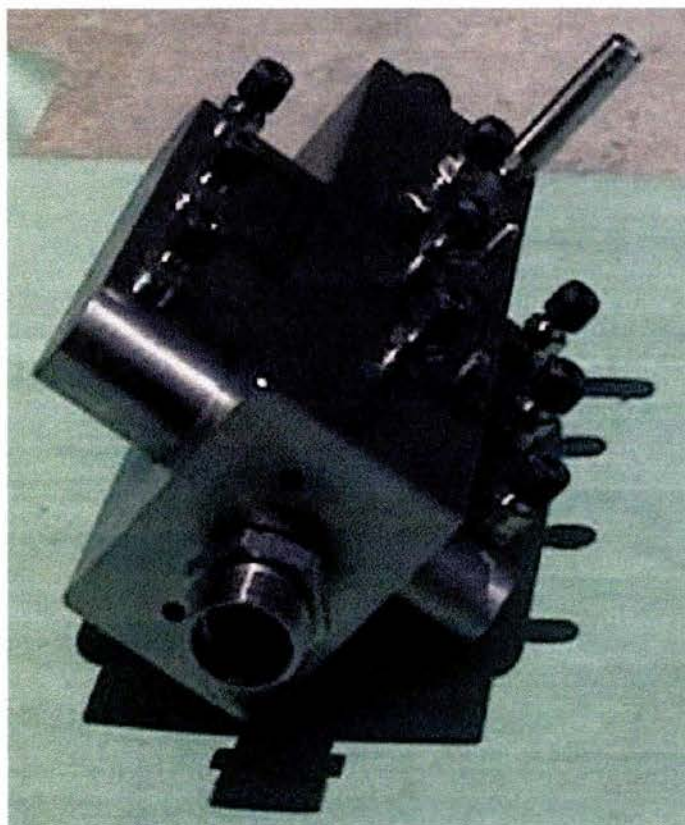


**Figura 2.1.** Esquema del equipo experimental de medición de la conductividad del empaque de apuntalante.

FLUIDO DE MEDICIÓN. El fluido empleado para la medición de la conductividad del empaque de apuntalante es una salmuera de KCl al 2 % en peso, ya que es el fluido base más comúnmente empleado en la preparación de los fluidos fracturantes base agua. Para preparar la

salmuera se usa agua destilada con bajos niveles de oxígeno disuelto (menos de 20 ppb).

CELDA. Es un diseño modificado de la guía API-RP-61 <sup>2</sup>, maquinada en acero inoxidable, con un área de flujo de  $10 \text{ pg}^2$ , cuenta con dos pistones móviles; cada pistón posee un "O'ring cuadrado" en la parte que permanece dentro del cuerpo de la celda. La función del par de "O'rings cuadrados" en cada pistón es para asegurar el sello hidráulico del empaque de flujo y son de una mezcla de etileno-propileno, capaces de resistir el ataque químico de los aditivos del fluido fracturante y las temperaturas máximas de prueba, aproximadamente 338 °F. La **figura 2.3** muestra una vista de la celda.



**Figura 2.2.** Vista externa de la celda.

PLACAS. Son de acero inoxidable para ser usadas en lugar de núcleos, cuando no se disponga de éstos, de las dimensiones del área de las 10 pg<sup>2</sup> del empaque y son de 0.32 pg de espesor aproximadamente. Al usar estas placas de acero no se considera el efecto del incrustamiento del apuntalante en la formación.

PLACAS DE NÚCLEOS DE FORMACIÓN. Su empleo es para el estudio del incrustamiento del apuntalante, de la interacción fluido fracturante-roca y de la pérdida del fluido fracturante hacia la formación (coeficiente pérdida de filtrado). Son bloques de núcleo de dimensiones de 1.5 X 7 X 3/8 pg aproximadamente, trabajadas para obtener el contorno interno de la celda. Las placas son "curadas" previamente a una prueba a temperatura dentro de la celda, colocándoles un poco de silicón para alta temperatura (silicón rojo) en el borde, con el fin de mantenerlas en su posición y obtener un mejor sello hidráulico durante la corrida de una prueba. Durante una corrida con apuntalante, primero se coloca la placa del fondo, se coloca el apuntalante, se nivela; posteriormente se coloca la otra placa y encima el otro pistón.

CARGA HIDRÁULICA. Se suministra mediante una prensa hidráulica impulsada por aceite. Se realizan incrementos de 100 lb/pg<sup>2</sup> por minuto los cuales se monitorean mediante un transductor instalado sobre la línea de presión hidráulica. La capacidad de la prensa hidráulica es de 70,000 kg<sub>r</sub>. La prensa posee un pistón de 10 pg de diámetro mediante el cual transmite la fuerza al área de 10 pg<sup>2</sup> de los pistones de la celda y simula las presiones de cierre en el experimento.

SISTEMA DE FLUIDOS. El fluido de medición se contiene en recipientes herméticos, para evitar su contaminación con oxígeno, y



se bombea al sistema mediante una bomba tipo cromatográfica. Los puertos de los sensores de presión y los de entrada y salida a la celda, contienen filtros reemplazables de malla de acero inoxidable de 5 micras. El fluido se filtra para evitar el paso del apuntalante, o cualquier otro sólido que pueda alterar la medición y/o dañar físicamente los transductores de presión. El sistema cuenta con un regulador de contrapresión a la salida de la celda para mantener la presión interna arriba de la presión de vapor del fluido de medición y asegurar la medición en una fase; la presión del sistema se fijará a 500 lb/pg<sup>2</sup> antes de cada corrida, para asegurar la medición en una sola fase.

CONTROL DEL POTENCIAL DE HIDRÓGENO, pH. El pH del agua a emplear en la preparación del fluido de medición se fija entre 6.5 y 7 unidades, ya sea mediante la adición de ácido clorhídrico diluido o bicarbonato de sodio u otro método. El pH se mantiene en este rango durante la prueba con  $\pm 0.2$  unidades. La razón de elegir este pH neutro es para minimizar la disolución de sílice proveniente del apuntalante y evitar corrosión del equipo.

SATURACIÓN DE SÍLICE. Previo a la entrada del fluido a la celda, éste se satura con sílice haciéndolo fluir a través de una columna conteniendo 350 ml de arena caliente malla 100. Las partes por millón (ppm) de sílice disuelta por el fluido esta en función del tiempo de residencia, pH y la temperatura. Las concentraciones de sílice se pueden cuantificar por medio de adsorción atómica.

Durante el inicio de una prueba a una presión de cierre neta de 1,000 lb/pg<sup>2</sup>, el fluido pasa a través de la columna empacada de arena a temperatura ambiente.

REMOCIÓN DE OXÍGENO. El oxígeno se remueve rigurosamente de cada bache de agua destilada con la finalidad de prevenir taponamientos por la creación de óxidos metálicos, los cuales, afectan adversamente las pruebas a largo plazo, así como minimizar la interacción fluido-roca-aparato. La remoción del oxígeno es mediante burbujeo de nitrógeno, que anteriormente se ha fluido a través de una columna empacada con cobre caliente a aproximadamente 750 °F. El proceso anterior reduce los niveles de oxígeno disuelto a concentraciones de 5 a 15 ppb. La medición de la cantidad de oxígeno disuelto se realiza mediante un equipo medidor de trazas de oxígeno disuelto, en el rango de 0 a 40 ppb. Se puede emplear agua bi ó tri destilada.

GASTO Y SU MEDICIÓN. Los bajos gastos deseados para realizar la medición bajo flujo Darcy, son proveídos por una bomba tipo cromatográfica, la cual tiene ya incorporado un medidor de gasto electrónico. Este gasto se verifica constantemente mediante recipientes aforados durante la corrida de una prueba. La bomba provee un flujo continuo sin pulsaciones y tiene las opciones de ser controlada manualmente o desde el sistema de adquisición de datos. Además la bomba presenta una pantalla donde se despliega el gasto y la contrapresión actual. El gasto máximo manejado por la bomba es de 40 ml/min y la máxima contrapresión es de 1,600 lb/pg<sup>2</sup>.

PRESIÓN DIFERENCIAL. La presión diferencial a través de la celda se mide con un transductor, el cual se aísla y se pone a cero antes de cada prueba. El rango de medición se checa con una columna de agua. El transductor de la presión diferencial está calibrado para un rango de 0 a 9 lb/pg<sup>2</sup>, con una precisión de 0.001 lb/pg<sup>2</sup>. El transductor presenta una pantalla donde se observan los datos

medidos. La señal de este transductor también se recibe en el sistema de adquisición de datos.

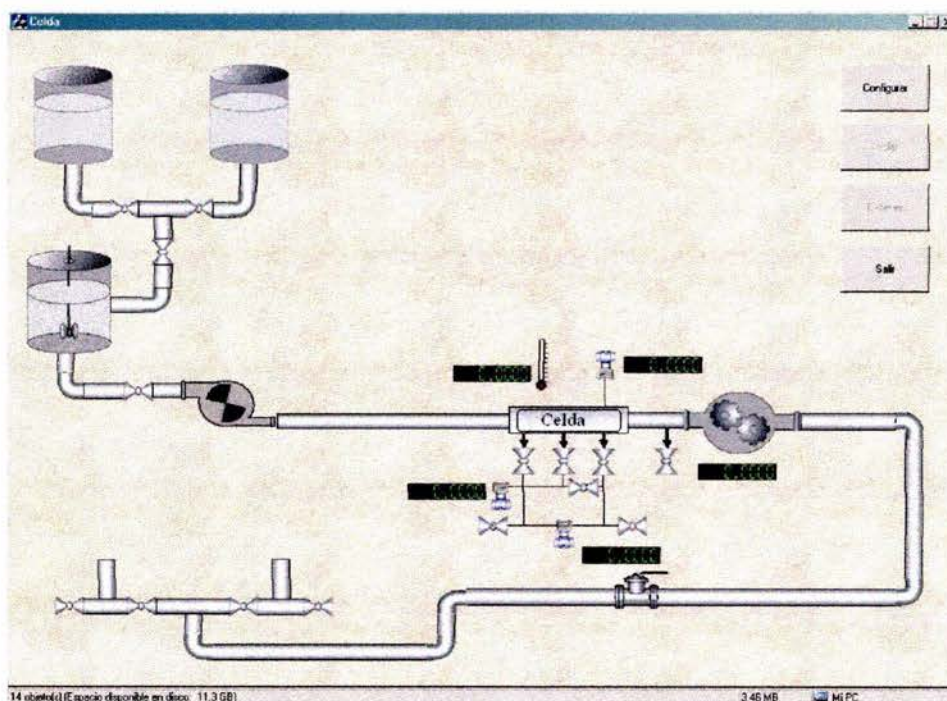
AMPLITUD. La amplitud del empaque de apuntalante a cada extremo se mide al inicio de cada prueba a  $1,000 \text{ lb/pg}^2$  y su variación durante la prueba se mide mediante un micrómetro digital fijado a los pistones de la celda. Las mediciones realizadas por el micrómetro digital se deben cotejar manual y esporádicamente. El micrómetro digital tiene un conector que permite capturar electrónicamente las mediciones en el sistema de adquisición de datos. El rango de desplazamiento del micrómetro es de 0 a 0.5 pg, con una graduación de 0.0005 pg. El micrómetro digital presenta la opción de inicializar la medición a cualquier amplitud deseada; además cuenta con una pantalla donde se visualizan los valores medidos, ya sea en pg ó en mm.

TEMPERATURA. La temperatura de prueba de la celda y el fluido se alcanzan por: 1) fluir el fluido a través de una columna de arena caliente, 2) aplicar calor a la celda con las resistencias que corren internamente en el cuerpo de la misma y 3) aislar el ensamble de entrada y el cuerpo de la celda. La pérdida de calor de los pistones hacia las platinas de la prensa se reduce mediante un aislante a base de asbesto. La temperatura de la prueba se debe mantener dentro de  $\pm 5 \text{ }^\circ\text{F}$  de la temperatura de prueba deseada.

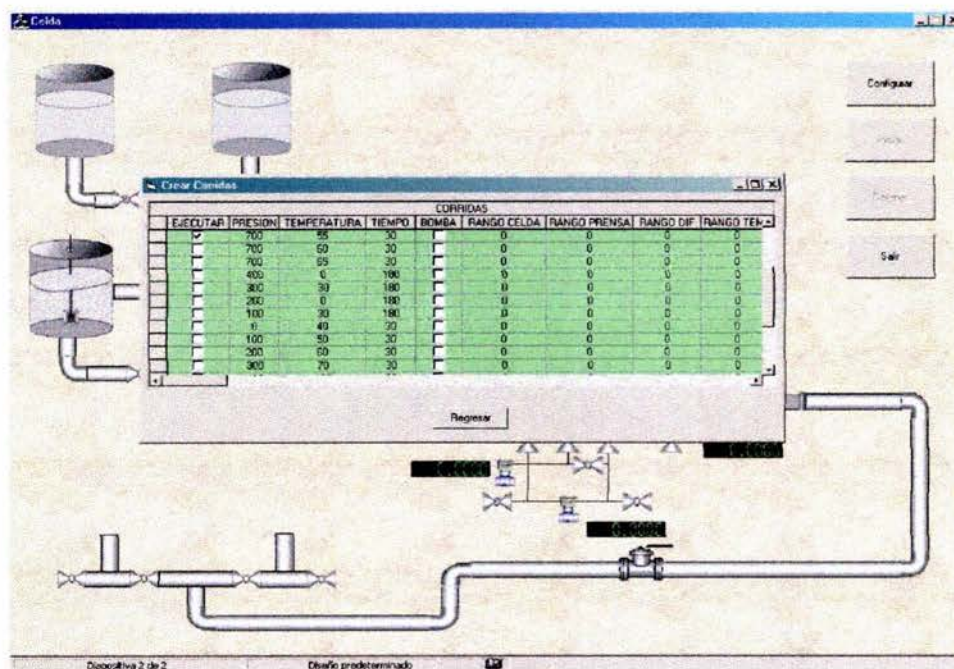
SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS. El sistema de adquisición de datos cuenta con una computadora, y un software diseñado especialmente por el Instituto Mexicano del Petróleo para esta aplicación; este sistema captura digitalmente los valores de amplitud, gasto, temperatura, presión interna de la celda, presión diferencial y la presión hidráulica. Tiene un algoritmo para calcular la viscosidad del fluido de medición conforme a su temperatura, así como los

valores de permeabilidad y conductividad del empaque de apuntalante en tiempo real. El sistema almacena los valores en un archivo de datos generado automáticamente al término de cada prueba. El sistema de adquisición de datos controla los incrementos de temperatura, gasto y presión hidráulica. En la **figura 2.3** se muestra la pantalla de la computadora (interface) del sistema de adquisición de datos.

La secuencia de una prueba se puede configurar desde la computadora, ver **figura 2.4**.



**Figura 2.3.** Pantalla inicial del software de adquisición de datos.



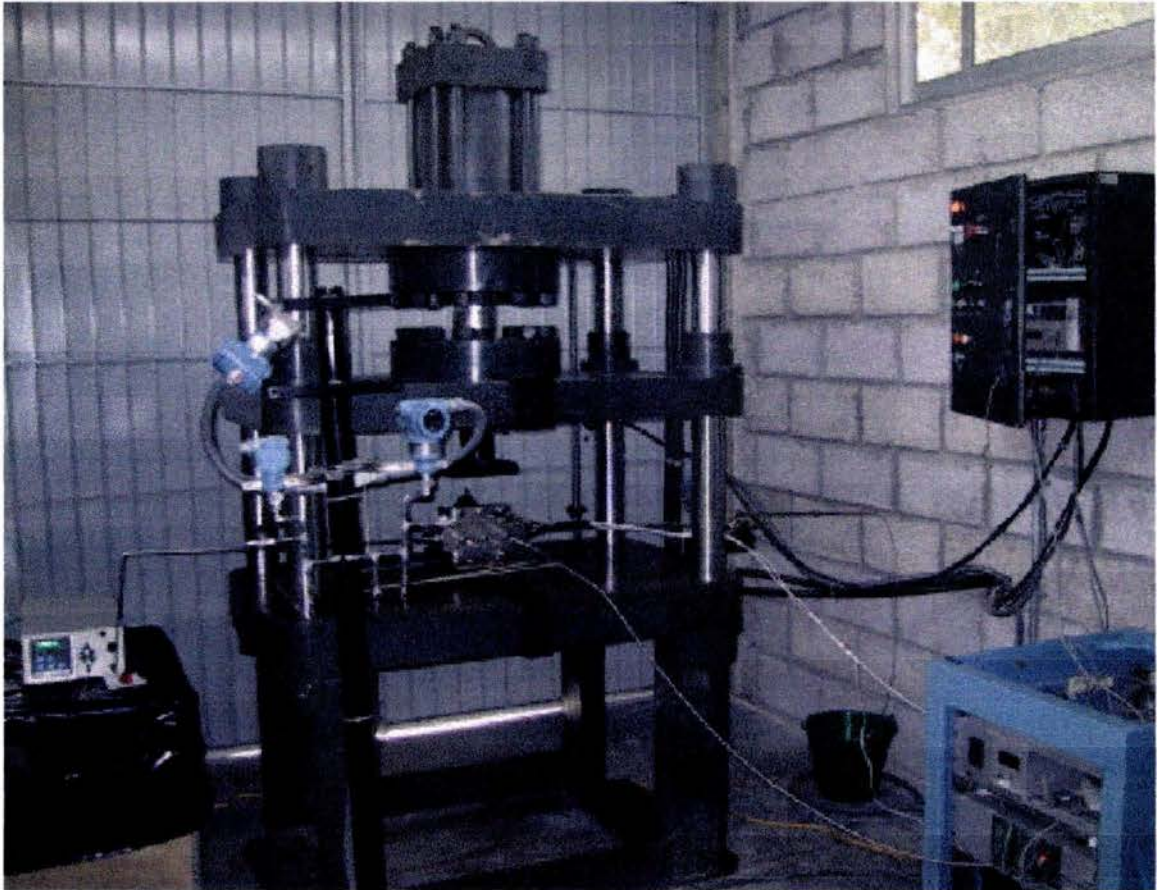
**Figura 2.4.** Pantalla de configuración de la secuencia de una corrida de prueba del sistema de adquisición de datos.

El equipo experimental completo empleado para la medición de la conductividad y/o permeabilidad de un empaque se muestra en la **figura 2.5.**

## **2.4 Procedimiento para la medición de la permeabilidad y conductividad del empaque de apuntalante.**

Se han usado diferentes celdas para flujo radial y lineal para medir la conductividad de los apuntalantes. En 1989 el API (Instituto Americano del Petróleo) publicó la guía API-RP-61 para medición de la conductividad de los apuntalantes a corto plazo mediante el flujo de un líquido en una sola fase (salmuera de KCl al 2 %) a través de una celda lineal, con un empaque de apuntalante de 7 x 1.5 pg a

gastos de 1 a 10 ml/min. La medición de la caída de presión a través de los puertos de la celda con una separación de 5  $\mu\text{g}$ , permite calcular la permeabilidad acorde a la ley de Darcy a una condición de esfuerzo dada.



**Figura 2.5.** Equipo para la medición de la conductividad de empaques de apuntalante.

### **PRUEBAS DE FLUJO DE UNA SOLA FASE.**

***Prueba de conductividad a corto plazo.*** La API-RP-61 define la medición de la conductividad para arenas y cerámicos. El procedimiento general para prueba de un cerámico es como sigue:

1. Cargue con 63.1 gr (equivalente a 2 lb/pie<sup>2</sup>) de apuntalante cada celda, usando placas de acero en cada lado del empaque.
2. Instale las celdas en la prensa.
3. Aplique un esfuerzo inicial de 1,000 lb/pg<sup>2</sup> por 15 min.
4. Aplique un vacío para remover el aire y bombeé agua destilada a través de la celda.
5. Eleve la presión del agua a 150 lb/pg<sup>2</sup>.
6. Incremente el esfuerzo a 2,000 lb/pg<sup>2</sup> y manténgalo durante 15 min.
7. Mida la  $\Delta p$  a 2.5, 5 y 10ml/min.
8. Mida la amplitud del empaque y la temperatura.
9. Incremente el esfuerzo en 2,000 lb/pg<sup>2</sup> y permita su estabilización por 15 min.
10. Repita la medición de la  $\Delta p$ , amplitud del empaque y temperatura a gastos de 2.5, 5 y 10 ml/min.
11. Repita las últimas dos etapas hasta 14,000 lb/pg<sup>2</sup>.

El procedimiento de prueba para arenas es básicamente el mismo que el anterior, excepto que la prueba solo se corre hasta 10,000 lb/pg<sup>2</sup> mientras los gastos se reducen de 1 a 4 ml/min, y cada incremento se prolonga a 1 hora de duración.

La prueba a corto plazo consume mínimo de 3 a 4 hrs. Varios investigadores han demostrado la importancia de sostener el esfuerzo por un período de tiempo mucho mayor. Esto le permitiría al apuntalante alcanzar una condición de estado pseudo estacionario antes de medir su permeabilidad. Se debe notar también que esta prueba se realiza a temperatura ambiente, así que no considera efectos térmicos.

**Prueba de conductividad a largo plazo.** Varios estudios han mostrado el efecto de largos períodos de esfuerzo sobre el apuntalante. Se encontró que las etapas de 15 min de las pruebas a corto plazo no dan un tiempo adecuado para que estabilice el empaque de apuntalante bajo las condiciones de carga.

El procedimiento de medición de la conductividad de un empaque de apuntalante a largo plazo usado en este trabajo es, a grosso modo, como sigue:

1. Fraccione las muestras en cuatro partes con un cuarteador.
2. Cargue 63.1 gr (equivalente a 2 lb/pie<sup>2</sup>) de apuntalante cada celda usando placas de arenisca (u otras rocas de yacimiento) en cada lado del empaque.
3. Nivele la muestra dentro de la celda.
4. Instale la celda en la prensa.
5. Purgue la salmuera de KCl al 2% con nitrógeno libre de oxígeno.



6. Aplique un vacío por 45 min para remover el aire dentro de la celda y conexiones.
7. Fluya KCl al 2 % a través de la columna caliente de sílice y de las celdas.
8. Eleve el esfuerzo a  $1,000 \text{ lb/pg}^2$  y la presión del fluido a  $500 \text{ lb/pg}^2$ .
9. Permita al apuntalante equilibrar durante 30 minutos. Todos los transductores se calibran durante este período.
10. Caliente la celda a la temperatura de interés. Permita el equilibrio.
11. Incremente el esfuerzo a  $2,000 \text{ lb/pg}^2$ .
12. Fluya el fluido a gastos de 2, 3, 4 y 6 ml/min. Mida la  $\Delta p$  por 30 minutos después de cada cambio de gasto.
13. Mida la amplitud del empaque de apuntalante y la temperatura.
14. Mantenga el esfuerzo por 50 hrs (o más, si se desea).
15. Eleve el esfuerzo en incrementos de  $2,000 \text{ lb/pg}^2$  por 50 hrs (o más, si se desea) en cada incremento.

16. Continúe midiendo la  $\Delta p$  a 3, 4 y 6 ml/min, la amplitud del empaque y la temperatura hasta 14,000 lb/pg<sup>2</sup> de esfuerzo alcanzado.

Los valores de viscosidad de la salmuera de KCl al 2 % en peso vs temperatura se tomaron de Ershaghi y colaboradores<sup>9</sup>, extrapolando entre los datos de 1 y 3 % en peso de KCl desde 80 a 340 °F, ver **figura 2.6**, o bien usando el polinomio de ajuste:

$$\mu = 4 \times 10^{-14}T^6 - 4 \times 10^{-11}T^5 + 2 \times 10^{-8}T^4 - 4 \times 10^{-6}T^3 + 5 \times 10^{-4}T^2 - 0.0348T + 1.5418 \quad (2.4)$$

La permeabilidad y conductividad son calculadas de la relación de Darcy<sup>7</sup> para flujo lineal:

$$kw_f = 26.78 \frac{\mu q}{\Delta p} \quad \text{y} \quad k = \frac{kw_f}{w} \times 1000 \quad (2.5)$$

Donde:

$kw_f$  es la conductividad en mD-pie.

$k$  es la permeabilidad en Darcies.

26.78 es un factor de conversión para un área de flujo de 1.5 X 5 pg y presión dada en lb/pg<sup>2</sup>.

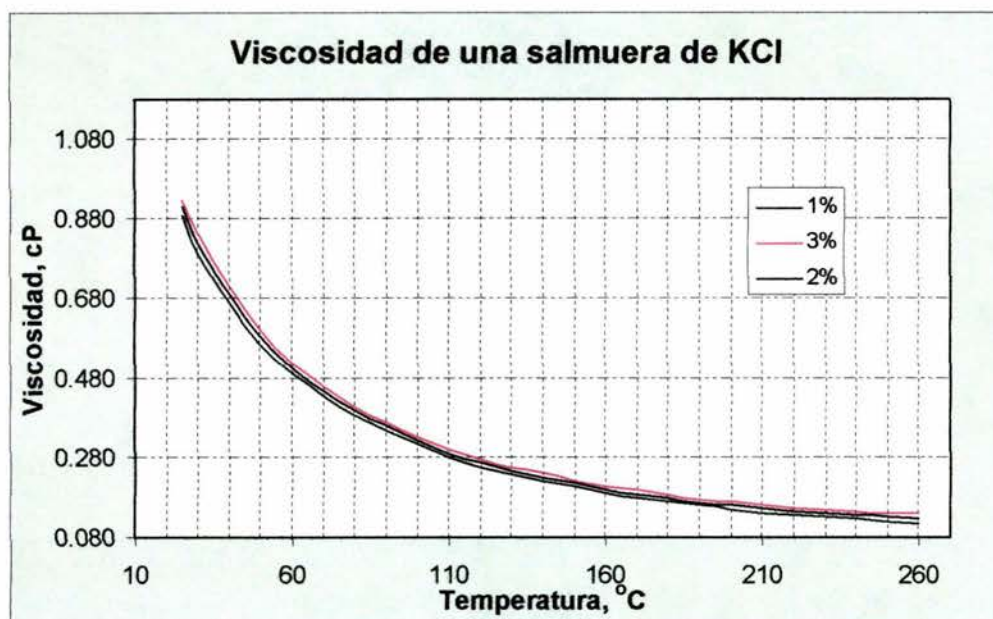
$\mu$  es la viscosidad del fluido de medición en cP.

$q$  es el gasto volumétrico en ml/min.

$\Delta p$  es la presión diferencial a través de un empaque de flujo de 5 pg en lb/pg<sup>2</sup>.

$w$  es la amplitud en pg.

$T$  es la temperatura en °C.



**Figura 2.6.** Viscosidad de KCl al 2 % en peso, de Ershaghi y colaboradores <sup>9</sup>.

Debido a que estas pruebas se realizan a altas temperaturas es necesario usar líquidos saturados con sílice y desoxigenados para reproducir las condiciones de yacimiento y minimizar cualquier interacción entre el fluido y el aparato de prueba, placas de arenisca y apuntalante.

En ambas pruebas (corto y largo plazo), los gastos utilizados (acorde al procedimiento API) son del rango de 1 a 10 ml/min. Estos gastos equivalen a gastos de 4 a 40 bpd de aceite, 13 a 130 mscfd de gas @ 1,000 lb/pg<sup>2</sup> de pwf, producidos de una fractura con dos alas de 30 pies de altura. La velocidad superficial del agua durante la prueba es del orden de 0.2 a 2 pg por minuto. En fracturas reales, la velocidad superficial puede ser de varios pies por segundo y la velocidad intersticial, consecuentemente, más alta. El API reconoce que estas pruebas no son representativas de las condiciones reales y hace el

siguiente comentario en la API-RP-61: "PRECAUCIÓN: Los procedimientos de prueba de esta publicación no son diseñados para dar valores absolutos de conductividad de apuntalante bajo condiciones de yacimiento."

Las pruebas de conductividad fueron diseñadas por simplicidad operacional y se seleccionaron en el régimen de flujo laminar, para mejorar la repetibilidad. Desafortunadamente, muchos ingenieros usan estos valores de referencia en el diseño de la fractura sin realizar los ajustes apropiados por efectos de flujo multifásico, flujo no Darcy, incrustamiento, fluido fracturante, etcétera.

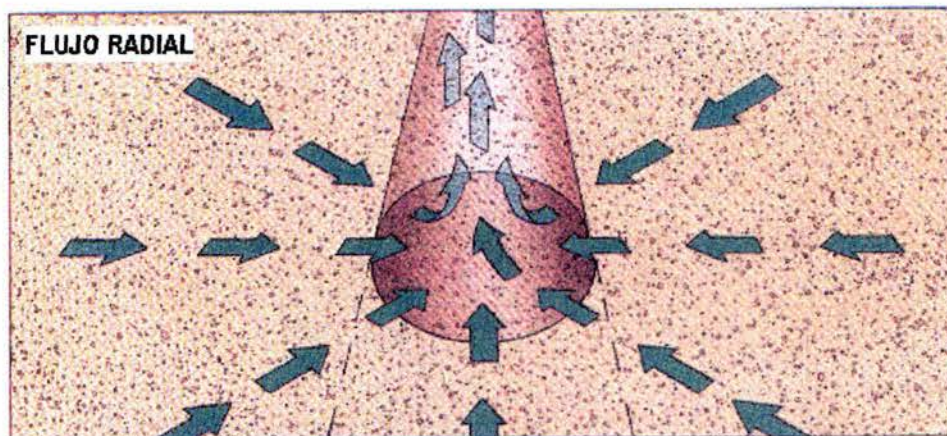
## C A P Í T U L O 3

### DESARROLLO DEL TEMA

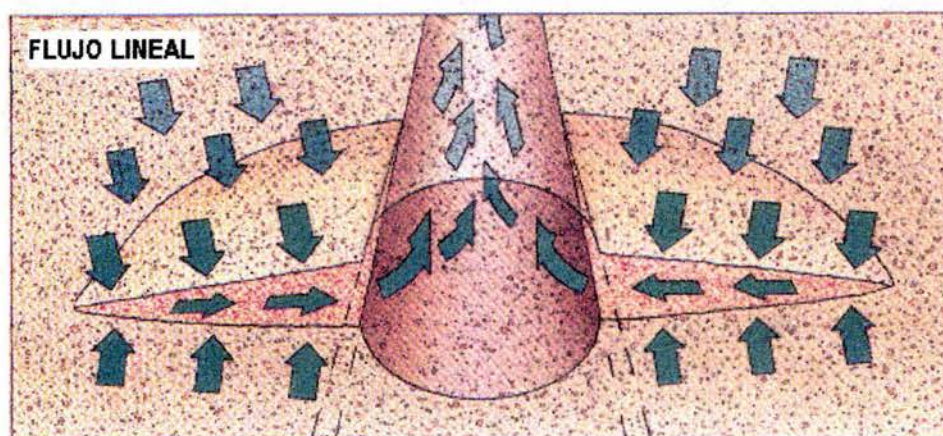
#### 3.1 Generalidades y conceptos básicos.

En un pozo no estimulado, los fluidos del yacimiento convergen radialmente hacia el pozo, **figura 3.1**. Cuando se desarrolla un fracturamiento hidráulico, la productividad de los pozos se incrementa bombeando fluidos a la formación a gastos y presiones suficientes, para abrir y extender hidráulicamente una fractura profunda dentro del yacimiento, con lo cual se modifica el patrón de flujo. Entonces, el flujo de los fluidos del yacimiento se vuelve lineal hacia la fractura conductiva que intercepta al pozo, ver **figura 3.2**.

La estimulación de fracturamiento hidráulico apuntalado se inicia con el bombeo de un fluido geleficado “el colchón” el cual abre y propaga la fractura. Esto es seguido de un slurry del fluido gelificado mezclado con apuntalante. Cuando el bombeo para, el apuntalante impide el cierre de la fractura, manteniendo un camino conductivo dentro de la formación, con una longitud típica de 200 a 2,000 pies (60 a 600 metros) desde el pozo.



**Figura 3.1.** Líneas de convergencia de flujo en un pozo no estimulado.



**Figura 3.2.** Líneas de convergencia de flujo en un pozo que intercepta a una fractura.

Los parámetros clave de la conductividad de la fractura son la amplitud y la permeabilidad del empaque de apuntalante. Al realizar un tratamiento exitoso, la permeabilidad del empaque de apuntalante colocado en la fractura creada, es mucho mayor que la de la formación circundante. Los valores de la permeabilidad de la formación, de la longitud media de la fractura y de la conductividad de la fractura son esenciales para la predicción del comportamiento de un pozo fracturado <sup>10, 11, 12, 13, 14, 15</sup>.

Cuando se diseña un fluido fracturante, la viscosidad es la primera consideración. Tiene que ser lo suficientemente alta para crear una fractura y transportar el apuntalante a concentraciones de hasta 12 lbm/gal durante varias horas, altas temperaturas y trayectorias tortuosas. La pérdida de fluido hacia la formación también debe ser controlada, usualmente, mediante la formación de un enjarre. Por éstas razones, los agentes gelificantes poliméricos son usados en los fluidos fracturantes; estos polímeros, normalmente lineales, frecuentemente tienen que ser reticulados mediante el uso de aditivos químicos **reticulantes** conocidos comúnmente como "crosslinkers", esto mejora la estabilidad y viscosidad de los fluidos fracturantes. Entre los **reticulantes** más usados se hallan los zirconatos, titanatos y boratos.

Idealmente, los fluidos de alta viscosidad son diseñados para ser revertidos a soluciones de baja viscosidad después del bombeo del tratamiento para permitir una fácil limpieza de la fractura. Los geles son degradados, aunque rara vez de manera completa, ya sea mediante la temperatura del yacimiento o por **rompedores**, agentes químicos añadidos al fluido, los cuales rompen las moléculas de polímero.

El fluido fracturante ideal debe:

- Ser compatible con los fluidos y el material de la formación.
- Ser capaz de suspender y transportar el apuntalante dentro de la fractura.
- Ser capaz, mediante su viscosidad, de crear y mantener una amplitud de fractura suficiente para permitir el paso del apuntalante.
- Ser eficiente (tener baja pérdida por filtrado).

- Ser fácil de remover de la formación.
- Tener baja pérdida de presión por fricción.
- Ser de preparación fácil y práctica.
- Ser estable (que mantenga su viscosidad durante el tratamiento).
- Ser barato.

La composición de un fluido fracturante bombeado usualmente en los tratamientos de la Región Norte de PEP, consta de:

**Tabla 3.1.** Composición típica de un fluido fracturante usado en la Región Norte de PEP.

<b>ADITIVO</b>	<b>CLAVE COMERCIAL</b>	<b>Schlumberger YF 120LG</b>
Polímero, guar	J 457	20 lb/1,000 gal
Est. de arcillas	L 064	2 gal/1,000 gal
Surfactante	F 103	2 gal/1,000 gal
Est. de arcillas	L 055	1 gal/1,000 gal
Reticulante, borato	L 010	0.19 lb/1,000 gal
Regulador de pH	M003	0.444 lb /1,000 gal
Estabilizador de gel	J 494	1.065 lb/1,000 gal
Rompedor	J 218	Variado/Etapa
Rompedor	J 475	Variado/Etapa

Cada aditivo tiene una función específica, su clave y orden de adición varía de acuerdo a la compañía de servicio. Existe literatura de referencia cruzada donde se dan las funciones y definiciones de cada aditivo, las claves de los mismos para cada compañía de servicio y algunas guías para su control de calidad <sup>16, 17</sup>.



Usualmente al agua base, ver **tabla 3.2**, junto con el viscosificante (polímero), estabilizador de arcillas, surfactante y otros aditivos (según el caso), excluyendo al reticulante, buffer (regulador de pH) y rompedores, se le conoce como **gel lineal**. Una vez que se le agregan los aditivos excluidos anteriormente se le conoce como **gel activada**. La viscosidad de la última es mucho mayor.

**Tabla 3.2.** Especificaciones del agua base<sup>17</sup>.

<b>Especificaciones de agua base</b>	
pH	6 – 8 unidades
Cloruros	< 20,000 ppm
Temperatura	60 – 90 ° F
Hierro	< 20,000 ppm
Bicarbonatos	< 500 ppm

A continuación se dan algunas definiciones de los aditivos más frecuentemente empleados:

**Bactericida.** Prácticamente los fluidos fracturantes que no son base agua podrían ser bombeados dentro de la formación sin algún tipo de bactericida presente. Los bactericidas se usan para eliminar la degradación superficial de los polímeros en los tanques de almacenamiento de agua (mantienen la estabilidad del gel) y detener el crecimiento de bacterias anaeróbicas en la formación. El procedimiento apropiado de adición es agregar al menos la mitad del bactericida en el tanque antes de que éste sea llenado con agua. Esto proporcionará una eliminación rápida o muerte concentrada de cualquier bacteria en el tanque. Cuando el tanque está lleno, se debe agregar el resto del bactericida y entonces se deben permitir de seis a ocho horas antes de gelificar con el polímero seleccionado. Muchos

bactericidas requieren algo de tiempo para lograr la muerte de las bacterias.

**Rompedores.** Un rompedor es un aditivo que posibilita la degradación controlada de un fluido fracturante viscoso a otro menos viscoso y más ligero que puede ser retirado fuera de la fractura. La mayoría de los rompedores utilizados hoy en día, son rompedores internos, los cuales son incorporados a los fluidos fracturantes en la superficie.

**Tabla 3.3.** Rangos de operación de rompedores comunes.

Rompedor	Condiciones de aplicación	
	Temp., °F	pH, unidades
Enzimático	70 - 130	3 - 8, 5 óptimo
Oxidante convencional	130 - 200	3 - 14
Ácido débil	> 200	---
Oxidante de activación retardada	180 - 240	---

Uno de los factores más críticos en el mecanismo de los rompedores es el pH del fluido fracturante.

En el caso de los ácidos orgánicos débiles los cuales suelen también ser utilizados, es necesario evitar el contacto con la formación (especialmente con carbonatos), ya que si el ácido hace contacto con el carbonato en el yacimiento, el rompedor reaccionará con la formación más que con el fluido.

El químico (rompedor) ideal debe:

- Tener un efecto mínimo sobre las propiedades del fluido referentes a transporte de apuntalante y pérdida de fluido durante el tratamiento.
- Permanecer en la fractura y no perderse hacia la formación.
- Minimizar el daño a la permeabilidad del empaque de apuntalante.
- Degradar los polímeros del gel rápidamente después del tratamiento.
- Permanecer estables durante su almacenamiento.

**Buffers.** Los agentes buffer frecuentemente se usa en los fluidos fracturantes para el control del pH, para activadores específicos y tiempos de activación. Ellos también aceleran o bajan poco a poco la hidratación de ciertos polímeros. Productos típicos son el bicarbonato de sodio, ácido fumárico, mezclas de fosfato monosódico y disódico, cenizas de sosa (soda ash), acetato de sodio, y combinaciones de estos químicos. Otra y tal vez la más importante función de un buffer, es asegurar que el fluido fracturante se halle dentro del rango de operación del rompedor.

**Surfactante y desemulsificante.** Un surfactante (agente activo de superficie) puede ser definido como una molécula que busca la interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalecientes. Un surfactante está casi siempre compuesto de dos partes: una cadena larga de hidrocarburo que es virtualmente insoluble en agua pero soluble en aceite y una cola fuertemente soluble en agua. Debido a que existe solubilidad parcial en aceite y agua, el surfactante tenderá a acumularse en la interfase de estos fluidos.

La porción soluble en agua de la molécula puede ser iónicamente positiva (catiónica), negativa (aniónica) o mezclada (anfotérica). Los

surfactantes catiónicos dejan carbonatos húmedos con agua y areniscas húmedas con aceite. Los surfactantes aniónicos tienden a dejar areniscas humedecidas con agua y calizas humedecidas con aceite. Los surfactantes anfotéricos son moléculas orgánicas cuyas cargas iónicas dependen del pH del fluido. Casi todas las formaciones son naturalmente mojadas por agua, lo cual favorece el movimiento del aceite a través de la roca. Debido a la condición preferente de mojabilidad por agua, la naturaleza iónica de los surfactantes es una consideración importante, y uno debe estar consciente de la carga de un surfactante durante su selección.

Una **emulsión** consiste de dos fluidos inmiscibles, en la cual una fase existe en forma de gotas finas dispersas en la otra fase. Las emulsiones comunes en los campos petroleros son de aceite en agua (donde las gotas de aceite existen en la fase continua del agua) o agua en aceite (donde el aceite es la fase continua). La viscosidad de una emulsión puede variar de algunos a varios miles de centipoises. Si se forma una emulsión en el sistema de producción puede existir bloqueo de la producción.

Debido a la naturaleza de su superficie activa, los **surfactantes** pueden actuar como **desemulsificantes** o **emulsificantes**. La eficiencia de un surfactante como desemulsificante en un sistema particular de aceite crudo/agua puede ser determinada experimentalmente, ver API-RP-42 <sup>18</sup>.

Los surfactantes son también utilizados para prevenir o para tratar el bloqueo por agua en las cercanías del pozo. Aunque no tanto como las emulsiones severas, un bloque de agua puede perjudicar la producción. Los surfactantes disminuyen la tensión superficial del agua y reducen la presión capilar, lo cual resulta en una menor

energía requerida para mover el agua a través de las fronteras y de la matriz de la formación.

Otra forma de daño al pozo que puede ser tratada con surfactantes es el bloqueo por finos. Los finos pueden ser sedimentos de lodo, arcillas minerales o sólidos de los fluidos de perforación. Si se usa un surfactante que humedece a los finos en el fluido fracturante, los finos pueden ser removidos de la formación más fácilmente una vez que el fluido fracturante roto se retorna hacia la superficie.

**Estabilizadores de arcillas.** Estudios de laboratorio y resultados de campo indican que las arcillas y las partículas finas presentes en las formaciones productoras pueden reducir el éxito de la estimulación. El porcentaje de arcillas presentes puede no ser tan importante como el tipo y localización de las arcillas. Kaolinita, illita, y clorita son los tipos más comunes encontrados en los yacimientos de arenisca. Estas arcillas no se hinchan, particularmente en la presencia de cloruro de potasio en solución. A menudo, estas arcillas se hallan dispersas con cantidades menores de esmectita y capas de arcilla mezcladas que no son muy estables. El bombeo de los fluidos fracturantes o un cambio en la temperatura, presión, o en el medio ambiente iónico puede causar que las arcillas sean removidas y que migren a través de la roca.

Durante el viaje de las partículas, pueden apuntalar el paso a través de los poros estrechos y reducir seriamente la permeabilidad. Otra forma de causar deterioro a la permeabilidad es mediante el hinchamiento de la arcilla. La susceptibilidad de una formación al daño por hinchamiento de arcillas y migración de finos parece depender de las siguientes características: (1) contenido de arcilla; (2) tipo de arcilla; (3) distribución de la arcilla; (4) tamaño del poro y

distribución de tamaño del grano; (5) cantidad y localización de materiales de cementación, tales como calcita, siderita o sílica. El daño puede ser mitigado mediante el uso de estabilizadores de arcillas. Entre los más empleados se hallan:

Cloruro de Potasio (KCl), el más común.

Cloruro de amonio.

Cloruro de calcio.

Sales de zirconio.

Poliaminas modificadas.

Los estabilizadores de arcillas poliméricos.

Soluciones poliméricas de hidroxialuminio.

**Aditivos para pérdida de fluido.** Son aquellos aditivos que se añaden al fluido fracturante para evitar la pérdida de éste hacia la formación, incrementando la eficiencia del fluido.

El aditivo de pérdida de fluido más común en los fluidos base agua consiste de sílica flúor finamente granulada. Existen productos que usan arcillas no hinchables, sílica flúor y goma guar; otros que usan una resina soluble en aceite y goma no hinchable y otros, que usan compuestos vegetales, talco, sílica flúor y goma guar. Estos productos tienden a taponar la superficie de la fractura, con muy poca penetración dentro de la matriz de la formación.

Recientemente se empezó a usar (como aditivo de pérdida de fluido) diesel combustible a concentraciones hasta del 5 %, o hidrocarburos aromáticos en concentraciones menores junto con surfactantes los cuales producen una microemulsión. Esta técnica parece dar mejores resultados para fluidos fracturantes utilizados en formaciones con permeabilidades menores de 1 mD. El control de la pérdida de fluido

llevada a cabo por microemulsiones con diesel o hidrocarburos aromáticos es menos eficiente en yacimientos de moderada y alta permeabilidad.

El uso de fluidos muy limpios (HPG o derivados de la celulosa) a menudo requieren agregar grandes concentraciones de aditivos de pérdida de fluido para obtener un moderado control de la pérdida de fluido.

Entre los aditivos de pérdida de fluido más comunes para los fluidos fracturantes base agua se hallan:

Fluido fracturante base agua.

- Sílica flúor.
- Mezcla de resina soluble en aceite con guar.
- Mezcla de talco y goma.
- Diesel entre el 1 y 5 %.
- Hidrocarburos aromáticos entre 0.05 y 1 % más surfactantes.
- Arena o sal malla 100
- Ácido benzoico.

**Estabilizador de temperatura.** Un estabilizador de temperatura es aquel aditivo que añade estabilidad al gel cuando se somete al efecto de altas y moderadas temperaturas.

La estabilidad a la temperatura de los fluido fracturantes es básicamente resultado de la estabilidad de la cadena del polímero base, el pH del fluido fracturante, y/o la presencia de agentes oxidantes. Se sabe que el HPG es más estable que el guar y que algunas de las acrilamidas o derivados de celulosa pueden ser más estables que el HPG. Ninguno de estos productos es particularmente

estable en medios ácidos debido a la degradación hidrolítica. Además, un modo de estabilizar un fluido fracturante es incrementar el pH dentro del rango base. Típicos pH's para algunos fluidos fracturantes son de 8 a 10. Los pH mayores producen un incremento en la estabilidad simplemente por la eliminación del ión hidrógeno en el fluido.

Otro modo de estabilizar a la temperatura es remover el oxígeno libre del sistema. Un estabilizador de temperatura frecuentemente utilizado para este propósito es el tiosulfato de sodio. Este es usado como secuestrador de oxígeno para eliminar la degradación por oxidación. Otro estabilizador de temperatura con la misma función es el alcohol metílico (metanol). El metanol llega a ser un secuestrador de oxígeno a altas temperaturas.

En la guía API-RP-39 <sup>19</sup> se dan algunas otras definiciones relativas al tema.

### **3.2 Factores que afectan la conductividad retenida.**

La conductividad retenida de una fractura, es aquella que se alcanza in-situ una vez que se finaliza el bombeo del tratamiento, y bajo la cual fluirán los fluidos provenientes de la formación productora.

A mayor conductividad retenida en la fractura, mayor producción y, por ende, un mejor retorno económico.

La conductividad retenida de la fractura se afecta por los siguientes factores relativos a las condiciones del yacimiento y a los materiales empleados en el tratamiento:



1. Fluidos de la formación.
  2. Esfuerzo de sobrecarga (de cierre).
  3. Temperatura de yacimiento.
  4. Tipo, concentración, resistencia a la compresión, tamaño y forma de grano del apuntalante.
  5. Tipo de fluido fracturante.
  6. Concentración polimérica en el fluido fracturante.
  7. Saturación parcial –flujo multifásico.
  8. Tiempo.
  9. Migración de finos.
  10. Flujo no Darcy.
  11. Incrustamiento del apuntalante.  $\implies$  Tipo de roca de la formación (dureza).
- } Ambiente del yacimiento
- } % de residuos.  
} Formación de enjarre

El efecto de cada uno (o combinaciones) de estos factores sobre la conductividad retenida de la fractura ha sido estudiado, unos más que otros; pero no se ha logrado cuantificar el efecto de todos en una sola prueba de laboratorio. De antemano, se sabe, que es difícil discernir el efecto de cada factor.

En seguida mencionaremos el efecto de cada factor sobre la conductividad retenida de una fractura y cómo se contemplan en las mediciones realizadas en el equipo experimental.

### 3.2.1 Fluidos de la formación

La naturaleza de los fluidos de formación afecta la conductividad de la fractura, ya que estos pueden no ser compatibles con alguno o algunos de los componentes del fluido fracturante (crear emulsiones,

precipitados, etc.). Además, de las características del fluido de la formación depende la razón de movilidades que se alcance (con el fluido viscoso remanente en la fractura) después del tratamiento<sup>20</sup>.

Debido a que la mayoría de los tratamientos de fracturamiento que se bombean hoy en día emplean una salmuera gelificada, típicamente, KCl al 2 % en peso, se eligió a esta salmuera como fluido de medición en la evaluación del apuntalante.

Una salmuera es una elección razonable como fluido de medición debido a que:

- La mayoría de los fluidos fracturantes emplean salmueras gelificadas.
- Cualquier formación productora de hidrocarburos contiene cierta saturación de salmuera en su espacio poroso y muchos pozos producen salmuera junto con el gas y/o aceite.

También se debe considerar la presencia de sílice y cierta cantidad de alúmina en la salmuera, así como un bajo contenido de oxígeno en cantidades menores de 10 ppb. Una prueba de conductividad realista debería realizarse empleando primero una salmuera libre de sílice y/o alúmina como fluido de prueba, alternando con una salmuera saturada con sílice y/o alúmina después de cierto período de prueba. Esto es debido a que la salmuera empleada en los tratamientos no contiene sílice ni alúmina, mientras que la salmuera producida de una formación de arenisca estará saturada de sílice y probablemente, de alúmina.

### **3.2.2. Esfuerzo de cierre.**

El esfuerzo o presión de cierre transmitido de la tierra al apuntalante durante el cierre de la fractura comprime y tritura al apuntalante, reduce el tamaño e incrementa el área superficial ("lo hace más plano") de la partícula de apuntalante reduciendo con ello la permeabilidad de la fractura apuntalada. Además de la trituración o ruptura, el esfuerzo de cierre compacta el empaque de apuntalante, reduciendo su porosidad y por ende su permeabilidad,  $k$ . Este último efecto ocurre aún a bajos niveles de esfuerzo donde la ruptura no es muy importante. El esfuerzo de cierre también puede causar que las partículas de apuntalante se incrusten en las paredes de la fractura de formaciones suaves, reduciendo con ello la amplitud de la fractura creada.

Este esfuerzo de cierre se simula con la presión de sobrecarga aplicada con la prensa hidráulica durante la prueba de la medición de la conductividad. Dicha prueba debería incorporar presiones de sobrecarga que representen las condiciones esperadas en campo tanto como sea posible.

#### **Esfuerzo de cierre:**

- Provoca la trituración del apuntalante, reduciendo su permeabilidad.
- Compacta el empacamiento de apuntalante reduciendo su porosidad y por ende, su permeabilidad.
- Provoca la incrustación del apuntalante en las paredes de la formación productora reduciendo la amplitud de la fractura.

### 3.2.3. Temperatura del yacimiento.

En primer instancia la temperatura del yacimiento es factor que rige la calidad de los fluidos de la formación, además, sabemos que el desempeño (o rendimiento) de alguno o algunos de los materiales que se bombean durante un tratamiento (rompedores, apuntalantes recubiertos de resina, polímeros, etc.), depende de la temperatura; así pues, la temperatura del yacimiento influye sobre la conductividad de la fractura.

Se debe tener cuidado en la selección de la temperatura a emplear durante la medición de la conductividad del empaque de apuntalante en laboratorio, una temperatura elevada puede ser muy severa a bajos esfuerzos de cierre, o bien, una temperatura "muy fría" nos puede llevar a una sobreestimación del rendimiento del apuntalante bajo altos esfuerzos de cierre. Por ejemplo, una temperatura de 150 °F, la cual es un valor frecuentemente empleado en las mediciones de conductividad vs esfuerzo de cierre, es probablemente demasiado caliente para un pozo con un esfuerzo de cierre de 1,000 lb/pg<sup>2</sup>; por otro lado, 150 °F es probablemente muy frío para un pozo con un esfuerzo de cierre de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. En otras palabras, esta temperatura es muy severa a bajos esfuerzos de cierre y muy optimista a altos esfuerzos de cierre. Estas condiciones se pueden involucrar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_c = (G_f \times L) - p_{wf} \quad (3.1)$$

Donde  $P_c$  es la presión de cierre ejercida sobre el apuntalante,  $G_f$  es el gradiente de fractura de la formación,  $L$  es la profundidad a la cual

se halla tal formación y  $p_{wf}$  es la presión de fondo fluyendo de la formación.

O mejor aún, la temperatura de prueba deberá ser lo más cercana posible a la temperatura esperada en algún campo o pozo en particular, junto con el esfuerzo de cierre. Una elección bastante razonable sería la temperatura estática promedio del yacimiento como temperatura de prueba, ya que la temperatura estática del yacimiento será la temperatura máxima a la cual se confinará finalmente todo lo bombeado durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico, será la temperatura de los fluidos de la formación, a la cual ocurrirán todas las reducciones de la conductividad de la fractura posteriores al bombeo del tratamiento.

### **3.2.4 Características del apuntalante.**

#### **3.2.4.1 Tipo**

Actualmente se disponen de varios tipos de apuntalante, en orden creciente de su resistencia a la compresión: las arenas (tipo Brady u Ottawa), las arenas recubiertas de resina (curada y pre-curada), los de densidad o resistencia intermedia, los cerámicos y los cerámicos recubiertos con resina. Todos estos tipos varían en cuanto a propiedades físicas y químicas, y precio.

Los avances más notables en la tecnología de estos apuntalantes han sido en su resistencia a la compresión, su resistencia a los fluidos

corrosivos de la formación y en su habilidad de reducir el retorno de apuntalante.

#### **3.2.4.2 Concentración del apuntalante.**

Se refiere a la cantidad de apuntalante por unidad de área de la pared de la fractura (medida solo por un lado), comúnmente expresada en  $\text{lbm}/\text{pie}^2$ ; está en función de la concentración de apuntalante en el fluido fracturante y la amplitud de fractura creada durante el bombeo.

La conductividad de la fractura se incrementa a medida que se incrementa la concentración de apuntalante en la fractura, existiendo un punto óptimo <sup>21</sup>. Si se tienen concentraciones muy bajas posiblemente no se cubra completa o uniformemente la fractura, también puede existir incrustamiento parcial, así también se incrementa la posibilidad del flujo no Darcy (fractura muy delgada) y, la resistencia del apuntalante puede ser insuficiente para soportar la sobrecarga. Además a bajas concentraciones de apuntalante se incrementan los problemas provocados por la presencia de enjarres de gel en las paredes de la fractura creada.

En ocasiones, son necesarias altas concentraciones de apuntalante en la fractura para alcanzar la conductividad necesaria para lograr la estimulación deseada.

Se ha estandarizado el uso de una concentración de  $2 \text{ lbm}/\text{pie}^2$  en la prueba de la medición de la conductividad, que corresponde

aproximadamente a amplitudes de fractura de 0.25 pg, con lo cual se alcanza, frecuentemente, una relación de estimulación aceptable.

#### **Concentración de apuntalante:**

- A mayor concentración de apuntalante, mayor conductividad.

#### **3.2.4.3 Resistencia a la compresión del apuntalante.**

Es el principal aspecto que influye en el diseño de un fracturamiento, habitualmente se considera como la presión de cierre máxima que soporta el apuntalante antes de triturarse. Propiamente, es el esfuerzo de sobrecarga máximo que soportan los granos del apuntalante antes de su ruptura frágil. La resistencia a la compresión del apuntalante debe ser lo suficiente alta para evitar su ruptura durante el esfuerzo de cierre.

#### **Resistencia a la compresión del apuntalante:**

- Es la presión que soporta el apuntalante sin romperse o triturarse.

El grado de trituramiento se mide como un porcentaje en peso de los finos generados. A mayor cantidad de finos, menor permeabilidad.

En la **tabla 3.4** se muestra una clasificación de varios tipos de apuntalantes comerciales en base al rango de presión de cierre en que aplican.

**Tabla 3.4.** Clasificación de varios apuntalantes comerciales.

Presión de cierre de fractura*	Apuntalantes			
	Ceramicos		Recubiertos de resina**	
	Carbo Ceramics	Norton-Alcoa	Acme (Borden)	Santrol
0 - 6,000 lb/pg <sup>2</sup>	EconoProp Carbo-Lite	LWP Plus InterProp One	AcFrac CR-5000 (C), AcFrac CR-5000 (P), AcFrac CR-5000 "X" (C), AcFrac CR (bellow 100°F)	Super LC-Curable Tempered LC Super DC Tempered DC SUPER TF Tempered TF
6,000 - 8,000 lb/pg <sup>2</sup>	EconoProp Carbo-Lite	LWP Plus InterProp Plus InterProp One	AcFrac CR-5000 (C) AcFrac CR-5000 (P) AcFrac SB Ultra (C) PRB "Black" (P)	Super LC Tempered LC Super DC Tempered DC Super HS Tempered HS
8,000 - 10,000 lb/pg <sup>2</sup>	Carbo-Lite ISP-1 Carbo-Prop HC	LWP Plus InterProp One InterProp Plus	AcFrac SB Ultra (C) AcFrac PRB "Black" (P) AcFrac SB Ultra Econo- Prop (C)	Super DC Tempered DC Super HS Tempered HS EconoFlex
10,000 - 12,000 lb/pg <sup>2</sup>	ISP-1 Carbo-Prop HC	InterProp One InterProp Plus UltraProp Plus	AcFrac SB Ultra Econo- Prop (C) AcFrac SB Ultra Carbo- Lite (C), AcFrac CR Carbolite (C)	
Más de 12,000 lb/pg <sup>2</sup>	Carbo-Prop HC Sintered Bauxite	UltraProp Plus	Coated ceramics	EconoFlex (14,000 lb/pg <sup>2</sup> a 300 °F)
*Ver ecuación 3.1. C = curable P = precurada **El limite práctico para las resinas es de 600 °F				

#### 3.2.4.4 Tamaño de la partícula del apuntalante.

A bajos niveles de esfuerzo, las partículas más grandes, por ejemplo las de malla 12/20 proveen una conductividad más grande que los tamaños más pequeños comúnmente usados como las de malla 20/40. A medida que los niveles de esfuerzo se incrementan y las partículas se comprimen (causando ruptura de alguna de ellas), estas diferencias en la conductividad disminuyen debido a que la



distribución del tamaño de partícula, la porosidad y las áreas superficiales llegan a ser similares eliminando las diferencias iniciales de tamaño de partícula.

**Tamaño del apuntalante:**

- A mayor tamaño, mayor permeabilidad.

El área de contacto es menor a mayor porosidad, esto es dependiente del esfuerzo de sobrecarga.

**3.2.4.5 Forma de grano del apuntalante.**

La redondez y la esfericidad del apuntalante son propiedades que afectan su comportamiento. Una partícula esférica bien redondeada es capaz de soportar mayores cargas sin ruptura que una que es menos redondeada. Por lo tanto, a altos niveles de esfuerzo un alto grado de redondez y esfericidad contribuye a una mayor conductividad del empaque de apuntalante. Esto no sucede a bajos niveles de esfuerzo donde un apuntalante compuesto de partículas anguladas no bien redondeadas tiene, por lo tanto, una mayor porosidad y consecuentemente, una permeabilidad mayor. Por ejemplo la arena tipo Brady que es más angular que la tipo Ottawa, tiene una ligera mejora en la capacidad de flujo cerca de 5,000 lb/pg<sup>2</sup> que la tipo Ottawa, mientras que la arena tipo Ottawa, más redondeada, es superior a mayores niveles de esfuerzo.

**Forma de los granos del apuntalante:**

- Se refiere a la esfericidad y redondez (factores de Krumbein)<sup>22</sup>.

- Generalmente, a mayor esfericidad, mayor resistencia a la compresión, menor trituramiento y mayor permeabilidad.
- Habitualmente, a mayor redondez, mayor porosidad y mayor permeabilidad.

### **3.2.5 Tipo de fluido fracturante.**

Hoy en día la mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico que se bombean utilizan, principalmente, dos tipos de fluidos fracturantes: uno en base a polímeros y el otro, menos común, en base a surfactantes. Entre los polímeros más usados se hallan los derivados del guar y de la celulosa.

#### **VENTAJAS DE LOS SISTEMAS:**

##### **Sistema en base a polímeros**

- Rompimiento controlable y predecible.
- Son más fáciles de limpiar ya que requieren una menor  $\Delta p$  para iniciar el flujo, comparados con los sistemas en base a surfactantes.
- Algunos, son compatibles con agua de mar.
- Optimizando la carga de polímero se tiene una conductividad retenida mayor.
- Se tiene un buen control de pérdida de filtrado, en base a su viscosidad. Tienen poca penetración del fluido a la formación.
- Sus precios son altamente competitivos comparados con otros productos de la industria y se dispone de casos históricos sólidos con buen valor económico generado al cliente.
- Utilizan rompedores para minimizar el daño e incrementar la conductividad en la fractura.

### **Sistema en base a surfactantes**

- Dejan una alta conductividad retenida en la fractura.
- Son sistemas libres de polímero, no dejan residuos de gel (polímero).
- Son de fácil mezclado con equipo convencional.
- No requieren aditivos para el rompimiento del gel, se degradan térmicamente.
- Menor daño a la matriz de la formación.

### **LIMITANTES DE LOS SISTEMAS:**

#### **Sistema en base a polímeros**

- Emplean polímeros derivados de la goma guar o de la celulosa, que dejan residuos insolubles que disminuyen la conductividad retenida. Jerárquicamente: guar > HPG > CMHPG > CMHPC.
- Su optimización los hace más sensibles y requiere un buen control de calidad.
- Su alta eficiencia de fluido puede causar crecimiento vertical en algunos casos.
- Puede causar un daño severo en la cara de la fractura a bajas temperaturas (enjarre por gel) cuando no se usa el rompedor adecuado.

#### **Sistema en base a surfactantes**

- Requiere una alta diferencial de presión,  $\Delta p$ , para iniciar el flujo, por lo tanto la fractura será más difícil de limpiar.
- Tienen un pobre control de pérdida de fluido que da como resultado una invasión profunda en la formación (puede ser muy dañino). Si no está adecuadamente inhibido puede causar fuerte daño a las arcillas.

- No se tiene el control sobre el rompimiento de gel; depende de las condiciones del yacimiento.
- Pueden emulsionar algunos aceites crudos.
- Son sensibles a cualquier contaminación de aceite o hidrocarburo.
- Son incompatibles con sistemas de electrolitos o con agua de mar.
- Pocas experiencias documentadas, ya sean buenas o malas y sin una explicación dada en los pobres resultados.
- Sus precios son elevados y su empleo ha sido limitado debido a resultados inconsistentes.

El fluido fracturante que se elija para la contaminación del empaque de apuntalante durante la corrida de una prueba debe ser preparado de acuerdo a las especificaciones e instrucciones de la compañía de servicio.

### **3.2.6 Concentración polimérica.**

Se puede decir que la concentración polimérica empleada en el fluido fracturante es proporcional a la cantidad de residuos que quedan en la fractura e inversamente proporcional a la permeabilidad de la fractura.

- A mayor carga polimérica, más residuos y menos permeabilidad.

La carga polimérica a usar en las mediciones de conductividad retenida, se determina de acuerdo a los procedimientos de preparación del fluido fracturante de cada compañía de servicio.

### 3.2.7 Flujo multifásico.

La saturación parcial influye en la permeabilidad y en el comportamiento no Darcy del empaque del apuntalante. Las fracturas parcialmente saturadas pueden ser el resultado de una limpieza incompleta del fluido fracturante, de la movilidad de los fluidos de formación y/o de la producción de agua o condensados.

La saturación parcial del empaque de apuntalante por alguna fase (líquida o gaseosa) cambia la porosidad disponible al flujo de las fases restantes, lo cual tiene efecto adverso sobre la permeabilidad del empaque de apuntalante y su comportamiento de flujo no Darcy.

Se sabe que el efecto del flujo no Darcy a través de una fractura apuntalada saturada parcialmente no puede estimarse de resultados de pruebas que emplearon empaques de apuntalante secos. Una saturación de líquido inmóvil del 20 % del volumen poroso puede incrementar hasta 3 veces más el valor del factor de flujo no Darcy,  $\beta$ , medido en el caso seco <sup>23, 24</sup>.

#### **Efecto del flujo multifásico:**

- Regla de dedo de Penny's: Cada 4 bpd de condensado por cada mmscf de gas reduce la conductividad por un factor de 3 (para flujo no Darcy) <sup>25</sup>.
- Evans observó el incremento de  $\beta$  por 10 veces con una RGL de 50 a 1300 mcf/b <sup>26</sup>.

### **3.2.8 Tiempo.**

Resultados obtenidos de pruebas a largo plazo recientes muestran que la conductividad de muchos apuntalantes alcanza un estado pseudoestacionario después de 250 horas <sup>27</sup>. La mayoría de la declinación de la conductividad del apuntalante ocurre dentro de las primeras 100 horas, y a partir de ahí la pendiente disminuye gradualmente hasta hacerse plana alrededor de 250 horas. Esto no significa que la conductividad no continúe declinando después de 250 horas, esto es sólo que la declinación ya no es tan pronunciada y se desprecia su variación.

El tiempo total que consume el método convencional de medición de la conductividad de apuntalantes a corto plazo, incluyendo el tiempo de calentamiento y el tiempo suficiente para estabilizar a cada nivel de esfuerzo, es usualmente menor de 8 horas <sup>2</sup>.

El término "de prueba a largo plazo" puede ser usado para describir una medición de duración de 50 a 1,000 horas. Comúnmente, se mide un valor bastante preciso alrededor de 50 a 75 horas, el cual habitualmente no presenta gran diferencia con el valor real final.

El tiempo de duración de la medición es extremadamente importante. La mayoría de los apuntalantes, especialmente las arenas, experimentan una declinación acelerada de su conductividad dentro de las primeras horas de medición.

### 3.2.9 Migración de finos.

Los finos producidos por la trituración del apuntalante o los de la formación misma migran tapando los canales de flujo, en consecuencia, reducen la conductividad de la fractura <sup>28, 29</sup>.

#### Fuentes de los finos:

- Trituración del apuntalante
  - Durante el transporte
  - Durante el tratamiento
  - Durante la producción
- Residuos derivados de la fractura
- Producidos naturalmente por la formación
  - Componentes de la matriz
  - Componentes de los cementantes de la formación

A mayor cantidad de finos menor permeabilidad.

### 3.2.10 Flujo no Darcy.

Es el flujo tortuoso a través del empacamiento debido a altos gastos, reduce la conductividad de la fractura, incrementándose esta reducción en la vecindad del pozo.

#### Flujo No-Darcy

- Es el caso de los yacimientos de gas o de aceite ligero.  
Para el análisis de este tipo de yacimientos se necesita agregar un factor de flujo no Darcy o factor de turbulencia,  $\beta$ , el cual





El incrustamiento del apuntalante en las paredes de la fractura depende de la dureza de la roca y la del apuntalante.

El efecto del incrustamiento puede ser implícitamente evaluado en la medición de la conductividad del empaque de apuntalante, empleando placas de núcleos de formación. La mayoría de las mediciones reportadas por los proveedores de apuntalante emplean placas de núcleos de arenisca Ohio. Cabe mencionar que si se emplean placas de metal en lugar de placas de núcleos de formación los valores de conductividad obtenidos serán ligeramente mayores debido al "efecto de pared", que los que se obtendrían al utilizar placas de núcleos de formación.

A mayor incrustamiento, menor amplitud y menor conductividad de fractura.

### **3.3 Mecanismo de daño por polímero.**

Los fluidos fracturantes base agua reticulados son empleados en fracturamiento hidráulico. Una de las propiedades de un fluido fracturante es el transporte del apuntalante, una manera de llevar a cabo esta propiedad es incrementando la viscosidad del fluido adicionando polímeros solubles en agua y un ión metálico como reticulante. Al término del tratamiento los fluidos gelados deben ser removidos para permitir la producción del pozo. La mayoría de los fluidos gelados de alta viscosidad están diseñados para degradarse a soluciones de baja viscosidad ya sea por temperatura o mediante el uso de rompedores. Los fluidos gelados rotos dejan un residuo

insoluble en la fractura provocando un daño en la permeabilidad de la fractura creada, disminuyendo con ello los beneficios de la estimulación.

Técnicamente, se considera daño a toda alteración de la permeabilidad de la zona circundante al pozo, este daño puede ser positivo o negativo. Sí el factor de daño,  $S$ , es positivo se considera un pozo dañado, sí es negativo se considera un pozo estimulado (o con mejoras en sus condiciones de producción). Hablamos de daño a la conductividad de una fractura creada hidráulicamente, a toda alteración de la permeabilidad del empaque de apuntalante colocado en la fractura y/o a toda alteración de la amplitud de la fractura creada, que repercuta adversamente sobre su capacidad de flujo.

Existen estudios sobre la falla del apuntalante colocado dentro de la fractura. El rendimiento del apuntalante puede declinar rápidamente durante la exposición a la alta temperatura de la formación y a los esfuerzos alcanzados al cierre de la fractura<sup>6</sup>, ver 3.2. Pero aún lo anterior falla para describir completamente la deficiencia en la conductividad de la fractura. Entonces, es necesario examinar otras potenciales fuentes de daño a la conductividad del empaque del apuntalante. Así pues, el presente trabajo se enfoca a estudiar el mecanismo de daño del empaque de apuntalante por el fluido fracturante.

El daño a la conductividad de la fractura por los residuos poliméricos del fluido fracturante ha sido motivo de varios estudios anteriores<sup>1, 3, 4, 5, 35</sup>. Se sabe que los polímeros usados en los fluidos fracturantes dejan un material de residuo (insoluble) después de su degradación (rompimiento). Este material de residuo afecta el flujo tanto en la

fractura apuntalada como en la formación al bloquear o restringir el espacio poroso y/o crear "dedos viscosos" <sup>20</sup>.

Además del material de residuo proveniente de la degradación de los polímeros, se considera material de residuo a los finos provenientes del apuntalante, ver **3.2.9**.

Existen factores que afectan la degradación de estos polímeros y pueden afectar la cantidad de material de residuo de cada tipo de polímero: tipo de rompedor, concentración de rompedor, presión de cierre, tiempo y temperatura de rompimiento. El tipo de rompedor usado para degradar el polímero es muy importante (enzimático, oxidante, encapsulado, térmico, etc.), ya que cada rompedor opera bajo un mecanismo diferente para degradar al polímero.

Por las anteriores razones se definió el sistema de fluido fracturante, rompedor y apuntalante a usar en el presente trabajo. Cabe mencionar que se eligieron en base a la estadística de las operaciones de fracturamiento hidráulico realizadas en la Región Norte de PEP, así como también los valores de algunos parámetros empleados en las mediciones. Ver **tabla 3.5**. Esta estadística sólo incluye las operaciones en las que el Instituto Mexicano del Petróleo realizó el control de calidad del fluido fracturante, actualizadas hasta Junio del 2003.

El contenido de residuos insolubles de los polímeros usados en fracturamiento hidráulico es generalmente descrito en relación peso/peso. Un polímero con un 10 % en peso de residuos es, por ejemplo, capaz de dejar 100 lb de residuos insolubles por cada 1,000 lb de polímero usado.

**Tabla 3.5.** Estadística de los materiales empleados en los fracturamientos hidráulicos de la Región Norte de PEP.

Distrito	Año	Operaciones censadas	Apuntalante		Fluido		
			Clave	Malla	Clave	Polimero	Reticulante
Reynosa	1999	12	Naplite (2)	20/40	Vistar HT (9)	CMHPG	Ti
			Ceramax E (3)				
			Carbolite (1)		Purgel III HT(2)	CMHPG	Zr
			Super DC (3)				
			SB Excel (1)		YF600LT(1)		
			Super LC (2)				
	2000	7	SB Excel (3)	20/40	YF800 (5)		
			Super DC (1)				
			Carbolite (1)		Vistar HT (1)	CMHPG	Ti
			Econoprop (1)		Thermagel (1)		
			Ceramax E (1)				
	2001	1	Super LC (1)	20/40	YF800 (1)		
	2002	10	Carbolite (3)	20/40	Vistar HT (2)	CMHPG	Zr
Super DC (3)			Phoenix (6)				
Ceramax (2)							
Econoprop (1)					YF 800 (2)		
Optiprop (1)							
Poza Rica	2002	36	Sand White (32)	12/20	YF200 (35)	HPG	Bo
			Ac Frac PR (2)				
			Super LC (1)		YF100 (1)	Guar	Bo
			PR 6000 (1)				
2003	6	Sand White (6)	12/20	YF200 (5)	HPG	Bo	
				YF100 (1)	Guar	Bo	
Cerro Azul	2000	2	Brady/Optiprop	12/20/12/18	Vistar HT (2)	CMHPG	Zr
			Brady/PR-600	12/20			
Altamira	2002	14	Sand White (10)	12/20	YF100 (14)	Guar	Bo
			Jordan (3)				
			Bagder (1)				
2003	5	Sand White (8)	12/20	YF100 (5)	Guar	Bo	

### 3.3.1 Predicción de la disminución de la permeabilidad del empaque de apuntalante debido al fluido fracturante.

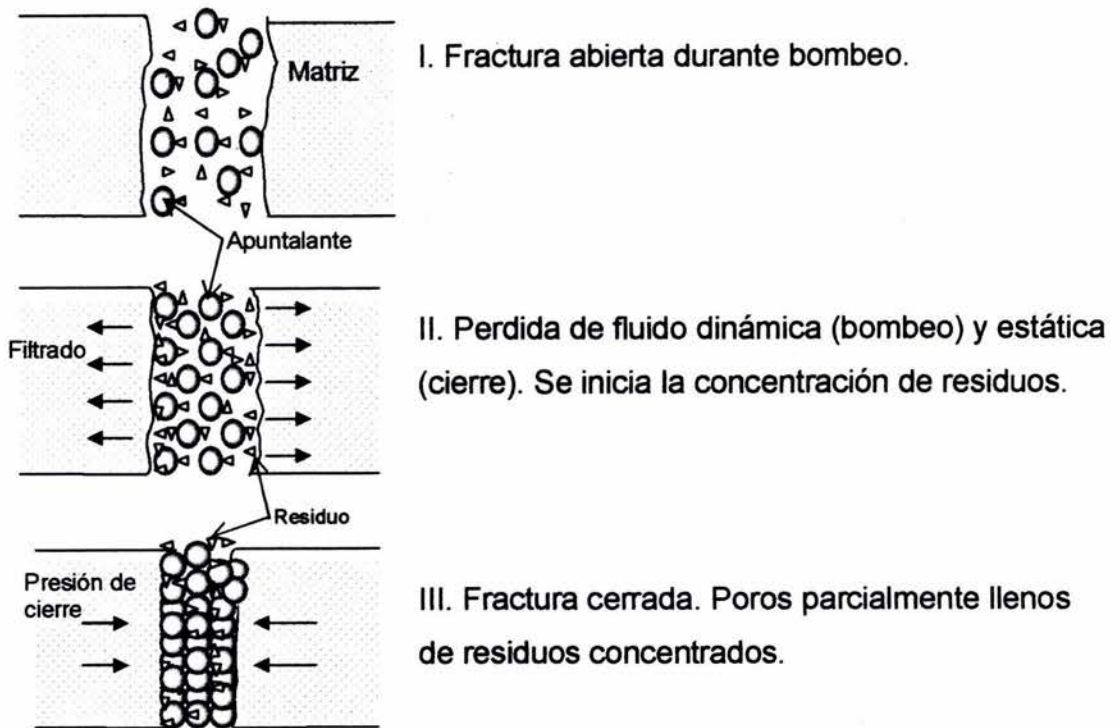
Partiendo del trabajo desarrollado por Cooke <sup>3</sup>, que a su vez se basó en el modelo de medio poroso de Kozeny <sup>35</sup> se hace el siguiente desarrollo para pronosticar el deterioro de la conductividad de un

empaques de apuntalante debido al material de residuo del polímero usado en el fluido fracturante.

Para determinar el efecto del residuo del fluido fracturante sobre la conductividad de la fractura, se calcula primero el volumen de la fractura libre de residuo, luego se cuantifica la reducción del volumen poroso de la fractura debido al residuo y esta reducción en porosidad es usada para predecir el cambio resultante en la permeabilidad de la fractura apuntalada. El volumen poroso de la fractura se expresa en términos de la concentración local de apuntalante y residuo en la fractura, una vez que el bombeo cesa y ocurre el cierre. Por supuesto, el volumen poroso depende principalmente del esfuerzo de cierre, así como también de las características del apuntalante como son: distribución de tamaño, tamaño, forma, resistencia a la compresión y contenido de finos, independientemente de los factores debido al fluido fracturante.

En el caso más simple, fluido altamente viscoso y de baja pérdida de filtrado (como los actualmente empleados), es razonable suponer que las concentraciones locales son uniformes e iguales a las concentraciones inyectadas.

En la **figura 3.3**, se muestra el modelo empleado en el análisis. Como se sabe los polímeros comúnmente usados en los fracturamientos hidráulicos apuntalados poseen tamaños moleculares muy grandes, lo cual les impide poder penetrar hacia la matriz de las formaciones de baja permeabilidad (las cuales son candidatas a fracturamiento). Los polímeros son entonces concentrados dentro del empaque de apuntalante debido a la pérdida de fluido durante el bombeo del tratamiento y a la reducción de volumen poroso durante el cierre de la fractura.



**Figura 3.3.** Modelo usado para predecir la disminución de conductividad de la fractura debida al fluido fracturante.

### **Volumen poroso de la fractura apuntalada sin residuo.**

El volumen poroso de la fractura apuntalada libre de residuo por unidad de volumen de fluido fracturante dependerá de la concentración local de apuntalante en el fluido cuando la fractura cierra. Las concentraciones de los materiales en fracturamiento hidráulico son comúnmente expresadas en lb/gal. La cantidad de sólidos por unidad de área de la fractura cerrada y la amplitud de la misma pueden ser usadas para calcular la concentración de sólidos por unidad de volumen.

Sea

$c_s$ : la concentración local de arena o apuntalante en el fluido cuando la fractura cierra, en lb/gal de fluido.

$\rho_s$ : la densidad de arena o apuntalante, en lb/gal de sólido.

Entonces,

$V_{sF} = c_s/\rho_s$ : volumen de arena o apuntalante en gal/gal de fluido en la fractura al cierre, es decir, gal de sólido/gal de fluido.

Recordando la definición de porosidad,

*Porosidad,  $\phi = \text{Volumen de huecos} / \text{Unidad de volumen} = \text{Fracción adimensional}$ ,*

luego entonces podemos definir:

$$V_{pF} = V_{sF} \left( \frac{\phi}{1-\phi} \right) = \frac{c_s}{\rho_s} \left( \frac{\phi}{1-\phi} \right) \quad 3.3$$

$V_{pF}$ : volumen poroso de la fractura cerrada en ausencia de residuo, en gal/gal de fluido al cierre de la fractura.

La ecuación 3.3, ilustra el hecho de que a concentraciones normales de apuntalante en el fluido fracturante, solamente un pequeño porcentaje del fluido permanece en la fractura después del cierre.

### **Reducción del volumen poroso debido al residuo.**

Durante la cuantificación de la reducción del volumen poroso debido a residuos, se emplean las mismas unidades que la concentración de apuntalante. Se hace la suposición de que el fluido base se filtra hacia la formación durante el bombeo (filtración dinámica) y al momento del cierre (filtración estática) y las moléculas de polímero,

demasiado grandes para penetrar en las gargantas de poro, permanecen dentro del empaque de apuntalante incrementándose su concentración debido a la pérdida del fluido base por filtración y a la reducción de volumen poroso ocurrido durante el cierre de la fractura.

Además se hace la consideración de que el mecanismo empleado para reducir la pérdida de fluido es el enjarre que se crea en las paredes de la fractura por el polímero y la microemulsión creada por el diesel y surfactante, que actualmente se adicionan a los fluidos fracturantes, eliminándose el uso de agentes reductores de pérdida de fluido en estado sólido. No se considera el porcentaje de finos del apuntalante producto de la trituración del mismo por la presión de cierre, los cuales también provocan una reducción de volumen poroso, así como otros efectos, ver 3.2. Por lo tanto, el volumen local en la fractura del material que forma residuos es:

$$V_{rF} = n \left( \frac{c_p}{\rho_p} \right) \quad \dots \dots \dots \quad 3.4$$

donde

$V_{rF}$  es el volumen de residuo en la fractura cerrada, en gal/gal de fluido al cierre de la fractura.

$c_p$  es la concentración local del polímero en el fluido, en lb de polímero por gal de fluido en la fractura.

$\rho_p$  es la densidad del residuo después de que el polímero se degrada, en lb de polímero por gal de residuo.

$n$  es la fracción de polímero inyectado que permanece en la fractura después del cierre o que penetra a la fractura una vez que se inicia la producción.



La cantidad  $V_{rF}$  se incrementa en la pared de la fractura donde la concentración de polímero se incrementa debido a la formación de un enjarre antes de que la fractura cierre. Nótese que, si los residuos penetran a través de la pared de la fractura y se atrapan en la roca, entonces los valores de  $n$  son pequeños, y  $V_{rF}$  es también menor.  $V_{rF}$  se determina experimentalmente, cuando  $n$  es igual a la unidad, mediante la degradación del fluido fracturante en una "botella de prueba" y midiendo el volumen de residuo por volumen de fluido, y cuando  $n$  no es la unidad, mediante pruebas de filtración usando núcleos de rocas de interés (candidatas a fracturamiento). Estas pruebas se describen abajo.

#### **Efecto del residuo sobre la conductividad de la fractura.**

El residuo presente en los espacios porosos de la fractura reducirá la permeabilidad del apuntalante, por ende su conductividad. Esta reducción será a largo plazo "long term", el residuo no se desplazará totalmente de la fractura con la producción y su degradación será lenta, pudiéndose crear "dedos viscosos" <sup>20</sup>.

Otro cuestionamiento es, que si la reducción de volumen poroso por si sola sea suficiente para explicar la reducción de la permeabilidad o, que si los sólidos finamente divididos causarán una reducción adicional de la permeabilidad debida a un incremento en el área superficial al flujo. El modelo de Kozeny <sup>35</sup> de medios porosos es útil para describir la reducción de la permeabilidad durante la filtración de los sólidos. Suponiendo que la constante de Kozeny sea independiente de la porosidad, la reducción de la permeabilidad debida a cambios de área superficial y porosidad es:

$$\frac{k_f}{k_i} = \left( \frac{\phi'}{\phi} \right)^3 \left( \frac{S}{S'} \right)^2 \quad 3.5$$

donde

$\phi$  es la porosidad de la fractura apuntalada en ausencia de residuo.

$\phi'$  es la porosidad de la fractura apuntalada con residuo presente.

S es la relación área superficial/volumen de fractura apuntalada en ausencia de residuo.

S' es la relación área superficial/volumen de fractura apuntalada con residuo presente.

Por lo tanto, el modelo de Kozeny predice una fuerte dependencia de la permeabilidad de la fractura con el área superficial del residuo. Sin embargo, el residuo polimérico crea una envolvente que ayuda a minimizar el efecto del área superficial, esta envolvente previene el movimiento de partículas finas a través de los poros y taponan las gargantas de poro, afectando la resistencia al flujo. Por lo tanto, ya que parece ser que los finos son envueltos por el residuo, el efecto del área superficial se desprecia al estimar la reducción de permeabilidad debido al fluido fracturante, y solamente se consideran los cambios en porosidad. De aquí, la reducción de permeabilidad es,

$$\frac{k_f}{k_i} = \left( \frac{\phi'}{\phi} \right)^3 = \left( \frac{V'_{PF}}{V_{PF}} \right)^3 \quad 3.6$$

$$\frac{k_f}{k_i} = \left( \frac{V_{PF} - V_{rF}}{V_{PF}} \right)^3$$

donde

$V'_{pF}$  es el volumen poroso de la fractura cerrada con residuo presente, en gal/gal de fluido en el cierre de la fractura.

Los valores calculados de  $V_{pF}$  de la ec. 3.3 y los valores medidos en laboratorio de  $V_{rF}$  de la ec. 3.4, se usan en la ec. 3.6 para calcular permeabilidad final de la fractura,  $k_f$  y, por diferencia ( $k_f - k_i$ ), la reducción de la permeabilidad debida al cambio de porosidad por efecto del residuo del fluido fracturante. Cabe mencionar que el valor de permeabilidad inicial,  $k_i$ , es un valor medido a largo plazo "long term" con un fluido limpio (KCl al 2%) libre de residuos poliméricos, de acuerdo al procedimiento mencionado en el punto 2.4.

La ec. 3.6 también se puede expresar de la manera siguiente:

$$\frac{k_f}{k_i} = \left[ 1 - \frac{\left( \frac{c_p}{\rho_p} \right)^n}{\left( \frac{\phi}{1-\phi} \right) \frac{c_s}{\rho_s}} \right]^3 \quad \dots \quad 3.7$$

Como se mencionó anteriormente la reducción del volumen poroso ocurrida durante el cierre de la fractura depende de la forma de grano de la partícula de apuntalante (esfericidad, redondez y angularidad), de la presión de cierre ejercida sobre el empaque de apuntalante y del tamaño de malla del apuntalante. Experimentalmente se puede medir la porosidad a una presión de cierre dada, mediante un método volumétrico.

Al correlacionar los datos medidos a varias presiones de cierre, para dos de los apuntalantes más comúnmente empleados en la Región Norte de PEP, se obtuvieron las siguientes expresiones:

$$\phi = -2 \times 10^{-9} P_c^2 - 2 \times 10^{-5} P_c + 0.4404 \quad . \quad . \quad . \quad 3.8$$

para arena Jordan 12/20 y,

$$\phi = -1 \times 10^{-9} P_c^2 - 1 \times 10^{-5} P_c + 0.3582 \quad . \quad . \quad . \quad 3.9$$

para arena Jordan 20/40.

Donde:

$P_c$  : es la presión de cierre en lb/pg<sup>2</sup>.

$\phi$  : es la porosidad del empaque de apuntalante en fracción.

## **C A P Í T U L O 4**

### **RESULTADOS Y ANÁLISIS**

A continuación se presentan los resultados experimentales que incluyen diversas pruebas de laboratorio.

Se inicia con los resultados de la estadística de los apuntalantes y fluidos fracturantes más comúnmente empleados en la Región Norte de PEP, se muestran los resultados de la caracterización del apuntalante; se ilustra, con algunas mediciones de laboratorio, los efectos del tiempo, presión de cierre, tipo y concentración de polímero, tipo de reticulante y temperatura sobre la conductividad del apuntalante; posteriormente, se presenta una ecuación de ajuste para arena Jordan 12/20 y 20/40 de porosidad versus presión de cierre, producto de cuantificar experimentalmente los valores de porosidad a varias presiones de cierre; también se dan los resultados de mediciones del volumen de residuo por volumen de fluido fracturante, para varios tipos de fluidos fracturantes, mediciones hechas con el fin de emplearse en la metodología que se plantea para determinar el grado en que se deteriora la conductividad de un empaque de apuntalante por el efecto del residuo del fluido fracturante, así también se hace la comparación de algunos valores de conductividad predichos por tal metodología contra algunos datos medidos y, finalmente se presenta la sensibilidad del valor de conductividad al

variar el factor de daño, usado en la simulación durante el diseño del tratamiento.

#### 4.1 RESULTADOS DE ESTADÍSTICA.

Entre los materiales más comunes usados en la Región Norte de PEP en las operaciones de fracturamiento hidráulico, se tienen los siguientes:

**Tabla 4.1.** Materiales más comunes usados en la Región Norte de PEP.

Distrito	Apuntalante		Fluido	
	Nombre	Malla	Clave	Polímero
Poza Rica	Sand White	12/20	YF200	HPG
Reynosa	Carbolite*/Super DC**	20/40	Vistar	CMHPG
Altamira	Sand White	12/20	YF100	Guar

\*Carbolite es una marca registrada de Carbo Ceramics Inc.

\*\*Super DC es una marca registrada de Santrol Inc.

El apuntalante conocido como "Sand White" es una arena del tipo Jordan, el conocido como "Carbolite" es un cerámico y el "Super DC" es un apuntalante recubierto de resina. El guar es una goma de origen natural, el HPG o Hidroxi Propil Guar y el CMHPG o Carboxi Metil Hidroxi Propil Guar son dos de sus derivados. Las arenas, en general, junto con el guar, son los materiales de menor costo en el mercado.

Actualmente, la arena Jordan junto con la goma guar y su derivado HPG, son los materiales de mayor uso en fracturamiento hidráulico,

razón por la cual, el presente trabajo gira en torno a ellos. Ver **tabla 3.5.**

#### 4.2 ANÁLISIS DE MALLEO.

Durante el progreso de la presente investigación, se realizó un estudio de malleo de algunos apuntalantes, conforme a la guía API-RP-56 <sup>22</sup>, sin aplicar ninguna carga, con la finalidad de caracterizar a la arena Jordan y tener referencia con respecto a otros apuntalantes; los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 4.2. Resultados de análisis de malleo**

<b>Propiedades de apuntalantes malla 20/40</b>				
<b>malla</b>	<b>Arena Jordan</b>	<b>Arena recubierta de resina precurada</b>	<b>Cerámico de peso ligero</b>	<b>Bauxita</b>
	<b>Porcentaje en cada malla</b>			
16	0	0	0	0
18	0	0	0	0
20	2.8	3	3.7	3.6
25	17.4	47.7	28.6	22
30	28.2	43.3	31.4	33.6
35	28.6	5.3	34.3	32
40	19.6	0.6	2	8.8
50	3.2	0.1	0	0
60	0.2	0	0	0
70	0	0	0	0
<b>Densidad, g/cc</b>	2.65	2.53	2.75	3.52

### **4.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA, PRESIÓN DE CIERRE Y TIEMPO SOBRE EL APUNTALANTE.**

Con la finalidad de analizar el efecto de la temperatura, presión de cierre y tiempo sobre el grado de trituramiento de los apuntalantes, se tomaron dos muestras de arena Jordan, una malla 12/20 y otra malla 20/40, y se sometieron a una presión de cierre de 6,000 lb/pg<sup>2</sup> y una temperatura de 250 °F, durante 50 horas; posteriormente, se les realizó un análisis de malleo, los resultados se incluyen en la **tabla 4.3**.

Compare los porcentajes retenidos para la arena Jordan 20/40 de este análisis contra el análisis mostrado en la tabla 4.2; nótese el incremento de material de diámetro menor a la malla 70 en este último análisis; de 0 a 3.9 % de peso retenido en la malla 70.

Lo anterior nos demuestra que el grado obtenido de trituramiento del apuntalante es función de las condiciones de presión de cierre, tiempo de exposición a la presión de cierre y temperatura, ejercidas sobre él. Aunque este sencillo experimento no nos permite definir, de manera más precisa, su relación, nos da una idea cualitativa del efecto de las condiciones arriba mencionadas sobre el comportamiento del apuntalante, se observa entonces que este efecto es directamente proporcional al grado de trituramiento que alcanza el apuntalante.



**Tabla 4.3.** Resultados del malleo de arena Jordan después de 50 hrs @ 6,000 lb/pg<sup>2</sup> y 250 °F.

<b>Análisis de malleo de arena Jordan después de 50 hrs a 6,000 lb/pg<sup>2</sup> y 250 °F</b>				
malla	malla 20/40		malla 12/20	
	% peso retenido	% peso acumulado	% peso retenido	% peso acumulado
12	0	0	0	
14	0	0	1.71	1.71
16	0	0	9.90	11.61
18	0.65	0.65	19.11	30.72
20	1.95	2.60	19.80	50.52
25	11.04	13.64	8.19	58.71
30	20.13	33.77	5.12	63.83
35	19.47	53.24	4.78	68.61
40	17.53	70.77	5.12	73.73
45	6.49	77.26	4.10	77.83
50	5.19	82.45	3.75	81.58
60	2.60	85.05	2.39	83.97
70	3.90	88.95	2.73	86.70
80	1.95	90.90	1.71	88.41
100	2.60	93.50	2.04	90.45
120	1.30	94.80	2.05	92.50
140	1.30	96.10	1.02	93.52
170	1.30	97.40	1.37	94.89
200	0.65	98.05	1.02	95.91
230	0.65	98.70	1.02	96.93
325	0.65	99.35	1.37	98.30
400	0.65	100.00	1.36	99.66
Fondo	0	100.00	0.34	100.00

#### 4.4 EFECTO DEL TIEMPO DE MEDICIÓN SOBRE LA CONDUCTIVIDAD MEDIDA EN APUNTALANTES.

La magnitud del tiempo de medición durante la determinación de la conductividad de un empaque de apuntalante es muy importante, ya que los valores de conductividad presentan diferencia entre los medidos a tiempos cortos contra los que se miden a tiempos mayores. Por lo tanto, es necesario prolongar el tiempo de medición tanto como se requiera, hasta alcanzar un comportamiento pseudoestacionario<sup>27</sup>. Para ilustrar lo anterior, se efectuaron mediciones a corto y a largo plazo a tres empaques de apuntalante, conforme a los procedimientos descritos en el capítulo 2, los resultados se muestran a continuación:

**Tabla 4.4.** Comparación entre datos de conductividad medidos a corto y a largo plazo de 3 apuntalantes comunes a 4,000 lb/pg<sup>2</sup> y 2 lb/pie<sup>2</sup>.

Comparación entre datos de conductividad medidos a corto y a largo plazo de 3 apuntalantes comunes a 4,000 lb/pg <sup>2</sup> y 2 lb/pie <sup>2</sup> .		
Apuntalante	Conductividad, mD-pie	
	Corto plazo (75 °F)	Largo plazo (150 °F)
Arena Jordan 20/40	3,450	1,810
Carbolite 20/40 *	7,900	6,000
Arena Jordan 12/20	7,300	3,995

\*Carbolite es una marca registrada de Carbo Ceramics Inc.

Obsérvese que las diferencias son mayores para las arenas que para el cerámico. Tal vez, se deba a la diferencia entre sus formas de partícula.

Este experimento pone en manifiesto que las mediciones tradicionales (a corto plazo) de conductividad contra presión de

cierre, pueden sobreestimar el comportamiento del apuntalante bajo condiciones de fondo y, que las mediciones a largo plazo (conductividad versus tiempo) proporcionan datos más útiles en la estimación del comportamiento del pozo.

#### 4.5 PERMEABILIDAD A LARGO PLAZO (MEDIDA CON KCI AL 2 %).

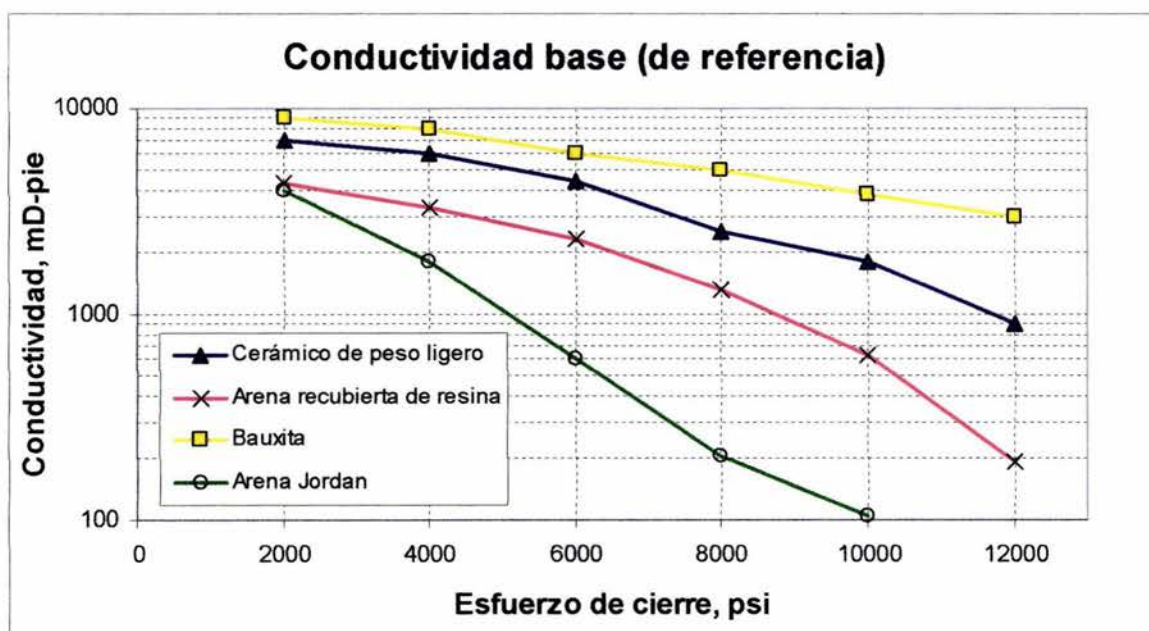
Se realizaron más mediciones a largo plazo; los resultados de estas mediciones se muestran a continuación:

**Tabla 4.5.** Conductividad a largo plazo de algunos apuntalantes.

Conductividad de apuntalantes malla 20/40 a 2 lb/pie <sup>2</sup> versus Pc a 225 °F.				
Presión de cierre, Pc, lb/pg <sup>2</sup>	Conductividad, mD-pie			
	Cerámico de peso ligero	Arena recubierta de resina	Bauxita	Arena Jordan
2000	7000	4300	9000	4000
4000	6000	3300	8000	1800
6000	4400	2300	6000	600
8000	2500	1300	5000	205
10000	1800	630	3850	105
12000	900	190	3000	0

Los datos de la tabla anterior son resultado de mediciones con un fluido limpio (que no deja residuos) y se consideran como valores de referencia, contra los cuales se compararán las mediciones hechas posteriormente a la contaminación con un fluido fracturante. Nótese que los valores más altos registrados son los de la bauxita y los más bajos, los de la arena Jordan; pero téngase también en cuenta su rango de aplicación, ver **tabla 3.4**.

Los mismos valores de la **tabla 4.5** se presentan a continuación de manera gráfica, como una manera de obtener una mejor ilustración:



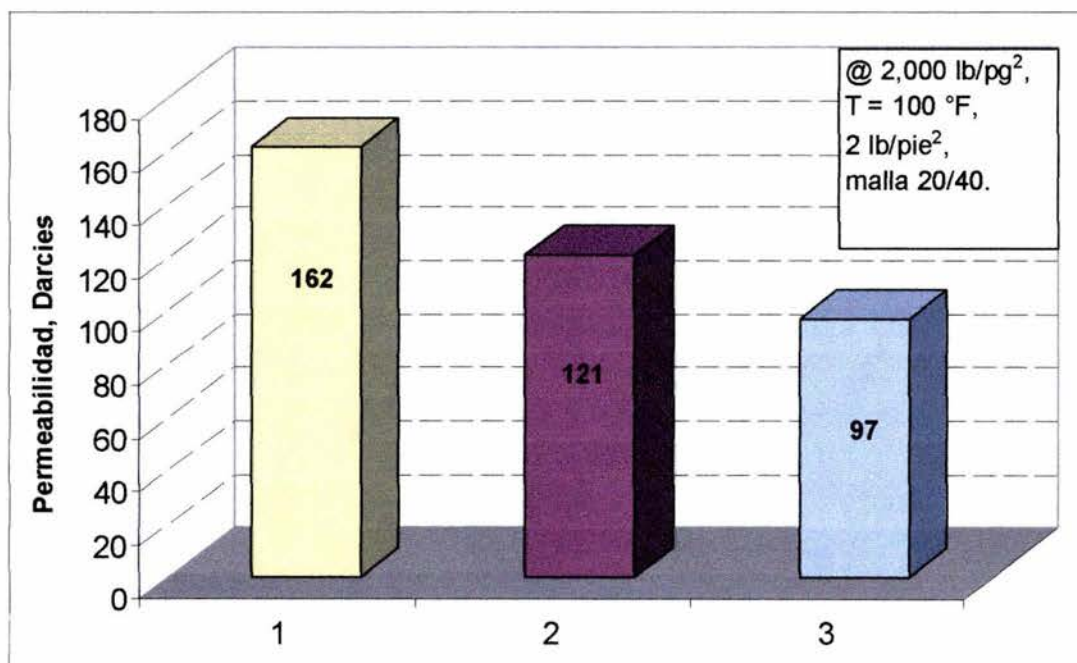
**Figura 4.1.** Conductividad a largo plazo de algunos apuntalantes malla 20/40 @ 2 lb/pie<sup>2</sup> y 225 °F.

#### 4.6 EFECTO DEL TIPO DE RETICULANTE SOBRE LA PERMEABILIDAD.

El efecto del tipo de reticulante quedó de manifiesto cuando se midieron permeabilidades retenidas en empaques de arena Jordan, **tabla 4.6** y **figura 4.2**, que se contaminaron con tres fluidos fracturantes que se prepararon empleando los mismos aditivos (y cantidad), variando únicamente el reticulante. Los resultados se muestran en las ilustraciones siguientes:

**Tabla 4.6.** Efecto del tipo de reticulante.

Permeabilidad retenida en arena Jordan medida a 2 ml/min con KCl al 2 %.		
Fluido fracturante	Serie	k, Darcies
40 lb de HPG reticulado con borato roto con enzimas	1	162
40 lb de HPG (bajo pH) reticulado con titanato roto con enzimas	2	121
40 lb de HPG reticulado con antimonio roto con enzimas	3	97



**Figura 4.2.** Permeabilidades retenidas variando el reticulante.

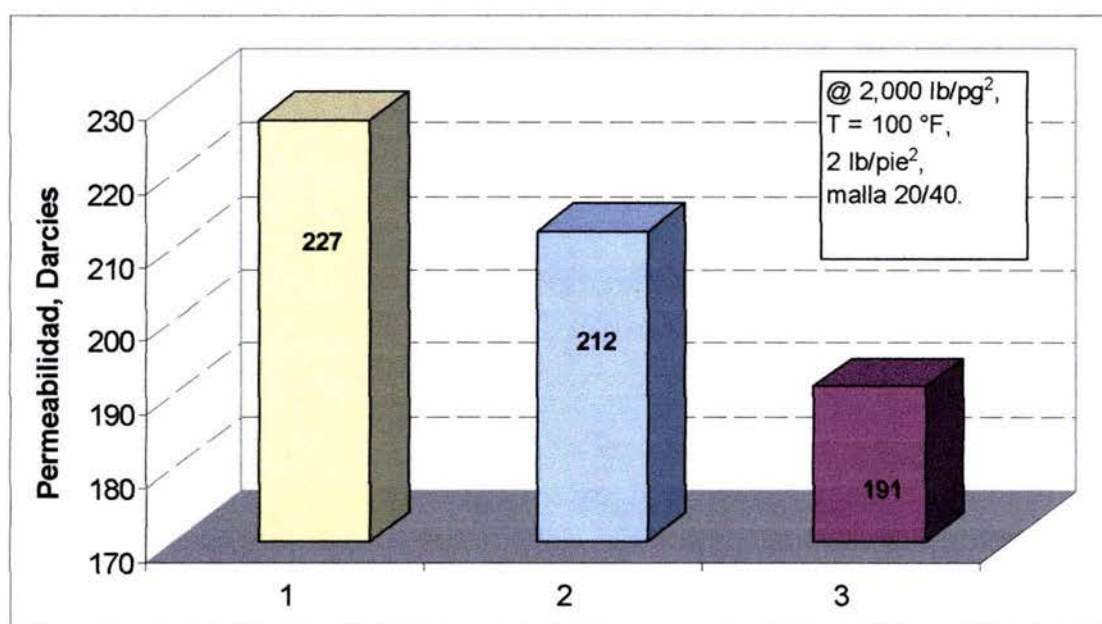
Este experimento nos demuestra que, los beneficios de la relación polímero-reticulante son, de mayor a menor: HPG-borato > HPG-titanato > HPG-antimonio. Por ello se eligió el uso de la relación HPG-borato para el siguiente experimento.

#### 4.7 EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN POLIMÉRICA SOBRE LA CONDUCTIVIDAD RETENIDA.

También se realizaron algunas mediciones para ilustrar el efecto de la concentración de polímero sobre la conductividad retenida por el empaque de apuntalante; para ello se prepararon tres muestras con las mismas cantidades de aditivos, excepto la concentración de polímero. Los resultados se muestran a continuación en la **tabla 4.7** y en la **figura 4.3.**:

**Tabla 4.7.** Efecto de la concentración de polímero.

Permeabilidad retenida en arena Jordan medida a 2 ml/min con KCl al 2 %.		
Fluido fracturante	Serie	k, Darcies
30 lb de HPG reticulado con borato roto con amina persulfato	1	227
40 lb de HPG reticulado con borato roto con amina persulfato	2	212
50 lb de HPG reticulado con borato roto con amina persulfato	3	191



**Figura 4.3.** Permeabilidades retenidas variando la concentración de polímero.

En este último experimento queda de manifiesto que la concentración de polímero es proporcional al deterioro de la conductividad del empaque de apuntalante, lo cual concuerda con el análisis realizado en el capítulo 3, punto 3.3.

Las pruebas del punto 4.6 y 4.7 se realizaron a 100 °F (38 °C), muy por debajo de la temperatura a la cual se cree que ocurre la degradación térmica efectiva del polímero (121 °C, aproximadamente).

En el capítulo anterior, durante el desarrollo de la metodología para calcular la permeabilidad y/o conductividad de un empaque de arena Jordan (12/20 o 20/40), considerando el daño debido a los residuos poliméricos, mencionamos dos parámetros clave en el presente trabajo: (1) el volumen de residuo del fluido fracturante y 2) el valor de la porosidad del apuntalante a condiciones de cierre.

Si observamos la ecuación 3.3:

$$V_{PF} = V_{aF} \left( \frac{\phi}{1-\phi} \right) = \frac{c_s}{\rho_s} \left( \frac{\phi}{1-\phi} \right) \quad 3.3$$

Vemos que el valor de  $V_{PF}$  depende del valor de la porosidad del empaque de apuntalante.

A este respecto se midieron porosidades mediante un método volumétrico, usando relaciones volumen/masa, de dos de los apuntalantes más empleados en la Región Norte de PEP: "Sand White" malla 12/20 y malla 20/40. Los resultados se muestran en las

**tablas 4.8 y 4.9.** Cada valor de porosidad fue promediado de tres mediciones y, el tiempo de exposición al cierre, fue el tiempo suficiente requerido para realizar la medición, aproximadamente 2 horas en cada valor de presión de cierre.

**Tabla 4.8.**  $P_c$  versus  $\Phi$  para arena Jordan malla 12/20.

<b><math>P_c</math> versus <math>\Phi</math> para arena Jordan malla 12/20</b>	
<b><math>P_c</math></b>	<b><math>\Phi</math></b>
0	0.44
2000	0.4
4000	0.34
6000	0.28
8000	0.17
10000	0.08

**Tabla 4.9.**  $P_c$  versus  $\Phi$  para arena Jordan malla 20/40.

<b><math>P_c</math> versus <math>\Phi</math> para arena Jordan malla 20/40</b>	
<b><math>P_c</math></b>	<b><math>\Phi</math></b>
1000	0.36
2000	0.325
3000	0.31
4000	0.3
6000	0.27
8000	0.22
10000	0.15

Sí se grafican estos resultados se obtienen los siguientes gráficos, cada uno con su curva de ajuste:



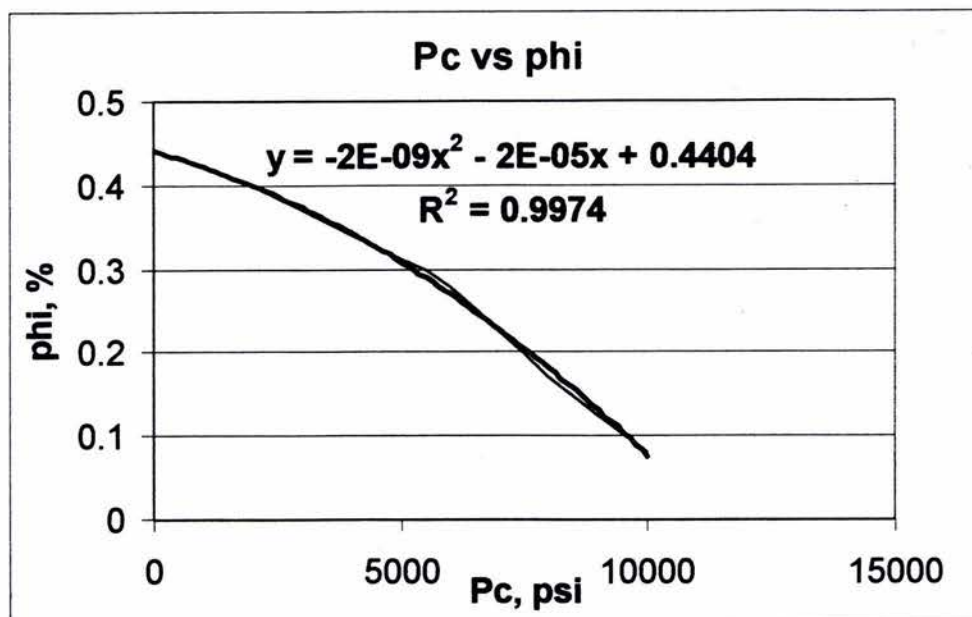


Figura 4.4. Porosidad versus presión de cierre, arena Jordan malla 12/20.

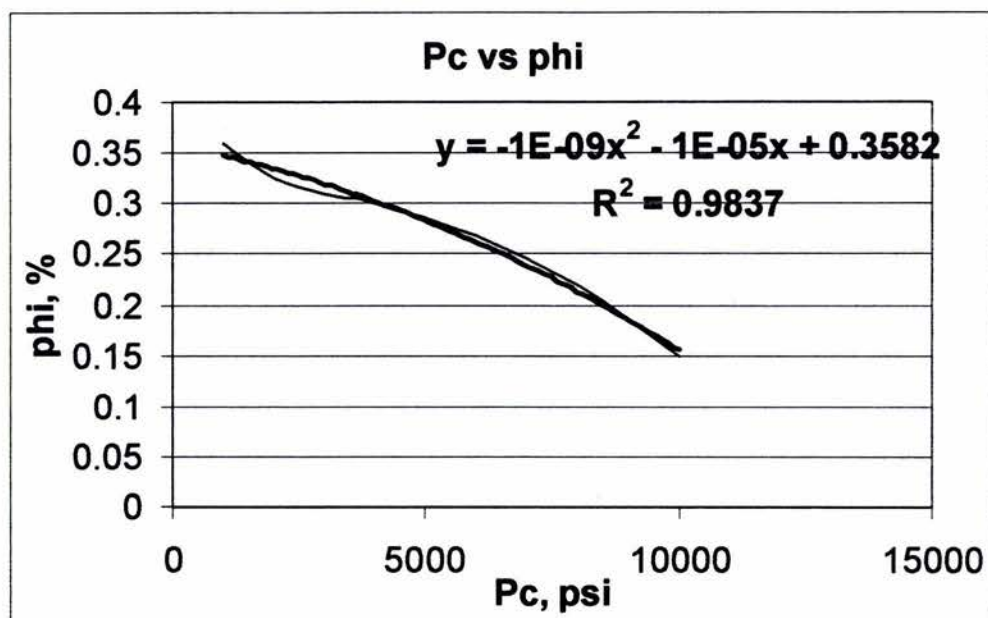


Figura 4.5. Porosidad versus presión de cierre, arena Jordan malla 20/40.

Obsérvese que el grado de ajuste es alto en ambas curvas.

Por lo tanto, las ecuaciones:

$$\phi = -2 \times 10^{-09} P_c^2 - 2 \times 10^{-05} P_c + 0.4404 \quad (4.1)$$

para la arena Jordan malla 12/20 y,

$$\phi = -1 \times 10^{-09} P_c^2 - 1 \times 10^{-05} P_c + 0.3582 \quad (4.2)$$

para la arena Jordan malla 20/40, nos proporcionan el valor de la porosidad a cualquier valor de la presión de cierre. En consecuencia, una vez que conocemos el valor de la presión de cierre de un pozo (puedes ser de una prueba minifrac), se puede calcular el valor de la porosidad del empaque de apuntalante y de ahí calcular la reducción de permeabilidad y/o conductividad que se tendría, según la metodología que se propone más adelante.

#### **4.8 MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE RESIDUO POR VOLUMEN DE FLUIDO FRACTURANTE, $V_{rF}$ .**

Con el mismo propósito se realizaron mediciones del volumen de residuo por volumen de residuo fracturante. Primero se prepararon las muestras de fluido, luego se añadieron los rompedores, se permitió un tiempo de degradación (ruptura) de 24 horas a cierta temperatura y, posteriormente se centrifugó una alícuota a 2700 rpm por 10-15 minutos; los volúmenes de residuo se determinaron visualmente, leyendo en las graduaciones de los tubos para centrifuga empleados. Los resultados se presentan en la tabla siguiente:

**Tabla 4.10.** Volumen de residuo de varios fluidos fracturantes.

Volumen de residuo en fluidos rotos durante 24 horas.				
Fluido fracturante			Rompedor (Temperatura, °F)	$V_{rf}$ , $\frac{\text{vol. residuo}}{\text{vol. fluido}}$
Polímero	Concentración (lbm/Mgal)	Reticulante		
HPG	40	titanato	enzima (120)*	0.01
HPG	40	titanato	enzima (180)*	0.011
HPG	40	sin	enzima (120)*	0.01
HPG	40	sin	enzima (180)*	0.01
HPG	70	titanato	enzima (120)*	0.025
HPG	70	titanato	enzima (180)*	0.023
HPG	70	sin	enzima (120)*	0.017
HPG	70	sin	enzima (180)*	0.013
Guar	40	borato	enzima (120)*	0.020
Guar	40	borato	enzima (180)*	0.011
Guar	60	borato	oxidante (180)**	0.027
Guar	70	borato	enzima (120)*	0.038
Guar	70	borato	enzima (180)*	0.021
CMHEC	40	aluminio	enzima (120)*	<0.02
CMHEC	40	aluminio	enzima (180)*	<0.02
CMHEC	70	aluminio	enzima (120)*	<0.02
CMHEC	70	aluminio	enzima (180)*	<0.02

\*Concentración de rompedores al 25% en peso de la concentración de polímero.

\*\* Concentración de rompedor de 10 lb/1000 gal de fluido.

A continuación bosquejamos un caso hipotético, donde se muestra el efecto de los residuos de materiales en la fractura (considera residuos del fluido fracturante y finos del apuntalante) sobre la reducción del volumen poroso de la misma. Se dan los datos de un tratamiento de fracturamiento hidráulico comúnmente bombeado en pozos productores de gas de la Cuenca Burgos dentro de la Región Norte de PEP.

#### 4.9 ILUSTRACIÓN DEL EFECTO DE RESIDUOS DE MATERIALES SOBRE EL VOLUMEN POROSO DE LA FRACTURA.

##### CASO HIPOTÉTICO

Estimulación típica de la Cuenca Burgos.

##### **Datos:**

Cantidad de apuntalante:	200,000 lb.
Presión de cierre, $P_c$ :	4,000 lb/pg <sup>2</sup>
Tipo de apuntalante:	Jordan Sand.
Tamaño de apuntalante:	Malla 20/40.
Densidad neta del apuntalante:	22.1 lb/gal.
Porcentaje de finos:	11.72 % en peso @ $P_c$ .
Porosidad del empaque:	0.4 fracción adimensional.
Volumen de fluido fracturante:	45,000 gal.
Tipo de polímero:	Guar.
Concentración de polímero:	40 lb/1,000 gal.
Porcentaje de residuos:	5 % en volumen.

**Cálculos:**

<u>Cálculo del volumen poroso (<math>V_{PF}</math>), galones</u>			
	$= (200,000 \text{ lbs}/22 \text{ lbs/gal}) * (0.4/(1-0.4)) =$		<b>6,061 gal</b>
<u>Cálculo del volumen dañado, galones</u>			
Residuos poliméricos	$= 0.05 * 45,000 \text{ gal}$	$=$	<b>2,250 gal</b>
Finos del apuntalante	$= 0.1172 * (200,000 \text{ lbs}/22 \text{ lbs/gal}) =$		<b>1,065 gal</b>
Finos de la formación	$= 0.0$	$=$	<b>0 gal</b>
Degradación apuntalante	$= 0.0$	$=$	<b>0 gal</b>
	<b>Volumen dañado</b>	$=$	<b>3,315 gal</b>
<u>Cálculo de la reducción de la porosidad del empaque de apuntalante</u>			
Reducción total	$= 3,315 \text{ gal} / 6,061 \text{ gal}$	$=$	<b>0.55, fracción</b>
Reducción debida al polímero	$= 2,250 \text{ gal} / 6,061 \text{ gal}$	$=$	<b>0.38, fracción</b>
% reducción por polímero	$= (0.38 * 100)/0.55$	$=$	<b>69 %</b>

**Comentarios:**

Obsérvese que el volumen poroso de la fractura se reduce al 45 % debido a los residuos de materiales y el 69 % de esa reducción es debida a residuos poliméricos.

Con esto queda en manifiesto la fuente potencial de daño sobre el comportamiento de un pozo fracturado, que resulta de los residuos de materiales, nótese sólo se consideraron los finos del apuntalante, no los de la formación.

Esta reducción en el volumen poroso de la fractura se refleja como una reducción en la capacidad de flujo de la misma y no considera el influjo de otros factores, mencionados con más detalle en el capítulo 3, punto 3.2.

Con el antecedente anterior y el desarrollo a finales del capítulo 3, donde se relaciona la reducción del empaque de apuntalante con su permeabilidad retenida, se plantea la posibilidad de predecir la permeabilidad y/o conductividad que tendría un empaque de apuntalante de arena Jordan malla 12/20 o 20/40, teniendo en cuenta la concentración del apuntalante en el fluido, la densidad del apuntalante, la porosidad del empaque de apuntalante y el volumen de residuos del fluido, suponiendo que sólo el líquido se pierde hacia la formación y que los residuos se concentran en el empaque de apuntalante al cierre de la fractura.

Entonces, se propone la metodología siguiente para calcular la permeabilidad de un empaque de arena Jordan (12/20 o 20/40) considerando el daño debido a los residuos poliméricos:

1°. Se calcula la porosidad del empaque de apuntalante a una presión de cierre dada (la de la formación a fracturar), de acuerdo a las ecuaciones 3.8 y 3.9.

2°. Se determina el valor de  $c_s$  dividiendo la cantidad total de apuntalante empleada entre el volumen total de fluido bombeado en el tratamiento.

3°. Se determina el valor de  $V_{pF}$  de la ecuación 3.3.

4°. Se mide  $V_{rF}$  en laboratorio, considerando tipo y concentración polimérica post cierre, tipo y concentración de rompedor, temperatura de la formación a tratar y tiempo de bombeo del tratamiento.

5°. Se mide el valor de  $k_i$  a largo plazo del empaque de apuntalante con un fluido limpio, ver procedimiento en el capítulo 2, considerando la presión de cierre y la temperatura de la formación a tratar.

6°. Los valores anteriores se introducen en la ecuación 3.6 o 3.7 y se determina  $k_f$ , valor que considera el efecto del residuo del fluido fracturante.

Nota: los valores pronosticados por esta metodología deben ser corregidos por efectos de flujo multifásico, flujo no Darcy, etc., ver la sección 3.2.

#### 4.10 EJEMPLO DEL USO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

##### Datos:

Cantidad de apuntalante:	200,000 lb.
Tipo de apuntalante:	Jordan Sand.
Tamaño de apuntalante:	Malla 20/40.
Densidad neta del apuntalante:	22.1 lb/gal.
Volumen de fluido fracturante:	45,000 gal.
Tipo de polímero:	HPG.
Concentración de polímero:	40 lb/1,000 gal.
Temperatura de formación:	120 °F.
Presión de cierre, $P_c$ :	4,000 lb/pg <sup>2</sup>

**Paso 1.**

$$\phi = -1 \times 10^{-09} (4\ 000)^2 - 1 \times 10^{-05}(4\ 000) + 0.3582.$$

$$\phi = 0.3022.$$

**Paso 2.**

$$c_s = 200\ 000\ \text{lb} / 45\ 000\ \text{gal.}$$

$$c_s = 4.4444.$$

**Paso 3.**

$$V_{PF} = (4.4444 / 22.1) * (0.3022 / (1 - 0.3022)).$$

$$V_{PF} = 0.0871.$$

**Paso 4.**

$$V_{rF} = 0.01\ \text{de laboratorio.}$$

**Paso 5.**

$$k_i = 165\ \text{darcies.}$$

**Paso 6.**

$$k_f = 165 \left( \frac{0.0871 - 0.01}{0.0871} \right)^3$$

$$\underline{k_f = 115\ \text{darcies.}}$$

*En este caso la conductividad retenida es del 70 % aproximadamente.*



En las tablas siguientes se comparan los resultados de mediciones realizadas en laboratorio contra valores predichos por la metodología anterior para dos tipos de polímero, a dos concentraciones y a dos temperaturas.

Se simula una  $c_s$  de 5 lb/gal, lo que corresponde a 63.1 gr/100 ml y a su vez, equivale a una concentración por área de ala de fractura de 2 lb<sub>m</sub>/pie<sup>2</sup>.

Los valores reportados de permeabilidad son el promedio de 3 lecturas, después de fluir 20 volúmenes porosos de KCl al 2%.

**Tabla 4.11.** Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/1000 gal de HPG.

Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/Mgal de HPG – Ti, rotos durante 24 horas.					
Presión de cierre, lb/pg <sup>2</sup>	Permeabilidad, darcies				
	Base (sin gel)	Medida @ 120 °F	Medida @ 180 °F	Predicha @ 120 °F	Predicha @ 180 °F
1000	208	139	133	160	156
2000	174	125	130	132	128
4000	165	108	107	119	115
6000	114	66	67	76	73
8000	56	34	31	33	31
10000	28	16	14	13	12

**Tabla 4.12.** Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/1000 gal de HPG.

Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/Mgal de HPG-Ti rotos durante 24 horas.					
Presión de cierre, lb/pg <sup>2</sup>	Permeabilidad, darcies				
	Sin gel	Medida @ 120 °F	Medida @ 180 °F	Predicha @ 120 °F	Predicha @ 180 °F
1000	208	128	121	104	111
2000	174	118	116	83	88
4000	165	79	83	69	74
6000	114	45	57	37	42
8000	56	14	14	12	14
10000	28	6	9	2	3

**Tabla 4.13.** Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/1000 gal de Guar.

Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 40 lb/Mgal de Guar-Bo rotos durante 24 horas.					
Presión de cierre, lb/pg <sup>2</sup>	Permeabilidad, darcies				
	Sin gel	Medida @ 120 °F	Medida @ 180 °F	Predicha @ 120 °F	Predicha @ 180 °F
1000	208	138	151	121	156
2000	174	104	113	97	128
4000	165	101	99	84	115
6000	114	68	74	49	73
8000	56	23	37	18	31
10000	28	12	16	5	12

**Tabla 4.14.** Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/1000 gal de Guar.

Permeabilidad retenida de arena 20/40 a 70 lb/Mgal de Guar-Bo rotos durante 24 horas.					
Presión de cierre, lb/pg <sup>2</sup>	Permeabilidad, darcies				
	Sin gel	Medida @ 120 °F	Medida @ 180 °F	Predicha @ 120 °F	Predicha @ 180 °F
1000	208	130	121	67	117
2000	174	98	111	52	94
4000	165	89	95	38	81
6000	114	70	61	18	46
8000	56	34	29	4	16
10000	28	13	13	1	4

Se observa un variación máxima en las tablas anteriores de +/- 23 darcies entre los valores medidos y los predichos, mostrados. Por ello, el ajuste entre ellos se considera bueno, no olvidando que sólo se hace una aproximación semicuantitativa.

La mayor incertidumbre recae en la medición de  $V_{rF}$ , y nótese que los valores predichos son muy sensibles a  $V_{rF}$ . También no se pierda de vista que los valores medidos en laboratorio son experimentales, lo cual contribuye un tanto en la variación observada, aunque en general, los datos medidos se consideran adecuados para efecto comparativo.

#### 4.11 SENSIBILIDAD DEL FACTOR DE DAÑO APLICADO EN EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO.

Cuando se diseña un fracturamiento actualmente, el ingeniero de diseño ajusta arbitrariamente un factor de daño a la conductividad del empaque de apuntalante, un valor común es 0.5. En este trabajo se realizaron algunas corridas con software comercial (se anexa corrida de ejemplo), variando este factor de daño; los datos de entrada pertenecen a los de un fracturamiento típico en el campo Tajin del Distrito Poza Rica de la Región Norte de PEP, ver **tabla 4.15**, los resultados de las corridas muestran que este factor es directamente proporcional a la conductividad promedio obtenida después de la estimulación, lo cual repercute en la relación de estimulación esperada. En la **tabla 4.16** se muestran los valores de conductividad y permeabilidad promedios para cada factor de daño.

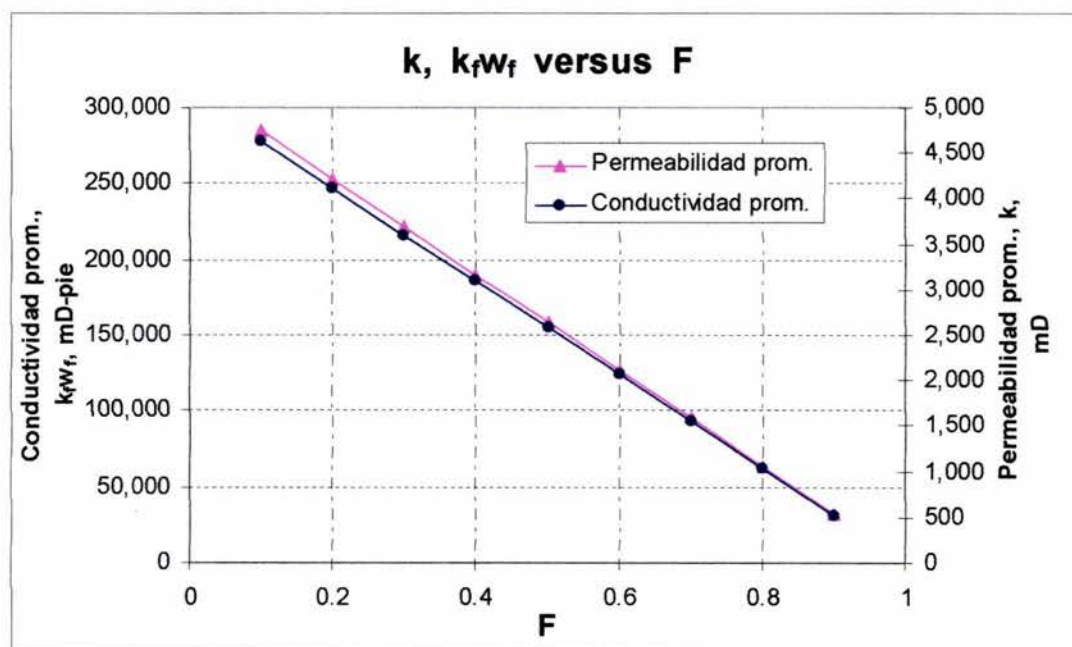
**Tabla 4.15.** Datos de entrada al simulador.

Datos típicos de un yacimiento del Distrito Poza Rica.	
Pozo (Campo)	Tajin 391 (Agua Fría)
Intervalo (Espesor neto)	6,575 – 6,676 pies (201 pies)
Presión del yacimiento promedio	2,000 lb/pg <sup>2</sup>
Porosidad promedio	0.07 fracción
Temperatura del yac. promedio	179 °F (82 °C)
Gradiente de fractura	0.67 lb/pg <sup>2</sup> /pie
Litología	Arenisca
Fluido del yacimiento	Aceite pesado
Fluido fracturante (Volumen)	YF235 (91,000 gal)
Apuntalante (Masa)	Sand Jordan 12/20 (350,000 lb)

**Tabla 4.16.** Sensibilidad de la conductividad al variar el factor de daño.

Factor de daño	Conductividad prom., $k_{fw}$ , mD-pie	Permeabilidad prom., $k_r$ , mD
0.9	514.9	31,645.0
0.8	1,028.7	63,291.0
0.7	1,544.6	94,936.0
0.6	2,059.4	126,600.0
0.5	2,574.3	158,200.0
0.4	3,089.1	189,900.0
0.3	3,604.0	221,500.0
0.2	4,118.9	253,200.0
0.1	4,633.7	284,800.0

Los valores de la tabla anterior se grafican a continuación:

**Figura 4.6.** Sensibilidad del factor de daño, F.

Obsérvese la relación lineal entre el factor de daño y la conductividad esperada de la fractura, de aquí la necesidad de conocer valores más representativos de la conductividad y/o permeabilidad del empaque de apuntalante considerando el efecto de los residuos de polímero, flujo no Darcy, etcétera, con la finalidad de no sobre valorar la relación de estimulación obtenida del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

## C A P Í T U L O 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Se diseñó, integró y evaluó un equipo experimental para la medición de la conductividad y permeabilidad de un empaque de apuntalante, así como su procedimiento de operación, el cual permite evaluar sistemas de fluidos fracturantes y apuntalantes bajo un amplio rango de condiciones de prueba (presión de cierre, temperatura, concentración de apuntalante, tiempo de medición, gastos, concentración de polímero, etcétera).
- De la experiencia obtenida durante las mediciones realizadas en laboratorio podemos dividir los factores que afectan la conductividad de un empaque de apuntalante prácticamente en 2 grupos: (1) cuando no se tiene presencia del fluido fracturante y (2) cuando sí se tiene. Dentro del primer grupo se hallan: el tamaño, forma y concentración del apuntalante, así como su distribución de tamaño; el esfuerzo de cierre, el tiempo bajo el esfuerzo de cierre, efectos de flujo no Darcy, incrustamiento y la temperatura. Entre los factores del segundo grupo se tienen: tipo y concentración del agente gelificante (polímero), tipo y

estabilidad del reticulante "crosslinker", y tipo y concentración del rompedor.

- De las mediciones realizadas en laboratorio podemos concluir lo siguiente:
  - La combinación HPG-borato arroja una permeabilidad retenida mayor que las combinaciones HPG-titanato y HPG-antimonio, todas ellas "rotas" con enzimas.
  - La concentración polimérica y la concentración del rompedor son directa e inversamente proporcionales, respectivamente, al deterioro de la permeabilidad del empaque de apuntalante. Por lo tanto, es importante realizar pruebas previas al bombeo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico para elegir la mejor combinación tomando en cuenta limitantes prácticas.
  - El contenido de finos del apuntalante varía según el tipo de apuntalante, presión de sobrecarga, fabricante, tipo y modo de transporte; y a su vez, afecta severamente la conductividad del empaque de apuntalante, al reducir su porosidad.
  - El rendimiento del apuntalante declina durante la exposición a altas temperaturas y al esfuerzo de cierre como lo prueba las mediciones de conductividad a corto y/o largo plazo realizadas en este trabajo.
- La metodología propuesta arroja resultados con un error aceptable para el cálculo de la permeabilidad y/o conductividad de un empaque de apuntalante, considerando el daño por



residuos poliméricos, teniendo su principal incertidumbre en la medición del volumen de residuos del fluido fracturante,  $V_{rF}$ .

- Los datos medidos de conductividad y/o permeabilidad se realizaron bajo el flujo laminar de una sola fase a través del empaque de apuntalante. Por lo tanto, los datos reportados no son precisos para diseñar tratamientos en pozos de aceite saturados, es decir que produzcan bajo el punto de burbuja, donde se tienen efectos de flujo multifásico y en pozos de gas o con altos gastos, donde predomina el flujo no Darcy.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar modificaciones al equipo de laboratorio desarrollado para poder realizar estudios posteriores de flujo no Darcy, flujo multifásico e incrustamiento.
- Es necesario considerar todos los factores que influyen sobre la conductividad retenida en una fractura apuntalada y no asignar solamente un factor de daño muy a la ligera, ya que éste repercute directamente sobre la relación de estimulación predicha en la etapa de diseño, lo que ocasiona discrepancia con los resultados de la estimulación obtenidos.
- Son necesarias más mediciones como las del presente trabajo utilizando diferentes productos, a fin de tener una base de datos sólida que sea guía para diseño de futuros tratamientos.

- Se recomienda poner especial cuidado durante la medición del volumen de residuos del fluido fracturante,  $V_{rF}$ , ya que los resultados predichos con la metodología propuesta son muy sensibles a este dato.
- Es necesario más trabajo de investigación para predecir la limpieza en todos los puntos dentro de la fractura. Al mismo tiempo, los simuladores de producción necesitan ser modificados de modo tal que consideren impacto del daño por el gel, flujo multifásico y no Darcy sobre la conductividad y longitud efectivas de la fractura creada hidráulicamente.

## N O M E N C L A T U R A

$\rho$ :	Densidad.
$\delta$ :	Diámetro promedio del grano de arena.
$\phi$ :	Porosidad.
$\phi'$ :	Porosidad de la fractura apuntalada con residuo presente.
$\rho_p$ :	Densidad del residuo después de que el polímero se degrada, en lb de polímero por gal de residuo.
$\Delta p$ :	Presión diferencial.
$\rho_s$ :	Densidad de arena o apuntalante, en lb/gal de sólido.
$^{\circ}\text{C}$ :	Grados Celsius.
$^{\circ}\text{F}$ :	Grados Fahrenheit.
$\mu$ :	Viscosidad.
A:	Área de la sección transversal.
bpd:	Barriles por día.
$\text{cm}^2$ :	Centímetros cuadrados.
$c_p$ :	Concentración local del polímero en el fluido, en lb de polímero por gal de fluido en la fractura.
cP:	Centipoises.
$c_s$ :	Concentración local de arena o apuntalante en el fluido cuando la fractura cierra, en lb/gal de fluido.
D:	Darcies.
$d_i$ :	Diámetro de la impresión del balín de acero medido en el plano de la superficie del núcleo de roca, hecha durante el incrustamiento, pg.
F:	Factor de daño que se le asigna a la conductividad y/o permeabilidad del apuntalante durante la etapa de diseño,

varía de cero a uno (0 - 1), donde el uno representa daño total.

gal:	Galón.
Gf:	Gradiente de fractura.
gr:	Gramos.
hrs:	Horas.
k:	Permeabilidad, en D, mD ó $\text{cm}^2$ .
KCl:	Cloruro de potasio.
kf:	Permeabilidad final, darcies.
$K_f$ :	Permeabilidad de la fractura, mD.
$k_f w_f$ :	Conductividad de la fractura, mD-pie.
$K_g$ :	Kilogramos fuerza.
$k_i$ :	Permeabilidad inicial, darcies.
L:	Longitud.
L:	Profundidad.
lb/gal:	Libras por galón.
lb/pg <sup>2</sup> :	Libras por pulgada cuadrada.
lb/pie <sup>2</sup> :	Libras por pie cuadrado.
lb:	Libras.
lbm:	Libras masa.
mcf/b	Miles de pies cúbicos por barril.
mcf/d:	Miles de pies cúbicos por día.
mcf:	Miles de pies cúbicos.
mD:	Milidarcies.
mD-pie:	Milidarcies pie.
min:	Minutos.
ml/min:	Mililitros por minuto.
ml:	Mililitros.
mmcf/d:	Millar de pies cúbicos por día.
mmcf:	Millar de pies cúbicos.

n	Fracción de polímero inyectado que permanece en la fractura después del cierre o que penetra a la fractura una vez que se inicia la producción.
Pc:	Presión de cierre de la fractura, lb/pg <sup>2</sup> .
pg:	Pulgadas.
ppb:	Partes por billón.
ppm:	Partes por millón.
pwf:	Presión de fondo fluyendo, lb/pg <sup>2</sup> .
q:	Gasto volumétrico.
Re:	Número de Reynolds.
RGL:	Relación Gas-Líquido.
S	Relación área superficial/volumen de fractura apuntalada en ausencia de residuo.
S'	Relación área superficial/volumen de fractura apuntalada con residuo presente.
seg:	Segundos.
V <sub>PF</sub>	Volumen poroso de la fractura cerrada en ausencia de residuo, en gal/gal de fluido al cierre de la fractura.
V <sub>RF</sub>	Volumen de residuo en la fractura cerrada, en gal/gal de fluido al cierre de la fractura.
V <sub>SF</sub>	Volumen de arena o apuntalante en gal/gal de fluido en la fractura al cierre, es decir, gal de sólido/gal de fluido, o bien, c <sub>s</sub> /ρ <sub>s</sub> .
w:	Amplitud, pg ó pies.
w <sub>f</sub> :	Amplitud de fractura.
W <sub>p</sub> :	Carga requerida para incrustar el balín de acero a la profundidad de 0.0125 pg dentro del núcleo de roca, lb.
β:	Factor de flujo no Darcy también conocido como factor de turbulencia ó coeficiente inercial.

## R E F E R E N C I A S

1. Proyecto F.41140 (2002): "Desarrollo para la realización de pruebas de conductividad". IMP-PEP. Zona Norte.
2. API-RP 61 (1989): "Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity", Eighth Draft of February, API, Production Dept.
3. Cooke C. E. Jr. (1975): "Effect of Fracturing Fluids on Fracture Conductivity", JPT of October, 1273-1282; Trans., AIME, 259.
4. Almond, S.W. and Bland, W.E. (1985): "Effect of Break Mechanism on Gelling Agent Residue and Flow Impairment in 20/40 Mesh Sand," SPE 12485. Presented at the Production Technology Symposium held in Lubbock, Texas, U.S.A., November 14-15, 1983.
5. G. S. Penny (1987): "An Evaluation of the Effects of Environmental Conditions and Fracturing Fluids Upon the Long-Term Conductivity of Proppants", SPE 16900. Presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX, U.S.A., September 27-30, 1987.
6. McDaniel, B.W. (1986): "Conductivity Testing of Proppants at High Temperature and Stress", SPE 15067. Presented at the 56th California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers held in Oakland, CA, U.S.A., April 2-4, 1986.
7. Darcy, H. (1856): "Les container publiques de la ville de Dijon", Dalmont, Paris.

8. Forchheimer, P. (1901): "Wasserbewegung durch Boden", Z. Ver. Deuts., Ing. 45, 1781-1782.
9. Ershaghi, I., Abdasah, D., Bonakdar, M. R. and Ahmad, S. (1983): "Estimation of Geothermal Brine Viscosity", JPT of March, 621-628.
10. Cinco Ley, H. and Samaniego, F. (1981): "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", JPT of September, 1749-1766.
11. Agarval, R. G., Carter, R. D. and Pollock, C. B. (1979): "Evaluation and Prediction of performance of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing", JPT of March, 362-372; Trans. AIME, 267.
12. Prats, M. (1961): "Effect of Vertical Fractures on reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case", SPEJ of June, 105-118; Trans. AIME, 222.
13. McGuire, W. J. and Sikora, V. J. (1961): "The effect of Vertical Fractures on Well Productivity", Trans. AIME, 219, 401-403.
14. Tinsley, J. M. et al. (1969): "Vertical Fracture Height – Its Effect on Steady-State Production Increase", JPT of May, 633-638; Trans. AIME, 246.
15. Tannich, J. D. and Nierode, D. E. (1986): "The effect of Vertical Fractures on Gas Well Productivity", SPE 15902.
16. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E. and Veatch, R. W., Jr. (1989): "Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Monograph Volume 12, First Printing, SPE Henry L. Doherty Series, Richardson, Texas, USA, ISBN 1-55563-020-0
17. Ely, J. W. (1994): "Stimulation Engineering Handbook", PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA, ISBN 0-87814-417-x.

18. API-RP 42 (1977): "Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface-Active Agents for Well Stimulation", API.
19. API-RP 39 (1998): "Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-linked Water-based Fracturing Fluid", Third Edition of May, API, Exploration and Production Dept.
20. Pope, D. S., Leung, L. K., Gulbis, J. and Constein, V. G. (1995): "Effects of Viscous Fingering on Fracture Conductivity", SPE 28511. Presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA, U.S.A., September 25-28, 1994.
21. Economides, M. J., R. E. Oligney, and P. Valkó (2002): "Unified Fracture Design", Orsa Press, Alvin Texas.
22. API-RP 56 (1995): "Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations", Second Edition on December, API, Exploration and Production Dept.
23. Evans, E. V., and Evans, R. D. (1985): "The Influence of an Immobile or Mobile Saturation Upon Non-Darcy Compressible Flow of Real Gases in Propped Fractures", SPE 15066. Presented at the 56th California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers held in Oakland, CA, U.S.A., April 2-4, 1986.
24. Cooke, C. E. Jr. (1973): "Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers," JPT of September, 1101-1107; Trans. AIME, 255.
25. Penny, G. S. and Jin, L. (1995): "The Development of Correlations of Laboratory Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid and Proppant Selection



Upon Gas Well Productivity", SPE 30494. Presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, TX, U.S.A., October 22-25, 1995.

26. Evans, R. D., Hudson, C. S. and Greenlee, J. D. (1985): "The Effect of Liquid Saturation on the Non-Darcy Flow Coefficient in Porous Media", SPE 14206.

27. Much, M.G. (1987): "Proppant Evaluation Test Improved," Oil and Gas J. of April, 33-36.

28. Carroll, H.B. Jr. And Baker, B.H. (): "Particle Size Distributions Generated by Crushed Proppants and Their Effects on Fracture Conductivity," SPE 7923. Presented at the 1979 SPE Symposium on Low-Permeability Gas Reservoirs, Denver, Colorado, U.S.A., May 20-22, 1979.

29. Gidley, J. L., Penny, G. S. and McDaniel, R. R. (1992): "Effect of Proppant Failure and Fines Migration Upon the Conductivity of Propped Fractures", SPE 24008. Presented at the 1992 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, U.S.A., March 18-20, 1992.

30. Holditch, S. A. and Morse, R. A. (1976): "The Effects of Non-Darcy Flow on the Behavior of Hydraulically Fractured Gas wells", JPT of October, 1169-1179.

31. Guppy, K. H. et al (1982): "Non-Darcy Flow in Wells With Finite Conductivity Vertical Fractures", SPEJ of October, 681-698.

32. Lacy, L. L., Richards, A. R. and Ali, S. A. (1997): "Embedment and Fracture Conductivity in Soft Formations Associated with HEC, Borate and Water-Based Fracture Designs", SPE 38590.

33. Volk, L. J. et al (1981): "Embedment of High Strength Proppant into Low-Permeability Reservoir Rock", SPE 9867. Presented at the 1981 SPE/DOE Symposium held in Denver, Colorado, U.S.A., May 27-29, 1981.
34. Howard, G. C. and Fast, C. R. (1970): "Hydraulic Fracturing", SPE, ISBN 0-89520-201-8, Dallas, Texas, USA.
35. Herzig, L.P., Leclere, D. M., and LeGoff, P. (1970): "Flow of Suspensions Through Porous Media", Ind. And Eng. Chem. of May, 8-35.
36. McDaniel, B.W. and Parker, M.A. (1988): "Accurate Design of Fracturing Treatment Requires Conductivity Measurements at Simulated Reservoir Conditions", SPE 17541. Presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, held in Casper, WY, U.S.A., May 11-13, 1988.
37. Volk, L.J., Gall, B.L., Raible, C.J. and Carol, H.B. (1983): "A Method for Evaluation of Formation Damage Due to Fracturing Fluids", SPE 11638. Presented at the 1983 SPE/DOE Symposium on Low Permeability held in Denver. Colorado, U.S.A., March 14-16, 1983.
38. Brannon, H. D. and Pulsinelli, R. J. (1990): "Breaker Concentrations Required To Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Concentrated Linear and Borate-Crosslinked Fracturing Fluids", SPE 20135. Presented at the 1990 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, U.S.A., March 8-9, 1990.

## **A N E X O S :**

- Ejemplo de una corrida en el simulador, considerando un factor de daño de 0.7.

# MFrac-III

## Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulator

MFrac is a trademark of Meyer & Associates, Inc.

Copyright (c) 1985-2001 Meyer & Associates, Inc.- All Rights Reserved

2207 Freeport Rd., Natrona Heights, PA USA 15065

<http://www.mfrac.com>

MFrac-III Version 4.01.0423, April 23, 2001

Simulation Date 07/18/2003 1:56:54 PM

Company : UNAM  
Well: Tajin-391  
Location: Agua Fria  
Date: 14/08/2003

### Comments:

Evaluacion considerando 0.7 de daño del apuntalante  
Intervalo: 1975-2000 m (2)  
Fluido YF-235  
Arena Blanca 12/20  
3500 sacos de arena 50

## GENERAL OPTIONS

Simulation Method	Design Mode
Net Present Value	Off
Fluid Loss Model	Constant
Fluid Type Dependent Leakoff	Off
Treatment Type	Proppant
Treatment Design	Input
Wellbore Hydraulics Model	Empirical - Virk/Keck/Prandtl
No. of Frac Soln. Iterations	30
Maximum Time Step	1 (min)
Heat Transfer	On

## FRACTURE OPTIONS

Fracture Geometry	Three-Dimensional
Flowback	Off
Fracture Fluid Gradient	Included
Self Similar Closure	Off
Propagation Parameters	Default Growth
Fracture Initiation Interval	Min. Stress Interval
Fracture Friction Model	On, $f=a/Re^b$ ; a = 24, b = 1
Wall Roughness	On, Fric. Factor Multiplier = 0.15
Tip Effects	On, Over-Pressure Factor = 0.12

## PROPPANT OPTIONS

Proppant Solution	On
Proppant Ramp	On
Proppant Flowback	Off
Perforation Erosion	None

Proppant Ramp	On
Proppant Flowback	Off
Perforation Erosion	None
Proppant Transport Methodology	Tip Screen-Out (TSO)
Proppant Settling Option	Empirical
Wellbore-Proppant Effects	Empirical
Fracture-Proppant Effects	Empirical

## ROCK PROPERTIES

Zone Name (-)	TVD at Bottom (ft)	MD at Bottom (ft)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio (-)	Fracture Toughness (psi-in <sup>1/2</sup> )	Critical Stress (psi)	Stress Interpolation (-)
Iutita 3	5352.9	6250	0.7464	3995.4	2.7e+06	0.31	1000	0	On
arena 3	5385.7	6282.8	0.6553	3529.2	4.2e+06	0.27	2000	0	Off
Iutita 3	5411.9	6309.1	0.75395	4080.3	2.7e+06	0.31	1000	0	On
arena limpia 2	5516.8	6414	0.66673	3678.2	4.2e+06	0.27	2000	0	Off
Lutita +arena S	5565.8	6463.3	0.71867	4000	2.7e+06	0.31	1000	0	On
arena 2 int	5676.5	6574.8	0.66943	3800	4.2e+06	0.27	2000	0	Off
Iutita 2	5776.6	6676.5	0.76169	4400	2.7e+06	0.31	1000	0	On

## FLUID LOSS DATA

Zone Name (-)	TVD at Bottom (ft)	MD at Bottom (ft)	Leakoff Coef. (ft/min <sup>1/2</sup> )	Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )
Iutita 3	5352.9	6250	0.001	0
arena 3	5385.7	6282.8	0.0012	0
Iutita 3	5411.9	6309.1	0.001	0
arena limpia 2	5516.8	6414	0.0012	0
Lutita +arena S	5565.8	6463.3	0.001	0
arena 2 int	5676.5	6574.8	0.0012	0
Iutita 2	5776.6	6676.5	0.001	0

## WELLBORE HYDRAULICS DATA

### General

Wellbore Volume	10110	(U.S. gal)
Injection Down	Casing	
Horizontal Well	Off	
Surface Line Volume	0	(U.S. gal)
Wellbore Volume Reference MD	6479.7	(ft)
Wellbore Volume Reference TVD	5582.1	(ft)
Maximum BHTP	10000	(psi)

### Deviation

#### Measured

Depth (ft)	TVD (ft)	Angle (°)
1286.1	1220.5	31.948
2122.7	1761.8	65.961
2962.6	2428.1	0
3618.8	3028.2	41.561

Measured Depth (ft)	TVD (ft)	Angle (°)
4232.3	3503.9	36.714
4845.8	3999.3	35.581
5495.4	4599.7	6.1233
6269.7	5372.5	0
6860.2	5954.7	16.743
7316.3	6404.3	0

### Casing

Relative Pipe Roughness	0
Friction Loss Multiplier	1

Measured Depth (ft)	Section Length (ft)	OD (in.)	Weight (lbf/ft)	ID (in.)
7336	7336	7	29	6.184

### PERFORATION ZONES

Active	Zone	Top of Perfs TVD (ft)	Bottom of Perfs TVD (ft)	Top of Perfs MD (ft)	Bottom of Perfs MD (ft)
1. Yes	90-95	5582.1	5663.5	6479.7	6561.7

### ZONE DATA

Zone	No. of Multiple Fractures (-)	Stiffness Inter-action (-)	Fluid Loss Inter-action (-)	Pay Zone		Perm. (md)	Perforations	
				From (ft)	To (ft)		Number (-)	Diameter (in.)
1. 90-95	1	0	0	5582	5663.4	0.5	325	0.4

### INPUT SURFACE TREATMENT SCHEDULE

Schedule Type	Surface
Wellbore Fluid Type	H001
Fraction of Well Filled	1
Recirculation Volume	0 (U.S. gal)

Stage No. (-)	Slurry Rate (bpm)	Stage Liquid Volume (U.S. gal)	Stage Time (min)	Stage Type (-)	Fluid Type (-)	Prop Type (-)	Prop Conc. From (lbm/gal)	Prop Conc. To (lbm/gal)	Prop Damage Factor (-)
1	50	20000	9.5238	Pad	D074	0000	0	0	0
2	50	7000	3.5596	Prop	D074	0003	1	2	0.7
3	50	8000	4.2405	Prop	D074	0003	2	3	0.7
4	50	10000	5.5161	Prop	D074	0003	3	4	0.7
5	50	10000	5.7316	Prop	D074	0003	4	5	0.7
6	50	10000	5.9471	Prop	D074	0003	5	6	0.7
7	50	10000	6.1626	Prop	D074	0003	6	7	0.7
8	50	9000	5.7403	Prop	D074	0003	7	8	0.7

Stage No	Slurry Rate (bpm)	Stage Liquid Volume (U.S. gal)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop Type	Prop Conc From (lbm/gal)	Prop Conc To (lbm/gal)	Prop Damage Factor
9	50	7000	4.5401	Prop	D074	0003	8	8	0.7
10	50	10000	4.7619	Flush	H001	0000	0	0	0
11	0	0	8.3878	Shut-in	H001	0000	0	0	0

Fluid Type: D074 - YF230 / YF230D without breaker

Fluid Type: H001 - WG-11 20 lb/Mgal Gel

Proppant Type: 0000 - No Prop. Slug. ...

Proppant Type: 0003 - 12/20 Jordan Sand

## PROPPANT CRITERIA

Min. Number of Proppant Layers to Prevent Bridging	3	
Min. Concentration/Area for Propped Fracture	1	(lbm/ft <sup>2</sup> )
Closure Pressure on Proppant	4000	(psi)

## HEAT TRANSFER DATA

Base Fluid Type	Water
Reservoir Lithology	Sandstone
In-situ Fluid Type	Heavy Oil
Average Porosity	0.07 (fraction)
Mean Formation Temperature	179 (°F)
Calculations From	Surface
Injection Fluid Inlet Temperature	85 (°F)

## Output Data

### PROPPANT TRANSPORT SOLUTION

Distance (ft)	Pay Width (in.)	Inlet Conc. (lbm/gal)	EOJ Conc. (lbm/gal)	Total Height (ft)	Susp. Height (ft)	Bank Height (ft)	Closure Time (min)	Prop Height (ft)	Pay Cond. (md-ft)	Prop Width (in.)	Conc/Area (lbm/ft <sup>2</sup> )
STAGE 2											
482.5	0	1.8148	28.125	0	0	0	0	0	0	0	0
482.49	0.008039	1.9135	28.125	21.854	21.854	0.004409	0	21.854	8.5507	0.008039	0.054063
482.05	0.041109	2	28.125	57.472	57.472	0.083384	0	57.472	223.58	0.041109	0.30175
482.05	0.041109	2	28.125	57.472	57.472	0.082519	0	57.472	223.58	0.041109	0.31111
480.47	0.074446	2.1019	28.125	81.24	81.24	0.15875	0.000101	81.24	528.96	0.061982	0.56333
478.08	0.10162	2.2052	28.125	97.258	97.258	0.2069	0.000101	97.258	725.87	0.086219	0.78389
475.16	0.12468	2.3062	28.125	109.42	109.42	0.2464	0.000101	109.42	880.24	0.10579	0.96178
471.86	0.14482	2.4226	28.125	119.27	119.27	0.27712	0.000101	119.27	1012	0.12288	1.1172
STAGE 3											
468.29	0.16283	2.5227	28.125	127.57	127.57	0.39628	0.000101	127.57	1127.3	0.13816	1.2561
464.51	0.17915	2.6183	28.125	134.77	134.77	0.42201	0.000101	134.77	1229.7	0.15201	1.382
460.56	0.19413	2.7176	28.125	141.13	141.13	0.44254	0.000101	141.13	1322.1	0.16472	1.4976
456.49	0.20801	2.8111	28.125	146.85	146.85	0.45879	0.000101	146.85	1406.2	0.17649	1.6046
452.31	0.22095	2.911	8.8323	152.04	152.04	0.47169	68.2	152.04	806.21	0.096341	0.87591
448.04	0.2331	3	8.543	156.81	156.81	0.48186	70.291	156.81	829.01	0.099238	0.90226

Distance (ft)	Pay Width (in.)	Inlet Conc. (lbm/gal)	EOJ Conc. (lbm/gal)	Total Height (ft)	Susp. Height (ft)	Bank Height (ft)	Closure Time (min)	Prop Height (ft)	Pay Cond. (md-ft)	Prop Width (in.)	Conc./Area (lbm/ft <sup>2</sup> )
STAGE 4											
448.04	0.2331	3	8.543	156.81	156.81	0.48016	70.626	156.81	825.31	0.098768	0.89798
442.38	0.24788	3.1018	8.2092	162.48	162.48	0.48383	72.885	162.48	853.54	0.10237	0.93069
436.62	0.26168	3.2118	7.9781	167.65	167.65	0.48524	73.389	167.65	880.44	0.10581	0.96201
430.77	0.27462	3.3127	7.776	172.42	172.42	0.48504	73.413	172.42	904.82	0.10895	0.99052
424.86	0.28681	3.4146	7.6204	176.84	176.84	0.48375	73.432	176.84	929.06	0.11208	1.019
418.88	0.29836	3.516	7.4973	180.96	180.96	0.48178	73.448	180.96	952.91	0.11517	1.0471
412.86	0.30932	3.6158	7.397	184.83	184.83	0.47941	73.46	184.83	976.13	0.11819	1.0746
406.81	0.31976	3.7164	7.3204	188.48	188.48	0.47686	73.471	188.48	999.29	0.12122	1.1021
400.71	0.32972	3.8154	7.2579	191.93	191.93	0.47429	73.479	191.93	1021.9	0.12418	1.129
394.59	0.33926	3.9176	7.2169	195.2	195.2	0.47182	73.486	195.2	1044.9	0.12722	1.1566
388.44	0.3484	4	7.1482	198.32	198.32	0.46944	73.494	198.32	1063.7	0.1297	1.1792
STAGE 5											
388.44	0.3484	4	7.1482	198.32	198.32	0.46847	73.674	198.32	1060.6	0.12929	1.1755
382.03	0.35752	4.1122	7.1414	201.4	201.4	0.46253	73.553	201.4	1087.5	0.13286	1.2079
375.6	0.36628	4.2044	7.1056	204.36	204.36	0.45707	73.558	204.36	1108	0.13559	1.2328
369.15	0.3747	4.3054	7.0948	207.18	207.18	0.4521	73.561	207.18	1130.1	0.13854	1.2596
362.69	0.38282	4.4204	7.1161	209.89	209.89	0.44764	73.562	209.89	1154.8	0.14186	1.2898
356.21	0.39065	4.5137	7.1046	212.5	212.5	0.44361	73.565	212.5	1175	0.14458	1.3145
349.72	0.39821	4.6148	7.1123	215.01	215.01	0.44003	73.567	215.01	1196.5	0.14749	1.341
343.23	0.40552	4.7087	7.1129	217.43	217.43	0.43684	73.569	217.43	1216.5	0.1502	1.3656
336.72	0.4126	4.8077	7.1263	219.78	219.78	0.43404	73.57	219.78	1237.3	0.15304	1.3914
330.21	0.41945	4.9025	7.1367	222.04	222.04	0.4316	73.571	222.04	1257.1	0.15575	1.416
323.69	0.42609	5	7.155	224.24	224.24	0.42951	73.572	224.24	1277.2	0.15851	1.4412
STAGE 6											
323.69	0.42609	5	7.155	224.24	224.24	0.42905	73.703	224.24	1274.5	0.15815	1.4379
316.91	0.43277	5.1099	7.1903	226.45	226.45	0.42556	73.61	226.45	1298.8	0.16149	1.4682
310.13	0.43925	5.2149	7.2208	228.6	228.6	0.42246	73.61	228.6	1320	0.16443	1.4949
303.33	0.44553	5.3157	7.2476	230.68	230.68	0.41974	73.611	230.68	1340.2	0.16724	1.5205
296.53	0.45164	5.4244	7.2879	232.71	232.71	0.41737	73.61	232.71	1361.7	0.17024	1.5478
289.73	0.45757	5.5245	7.3179	234.68	234.68	0.41531	73.61	234.68	1381.4	0.17301	1.5729
282.91	0.46334	5.6124	7.333	236.61	236.61	0.41354	73.611	236.61	1398.8	0.17546	1.5952
276.08	0.46895	5.7199	7.3771	238.48	238.48	0.41205	73.61	238.48	1419.5	0.17838	1.6218
269.24	0.47442	5.8189	7.411	240.32	240.32	0.41084	73.61	240.32	1438.6	0.18108	1.6463
262.39	0.47974	5.9074	7.4324	242.11	242.11	0.40984	73.61	242.11	1455.6	0.1835	1.6684
255.52	0.48492	6	7.4609	243.87	243.87	0.40907	73.61	243.87	1473.2	0.18601	1.6912
STAGE 7											
255.52	0.48492	6	7.4609	243.87	243.87	0.40864	73.717	243.87	1470.8	0.18569	1.6882
248.38	0.49016	6.1132	7.5143	245.65	245.65	0.40726	73.638	245.65	1493.6	0.18893	1.7177
241.23	0.49527	6.2144	7.5531	247.39	247.39	0.40612	73.638	247.39	1512.3	0.19164	1.7423
234.05	0.50025	6.3038	7.5783	249.1	249.1	0.40519	73.638	249.1	1529	0.19404	1.7642
226.85	0.50511	6.4066	7.6214	250.78	250.78	0.40446	73.637	250.78	1547.7	0.19675	1.7888
219.61	0.50986	6.5068	7.6622	252.43	252.43	0.40395	73.637	252.43	1565.8	0.19939	1.8128
212.34	0.51449	6.6088	7.7061	254.06	254.06	0.40362	73.636	254.06	1584	0.20206	1.8371
205.03	0.51903	6.7083	7.7477	255.66	255.66	0.40349	73.635	255.66	1601.7	0.20465	1.8606
197.68	0.52346	6.8096	7.7923	257.24	257.24	0.40354	73.634	257.24	1619.5	0.20727	1.8845
190.27	0.52781	6.9078	7.8779	258.8	258.8	0.40592	73.632	258.8	1642.6	0.21069	1.9155
182.8	0.53206	7	7.9141	260.34	260.34	0.40636	73.632	260.34	1658.9	0.2131	1.9375
STAGE 8											
182.8	0.53206	7	7.9141	260.34	260.34	0.40614	73.725	260.34	1656.7	0.2128	1.9348
175.78	0.53595	7.1128	8.0068	261.76	261.76	0.40807	73.654	261.76	1681.1	0.21643	1.9677
168.69	0.53978	7.2054	8.0499	263.17	263.17	0.40886	73.653	263.17	1697.2	0.21883	1.9896
161.52	0.54354	7.3062	8.1028	264.57	264.57	0.40982	73.652	264.57	1716	0.22141	2.0131
154.27	0.54725	7.421	8.1716	265.97	265.97	0.41097	73.455	265.97	1738.4	0.2243	2.0393
146.9	0.55091	7.514	8.2498	267.36	267.36	0.41392	72.867	267.36	1762.1	0.22737	2.0672
139.41	0.55452	7.6151	8.3043	268.76	268.76	0.41547	72.46	268.76	1782.2	0.22996	2.0907
131.78	0.55809	7.7088	8.3854	270.15	270.15	0.41889	71.857	270.15	1806.3	0.23307	2.1191
123.98	0.56164	7.8079	8.4736	271.56	271.56	0.42257	71.207	271.56	1831.6	0.23633	2.1487



Distance (ft)	Pay Width (in.)	Inlet Conc. (lbm/gal)	EOJ Conc. (lbm/gal)	Total Height (ft)	Susp. Height (ft)	Bank Height (ft)	Closure Time (min)	Prop Height (ft)	Pay Cond. (md-ft)	Prop Width (in.)	Conc/ Area (lbm/ft <sup>2</sup> )
115.97	0.56516	7.9207	8.5966	272.97	272.97	0.42746	70.311	272.97	1862.3	0.24029	2.1847
107.71	0.56868	8	8.665	274.41	274.41	0.43176	69.817	274.41	1884.5	0.24317	2.2108
STAGE 9											
107.71	0.56868	8	8.665	274.41	274.41	0.43152	69.895	274.41	1882.5	0.2429	2.2084
101.05	0.57143	8	8.624	275.55	275.55	0.43496	70.132	275.55	1886.7	0.24345	2.2134
94.157	0.5742	8	8.584	276.71	276.71	0.43864	70.422	276.71	1889.5	0.24381	2.2167
86.995	0.577	8	8.5451	277.91	277.91	0.4426	70.705	277.91	1892.5	0.2442	2.2202
79.492	0.57983	8	8.5072	279.14	279.14	0.44692	70.982	279.14	1895.7	0.24461	2.224
71.55	0.58274	8	8.5048	280.43	280.43	0.45361	71	280.43	1904.8	0.24579	2.2346
63.019	0.58574	8	8.4689	281.79	281.79	0.45914	71.264	281.79	1908.8	0.2463	2.2393
53.645	0.58892	8	8.4681	283.26	283.26	0.46765	71.27	283.26	1919	0.24762	2.2513
42.93	0.59238	8	8.4638	284.91	284.91	0.47772	71.302	284.91	1929.6	0.24898	2.2637
29.587	0.59645	8	8.46	286.93	286.93	0.49156	71.33	286.93	1942.2	0.25061	2.2785
0	0.60452	8	8.4278	291.24	291.24	0.54389	71.563	291.24	1963.2	0.25331	2.3031

Fluid injected before time = 17.44 (min) is loss due to leakoff & spurt  
The volume of fluid to account for this loss is 3.66187e+04 (U.S. gal)

Propped Length	430.77	(ft)
Avg. Fracture Conductivity	1544.6	(md-ft)
Dim. Fracture Conductivity	7.1712	
Avg. Fracture Permeability	94936	(md)
Avg. Fracture Conc./Area	1.5547	(lbm/ft <sup>2</sup> )
Propped Fracture Ratio	0.48095	
Estimated Closure Time	82.181	(min)
Screen-Out Time	21.703	(min)

### Proppant Displacement & Location

Sch #	Screen-out	Distance From (ft)	Distance to (ft)	Screen-out From (ft)	Screen-out to (ft)
(-)	(-)				
9	No	0	107.71		
8	No	107.71	182.8		
7	No	182.8	255.52		
6	No	255.52	323.69		
5	No	323.69	388.44		
4	No	388.44	448.04		
3	Yes	448.04	468.29	454.92	468.29
2	Yes	468.29	482.05	470.89	482.05
1	No	482.05	482.49		
0	No	482.49	482.5		

For a banking fluid, the Screen-out distance only  
represents the propped pack volume (distance).