

Zej. 21



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**MÉTODOS DE INTERPRETACION DE  
REGISTROS DE TEMPERATURA  
PARA DEFINIR LA ALTURA DE  
FRACTURAS VERTICALES  
INDUCIDAS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ALFONSO MORA RIOS

México, D. F.

1988

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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 está 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

- I. INTRODUCCION
- II. CONCEPTOS BASICOS
  - TEMPERATURA
    - II-1 Ecuaciones de flujo de calor
    - II-2 Propiedades térmicas de las rocas
      - II-2a Conductividad
      - II-2b Difusividad
      - II-2c Dependencia con la temperatura
    - II-3 Mediciones de temperatura
    - II-4 El gradiente geotérmico
    - II-5 Variación térmica debida al movimiento de fluidos - en pozo
      - II-5a Inyección de fluidos en un medio homogéneo
      - II-5b Inyección de fluido en un estrato de la tierra
      - II-5c Inyección hacia una zona permeable.
      - II-5d Circulación de fluido durante la perforación
    - II-6 Relación entre la temperatura de fondo y la de formación.
  - Referencias
- III. REGISTROS DE TEMPERATURA
  - Introducción
    - III-1 Registro de temperatura en condiciones estáticas
    - III-2 Registro de temperatura en condiciones dinámicas
    - III-3 Evaluación de los tratamientos de fracturamiento - con los registros de temperatura
      - III-3a Introducción
      - III-3b Bases teóricas
      - III-3c Técnica de campo y procedimiento de registros
      - III-3d Ejemplos de campo
  - Referencias

**IV METODO SCHLUMBERGER**

**Introducción**

**IV-1 Fracturamiento hidráulico**

**IV-2 Intercambio de calor**

**IV-3 Interpretación de los registros de temperatura**

**IV-4 Fractura identificada con arena radiotrazada**

**IV-5 Técnica de operación**

**Referencias**

**V METODO DOBKINS**

**Introducción**

**V-1 Bases teóricas**

**V-2 Discusión y aproximaciones usadas a los resultados**

**V-2a Registro de temperatura**

**V-2b Simulación por computadora**

**V-2c Mediciones de laboratorio**

**V-2d Otras técnicas de registros**

**V-3 Interpretación de los resultados**

**Referencias**

**VI METODO THOMAS, BUNDY**

**Introducción**

**VI-1 Bases teóricas**

**VI-2 Diseño de una prueba de inyección o admisión**

**VI-3 Análisis de la prueba**

**VI-4 Resultados**

**VI-5 Otros registros**

**Referencias**

**VII DETERMINACION DE LA ALTURA VERTICAL DE FRACTURAS INDUCIDAS EN POZOS DESVIADOS**

**Introducción**

**VII-1 Presentación del campo**

**VII-1a Preparación del pozo**

**VII-1b Recopilación de los datos**

**VII-1c Procedimientos de la prueba pre-fractura**

**VII-2 Resumen de la prueba**

**VII-3 Conclusiones y recomendaciones de método**

**Referencias**

## VIII EJEMPLOS DE APLICACION

Introducción

Ejemplos

Referencias

## IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CAPITULO I INTRODUCCION

En la explotación del petróleo, uno de los procedimientos más utilizados para optimizar la producción de pozos petroleros, es la estimulación de los mismos por medio del fracturamiento hidráulico. Este procedimiento ha redituado grandes beneficios, siendo el único usado para elevar la producción de pozos incosteables a límites costeables y para aumentar significativamente la producción de pozos de regular y buena productividad.

Uno de los parámetros que permite el análisis, diseño y evaluación del trabajo de fracturamiento hidráulico es la determinación lo más exacta posible, de la altura de la fractura vertical que fue creada.

El presente trabajo constituye una recopilación de los procedimientos utilizados para obtener una mejor determinación de la altura de la fractura inducida verticalmente, por medio del uso de los registros de temperatura. En este trabajo se consideran los métodos usados por compañías petroleras como son la Schlumberger y la Amoco, por citar algunas. Las bases teóricas en las cuales están basados estos métodos son tratadas y los métodos aquí descritos se les ha designado con el nombre del autor que los ha publicado.

## CAPITULO II

### CONCEPTOS BASICOS

#### TEMPERATURA

Las mediciones de temperatura en la superficie son usadas para co rregir otras mediciones de temperatura en el pozo, como un recurso para explorar la alta temperatura geotérmica y las frecuentes-pérdidas de temperatura, para mapas estratigráficos y para infe - rir el movimiento del agua subterránea. Para estas aplicaciones, generalmente se desea en la medición de la temperatura, una exactitud de  $\pm 1^{\circ}\text{C}$ . Sin embargo, las mediciones se hacen con el pozo lleno de fluido, el cual no necesariamente esta en equilibrio térmico con la temperatura de la formación. De aquí, que sea fre -- cuentemente necesario corregirla por el desbalance térmico entre - el fluido y la formación.

También es posible hacer uso del desbalance térmico causado por - el fenómeno transitorio. Cuando un fluido frío es usado para per - forar o un fluido caliente es inyectado hacia o producido de una - formación permeable, el intercambio de calor de la formación con - el fluido del pozo causa un desbalance térmico, que tarda días o - meses para equilibrarse. Consecuentemente, para medir el resulta - do del efecto térmico del fluido en el pozo, es usado el registro de temperatura, para la localización de zonas de pérdida de flui - do, o la entrada al intervalo abierto de los fluidos de las forma - ciones o para obtener información de la naturaleza y cantidad de - convección de fluido. En el caso de pozos, los registros de tem - peratura pueden detectar el movimiento de fluidos atrás de la TR - o confirmar la localización del cemento debido al calor producido durante la etapa de fraguado.

Como se sabe, la temperatura de la corteza terrestre se incrementa con la profundidad. El gradiente de temperatura es igual al flujo de calor vertical dividido entre la conductividad térmica de la roca.<sup>(1)\*</sup> De aquí, que las mediciones de gradiente de temperatura, la conductividad térmica de la formación y el flujo de calor en la tierra deban ser determinados correctamente. Para evitar los efectos transitorios, son bajados sensores de temperatura después de que se ha permitido el equilibrio térmico en el pozo. La exactitud deseada es del orden de  $\pm 0.01^\circ\text{C}$  debido a -- que los pozos usados para la determinación del flujo de calor -- son frecuentemente someros. Adicionalmente, se debe tomar en -- cuenta los efectos de la temperatura de superficie, la topografía, y los movimientos del agua subterránea. Información adicional del flujo de calor esta dada por Lachenbruch y Sass (1977)<sup>2</sup> y Kappelmeyer y Hean (1974)<sup>3</sup>.

## II-1 Ecuaciones de flujo de calor (1)

El cambio en la energía interna, causado por un cambio de temperatura, puede expresarse por:

$$\Delta U = \rho C \Delta T \quad \text{II-1}$$

- Donde:  $\Delta U$  .- Es el cambio en la energía interna (Joule/M<sup>3</sup>)  
 $\rho$  .- Es la densidad del sistema roca-fluidos (Kg/M<sup>3</sup>)  
 $\Delta T$  .- Es el cambio de temperatura en grados C  
 $C$  .- Es la capacidad calorífica por unidad de masa (Joule/Kg - °K )

Para fines ingenieriles es conveniente especificar la diferencia de temperatura  $\Delta T$  de un material inestable a través de sus fronteras o el gradiente de temperatura del mismo.

El flujo de calor es la cantidad de energía que pasa a través de un área por unidad de tiempo. En un medio isotrópico, se tiene:

$$Q = -K \nabla T \quad \text{II-2}$$

\* Referencias al final del capítulo

donde: Q.- Es el flujo de calor ( Watts/M<sup>2</sup> )

K.- Es la conductividad térmica ( Joule/M<sup>2</sup>-seg/M<sup>0</sup>C )  
o de manera condensada ( Watts/M<sup>0</sup>C )

El coeficiente de transferencia de calor, esta definido por:

$$Q = h \Delta T \quad \text{II-3}$$

donde: h es el coeficiente de transferencia de calor (Watts/M<sup>2</sup>-<sup>0</sup>C)

Dentro de un volumen unitario de material, la variación en el - cambio de la energía interna, puede igualarse con la variación de generación de energía menos la pérdida de energía dada por la divergencia de Q

$$\frac{\partial U}{\partial t} = - \nabla \cdot Q + S \quad \text{II-4}$$

donde: S.- Es la generación de energía (Joule/M<sup>3</sup> - seg )

Combinando las ecuaciones II-1, II-2 y II-4 obtenemos la ecuación de conducción de calor:

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (K \nabla T) + S \quad \text{II-5}$$

Y si el material es homogéneo e isotrópico, K será constante en - cualquier dirección, así que:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{K \nabla^2 T}{\rho C} + \frac{S}{\rho C} \quad \text{II-6}$$

El término  $K / \rho C$  es la difusividad térmica  $\kappa$ . En el pozo los problemas de conducción de calor son considerados de simetría cilíndrica, así que la ecuación II-6 puede escribirse de la forma:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \kappa \left( \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} - \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) + \frac{S}{\rho C} \quad \text{II-7}$$

donde: Q.- Es el flujo de calor ( Watts/M<sup>2</sup> )  
 K.- Es la conductividad térmica ( Joule/M<sup>2</sup>-seg/M°C )  
 o de manera condensada ( Watts/M-°C )

El coeficiente de transferencia de calor, esta definido por:

$$Q = h \Delta T \quad \text{II-3}$$

donde: h es el coeficiente de transferencia de calor (Watts/M<sup>2</sup>-°C)

Dentro de un volumen unitario de material, la variación en el - cambio de la energía interna, puede igualarse con la variación de generación de energía menos la pérdida de energía dada por la divergencia de Q

$$\frac{\partial U}{\partial t} = - \nabla \cdot Q + S \quad \text{II-4}$$

donde: S.- Es la generación de energía (Joule/M<sup>3</sup> - seg )

Combinando las ecuaciones II-1, II-2 y II-4 obtenemos la ecuación de conducción de calor:

$$\frac{\rho C \partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (K \nabla T) + S \quad \text{II-5}$$

Y si el material es homogéneo e isotrópico, K será constante en - cualquier dirección, así que:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{K \nabla^2 T}{\rho C} + \frac{S}{\rho C} \quad \text{II-6}$$

El término  $K / \rho C$  es la difusividad térmica  $k$ . En el pozo los problemas de conducción de calor son considerados de simetría cilíndrica, así que la ecuación II-6 puede escribirse de la forma:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} - \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) + \frac{S}{\rho C} \quad \text{II-7}$$

Las cantidades térmicas son comunmente expresadas en unidades - - Inglesas, CGS o Sistema Internacional. La conversión a sistemas-intermedios resulta muy tediosa por ello en este capítulo se adoptó el sistema internacional, además las conversiones no son fáciles, así que como una alternativa se recomienda el uso de la tabla II-1. (1)

Tabla II-1 Factores de conversión de los parámetros de unidades - inglesas y CGS al Sistema Internacional de unidades. Por ejemplo un gradiente geotérmico de 2°F/100 pies son igual a 36.46°C/Km. -

Cantidad	Unidades Inglesas o CGS	Multiplicar	Unidades SI
T	°F	5 (T-32) /9	°C
dT/dz	°F/100 pies	18.23	°C
K	Btu/hr pie °F	1.73	Watts/M-°C
K	Cal/Seg (cm) °C	418.4	Watts/M-°C
Q	Btu/pie <sup>2</sup> (hr.)	3.152	Watts/M <sup>2</sup>
Q	Cal/cm <sup>2</sup> (seg)	41.84	Watts/M <sup>2</sup>
C	Btu/lb-°F	4184 2	Joule/Kg-°C
C	Cal/gr-°C	4184	Joule/Kg-°C
$\rho$	Ibm/pie <sup>3</sup>	16.02	Kg/M <sup>3</sup>
$\rho$	g/cm <sup>3</sup>	1000	Kg/M <sup>3</sup>
K	Pie <sup>2</sup> /seg.	0.00002581	M <sup>2</sup> /seg
K	cm <sup>2</sup> /seg.	0.0001	M <sup>2</sup> /seg.

## II-2 Propiedades térmicas de la roca

### II-2a Conductividad

Si las condiciones de estado estable prevalecen en el flujo de -- calor, entonces  $Q = -K \nabla T$  y K es el único parámetro de interés - en el material. La conductividad térmica de las rocas esta deter~~min~~ada por las conductividades térmicas de los materiales (minera~~les~~) y fluidos que la constituyen, por la porosidad y por el coe-

ficiente de transferencia de calor de los distintos minerales de la roca. Valores de conductividad térmica para minerales de silicato y agua son dados en la figura II-1. Por ejemplo, los valores medios de K para el cuarzo, decrecen desde 1.7 a 1.9 (Watts/M-°C) Horai (1974)<sup>4</sup> encontró que la conductividad térmica de los silicatos esta controlada por la estructura del armazón silicatos-oxígeno. Generalmente más átomos de oxígeno son encontrados en el armazón de los silicatos (feldespatos) que en los silicatos laminares (micas) o en las cadenas de silicatos (piroxenas). Por lo que se ve que K es menor en estructuras cristalinas complicadas (Ver figura II-1).

La conductividad térmica del agua es más baja que la de los demás minerales y la de un gas es menor que la del agua. Consecuentemente, cuando la saturación del agua en el espacio poroso se incrementa, la K total de la roca decaerá. Si el espacio poroso es saturado por gas y algo de agua, la K de la roca se verá aun más reducida. Estas especulaciones son confirmadas por los datos de la tabla II-2. Cuando la porosidad se incrementa de 0.3 a 0.59 en areniscas, K cae de 7.4 a 2.04 (Watts/M-°C) cuando la roca es saturada por agua y de 6.5 a 0.5 cuando la roca es saturada por aire. La variación de la conductividad térmica con la saturación también es mostrada para cuando se tiene n-heptano o el vacío. En porosidades altas se ve que el efecto de cambio de agua por aire en una arenisca porosa K decrecerá en relación de 2 a 4. Por otro lado, la K del hielo es más grande que del agua (Ver fig. II-1) así que el comportamiento de K será mayor que el de una roca sin esfuerzo. King (1979)<sup>5</sup> reportó que la K de una muestra de brea se incrementó arriba del 15% con el congelamiento.

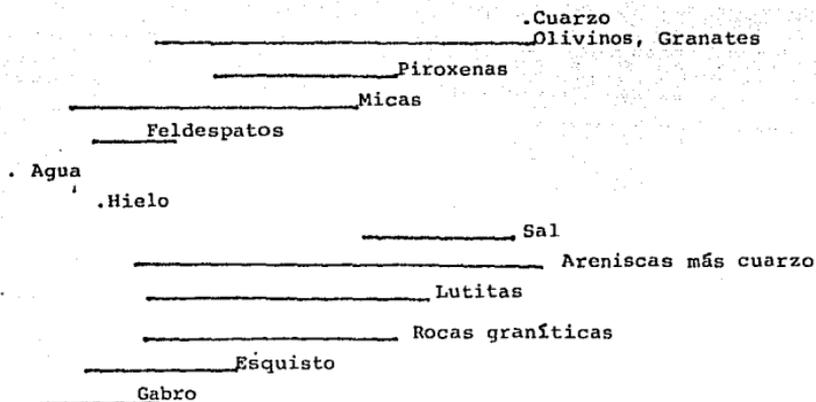


Fig. II-1 Conductividades térmicas  $K_p$  para minerales y rocas. - Valores medidos a su temperatura excepto el hielo ( $^{\circ}\text{C}$ ). Valores tomados de Horai (1971)<sup>4</sup> adoptando rangos aproximados de Roy - - (1981)<sup>6</sup> y otros valores de Clark (1966)<sup>7</sup>.

Las saturaciones de areniscas pueden ser consideradas como un sistema de dos componentes (agua - silicato), un componente tiene una  $K$  alta mientras que la del otro es baja. Muchas relaciones han sido propuestas para calcular la conductividad térmica de la formación y de los minerales que la constituyen. Una de esas relaciones es la ecuación II-8 que calcula las propiedades de los minerales constituyentes en un medio geométrico, la ecuación es:

$$\log K = \phi \log K_1 + (\log K_2) (1-\phi) \quad \text{II-8}$$

donde:  $K_1$  y  $K_2$ .- Son las conductividades térmicas del espacio poroso y del cuarzo respectivamente (Watts/M- $^{\circ}\text{C}$ )  
 $\phi$  .- Es la porosidad de la formación en fracción.

Esta relación da una buena aproximación a los datos de la tabla II-2 (Woodside y Messmer, 1961)<sup>8</sup>. Sin embargo, otras relaciones

empíricas también se aproximan a los resultados de la tabla II-2 Beck, 1976<sup>9</sup>. Por lo que no hay un consenso para el uso de método más apropiado. Roberson y Peck (1976)<sup>10</sup> y Roy (1981)<sup>6</sup> consideraron el mérito de varias relaciones las cuales han sido derivadas de un estudio de los datos de conductividad térmica.

Tabla II-2 Conductividades térmicas K para el sistema poros y -- cuarzo en areniscas con varios fluidos intersticiales.\*

Arenisca	Porosidad (fracción)	Conductividad térmica K (Watts/M-°C)			
		Vacío	Aire	n-heptano	Agua
de Berkeley	0.3	2.9	6.49	7.11	7.41
de San Pedro	0.11	2.49	3.59	5.34	6.36
de Tensleep	0.155	2.62	3.04	4.37	5.86
Berea	0.22	1.68	2.39	3.74	4.48
de Teaport	0.29	1.09	1.54	2.65	4.05
de Tripoli	0.59	0.22	0.53	0.879	2.03

\* Clark en 1966 se basó en los datos de Woodside y Messmer (1961)<sup>7</sup>

Es claro que las variaciones en la conductividad térmica de las -- rocas puede ser atribuida a las variaciones composicionales y a -- los rangos de porosidades. Valores representativos para tipos de -- roca específicos son mostrados en la fig. II-1. Aunque los rangos se traslapan considerablemente, las diferencias entre varios tipos de rocas si son apreciables. Los valores de K para la arenisca y -- el cuarzo son altos, debido al alto contenido de silicatos, mien -- tras que para el gabro es baja. Las lutitas, las rocas graníticas y el esquisto tienen valores intermedios alrededor de 3 (Watts/M-°C), los cuales pueden ser tomados como valores típicos para porosida -- des bajas y para rocas consolidadas si no hay otra alternativa.

## II-2b Difusividad

La difusividad térmica  $k$  ( $M^2/seg$ ) caracteriza a materiales por la relación existente entre su habilidad de conducir calor y su capacidad calorífica. De aquí, que los valores altos de  $k$  signifiquen que la transición térmica desaparecerá mucho más rápido que en un material de  $k$  baja. La solución para los problemas de temperatura para tiempos variables son una función de las dimensiones  $kt/L^2$ , donde  $L$  es la longitud característica del sistema físico.

Valores de  $k = K/\rho C$  pueden ser calculados de varias mediciones de  $K$  y de inferir o medir  $\rho C$ . Roy (1981)<sup>6</sup> reportó que minerales y rocas con baja porosidad tienen valores de  $\rho C$  dentro de un 20% de  $2.3 \times 10^6$  Watts-seg/ $M^3 \cdot ^\circ C$ . Valores de  $\rho C$  pueden obtenerse por el valor promedio de la matriz y el fluido según el volumen fraccional. Debido a que para valores de  $\rho C$ , excepto para el aire, son ajustados y agrupados, por lo que uno no puede especular con el rango de valores para la difusividad por ser más diferente en un rango del porcentaje de  $k$  graficado en la fig. II-1.

Valores numéricos de  $k$  son dados en la tabla II-3. El valor típico de la difusividad para una roca es de  $1.3 \times 10^{-6}$  basado en una  $k$  de 3 (Watts/ $M^2 \cdot ^\circ C$ ), una  $\rho$  de 2.55 ( $gr/cm^3$ ) y una  $C$  de 900 (Joule/ $Kg \cdot ^\circ C$ ). Los rangos en una roca dada pueden estimarse de los rangos mostrados en la fig. II-1 para  $K$ . Por comparación,  $K$  y  $k$  son también mostrados para otros minerales, los cuales influyen en el estado térmico del pozo. Valores de  $K$  y  $k$  para el cemento son un poco más bajos que los valores para una roca típica. El acero se comporta como un excelente conductor térmico, considerando una  $k$  baja para ilustrar la capacidad aislante del aire. El agua responde de manera lenta a los cambios en las condiciones térmicas por lo que esto acerca a  $k$  a un décimo del valor de  $K$  de las rocas.

Tabla II-3 Representación de las propiedades térmicas de cinco materiales a la misma temperatura.

Material	K (Watts/M-°C)	$\rho$ (kg/M <sup>3</sup> )	C (Joule/Kg-C)	$\rho C$	k (M <sup>2</sup> /seg)
Aire	0.0263	1.29	1,004	$1.295 \times 10^3$	$2.03 \times 10^{-5}$
Agua	0.619	1,000	4,184	$4.184 \times 10^6$	$1.48 \times 10^{-7}$
Cemento	0.95	1,750	879	$1.53 \times 10^6$	$6.21 \times 10^{-7}$
Roca	3.00	2,550	902	$2.3 \times 10^6$	$1.3 \times 10^{-7}$
Acero	45.0	7,770	502	$3.9 \times 10^6$	$1.15 \times 10^{-7}$

#### II-2c Dependencia con la Temperatura

La conductividad térmica de los sólidos cristalinos decrece con el incremento de temperatura. Como resultado, la K de una salmuera saturada, y rocas con alto contenido de cuarzo ocurre lo mismo (Somerton, 1982)<sup>10</sup>. La dependencia con la temperatura parece ser menor en rocas porosas, particularmente si las arenas son parcialmente saturadas con agua. Ecuaciones empíricas para sistemas arenisca-fluido permiten la extrapolación de K para el mismo valor de temperatura o para altas temperaturas sin requerir cualquier otro parámetro petrofísico.

Gráficas de K y k como una función de la temperatura para varias rocas y minerales son presentadas por Roy (1981)<sup>6</sup>. Sin una función empírica no está disponible para un material de interés se recomienda que las propiedades térmicas sean estimadas a temperaturas elevadas, experimentando paralelamente con datos de materiales conocidos, comenzando con un valor de temperatura apropiado.

### II-3 Mediciones de temperatura

La temperatura del fluido en el pozo es medida con herramientas, para las cuales un cambio en la temperatura puede producir una alteración visible en el estado físico del material (por ejemplo la expansión o fundición), produce un cambio en las propiedades -- eléctricas (Por ejemplo una resistencia la cual es dependiente de la temperatura), o la inducción de voltaje. Lo más familiar es el termómetro de mercurio, el cual es usado para registrar u obtener la máxima temperatura, que es invariablemente la temperatura de fondo (BIT). Los sensores son usados para un registro continuo, estos generalmente son termómetros resistentes o termistores. La siguiente descripción de las propiedades de un sensor es tomada de Doebelin (1975)<sup>11</sup>.

Los termómetros resistentes, algunas veces llamados herramientas-resistentes a la temperatura (RDT), son hechos de metales tales como platino, níquel, y cobre. De estos el platino es el más utilizado por ser el más estable y porque tiene un amplio rango de operación, la herramienta de platino RDT ha sido adoptada como un estándar internacional para mediciones de temperatura. La variación de la resistencia con la temperatura puede expresarse como una función polinómica:

$$R = R_0(1 + a_1T + a_2T^2 + a_3T^3 + \dots + a_nT^n) \quad \text{II-9}$$

La RDT de platino es una función lineal, así que el término de --  $R_0(1 + a_1T)$  es adecuado. Por ejemplo, el platino se comporta lineal con  $\pm 0.4\%$  sobre un rango de  $-75$  a  $150^\circ\text{C}$ .

Los termistores, son herramientas resistentes para medir la temperatura, hechos de un material semiconductor como el magnesio, níquel o cobalto. Su curva de resistencia a la temperatura no es lineal, siendo de la forma:

$$R = R_0 \exp B(1/T - 1/T_0) \quad \text{II-10}$$

donde: a y b son una función del material que constituye la herramienta. También llamados coeficiente de sensibilidad.

T.- es la temperatura y en este caso esta en °K

Las mediciones de sensibilidad son obtenidas por diferenciación de la ecuación II-10.

$$\frac{1}{R} \frac{dR}{dt} = -b/T^2 \quad \text{II-11}$$

La cual muestra que el coeficiente de sensibilidad es negativo. - Un valor típico de b es de 4000, así que la sensibilidad para 20°C es de -4.5%/°C y de -2.5%/°C para 125°C. La resolución es bastante buena, pero esta depende de la temperatura. Para mejorarlas linealmente, los fabricantes combinan uno o más termistores. Frecuentemente son usados los termistores para las mediciones en el pozo, particularmente para determinar el flujo de calor, en el cual un termistor de bajo costo es bajado o dejado por un periodo de tiempo en el pozo, Jaeger, (1973)<sup>12</sup>. Los méritos para varias ecuaciones empíricas usadas para relacionar R y T son discutidos por Lee (1977)<sup>13</sup>.

Los termocoples son herramientas termoelectricas hechas en forma de juntas de dos diferentes materiales. Una junta se localiza en un lugar de temperatura estable y la otra esta referida a la temperatura desconocida. Un voltaje proporcional a la diferencia de temperaturas es generado por esta junta. El tipo de material usado para formar la junta determina la sensibilidad. Los metales más comunes usados son el platino/aluminio (40  $\mu$ V/°C). La temperatura de referencia generalmente se elige de 0°C o puede usarse una temperatura arbitraria corregida a 0°C para una fuente de voltaje equivalente conocida con exactitud. Los requerimientos para referir la temperatura complican el uso de los termocoples.

Una herramienta que viene a ser usada es el sensor de temperatura con circuito integrado. Que incorpora un transistor en el cual - la junta base emite un voltaje proporcional a T. La adición del circuito al paquete integrado provee una fuente de corriente constante y está compensado por las características no lineales de la junta. La función de la herramienta es la de controlar la temperatura y la fuente de voltaje, con una salida nominal de 1 mV/°C o con una fuente de corriente para controlar la temperatura con - una salida de 1 mA/°C. Estas herramientas son relativamente nuevas y no han tenido muchas aplicaciones en el sondeo de pozos.

Los sensores de temperatura son generalmente montados en el fondo de la sonda para minimizar las perturbaciones de temperatura por el flujo inducido por el cuerpo de la sonda. Por la misma razón, registros continuos son obtenidos cuando la sonda desciende en el pozo deseando que la temperatura sea obtenida de una secuencia de registros.

#### II-4 El gradiente geotérmico

El flujo de calor en estado estable a través de la tierra puede - ser tratado considerando un medio de conductividad uniforme K con un flujo de calor constante, dirigido hacia arriba a grandes profundidades. La temperatura de superficie  $T_0$  es constante. El -- término fuente y las derivaciones con respecto al tiempo en la di rección radial (en la ecuación II-7) son cero, quedando:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = 0.0 \quad \text{II-12}$$

para la cual la solución aproximada es:

$$T(z) = T_0 + Gz \quad \text{II-13}$$

donde:  $G$  .- Es el gradiente geotérmico.  
 $Z$  .- Es la profundidad

Usando 3 (W/M-°C) como un valor razonable de K obtenemos de 13 a 26°C/Km para Gz, siendo cierto para el caso de secuencias sedimentarias.

El gradiente geotérmico esta claramente reflejado en los datos de temperatura de fondo en la fig. II-2. Lo disipado de los datos a las profundidades dadas (Carvalho y Vacquier, 1977)<sup>14</sup>, es debido a los efectos de perforación. El gradiente promedio es de - - 15.6 ± 3.2°C/Km, datos de núcleos y registros proveen una K media de 2.44 (W/M-°C) de la ecuación II-2 el cálculo del flujo de calor es de 38 mW/M<sup>2</sup>. Para valores abajo y arriba del rango de 40 a 80 mW/M<sup>2</sup> el flujo de calor resulta poco confiable, probablemente porque las mediciones de temperatura en el fondo no tienen un verdadero equilibrio con la temperatura de la roca.

Generalmente, el gradiente de temperatura promedio se obtiene considerando que  $\Delta T / \Delta z$  es constante. Pero un registro continuo de temperatura refleja una separación uniforme de la distribución de conductividad térmica. Un registro para un tiempo de medición de temperatura fue corrido en el pozo para explorar los domos salinos, mostrando que K para rocas saladas es mayor que para otras rocas. (Ver fig. II-1). Otro factor importante surge de la tierra, donde está es comprendida por una secuencia de estratos de N capas, cada una de espesor  $\Delta z_i$  y conductividades  $K_i$ , teniendo entonces que:

$$T(z) = T_0 + Q \sum_{i=1}^N \frac{\Delta z_i}{K_i} \quad \text{II-14}$$

En este caso, el perfil de temperatura consiste de segmentos de línea conectados en cada capa por características constantes. Un ejemplo es discutido en la sección II-5b.

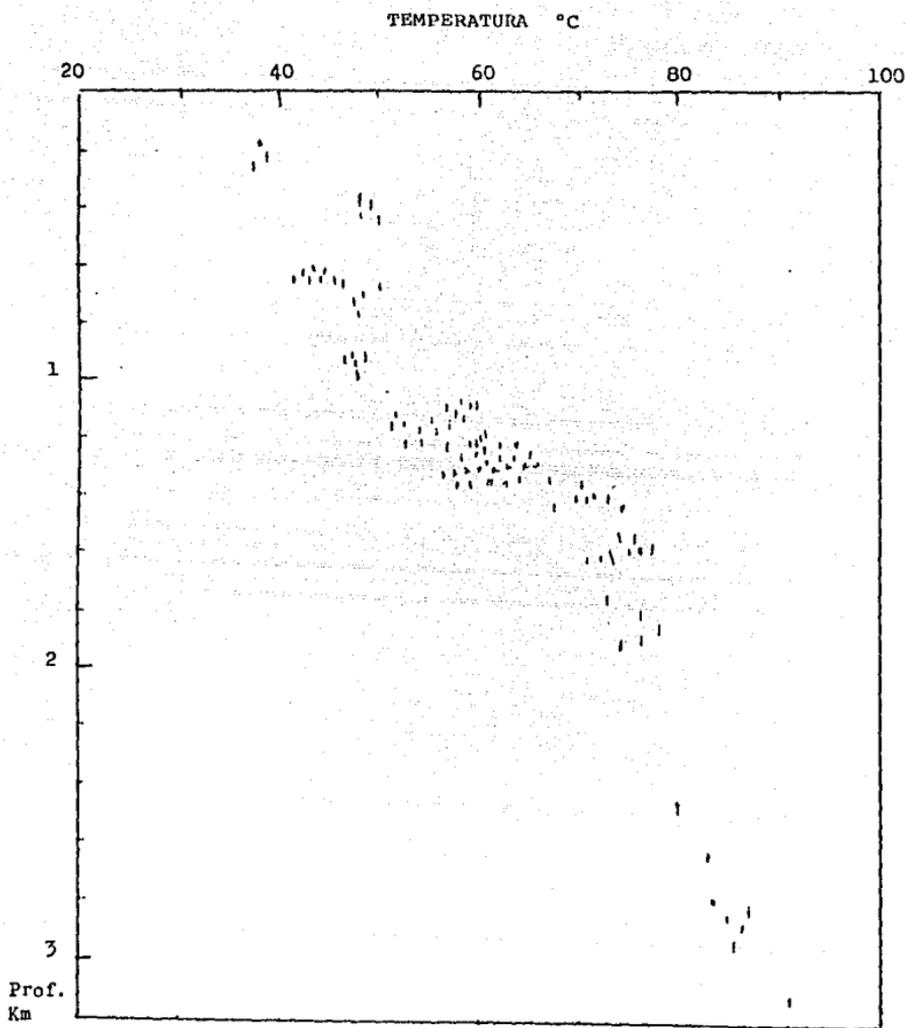


Fig. II-2 La temperatura de fondo como una función de la profundidad en el campo Miranga en Brasil (De Carvalho y Vacquier, 1977)<sup>14</sup>.

El gradiente geotérmico, también se deforma al acercarse a la superficie de la tierra. Las variaciones periódicas de la temperatura en la superficie se propagan en el subsuelo con amplitudes - atenuantes en la temperatura como el  $\exp(-2 \pi z / \sqrt{4 \pi K E t})$ , donde  $t$ , es la variación de un período de tiempo. Diariamente las variaciones en la temperatura decaen en 1% con cada 0.5 metros de profundidad de la superficie, las variaciones anuales son negativas para profundidades cerca de 20 pies. De aquí, que estos -- efectos no tengan importancia en las mediciones de temperatura en los pozos, excepto en las determinaciones de flujo de calor. Las perturbaciones de temperatura debidas a grandes cambios climatológicos tales como glaciares pueden propagarse a grandes profundidades, pero el efecto en el gradiente geotérmico no será grande. -- Los cambios climatológicos pueden ser representados por una serie de cambios en la temperatura, las soluciones son dadas por Aralaw y Jaeger (1959)<sup>15</sup>.

#### II-5 Variación térmica debida al movimiento de fluidos

La perforación de un pozo invierte el equilibrio térmico alrededor del mismo, debido a que el flujo de perforación enfría o calienta la roca. Particularmente donde el fluido se filtra ha la formación porosa. Debido a que los registros de temperatura son hechos en pozos con fluido, surgen estas preguntas:

¿En que grado las mediciones de temperatura en el pozo reflejan la temperatura de la formación?

¿Será el período de tiempo grande para alcanzar el equilibrio térmico?

Como sugerencia en la sección II-4 el efecto del desequilibrio es la misma causa de la disipación de la temperatura mostrada en la fig. II-2. Los registros de temperatura son también frecuentemente corridos en pozos ademas para diagnosticar el comportamiento

del fluido durante la inyección o producción. Entonces surge la siguiente pregunta, ¿Cómo la variación en el perfil de temperatura refleja la variación de los volúmenes inyectados o producidos? Después de la inyección de un fluido frío hacia una formación caliente, ¿Qué tanto persisten las anomalías en las mediciones de temperatura?

Como respuesta a estas preguntas requerimos de soluciones a los problemas de intercambio de calor entre la roca de la formación y el movimiento de fluidos en el pozo. Aquí, presentamos cuatro casos, los cuales describen los principios involucrados. Como se muestra esquemáticamente en la fig. II-3, en a) Se está inyectando en alguna zona profunda y lejana a la zona de observación, en b) Inyectando en un estrato de la tierra, en c) Inyectando hacia una sola zona permeable, en d) Circulando fluido a través de la TP con retorno completo en la superficie.

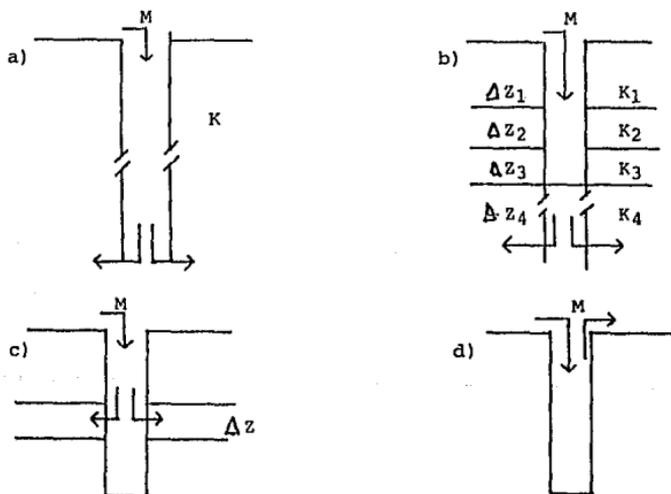


Fig. II-3 Variación térmica debida al movimiento de fluidos. La temperatura del fluido  $T_f$ , Gasto de inyección volumétrico  $M$ , Conductividad térmica  $K$ , y capas de espesor  $\Delta z$  que varían para cada caso. El radio del pozo es  $r_w$ .

## II-5a Inyección de fluidos en medios homogéneos

Ramey (1962)<sup>16</sup> da una solución a los perfiles de temperatura producidos durante la inyección de fluido, a un gasto volumétrico constante  $M$ , en una formación profunda de conductividades térmicas  $K$ . Este caso representa la situación del campo en el cual el agua inyectada para desplazar el petróleo en el yacimiento es usada. La temperatura del fluido  $T_i(t)$  puede variar con el tiempo si se desea. El modelo considera que la temperatura por transferencia de calor es radial del pozo hacia la formación. El éxodo en el fluido ocurre a profundidades bastante grandes y esto no tiene impacto sobre el perfil de temperatura observado. La solución de Ramey es:

$$T(z,t) = T_0 + Gz - GL(t) + (T_i(t) + GL(t) - T_0) \exp(-z/L(t))$$

II-15

donde:  $T_0 + Gz$  es el gradiente geotérmico y

$$L(t) = \frac{MPC}{2\pi r_o h} + \frac{MPE}{2\pi K} F(t)$$

donde  $L(t)$  es la longitud efectiva que varía con el tiempo. Las dimensiones de la función  $F(t)$  dependen de las condiciones de frontera consideradas en la interfase roca-pozo,  $h$  es el coeficiente de transferencia de calor de la tubería de producción o el casing, y  $r_o$  es el radio de interés (TP o casing). La gráfica de temperatura contra profundidad esta basada en la ecuación II-15 y para tres gastos de inyección y tres periodos de tiempo es mostrada en la Fig. II- 4. Las curvas hechas representan gasto de inyección altos y muestran claramente la extensión de la temperatura constante a casi 1000 Mts. abajo de la superficie. El alto declinamiento de la velocidad no permite que el fluido inyectado sea calentado por la formación, hasta que alcance profundidades considerables.

Para gastos de inyección más bajos las curvas se equilibran rápidamente con el gradiente geotérmico, pero las temperaturas son menores que las del mismo gradiente. Cuando este comportamiento asintótico es alcanzado, el efecto de fluido frío inyectado traslada el perfil del gradiente de temperatura para una profundidad mayor que para la profundidad de la formación. El comportamiento asintótico resulta cuando el término exponencial de la ecuación II-15 es negativo y cuando  $z \gg L(t)$ . Para muchos casos de interés  $L(t)$  (en metros) puede ser aproximada por Witterhold y Tixier, 1972<sup>17</sup>.

$$L(t) = \frac{M\rho C}{2\pi K} F(t) \quad \text{II-17}$$

usando valores numéricos de  $\rho C = 4.18 \times 10^6$  (joule/M<sup>3</sup>-°C) del agua y  $K$  de 2.4 (W/M-°C) para rocas sedimentarias, tenemos:

$$L(t) = 3.2 MF(t) \quad \text{II-18}$$

donde  $F(t)$  tiene valores de 0.6 a 1.0 para 0.1 días y de 1.6 a 1.9 para 1.0 días y de 2.8 a 3.0 para 10 días, de 4.0 para 100 días. Los valores de  $F(t)$  varían en un rango limitado para valores bajos de tiempos de inyección  $t$ , agrupando este rango en las condiciones de frontera posibles en la interfase roca-pozo los perfiles de temperatura son aproximados al gradiente geotérmico a una profundidad  $z$ , variando más que la  $L$  calculada por la ecuación II-18. A estas profundidades, la diferencia entre el gradiente de temperatura y el gradiente geotérmico observado será  $GL$ , de aquí, que el gasto de inyección  $M$  sea proporcional.

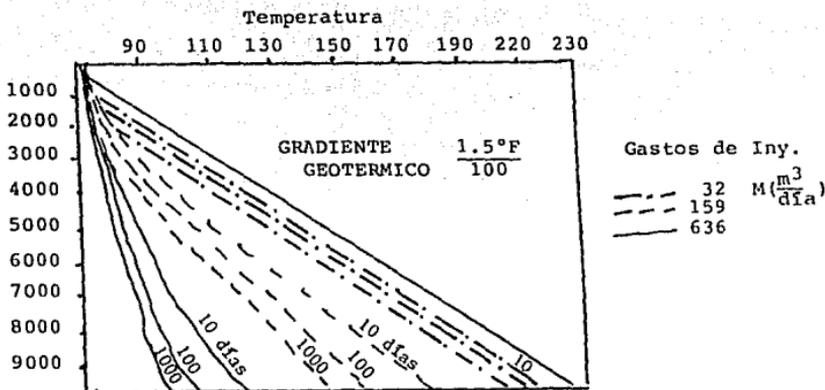


Fig. II-4 perfiles de temperatura causados por la inyección de -- fluido a un medio homogéneo (Basado en la solución de Ramey, --- 1962<sup>16</sup>, figura tomada de Witterhold y Tixier, 1972<sup>17</sup>, Copyright, 1972 SPE-AIME).

#### II-5b Inyección de fluido en un estrato de la tierra

El siguiente tratamiento del caso examina la inyección pasada a una serie de estratos de diferente conductividad térmica fig. -- II-3b. El fluido inyectado al pozo pierde calor para diferentes gastos en diferentes estratos, debido a que la difusividad térmica  $k(t) = (K(t)/\rho C)$  es una función de la profundidad. Para la temperatura  $T'$  en la formación, la ecuación de difusión II-7 puede ahora escribirse como:

$$\frac{\partial T'}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( k(t) \frac{\partial T}{\partial z} \right) - k(z) \left( \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T'}{\partial r^2} \right) \quad \text{II-19}$$

la variación del intercambio de calor por unidad de profundidad entre el pozo y la formación esta dada por  $h(T - T')$ . Considerando un balance de calor entre un pequeño volumen del pozo, da la ecuación para obtener la temperatura en el pozo. La cual es: -

$$\rho MC \frac{\partial T}{\partial z} = \rho \pi Cr^2 \frac{\partial T}{\partial t} + r_0 h (T - T') \quad \text{II-20}$$

la pareja de ecuaciones II-19 y II-20 influyen en las derivadas de  $T$  y  $T'$  con respecto al tiempo. Esto nos permite considerar la recuperación térmica, posterior a la inyección durante un periodo de tiempo, frecuentemente referido a la fase de cierre del pozo.

Los perfiles térmicos han sido calculados por Hang y Somerton, en 1981<sup>16</sup>. En la fig. II-3a el éxodo en el fluido ocurre en una zona bastante alejada, abajo de la zona de observación y no afecta al perfil de temperatura. Antes de empezar la inyección, la temperatura de la roca y los fluidos esta gobernada por la ecuación -- II-13 para el flujo de calor en los estratos. Desde, el principio de la inyección y hasta el final de la recuperación, la temperatura de la formación y la superficie son constantes a  $T_0$ ; durante la inyección, la temperatura del fluido es  $T_f$ . La conducción vertical de calor en el fluido es considerada como negativa comparada con la conducción radial. El cambio en la densidad del fluido causada por el calentamiento permite el declinamiento de la velocidad del fluido siendo entonces está inversamente proporcional a la densidad del mismo.

El uso de los métodos numéricos para solucionar las ecuaciones -- II-19 y II-20, en la temperatura del fluido  $T(z,t)$  es determinado como el proceso de inyección y recuperación para el caso mostrado por la fig. II-5, donde agua caliente con una  $T_f$  de  $150^\circ\text{C}$  es inyectada durante 24 horas a un ritmo de  $M\dot{\rho} = 40,000$  Kg/hr. Cuatro perfiles de temperatura fueron obtenidos posterior a la inyección con los tiempos mostrados. La temperatura del pozo tiende a regresar a la temperatura geotérmica, 72 hrs. después de que la inyección ha sido suspendida. Sin embargo, los primeros perfiles reflejan cada uno el gradiente geotérmico y la conductividad térmica de la estructura de la tierra. El gradiente de temperatura se invierte en los bordes existentes en los estratos, donde hay un cambio de  $K_2 > K_1$  y de  $K_3 > K_2$ , debido a que las zonas de alta conductividad térmica regresan más rápidamente a el gradiente geotérmico con respecto a las zonas de conductividad baja. Si únicamente los primeros perfiles de temperatura a un tiempo de cierre --

estuvieran disponibles tales como el perfil a 4 horas, sería difícil distinguir los picos o salientes en las zonas de pérdida de fluido en la fig. II-5, las cuales serán discutidas en la siguiente subsección.

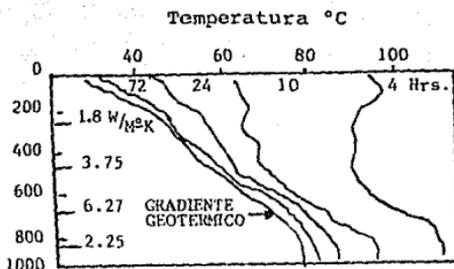


Fig. II-5 perfiles de temperatura durante el cierre, posterior a la inyección en los estratos (Los valores mostrados de K son tomados de Hoang y Somerton, 1981<sup>18</sup>).

#### II-5c Inyección hacia una zona permeable

Cuando un fluido frío es inyectado hacia una zona permeable fig. II-3c, éste enfría el frente progresivamente y de manera estable en el exterior del pozo. Esta característica y la variación progresiva dependen de la temperatura del fluido a la profundidad de inyección, de la temperatura de la formación, del gasto de inyección por unidad de profundidad. La temperatura en zonas permeables obedece a la ecuación de difusión II-7 más la suma de un término para cuantificar la convección de calor.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = K \left( \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) + \frac{S}{\rho C} - \frac{M}{2\pi r_0 \Delta z} \frac{\partial T}{\partial r} \quad \text{II-21}$$

El factor  $M/\Delta z$  es el gasto volumétrico por cada metro de espesor de la formación, el término  $1/2\pi r_0$  cuantifica la amplitud en el frente del flujo de manera cilíndrica. La conducción vertical y radial son otra vez cuantificados por el primer término -

de lado derecho de la ecuación. Relaciones adicionales estipulan las condiciones de frontera (Smith y Seffernson, 1970<sup>19</sup>), el total de ecuaciones se solucionan empleando métodos numéricos.

Una comparación empírica entre la solución calculada y un caso de campo es mostrado en la fig. II-6 Donde se ha estado inyectando agua durante 6 meses, con un gasto de  $240 \text{ M}^3/\text{día}$ , en una zona de 34 metros de espesor. El registro de temperatura fué corrido 48 horas después de cerrado el pozo. En la figura se ve que la temperatura tuvo un incremento de  $36^\circ\text{C}$  a la profundidad de 4880 pies que fué donde se aproximó a la temperatura geotérmica. La menor recuperación de la temperatura ocurrió en la parte superior de la zona de inyección, donde la formación fué enfriada. La estabilización del gradiente más alta se obtuvo en el intervalo del pozo abierto al flujo. Por lo tanto, esta zona está más caliente que la zona superior. Los autores atribuyen esto a la diferencia en la difusividad térmica de los distintos materiales (Ver tabla - - II-3).

La temperatura del agua inyectada, se incrementa en la formación, debido a que el agua sufre una caída de presión, del pozo a la formación. Esto es referido como el efecto joule-Tomson (Smith y Steffenson, 1973)<sup>10</sup>, en la ecuación II-21, este efecto es representado por el término S, como la fuente de distribución. El agua se calienta aproximadamente  $1.0^\circ\text{C}$  por cada 4 MPa de caída de presión. Si no existiera efecto Joule-Thomson, la temperatura después de las 48 horas de cerrado el pozo, en la zona de inyección en la fig. II-6, habría quedado igual a la temperatura de inyección, según los cálculos de Smith y Steffenson<sup>19</sup>. Así que, el efecto resultante por el calentamiento del agua inyectada al pozo, es el efecto Joule-Thomson, que estará reduciendo la magnitud de la temperatura anormal. Si la diferencia entre la temperatura de inyección y la geotérmica es grande, entonces la anomalía podrá ser identificada. Sin embargo, si el contraste de temperaturas -

Entre el fluido y la formación no es grande, entonces puede eliminarse el calentamiento por efecto Joule-Thomson y así poder cancelar el enfriado por convección o la producción de alguna temperatura en el pozo. La cual agrandaría el gradiente geotérmico.

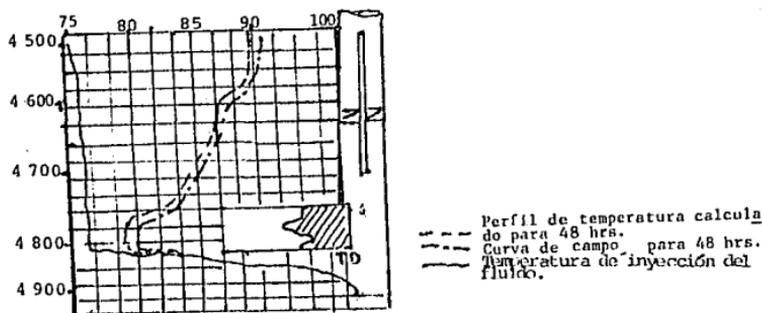


Fig. II-6 Cálculo y medición de los perfiles de temperatura, posterior a la inyección y cierre del pozo, en zonas permeables y de temperatura elevada. La curva abajo de los 4 800 pies indica la distribución de temperatura en la formación (Smith y Steffenson, 1970<sup>19</sup>, Copyright, 1970, SPE-AIME).

#### II-5d Circulación de fluido durante la perforación

Jaeger, 1961<sup>12</sup>, consideró la simulación de un proceso estado estable, en la perforación, en la cual el fluido de perforación que está a una temperatura inicial  $T_f$  es inyectado a un gasto volumétrico constante  $M$  a través de la tubería de perforación (TP) figura II-3d. El intercambio de calor entre el fluido y la TP ocurre con el movimiento descendente del fluido a través de la TP, enfriando la barrena, e intercambiando calor entre las paredes del pozo y la TP en su retorno por el espacio anular. En estas circunstancias la temperatura del fluido en la TP,  $T_p(z)$  se incrementa con la profundidad, mientras que en el espacio anular la temperatura del fluido  $T_a(z)$  decrece al regresar a la superficie. En

la superficie  $T_p(z)=T_a(z)$ , por ser  $z = 0.0$  pies, y en el fondo con  $z = z_1$ ,  $T_p(z_1)$  es igual a  $T_a(z)$ . Donde la temperatura de formación esta descrita por el gradiente geotérmico,  $T_o + Gz$ .

La variación del intercambio de calor por unidad de longitud entre el fluido de la TP y el espacio anular está dado por  $h(T_p - T_a)$ , donde  $h$  es el coeficiente de transferencia de calor en la tubería de perforación. Consecuentemente, la ecuación para el intercambio de calor, a través de la TP sobre un rango de profundidades de  $0.0 < z < z_1$  es:

$$M^p C \frac{dT_a}{dz} + 2 r \int_0^z h(T_p - T_o) = 0.0 \quad \text{II-22}$$

donde: C.- Es la capacidad calorífica del fluido.

El intercambio de calor del fluido en el espacio anular a través de la TP y paredes del pozo, está dado por:

$$M^p C \frac{dT_a}{dz} + 2 r \int_0^z h(T_p - T_a) - 2 r \int_0^z h'(T_o - Gz) = 0.0 \quad \text{II-23}$$

Jaeger, 1961<sup>12</sup>, también considera la evaluación de  $h'$  en detalle.

La solución obtenida para  $T_p(z)$  y  $T_a(z)$  es similar a la ecuación II-15, involucrando una dependencia lineal con  $z$ , debido a el gradiente geotérmico, además la dependencia exponencial con  $z$  refleja el proceso de intercambio de calor. El coeficiente en el término exponencial está expresado como una combinación de las relaciones dimensionales  $h_1/CM$  y  $h'z_1/CM$ .

Los resultados obtenidos para los tres casos son mostrados por la fig. II-7. Las curvas E y N, representan al agujero o al pozo perforado con un diámetro de barrena dado. La curva R representa a un pozo perforado con un diámetro mucho mayor que los otros dos pozos. El gasto de inyección M, es mucho mayor en el pozo de diámetro mayor, que en los otros pozos.

Se puede ver que la temperatura  $T_p$  en la sarta de diámetro pequeño (curvas E y N) son iguales al gradiente geotérmico a una mayor profundidad, separándose únicamente cerca de la cima y la base -- del pozo. Sin embargo, en la perforación del pozo (Curva R), la temperatura del fluido permanece constante e igual a la temperatura de inyección. Los gastos de inyección usados en los ejemplos son altos, así que el fluido hace el viaje de regreso con una ganancia o pérdida de calor insignificante. En pozos más profundos o con gastos de circulación más bajos, la temperatura del fluido se aproxima más a la temperatura de la formación. Wyllie (1963)20, estableció que después de la perforación de un pozo, un buen arreglo de las temperaturas del fluido y la formación es encontrada a profundidades entre el 40 y 60% de la profundidad total del pozo. Esta declaración del arreglo es similar a los resultados mostrados por la fig. II-7. Las relaciones entre las temperaturas -- del fluido y la formación, para diámetros grandes es discutida en la siguiente sección.

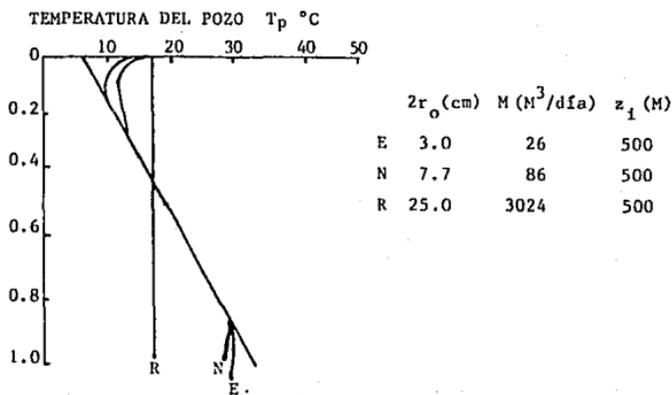


Fig. II-7 Gradiente de temperatura en la TP, cuando se circula -- fluido por la misma, para varios diámetros, gastos  $M$ , y profundidad total  $z_1$ .

## II-6 Relación entre la temperatura de fondo y la temperatura de formación.

En muchos pozos, una sola temperatura de fondo (BHT) es obtenida por el uso del termómetro de máxima lectura. La BHT es obtenida después de perforar y de haber hecho la operación de circulación de fluido, es decir, antes de que se alcance el equilibrio térmico entre la formación y el fluido. La verdadera determinación de la temperatura de formación se apoya en la solución y análisis -- del enfriado causado por la circulación de fluido.

Lachenbruch y Brewer, (1959)<sup>2</sup>, consideraron que el proceso de perforación en el último tiempo  $t_0$ ; durante este tiempo, el calor es removido de la roca a un ritmo constante  $Q$  (W/seg/Metro vertical). Una solución es encontrada para integrar de manera instantánea la respuesta de una fuente de calor sobre la duración del tiempo. - La ecuación encontrada es:

$$T(t) - T_f = \frac{Q}{4\pi k} \ln(t/t-t_0) \quad \text{II-24}$$

donde:  $T_f$ .- Es la temperatura de la formación

$t$ .- Es el tiempo al principio de la perforación para la profundidad de interés.

$Q$ .- Es el ritmo de flujo de calor.

La ecuación puede aplicarse para graficar una secuencia de mediciones de  $T(t_1)$ ,  $T(t_2)$ ..... como una función de  $\ln(t/t-t_0)$ . La temperatura de formación  $T_f$  es encontrada por la extrapolación de varios tiempos de  $t \gg t_0$ . Los métodos aplicados no requieren que  $Q$  y  $K$  sean constantes durante la perforación aunque no existe - otra forma de determinarla. Adicionalmente, varias mediciones de temperatura pueden hacerse sobre tiempos grandes para definir la recuperación de la curva.

Un segundo método para encontrar  $T_f$  de BHT considera que en el tiempo de suspensión de la perforación y circulación, existirá una función que represente la distribución de temperatura, tales que la temperatura  $T_m$  fuera de un radio "a" y  $T_f$  para  $r/a$  (Barelli y Palma, 1981, Leblanc, 1981)<sup>21</sup>. El radio "a" puede ser relacionado con el radio del pozo, en cuyo caso  $T_m$  es la temperatura del fondo y  $T_f$  es la temperatura de la formación, también puede relacionarse para estimar el tamaño de la frontera térmica. La difusividad térmica es considerada del mismo valor que  $K$  para ambos (La formación y el pozo). La recuperación de la temperatura del fluido  $T(t)$  sobre el eje del pozo paralelo a  $T_f$ , es:

$$\frac{T(t) - T_m}{T_f - T_m} = \exp(-a^2/4kt) \quad \text{II-25}$$

donde: el tiempo  $t$  comienza cuando la perforación y circulación son suspendidos.

Si una serie de temperaturas  $T(t)$ ,  $T(t_1)$ ,  $T(t_2)$ ... están disponibles, los parámetros desconocidos  $T_m$ ,  $a$  y  $k$  pueden estimarse de manera apropiada. Por otro lado, se pueden hacer unas consideraciones para "a" y  $k$  en la ecuación II-25 y ser usadas para calcular  $T(t)$ .  $T_f$  puede obtenerse por la comparación de los cálculos de  $T(t)$  con los valores medidos.

En esta discusión se consideró que la columna de fluido está en equilibrio estático. Pero si la temperatura en el fondo de la columna de fluido es mayor que la de la cima, la columna estará inestable y ocurre lo inverso a la convección. Esta condición de inestabilidad es un factor existente en pozos de diámetro grande y en algunos de diámetro pequeño (Gretener, 1967<sup>22</sup>). Sin embargo, la observación en el campo ha mostrado que los resultados en la temperatura se extienden en una longitud vertical no mayor de algunos diámetros del pozo (Beck, 1976, Gretener, 1967<sup>23</sup>). De aquí, que la convección pueda ser ignorada por muchos registros.

R E F E R E N C I A S

- 1.- "The Use of Thermal Resistivity Logs in Stratigraphic Correlation" Geophysics, Vol, 41, No. 2, 1976, pp 300 - 309.
- 2.- Lachenbruch y Brerwer; "Flow of Heat in Drilling Well", JPT, april 1959.
- 3.- Kappelmeyer, O. y R Heanel: "Geothermics with Special Reference to Application", Geopublication Associates, Berlin, - 1974.
- 4.- Horai, K: "Thermal Conductivity of Rock-Forming Minerals", Joun Geophysic Res. Vol, 7, No. 5, 1971, pp 1278-1308.
- 5.- King, A.: "The Effect of Drilling Fluid on Temperatures Measurements in Bore Holes", Joun. Geophysic. Res, Vol. 6, No. 2 - pp 563-569.
- 6.- Roy, H.: "Method of Determination of Heat Flow", Geophysics, Vol. 42, No. 3, 1977, pp 584-593.
- 7.- Clark S. P. Jr.: "Thermal Conductivity", In. S.P. Clark (ed) Geol. Soc. of Am. Memori 97, Ny. 1966.
- 8.- Woodside y Messmer: "Handbook of Physical Constants", McGraw-Hill New York, 1975.
- 9.- Beck A. E.: "An Improved Method of Computing the Thermal Conductivity of fluid-filled Sedimentary Rock", Geophysics of Geothermics Vol. 10, No. 2, 1981.
- 10.- Roberson y Peck: "A Study of The conductivity in the Well", JPT May, 1976.
- 11.- Dobelin F.: "Device of Temperatura in the Well", handbook - In Dobelin (ed), 1975.
- 12.- Jaeger J. C.: "The Effect of The Drilling Fluid on Temperature of Wells", Joun. Geophysic, Vol. 66, No. 2, 1961.
- 13.- Lee, B.: "Thermal Regime of the Mackenzie Valley: Observation of State Natural", Environmental -Social Committe, Northern Pipeline Task Force on Northern oil Development Report, Canada, 1977.
- 14.- Carvalho y Vacquier: "Method for Determining Terrestrial Heat Flow in Oil Filed", Geophysics, 1976, Vol. 41.

- 15.- Carlaw H. y J.C. Jaeger: "Conduction of Heat in Solids", -- Oxford, N.Y.
- 16.- Ramey H. Jr.: "Wellbore Heat Transmision", Tran. AIME, 1962 pp 225.
- 17.- Witterhorld y Tixier: "Registros de temperatura en la inducción de pozos", 47th Annual Meeting, SPE-AIME, Oct, 8-11, - 1972, SPE-1072.
- 18.- Hoang V.T. y W.H. Somerton: "Efect of Variable Thermal Conductivity of Formations on Fluid Temperatura Distribution - in The Wellbore", Trans. 22d, Am. Symp. PPWLA, 1981, pp 12-L24.
- 19.- Smith y Steffenson: "Results of a Field Test to Formation", JPT May, 1973.
- 20.- Wyllie: " no la presentó el libro del cual fue tomado, Ref. No. 1".
- 21.- Barelli A. y Palma,: "A New Method for Evaluation Formation Equilibrium Temperature in Holes During Drilling", Geothermics, Vol. 1, No. 10, 1981.
- 22.- Gretener P.E.: "On the Thermal Inestability of Large Diameter Well An Observation al Report", Geophysic, Vol. 43, - - No. 4, 1967, pp 727-738.

CAPITULO III  
REGISTROS DE TEMPERATURA  
INTRODUCCION

Los registros de temperatura forman parte de los registros de producción a través de las tuberías y pueden corresponder a los registros que se corren después de cementar la tubería de revestimiento y de poner el pozo a producir, también pueden tomarse en agujero abierto.

Sobre los registros de temperatura se puede decir que son aplicables para determinar:

Si existe fuga en la tubería de revestimiento ó de producción.

Si existe flujo atrás del casing o a través de una cementación -- primaria.

Si hay movimiento de fluidos desde el interior de la TR hacia zonas ladronas.

Para evaluar la eficiencia de la terminación en pozos inyectores y poder decir hacia donde se desplazan los fluidos inyectados.

Para diseños y tratamientos de estimulación o para verificar hacia donde se desplazaron los fluidos de estimulación o para checar si se obtuvieron los resultados esperados.

Para determinar el movimiento de fluidos, se puede analizar los puntos de inyección o de producción de fluidos en una sola fase, - estos pueden ser localizados por varios métodos. Los registros de temperatura tienen aplicaciones tanto en pozos inyectores - como productores. Cuando la inyección se realiza por un tratamiento de estimulación, el registro de temperatura estático-

frecuentemente puede definir las zonas que aceptaron fluido de estimulación, observando como la temperatura de la formación es ta regresando hacia la geotérmica. El uso de trazadores radioactivos en los fluidos de estimulación también es de gran utilidad.

Los registros de temperatura tomados en condiciones dinámicas o durante la inyección del agua deben de mostrar de manera confia ble el fondo de la zona inferior productora o que ha tomado --- fluido. La determinación confiable de la cantidad de fluido - - aceptada es cuestionable, por lo que su principal ventaja es la localización de los fluidos inyectados y consiste en mostrar si el flujo es en el interior de la tubería o en el exterior de la misma, o a través de canales del cemento. Una discusión más amplia se hará posteriormente.

### III-1 Registro de temperatura en condiciones estáticas<sup>2</sup>

En un pozo inyector, que ha estado tomando fluido durante algún período de tiempo, pueden ser tomados numerosos registros de -- temperatura cuando el pozo es cerrado, para observar los perfiles de temperatura y ver como regresan al valor original del -- gradiente geotérmico. Las zonas que han tomado fluido de inyección (generalmente) muestran mucho mayor enfriado y regresan -- al gradiente geotérmico más lentamente que otras que no tomaron fluido. La figura 3-1, muestra el uso del registro de temperatura. El registro corrido después de tres días de cerrado el pozo, indica la cima y la base o el fondo de la zona de inyección, -- marcadas como las zonas F y C respectivamente. Esto indicará -- que las zonas A y B están tomando poco fluido y que el registro es indeterminado en las zonas D y E. El fluómetro continuo indica que las zonas C y F son las que están aceptando la mayor can tidad de fluido.

POZO INYECTOR DE AGUA

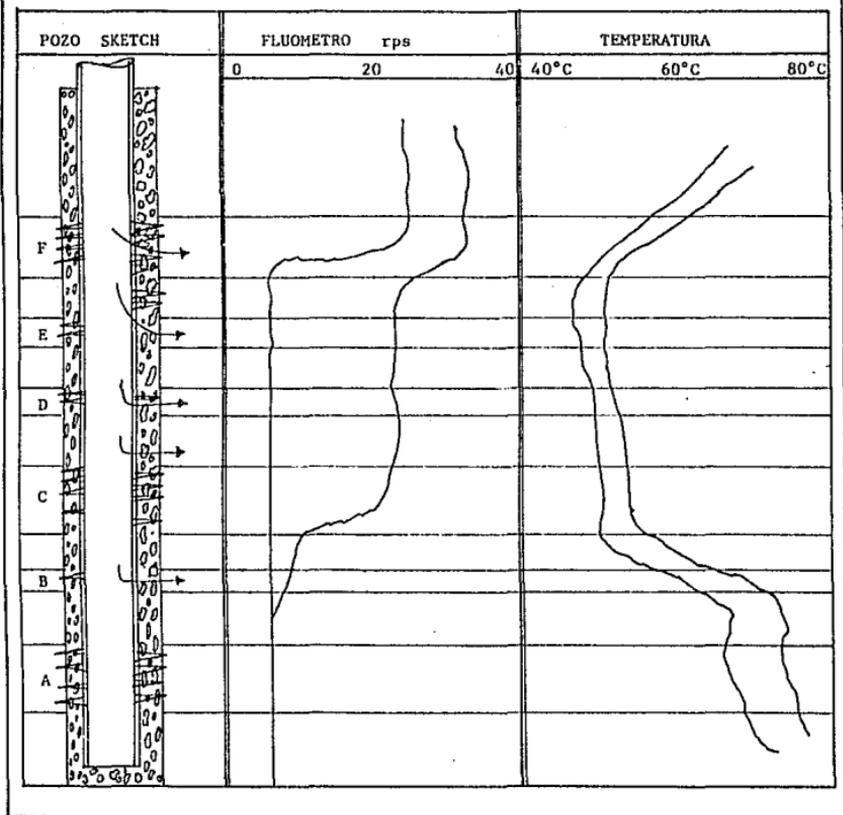


Fig. 3-1 Registro de temperatura estático (pozo cerrado) usado para -- determinar zonas de inyección.

Para que este análisis pueda ser representativo se deben tomar en cuenta: la duración del tiempo de inyección, el tiempo que a permanecido cerrado el pozo en el cual se puede presentar -- una temperatura anormal. Estas causas dificultan la interpretación en los límites de las capas de zonas que han tomado fluido, o en la asignación de gastos en las mismas zonas.

### III-2 Registro de temperatura en condiciones dinámicas<sup>2</sup>

Los registros de temperatura corridos mientras el pozo esta produciendo o inyectando aun gasto constante, dan información muy útil. Los termómetros responden a las anomalías de temperatura producidas por el flujo de fluidos en el espacio anular entre la TR y la TP, siendo de utilidad para detectar el movimiento de fluidos. La interpretación de los registros de temperatura es también usada para determinar el gasto los puntos de entrada o existencia de fluido.

En el caso de pozos inyectoros, la respuesta de la temperatura es una función de la profundidad, de la temperatura de inyección del fluido, del gasto, del tiempo de inyección, de la propagación térmica en el fluido y formación y del perfil geotérmico.<sup>4</sup>

La fig. 3-2 muestra el registro total y una sección amplificada en el intervalo perforado, para un pozo al que se le ha inyectado agua con un gasto de 400 BPD, durante un periodo de 20 días. Cuatro diferentes curvas, son mostradas, para las temperaturas de inyección de 40, 60, 80 y 100°F. Para profundidades someras el fluido inyectado estará más caliente que la temperatura de formación. En profundidades mayores el fluido inyectado esta -- más frío que el fluido de la formación, por lo que el gasto inyectado es independiente de la temperatura de inyección en la superficie. Como se observa con la extensión de las escalas de temperatura y profundidad en la parte inferior de la fig. 3-2, la temperatura esta a - - -

un grado de diferencia para fluidos con temperaturas de 40 y 100°F en la superficie. El segmento vertical (constante) de la curva de fine las zonas que esta aceptando agua, y abajo de esta curva la temperatura rapidamente se aproxima al perfil geotérmico. Witterhold y Tixier<sup>6</sup>, explican que el gasto puede ser determinado de  $\Delta T$ , que es la diferencia entre la temperatura del registro y la temperatura geotérmica.

La respuesta de la temperatura es mostrada como una función de la profundidad, el gasto, y el tiempo de inyección en la figura 3-3. El pozo esta inicialmente a la temperatura geotérmica, esta figura muestra la respuesta de la temperatura para nueve casos, es decir, para gastos de inyección de 200, 600 y 1000 BPD, ambos con tiempos de 10, 100 y 1000 días. Con el incremento en la profundidad, las curvas se aproximan paralela y asintóticamente a l perfil geotérmico. Esta aproximación es obtenida si se conocen; el gasto mássico, el calor específico de los fluidos del pozo, y los tiempos de inyección.

Como se muestra en la fig. 3-3 las curvas de temperatura se aproximan de manera asintótica, aproximándose más con gastos bajos y -- tiempos de inyección grandes. Para gastos de inyección altos y -- tiempos de inyección grandes, el gradiente de temperatura en el -- pozo se aproxima a la vertical, proyectando la curva de temperatura de manera asintótica. Por lo que su curva puede determinarse -- por el método del análisis de gastos<sup>2</sup>.

Las relaciones para el control de la temperatura en pozos producto res son similares, pero los gastos generalmente son más bajos. -- Así, el tiempo para correr el primer registro es menor. Generalmente se considera que un tiempo de 10 días es necesario para permitir el cálculo correctamente, de los gastos para el registro de temperatura en condiciones dinámicas, considerando valores mayores de 100 días para el cálculo de valores absolutos.

Otra diferencia entre los pozos de producción y de inyección, es que la temperatura en este último es comunmente mayor que el perfil geotérmico. La fig. 3-4 muestra la respuesta de la temperatura después de 10, 100 y 1000 días de estar produciendo a un gasto de 400 BPD. La fig. 3-5 muestra la respuesta de la temperatura para después de 15 días de producción con gastos de 200, 400- y 800 BPD. En cada uno de estos casos la temperatura del fluido es la misma que la de la formación, en la zona del intervalo --abierto. En cada caso el pozo tiene la temperatura geotérmica.

El fluido que entra al pozo puede estar más caliente o más frío que la temperatura de la formación. En el caso general de pozos-productores de gas, la expansión del gas dará como resultado --una reducción en la temperatura. Sin embargo, es posible tener --presiones de formación mayores y no tener enfriado o calentamiento. Los efectos de fricción en el flujo de gas deben generar más calor que el absorbido por la expansión. El líquido puede del --mismo modo ser calentado al ser ellos producidos. La fig. 3-6 --responde a la temperatura de los fluidos que son enfriados.

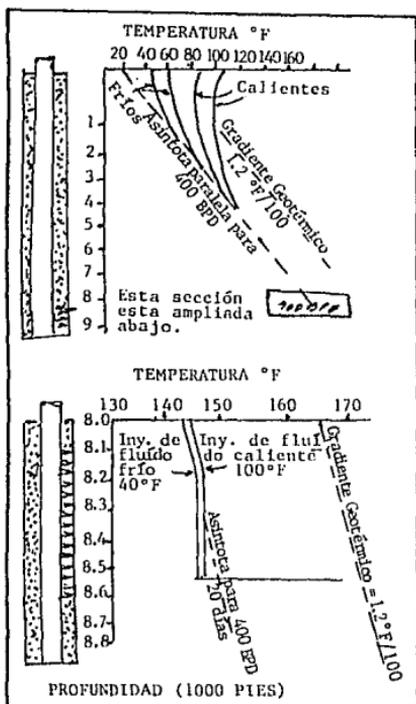


Fig. 3-2 Pozo productor; Efecto en el registro de temperatura en el cambio de temperatura del agua de inyección. Parte superior: Registro desde la superficie a el fondo. Parte inferior: Intervalo de inyección ampliado.

La fig. 3-7 muestra la respuesta comparativa de la temperatura -- para el agua, el aceite, y el gas (considerando que sus calores - específicos son los mismos), cuando ellos pasan del casing a la - formación. En el diagrama superior el gasto másico de 70 Ton/día,

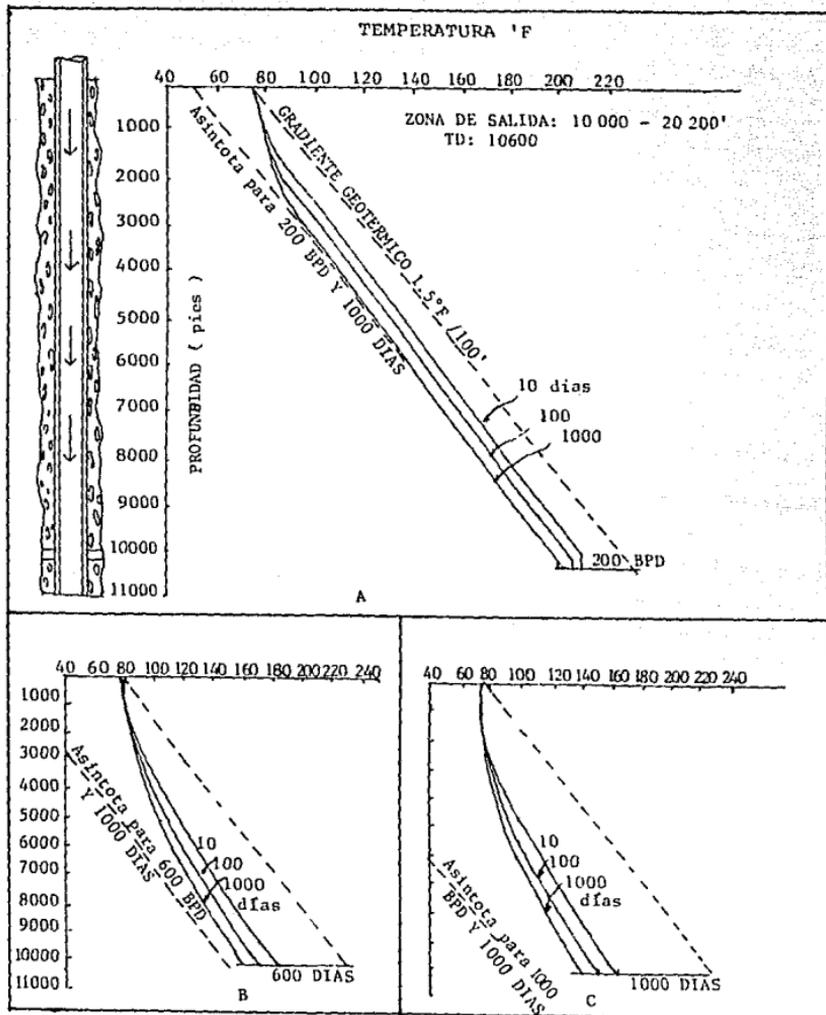


Fig. 3-3 Pozo inyector: El efecto del incremento de los gastos de inyección y los tiempos de inyección sobre los registros de temperatura. a) gasto de inyección de 200 BPD. b) gasto de inyección de 600 BPD. c) gasto de inyección de 1000 BPD.

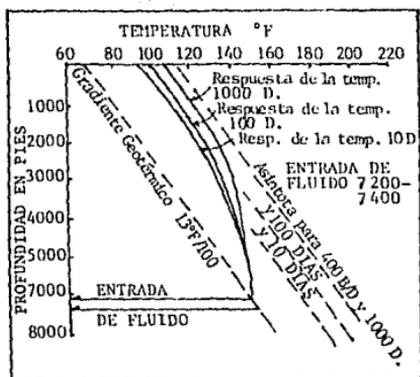
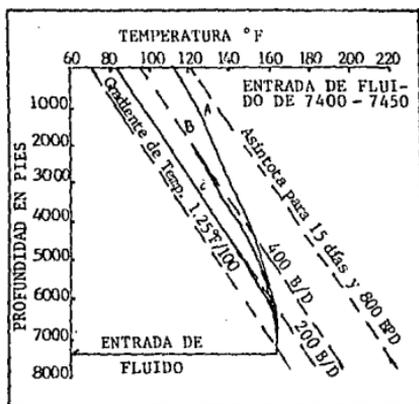
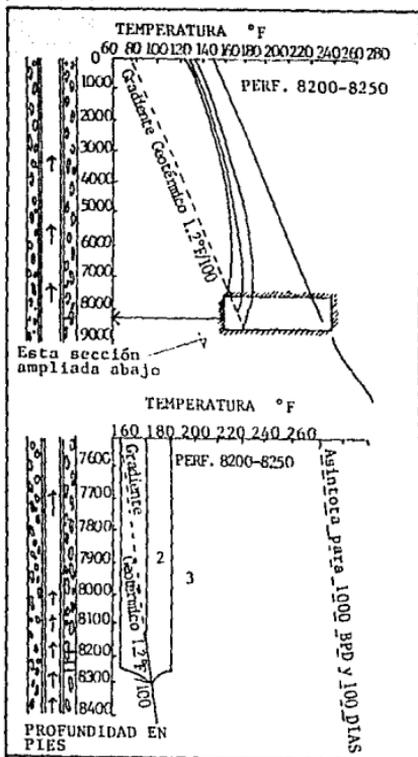


Fig. 3-4 Pozo productor: registros de temperatura con tiempos variables de producción



- A) Curva de Temp. 800 BPD
- B) Curva de Temp. 400 BPD
- C) Curva de Temp. 200 BPD

Fig. 3-5 Pozo Productor: registros de temperatura con gastos variables.

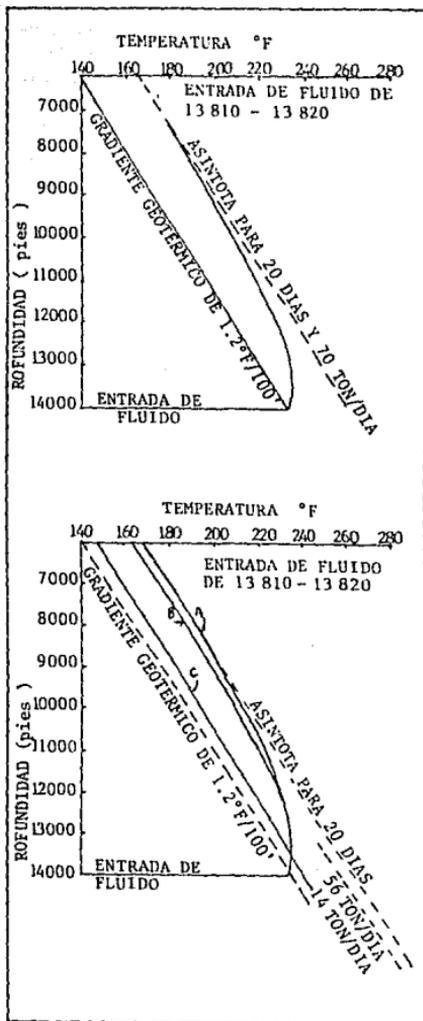


Curva de temp. con flujo más frío que el gradiente geotérmico (1)

Curva de temp. con la temp. del fluido igual a la temp. del gradiente geotérmico (2)

Curva de temp. con flujo más caliente que la temp. del gradiente geotérmico (3)

Fig. 3-6 Pozo productor: registros de temperatura con varias temperaturas de fluido en la entrada. Parte superior - registro de temperatura desde la superficie hasta el fondo. Inferior, una ampliación del intervalo productor.



Respuesta de la temp. - para 400 BPD de 1.0 o 500 BPD de 0.85 de aceite ó 2000 BPD de 0.2 de gas con 11 230 pie<sup>3</sup>/día de 2.650 MCF/D a STP con  $\gamma_g=0.7$  y un  $h_g=235$ .

400 BPD de agua de 1.0 (A)  
 400 BPD de aceite de 0.8 (B)  
 400 BPD de gas con 0.2 (C)  
 2236 CF/D o con 530 McF/D AT STP  
 con  $\gamma_g=0.7$  y  $\frac{1}{h_g}=235$

Fig. 3-7 Pozo productor: registros de temperatura en pozos productores de aceite, agua y gas, (superior) con igual gasto másico, - (inferior) con igual gasto volumétrico.

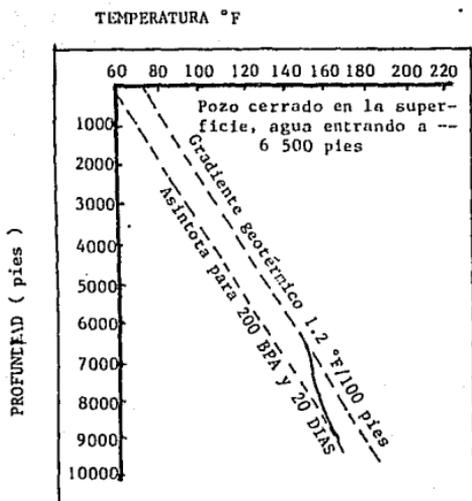


Fig. 3-8 Registro de temperatura que muestra el declinamiento del flujo en el pozo.

es el mismo para los tres casos y la respuesta de la temperatura es la misma. En la parte inferior de la fig. 3-7, el gasto volumétrico es el mismo (400 BPD). Sin embargo, las curvas de temperatura son diferentes. En este caso la diferencia entre las temperaturas es asintótica al gradiente geotérmico y proporcional a la densidad de los fluidos.

En la fig. 3-8, se muestra que los registros de temperatura responden al flujo en el pozo, aunque el pozo este cerrado en la su-

perficie. En este caso el agua entra a través del casing a 6500 pies, por lo que el gradiente declina en las perforaciones, en el intervalo de 8500 a 8700 pies.

III-3 Evaluación de los tratamientos de fracturamiento con los registros de temperatura<sup>3</sup>

#### III-3a. Introducción

La estimulación de pozos inyectores o productores por fracturamiento, es común en la industria de hoy. En la evaluación de estos tratamientos, surgen básicamente dos preguntas, las cuales son:

- 1.- ¿Qué zona o zonas fueron estimuladas?
- 2.- ¿Cuál fue la altura vertical de la fractura?

El conocimiento de la porción del yacimiento estimulada y la extensión vertical del sistema o sistemas fracturados es vital para la efectiva eficiencia y la terminación económica del pozo, asegurando la máxima recuperación del mismo.

No todos los tratamientos de fracturamiento son exitosos y muchas veces los resultados esperados no se alcanzan. Cuando esto sucede el trabajo del ingeniero consiste en determinar el porqué no se alcanzaron. La respuesta a estos problemas forman la base principal para decidir si se gasta más dinero, para el desarrollo y perforación y/o se intenta una reterminación o si ya no se hacen gastos adicionales.

También, el conocimiento de la porción del yacimiento estimulada es importante en el planamiento de trabajos posteriores. Esto es especialmente cierto en pozos productores de yacimientos que contienen múltiples zonas y porosidades. En algunos casos por va-

rias razones, todas las zonas en el yacimiento no deben ser disparadas en la terminación inicial, pensando en desarrollarlas posteriormente. Debido a que zonas individuales no son disparadas, no se puede considerar que ellas puedan ser fracturadas en una operación. En algunas ocasiones zonas sin disparar, las cuales serían estimuladas posteriormente son estimuladas en la terminación inicial, eliminando la necesidad de reterminar la zona sin disparar en el pozo.

En muchos casos es costoso y además imposible de determinar con exactitud, porque el tratamiento de fracturamiento no es exitoso después de que el trabajo ha sido terminado y los resultados obtenidos.

Por lo que, la evaluación del trabajo de fracturamiento es necesaria para la eficiente práctica de la terminación en el pozo.

Varios métodos han sido usados para localizar las zonas fracturadas, los cuales están basados en la localización de materiales radioactivos adicionados al agente sustentante. Estos métodos han sido útiles para incrementar el conocimiento de las operaciones de fracturamiento. Sin embargo, ellos están seriamente limitados por el costo e inhabilidad para detectar con precisión el material radiotrazado.

Para desarrollar un mejor diagnóstico y poder señalar cual zona o zonas han sido fracturadas, los registros de temperatura fueron corridos después del fracturamiento, con fluidos calientes y fríos. Encontrándose anomalías significativas de temperatura. Del análisis y ejemplos que son mostrados se puede ver que el registro de temperatura corrido en un pozo, varias horas después del tratamiento, usando fluidos calientes y fríos producen temperaturas anormales, las cuales muestran la porción del yacimiento estimulada, la extensión vertical del sistema fracturado y una cantidad cu

litativa del volumen de fluido fracturante que esta entrando - -  
al intervalo disparado.

La experiencia e ilustraciones basadas que son presentadas fueron tomadas de 344 tratamientos de fracturamiento durante los últimos años (3), usando el registro de temperatura como herramienta de diagnóstico, corrido a profundidades que van de 1500 a 15770 pies y volúmenes de fractura de 2000 a 110000 gal. Todos estos ejemplos fueron tomados del área oeste de Texas. Las fracturas predominantes durante el mecanismo de fracturamiento fueron verticales, siendo las horizontales poco frecuentes.

### III-3b Bases teóricas

La temperatura del fluido fracturante al entrar al pozo, a través de los poros de la formación, o a través de la fractura será esencialmente constante durante la operación de fracturamiento, sin considerar las temperaturas anormales existentes en el interior del casing, arriba del punto de inyección, después de que la inyección ha sido suspendida. Así, el problema consiste en determinar como la temperatura disminuye cuando la inyección es suspendida. Aunque el pozo empezará a alcanzar la presión de equilibrio al momento del cese de la inyección, el flujo total de fluido será pequeño. De aquí, que el efecto de transferencia de calor por convección será negativo. La temperatura del pozo opuesta a las zonas que no reciben fluido fracturante y en las cuales el flujo es radial hacia el espacio poroso ocurrirá la disipación por el estado inestable de conducción radial. La temperatura del agujero en zonas opuestas a la fractura creada, será disipada por el estado inestable de la conducción de calor lineal. Usando una analogía con el flujo radial y lineal, se puede ver que el calor rápidamente es conducido en el pozo de manera radial, mientras que en la formación es conducido de manera lineal. Así, la temperatura opuesta a la zona de fractura durante el tra--

tamiento bajará a un menor ritmo con respecto a la temperatura en la zona fracturada, por lo que será creada una temperatura anormal<sup>3</sup>.

El desarrollo de esta técnica de diagnóstico estuvo encaminada -- para determinar un mejor método que determine que porción del yacimiento es estimulada con la operación de fracturamiento. Varios pozos fueron estimulados con fluidos calientes y fríos, un registro de temperatura fue corrido varias horas después de haber terminado la operación de fracturamiento. Los pozos fueron cerrados después del tratamiento para asegurar de que no hubiese flujo mientras se corrían los registros de temperatura. Una de estas -- primeras evaluaciones es mostrada en la fig. 3-9. Las cuatro perforaciones en la zona A fueron aisladas por la colocación de un empacador entre las zonas A y B aproximadamente a 2 570 pies. Las segundas perforaciones en la zona B fueron fracturadas con -- 4 200 gal de agua salada con un gasto de 2 BPM. Dos registros de temperatura fueron corridos para 8 y 18 horas respectivamente, después de que el trabajo de fracturamiento fue terminado. La mejor porción del yacimiento en la cual ocurre temperatura anormal es identificada como el intervalo comprendido de -- 2 560 a 2 600 pies, la cual es interpretada como la parte media de la zona B, también como la capa compacta existente en las zo--

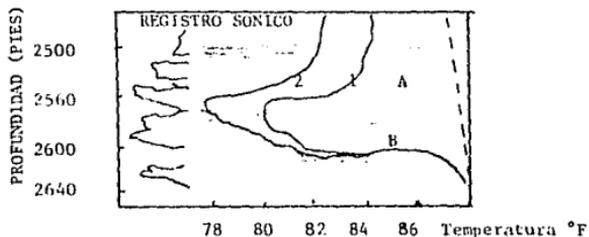


Fig. 3-9 Registros de temperatura, 8 horas después de la inyección (curva 1), 18 horas después de la inyección (curva 2).

nas A y B, actualmente recibiendo el tratamiento de fracturamiento. Subsecuentemente, la comunicación parcial con el fluido fue observada entre las dos zonas, durante la inyección del mismo en la prueba.

De aquí, que las anomalías de temperatura puedan obtenerse después del fracturamiento, con fluidos fríos o calientes, el problema en sí consiste en ver si estas anomalías podrán ser interpretadas con certeza, para localizar la fractura en la formación. Cuando un fluido caliente fluye hacia el pozo, la región alrededor del mismo es calentada por la conducción radial. Cuando el fluido fracturante deja una perforación, debe fluir a través del cemento (invadiendo y calentando la formación adyacente), y debe fluir a través de los poros de la formación o puede fracturar la misma (calentando la roca adyacente a la cara de la fractura). Cuando la inyección cesa, el calor almacenado en la roca es gradualmente disipado por la conducción hacia las rocas más frías.

El gradiente de temperatura y la temperatura en el fondo del pozo puede encontrarse usando la aproximación de la solución de Ra me<sup>5</sup>.

Las variables importantes en este cálculo, para un pozo dado son: el gasto de inyección, el tiempo de inyección y la temperatura de inyección del fluido. De este análisis se observa que el gradiente de temperatura y la temperatura en las perforaciones se aproximan estabilizándose, después de un periodo corto de tiempo de inyección (10 a 15 minutos) para gastos de 2 BPM o más. Por lo que, la temperatura de la fractura dejada por el fluido en una perforación puede ser considerada constante, aún en el período de inyección.

El fluido fracturante dejará la perforación y fluirá hacia arriba o hacia abajo del agujero a lo largo del cemento, calentando o enfriando la región circundante del pozo, por la conducción de calor. De aquí, que la temperatura del fluido sea razonablemente --

constante, haciendo no apreciable la anomalía de calor sobre la temperatura causada por el flujo de fluidos a lo largo del cemento (espacio anular entre la TR y el agujero) en el tiempo de suspensión de la inyección de fluidos.

Con el uso de las ecuaciones de flujo de fluidos en un estado estable, fue hecho un cálculo del declinamiento de la temperatura para un sistema fracturado y otro sin fracturar, usando una diferencia en la temperatura de 35°F entre el pozo y la formación a un tiempo después de suspendida la inyección (ver fig. 3-10). Nótese que después de 8 horas de cierre, la temperatura de la formación decae como lo muestra la curva a una diferencia de temperatura de 7.5°F con la temperatura de formación y de 5.5° F con el declinamiento de la temperatura en la zona no fracturada. Después de 18h de cerrado el pozo, estas diferencias de temperatura comparados con los resultados de campo tienen una buena aproximación.

Esto hace que la declinación de la temperatura sea inversa al presentado en las zonas que reciben fluido y que no son fracturadas, debido a que el flujo radial ocurre sin estar fracturando la formación estas diferencias hacen pensar que el mecanismo de transferencia de calor sea el mismo. Esto es por lo que la transferencia de calor se suma a la convección. Sin embargo, en operaciones de fracturamiento la permeabilidad efectiva al fluido fracturante para formaciones porosas es generalmente baja y la pérdida de fluido fracturante es controlada. Por estas razones, el flujo total de fluidos hacia una zona durante un tratamiento de fracturamiento, sin estar realmente fracturada la formación será pequeño (permeabilidad menor de 2 md). Por el contrario la transferencia de calor por convección será negativa. Por lo tanto, la diferencia en la temperatura será menor en pozos fracturados con pérdida de fluido baja, y también en pozos que tienen baja permeabilidad, pudiendo ser usado esto para indicar zonas fracturadas con razonable exactitud.

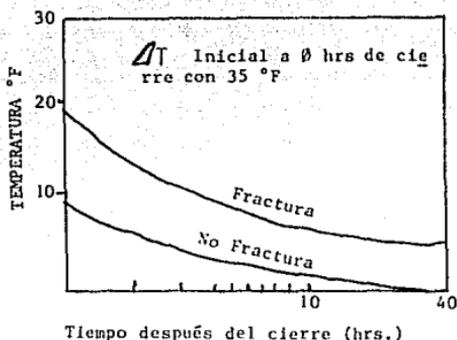


Fig. 3-10 Declinamiento de la temperatura con el tiempo.

Aunque la discusión previa ha sido basada en el uso del calor del fluido fracturante y las anomalías de temperatura por arriba de la temperatura de la formación, las razones y la relatividad de este análisis es igualmente aplicable al uso de los fluidos fracturantes fríos.

El área de la temperatura anormal entre las porciones fracturadas y no fracturadas de un registro de temperatura post-fractura es proporcional al tiempo de flujo de fluidos en la fractura, la diferencia en las temperaturas del fluido y de la formación, y el tiempo después del cese del flujo es marcado cuando el registro es hecho. Para un tratamiento de fracturamiento dado, el volumen de fluido fracturante entrando a una profundidad en especial del intervalo disparado puede ser calculado si el gasto de inyección es constante durante el tratamiento.

Los límites superior e inferior de la fractura vertical, son determinados de una evaluación de los registros de temperatura, reconocidos por los cambios mostrados en la temperatura y otras veces por el cambio indefinido de la temperatura, durante la operación del registro, esta variación mostrada en los límites de la

fractura se piensa que es representativa de la naturaleza del sistema en particular. La observación del paquete de impresión después de haber sido corrido en el pozo fracturado, ha revelado que el sistema de fractura vertical fue creado. La altura del sistema fracturado es variable, encontrándose que esta en un 5% - el rango de variación con respecto al 100% calculado. La fractura sin sustentar necesitará ser creada por el flujo de fluido -- fracturante a una presión superior a la de fractura en la zona de interés. Sin embargo, por varias razones como lo son: el volumen y el gasto límite, la fractura no desarrolla la amplitud necesaria que permitirá al agente sustentante ser localizado en la -- fractura. Estas variaciones en la altura de la fractura sin sustentar se cree que es causada por los cambios mostrados en la temperatura en las fronteras de las capas, donde se presenta la temperatura anormal.

### III-3c Técnica de campo y procedimiento del registro.

Abajo se enlista una guía para el uso y control de problemas típicos, los cuales ocurren en la evaluación de los registros de temperatura. Esto no es una completa consideración de todo el procedimiento para cualquier situación. Sin embargo, abarca la mitad de las consideraciones necesarias para obtener buenos resultados con el registro de temperatura.

- 1.- Pefiles de temperatura base serán corridos anterior al fracturamiento en pozos donde las anomalías de temperatura se puedan -- presentar.
- 2.- Para optimizar detalladamente las anomalías de temperatura -- después de la fractura, serán corridos registros post-fractura -- (fig. 3-10) aunque definitivamente los resultados de los registros han sido obtenidos después de 32 horas de cerrado el pozo. - Un perfil de temperatura corrido inmediatamente después del tratamiento dará en detalle lo acontecido en el fracturamiento.

3.- La temperatura de superficie del fluido fracturante se requiere para identificar adecuadamente las anomalías de calor en la -- fractura, la cual depende de muchas variables. Sin embargo, el -- requerimiento básico es para obtener la diferencia de temperatur-- ras entre el fluido dejado en las perforaciones y la formación. -- Así, que para una temperatura de formación dada y una operación -- de fracturamiento, la temperatura de superficie necesaria puede -- ser calculada para obtener una diferencia de temperaturas entre -- el fluido y la formación<sup>4</sup>. Obviamente el gasto de inyección tie-- ne un papel muy importante en la selección de la temperatura del -- fluido necesaria en la superficie. A gastos mayores de inyección, -- la ganancia o pérdida de temperatura ocurrirá cuando el fluido -- sea inyectado hacia la formación en el pozo.

4.- El equipo requerido para obtener el mejor resultado es un sis-- tema registrador de temperatura en la superficie, el cual ayuda -- para obtener una gráfica de temperatura contra profundidad, permiti-- tiendo checar resultados inusuales y asegurando la buena correla-- ción con la profundidad. Dos tipos de herramientas para medir la -- temperatura son generalmente disponibles, cada una de las cuales -- son satisfactoriamente buenas.

#### III-3d Ejemplos de campo

Estos ejemplos (fig. 3-11 a 3-21) fueron seleccionados de 344 eva-- luaciones de registros de temperatura en fracturas, para ilustrar -- el rango de aplicación y algunos de los resultados significativos -- con esta herramienta de diagnóstico. Datos adicionales permiten -- mostrar los tratamientos de fractura y compararlos con los de la -- tabla III-1.

Tabla III-1 Información adicional de los tratamientos de fracturamiento para los ejemplos ilustrados en las fig. 3-11 a 3-21.

Figura	Tiempo de entrada del fluido fracturante (min)	Temperatura del fluido fracturante °F	Promedio de gasto de inyección BPM
11	64	150	7.5
12	17	150	17.0
13	42	150	8.6
14	35	150	14.1
15	29	150	6.5
16	3	150	25.0
17	34	150	5.6
18	54	80	13.3
19	176	85	8.5
20	105	75	34.3
21	36	80	9.9

La fig. 3-11 muestra el resultado obtenido en un pozo fracturado con 20 000 gal de aceite refinado caliente con un gasto promedio de 7.5 bl/min. Así, la operación fue conducida a través de seis perforaciones entre 5 400 y 5 460 pies. El gradiente de fractura en el pozo fue de 0.92 psi/pie. Una fractura vertical fue creada cerca de 5 380 a 5 470 pies con aproximadamente dos tercios de la entrada de la zona fracturada de interés. Esta extensión de la fractura de 25 pies arriba de la zona de interés en la intercapas de dolomita y caliza, se extiende aproximadamente 10 pies abajo del intervalo perforado. La porción inferior de la curva de temperatura después de la fractura abajo de esta regresa a un gradiente menor que el normal de temperatura del registro base.

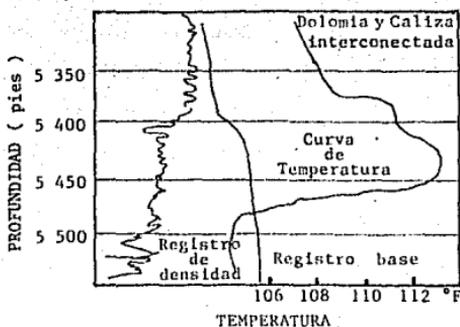


Fig 3-11 Fracturando con seis perforaciones entre 5 400 y 5 460 - pies.

La fig. 3-12 muestra los resultados de una operación de fracturamiento en una formación que contiene arenas entrelazadas con dolomias y calizas. Este pozo fué fracturado a través de siete perforaciones en las zonas A y B con 12 000 gal de salmuera gel caliente, con un gasto de inyección de 17 BPM. La importancia de este registro en la figura es la necesidad de un registro de temperatura base para mejorar la interpretación del registro post-fractura. En la fig. 3-12 el registro de calibración muestra un incremento en las zonas de arenas y el resultado del registro base mostrará las correspondientes anomalías de temperatura, como resultado de cemento adicional en el pozo. En el registro podemos ver que las zonas A y B fueron estimuladas adecuadamente con una fractura vertical que se extiende a través de la zona densa entre las dos arenas. Sin un registro de temperatura base, la zona a 3 000 pies hará pensar que recibe una parte del tratamiento de fracturamiento. Además, esto aparenta que una pequeña porción del fluido - - fracturante fue hacia abajo del pozo por la evidencia en la separación del registro de temperatura base y el registro post-fractura, desde 3 200 a 3 250 pies.

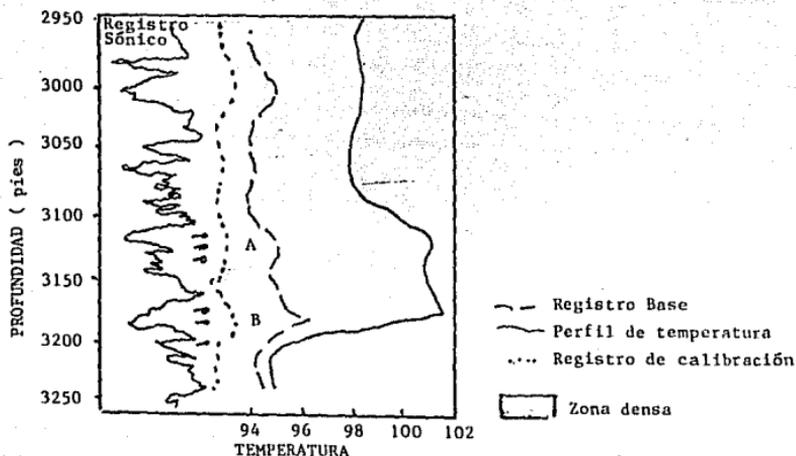


Fig. 3-12 Fracturamiento en arenas interconectadas con calizas y dolomias.

La fig. 3-13 muestra los resultados de una operación de fracturamiento en un pozo productor de una formación localizada aproximadamente a 5 500 pies. Este pozo fue fracturado a través de unas perforaciones radiales (tres hoyos) aproximadamente a 5 520 pies - con 15000 gal de aceite refinado caliente a un gasto de inyección de 8.6 BPM. La curva uno en este registro, es el registro de temperatura base y la curva 2 es el registro post-fractura, la curva 3 es el perfil de temperatura corrido inmediatamente después de la operación de fracturamiento. La curva 4 fue corrido una hora después. Las curvas 3 y 4, están completamente fuera de las anomalías de temperatura originales, dando resultados no confiables. La curva 5 fue corrido 6 horas después de la operación de fracturamiento y dos horas después de la aportación de fluidos, observando que con las dos horas de periodo de estabilización después de la inyección, las características originales de temperatura anormal se han desarrollado. Aunque con algunos detalles meno-

res, la altura de la fractura y las características básicas de la temperatura anormal son las mismas. Esta ilustración señala que si por cualquier razón ocurre un contra flujo, incrementaremos el tiempo de cierre para permitir la estabilización de la temperatura y poder obtener registros de temperatura post-fractura exitosos.

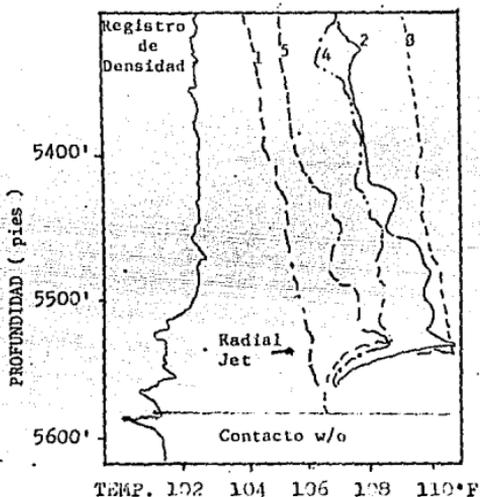


Fig. 3-13 Fracturamiento a través de unas perforaciones radiales.

La fig. 3-14 muestra los resultados de una operación de fracturamiento en un pozo que produce de una cadena de arenas separadas por zonas densas consistiendo de calizas y dolomias. Este pozo fue fracturado a través de siete perforaciones (zonas de arenas - A, B, D, E, F). Este trabajo de estimulación consistió de 21 000 gal de salmuera gel calentada, con un gasto de inyección de 14.1 bl/min y aplicando la técnica de entrada limitada. Es importante notar que todas las zonas de interés reciben la estimulación. -- Además, tres fracturas verticales fueron creadas. Las zonas A y

B fueron fracturadas juntas; un intervalo no productor no fue fracturado; la zona D fue fracturada separadamente; y las zonas E y F también fueron fracturadas juntas, con la fractura cruzando la zona densa entre estas dos capas de arenas.

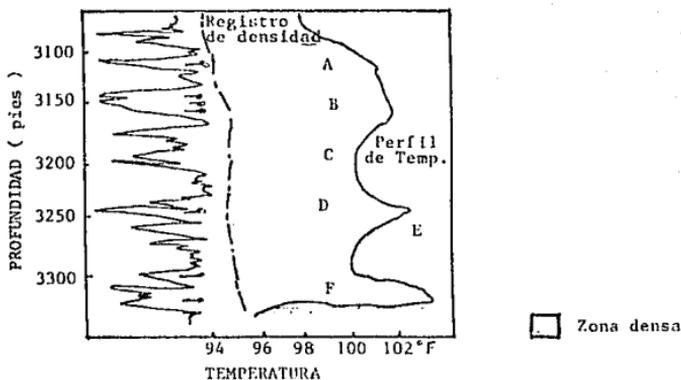


Fig. 3-14 Fracturamiento en un pozo productor de un intervalo de arenas múltiples.

La fig. 3-15 muestra otro trabajo de fracturamiento, usando la técnica de entrada limitada en un yacimiento de arenas múltiples. Este pozo es de inyección de agua, en el cual la inyección selectiva fue planeada para las zonas A y B. El trabajo de estimulación consistió de fracturamiento a través de cuatro perforaciones con 8 000 gal de salmuera gel caliente con un gasto de inyección promedio de 6.5 BPM. El gradiente de fractura calculado es de 0.54 psi/pies. Esto significa que dos fracturas escasamente separadas fueron creadas sin penetrar la zona densa entre las zonas A y B. Después de correr la tubería y fijado un empacador a aproximadamente 2 805 pies en la zona densa, la inyección fue obtenida satisfactoriamente en cada arena sin comunicarse una con la otra.

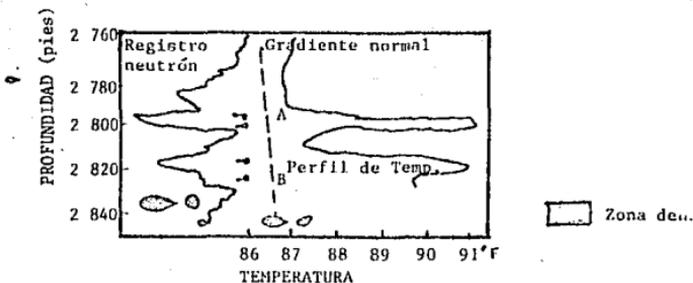


Fig. 3-15 Fracturamiento usando la técnica de entrada limitada.

La fig. 3-16 muestra los resultados de la evaluación de una fractura con el registro de temperatura corrido después del fracturamiento en una sección de agujero abierto la cual ha sido disparada con nitroglicerina. La operación de fracturamiento fue planeada para estimular las zonas B y C. El trabajo de estimulación -- consistió de 3 000 gal de salmuera gel caliente a aproximadamente 1 550 pies con un diámetro de agujero uniforme. Note que del registro de calibración las porciones de las arenas B y C están -- agrandadas en el diámetro tanto como 16 a 20 pulgadas. El trabajo de fracturamiento consistió de 3 000 gal de salmuera, gel caliente, con un gasto promedio de inyección a través de una tubería de 2 3/8" de 25 bl/min y un gradiente de fractura de 1.02 -- psi/pie. Ambos con un gradiente de fractura mayor de 1.0 psi/pie, una fractura fue creada la cual se extendió desde aproximadamente 1 555 a 1 620 pies, confirmando que ambas arenas productoras fueron estimuladas.

La fig. 3-17 muestra el resultado de un tratamiento de fracturamiento en la cual una fractura vertical fue creada y extendida -- arriba y abajo de la zona de interés. La altura de la fractura es de aproximadamente 100 pies y se extiende de 3 540 a 3 640 -- pies. La zona de interés, como se ve en el registro de rayos gamma, está de 3 568 a 3 576 pies y de 3 588 a 3 598 pies. Este --

pozo fue fracturado con 3 000 gal de aceite refinado caliente, con un gasto promedio de inyección de 5.6 BPM y un gradiente de fractura de 0.85 psi/pie. Note que las zonas de calizas de 3 560 a 3 570 no detiene la altura vertical de la fractura, pero recibe únicamente una pequeña porción del tratamiento de fracturamiento. Debido a que la fractura vertical creada fue mucho mayor que la calculada originalmente.

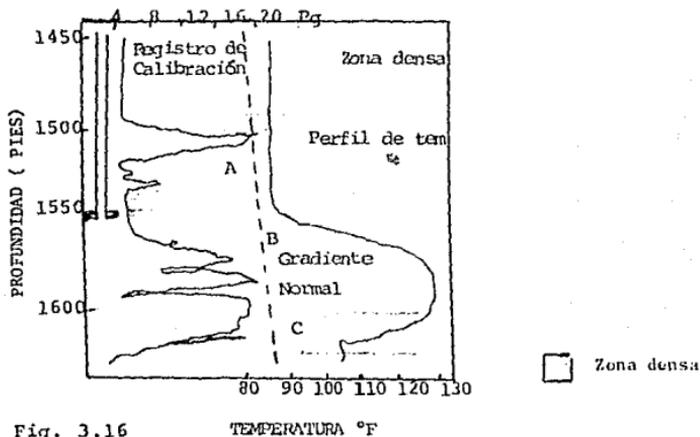


Fig. 3.16

TEMPERATURA °F

Fig. 3-16 Fracturamiento en una sección de agujero abierto disparado con Nitro.

Fig. 3.17

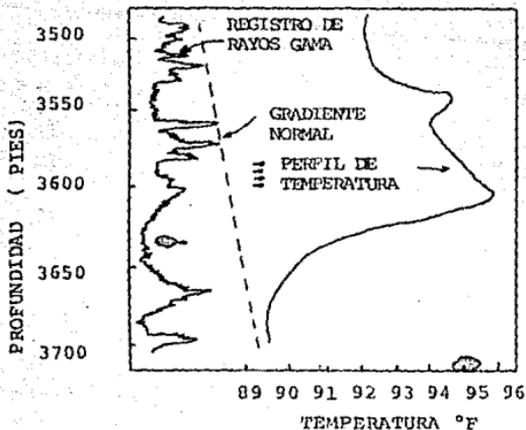


Fig. 3-17 Extensión de la fractura arriba y abajo de la zona de interés.

La fig. 3-13 muestra resultados de un pozo que se fracturó fuera de la zona disparada, aunque la separación de las fracturas permitió la comunicación del pozo. La arena de la zona inferior que va de 6 555 a 6 575 pies fue productora de aceite y fue perforada -- con tres perforaciones. El pozo se fracturó con 30 000 gal a una temperatura ambiente (80°F) y 5% de ácido gel a un gasto constante de 13.3 BPM. El gradiente de fractura calculado es de 0.68 psi/pie. En resumen para la creación de la fractura vertical en la -- arena inferior, fueron hechas dos fracturas que van de 6440 a -- 6520 pies. La arena superior localizada a 6 520 pies esta constituida por una breca de gas y por su producción inicial el pozo -- fue caracterizado con una alta RGA. La arena superior fue perforada a 6 524 pies y la comunicación entre las arenas superior e inferior fue establecida. El pozo fue posteriormente cementado tapando la arena superior, para posteriormente ser reperforada la arena inferior y puesta a producción. Concluyendo que una porción del fluido fracturante fluyó a lo largo del pozo y la zona cementada, creando las dos fracturas.

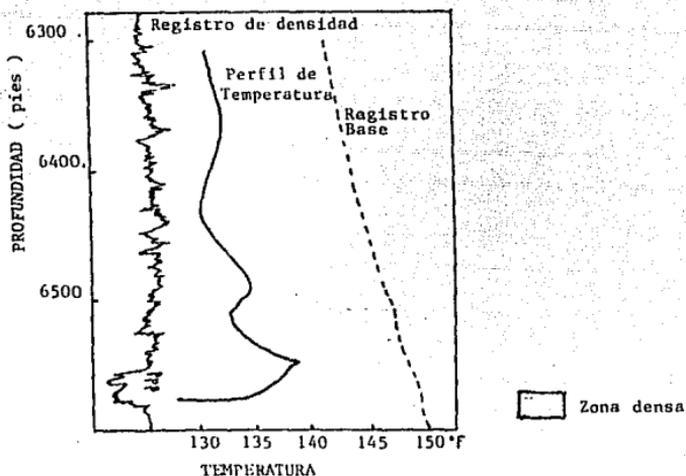


Fig. 3-18 Fracturamiento fuera de la zona disparada.

La fig. 3-19 muestra el resultado de una evaluación de fracturamiento, usando el registro de temperatura el cual excluye un gasto para reterminar el pozo en la siguiente zona de porosidad mayor. En el pozo analizado, una primera terminación intentada en la formación Chert del Devónico fue hecha por la perforación del intervalo poroso de 10 330 pies y fracturado con 3 000 gal al 15% de concentración de ácido y 60 000 gal de salmuera gel a la temperatura ambiente. El gasto promedio de inyección fue de 8.5 BPM y el gradiente de fractura calculado de 0.86 psi/pie. Si la primera terminación intentada es insatisfactoria, una segunda terminación será intentada en el intervalo de 10 250 pies, como lo muestra el registro sónico. Como podemos ver una fractura vertical fue creada y extendida arriba de las perforaciones a 10 250 pies, ligeramente hacia la zona superior de la caliza. El límite exacto de la fractura no será determinado por el llenado a 10 345 - - pies, sin embargo, la extrapolación de la curva de temperatura lo caliza el límite inferior a aproximadamente 10 365 pies. La pro-

ducción del intervalo perforado inicialmente no fue satisfactoria y esta zona esta en blanco. La zona porosa a 10 250 pies fue perforada y probada para asegurar que este intervalo ha sido probado durante la prueba de producción.

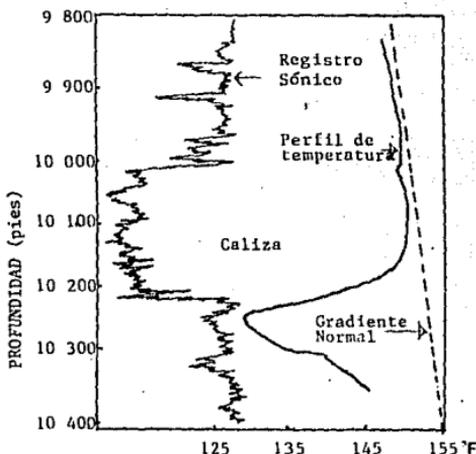


Fig. 3-19 Registro de temperatura en un pozo terminado.

La fig. 3-20 muestra un pozo el cual produce de una formación de dolomias conteniendo múltiples porosidades a lo largo del yacimiento, como lo muestra el registro neutrón. En un intento para abrir todas las zonas de producción, el pozo fue perforado con 17 agujeros desde 10 845 y 11 440 pies. El trabajo de estimulación con entrada limitada fue logrado por el fracturamiento con 110 000 gal de salmuera gel a la temperatura ambiente. El pozo fue fracturado en dos etapas por la caída de 11 bolas sellantes después de la inyección de los primeros 70 000 gal de fluido - - fracturante. El gasto de inyección promedio en la primera etapa fue de 34.3 BPM y de 15 BPM durante la segunda etapa. El gra -

diente de fractura calculado fue de 0.66 psi/pie. Como se muestra en la curva de temperatura post-fractura una fractura vertical continua de 790 pies de altura fue creada y esto confirma la estimulación de toda la zona porosa.

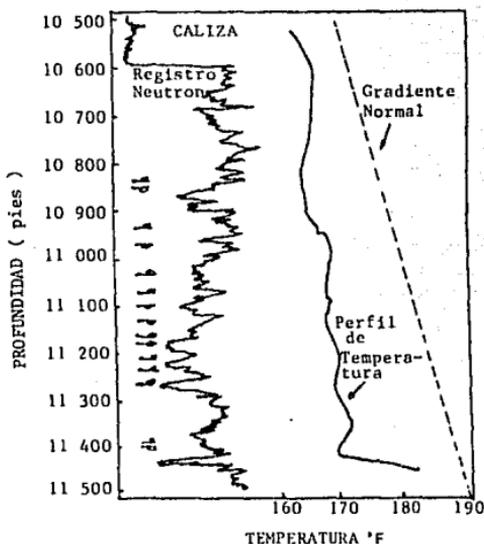


Fig. 3-20 Perforación con 17 agujeros para poner a producir toda la zona porosa.

La fig. 3-21 muestra los resultados obtenidos en la evaluación de los registros de temperatura para fracturas profundas. A esta profundidad el horizonte productor de gas fue perforado con 22 agujeros, desde 15 475 a 15 684 pies y fracturado con 15 000 gal de fluido con pérdida controlada y retardador conteniendo ácido y un aditivo reductor de fricción. El trabajo fue conducido a través de una TP de 2 7/8" de diámetro exterior y un gasto de inyección promedio de 9.9 BPM con un gradiente de fractura de

0.63 psi/pie. Todo el intervalo perforado fue fracturado. En resumen la fractura vertical se extendió hacia arriba de las perforaciones 150 pies y abrió el intervalo poroso desde 15 300 a -- 15 350 pies a producción.

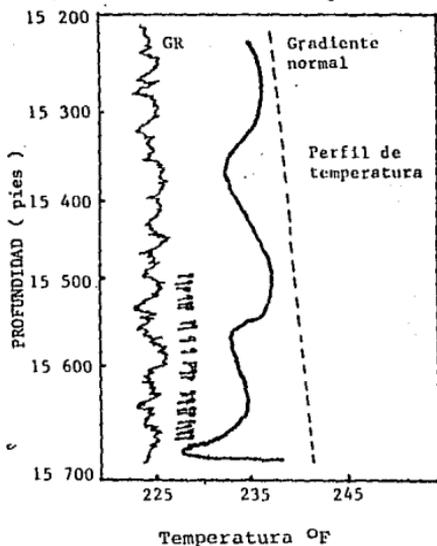


Fig. 3-21 Evaluación del registro de temperatura en fracturas profundas.

## REFERENCIAS

- 1.- Registros de producción a través de tuberías, Vol. 2, Capítulo No. 2
- 2.- Production Logging Tool and Interpretation, Schlumberger Production Log Interpretation.
- 3.- Agnew, B.G.: "Evaluation of Fracture Treatments With Temperature Surveys", JPT, July, 1966.
- 4.- Fraser, C. D. and Pettitt C.: "Results of a Field Test to Determine the Type and Orientation of Hydraulicly Induced Formation Fracture", JPT, May, 1962.
- 5.- Ramey, H. J., Jr.: "Wellbore Heat Transmission", JPT, April 1942.
- 6.- Witterhold and Tixier: "Registros de temperatura en la Inducción de pozos", 47th annual fall meeting, SPE-AIME, Oct. 8-11, 1972, SPE 1072.

CAPITULO IV  
METODO SCHLUMBERGER  
INTRODUCCION

El éxito de la terminación de areniscas micropermeables de la formación generalmente involucra la técnica de entrada limitada, es decir, perforación selectiva seguida por acidificación y un fracturamiento hidráulico masivo. La economía asociada con la terminación requiere de programas y que el ingeniero de terminación -- este conciente de la eficiencia de la estimulación.

Las reservas pueden ser calculadas por el uso de las pruebas acostumbres, es decir, pruebas de presión (incremento y decremento), de potencial del pozo, etc. Sin embargo, estas pruebas convencionales no dan información concerniente a la geometría de la fractura, la cual es extremadamente importante en la planeación de operaciones subsiguientes. En este capítulo se presenta un método -- para estimar la altura de la fractura por medio de registros.

En la antigüedad muchos métodos han sido probados para determinar la altura vertical de las fracturas. Así la técnica más efectiva es el uso del registro de temperatura para localizar la zona la cual a sido enfriada por el fluido fracturante, adicionalmente el sustentante radiotrazado con isotopos radioactivos puede ser usado en el fracturamiento y posteriormente localizado por el registro de rayos gama. Registros base de ambos rayos gama y temperatura son definitivamente necesarios.

Varias aplicaciones de esas técnicas han sido usadas por años -- pero nada a sido publicado para justificar y explicar ese trabajo. Consecuentemente existe gran variación de los registros existen--

tes en ambos en la forma en que los datos de los registros son -- usados para estimar la altura de la fractura. Este capítulo cubre las bases teóricas para el método, su justificación es por -- resultados reales de campo y guía para el uso de ingenieros.

#### IV-1 Fracturamiento Hidráulico

Las formaciones existen bajo dos categorías generales de esfuerzo compresional, el axial (esfuerzo vertical) y el horizontal o -- esfuerzo de confinamiento, refiriéndonos a la fig. IV-1 examine-- mos esas fuerzas.

El esfuerzo axial  $\sigma_z = S_z - P$ , donde  $S_z$  es la sobrecarga y  $P$  es la -- presión original del fluido contenido en la roca. En un estado -- de balance sin esfuerzo de corte aplicado, los esfuerzos confinantes  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  son iguales y en áreas relajadas tectónicamente son -- proporcionales a  $\sigma_z$ . La constante de proporcionalidad será -- igual a  $\nu/(1 - \nu)$  donde  $\nu$  es la relación de poisson.

$$\sigma_x = \sigma_y = (\nu / (1 - \nu)) \sigma_z \quad \text{IV-1}$$

Recordemos que la relación de poisson es una constante de algunos materiales elásticos.

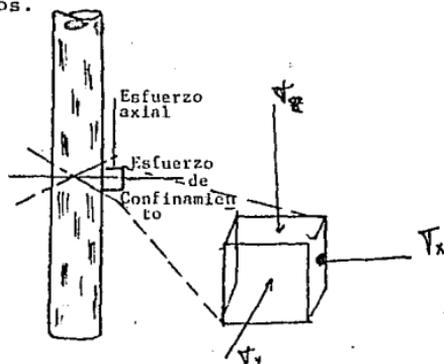


Fig. IV-1 Esfuerzos alrededor del agujero.

El gradiente de sobrecarga  $S_z/z$  generalmente se considera igual a 1 psi/pie de profundidad<sup>1</sup>. Sin embargo, la sobrecarga efectiva  $\nabla z$  varía drásticamente con la localización, profundidad, temperatura y características de la matriz.

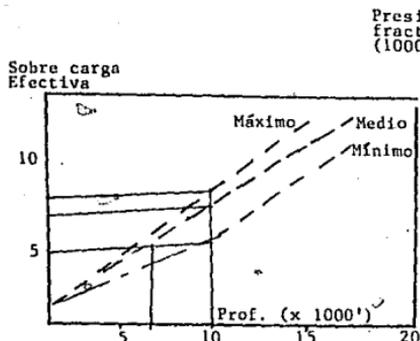


Fig. IV-2 Variación de la sobrecarga efectiva.

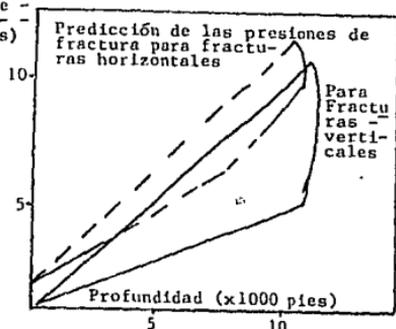


Fig. IV-3 Predicción de las presiones de fractura.

Del mismo modo, el esfuerzo confinante variará por consiguiente, por ejemplo si se considera igual a 0.25 entonces;

$$\nabla_y = (\sigma_{11} - \sigma_{33}) \nabla_z = \nabla_z / 3 ; \nabla_y / \nabla_z = 0.333$$

Sin embargo, en algunas áreas  $\nabla_z / \nabla_s = 1.0$

En la fig. IV-2 Haward y Fast<sup>2</sup> ilustran la variación en la sobrecarga efectiva, mientras que Perkins y Kerns<sup>3</sup> en la fig. IV-3 predicen las presiones de fractura, las cuales no sólo dependen de  $\nabla z$  sino también de  $\nabla_y / \nabla_z$ .

En un proceso de fracturamiento la presión de inyección se incrementa hasta exceder el menor esfuerzo compresional, el cual en la mayoría de los casos es el esfuerzo horizontal. En este punto la roca deberá fallar y a medida que se generalicen, la teoría del fracturamiento de fallas, estas serán normales al plano de menor

esfuerzo compresional. Por lo tanto, más fracturas inducidas serán verticales. Sin embargo, esta puede variar por una distribución no uniforme del esfuerzo de formación y el esfuerzo tectónico.

En la fig. IV-4 el volumen de fluido fracturante requerido para cada uno de los ejemplos es el mismo. Sin embargo, en a) la fractura crece verticalmente y experimenta poco crecimiento radial. en b) el crecimiento vertical estuvo limitado, por eso la extensión de la fractura es radial. Esto tiene efectos considerables en el área de drenaje del sistema fracturado, de aquí, que la recuperación del pozo es como se muestra en la fig. IV-5.

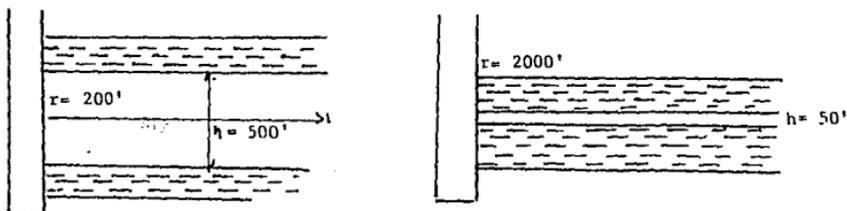


Fig. IV-4 Altura de la fractura gobernada por la extensión radial de la fractura.

La altura de la fractura inducida es proporcional al gasto de inyección. Por consiguiente, el gasto bombeado debe ser cuidadosamente controlado para lograr la fractura y permitir la extensión lateralmente.

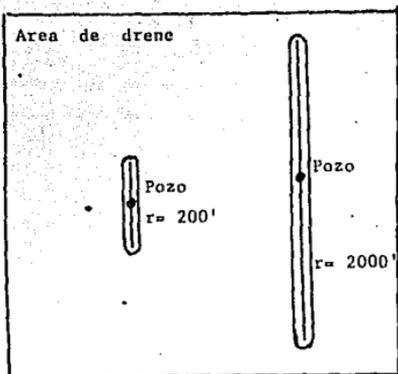


Fig. IV-5 Variación drástica del área de drenaje con la extensión radial de la fractura.

#### IV-2 Intercambio de calor

Cuando el fluido fracturante es inyectado por primera vez hacia la fractura creada éste enfría la formación. La cantidad real de enfriamiento depende de un gran número de factores incluyendo el gradiente geotérmico, profundidad, geometría del agujero, parámetros de la matriz, geometría de la fractura, etc.

Durante el periodo de inyección este intercambio de calor está inicialmente acompañado de ambas conducción y convección. Al concluir la operación de fracturamiento el pozo es cerrado y el proceso de intercambio de calor continúa. Como el sistema intenta recuperar el equilibrio térmico, la zona fracturada es calentada y las capas adyacentes son enfriadas. Puesto que no hay movimiento de fluidos durante este periodo, la conducción es el único proceso por el cual el intercambio de calor toma lugar a través de los límites de las capas. Por lo tanto el intercambio de calor es descrito por la ley fundamental de conducción de calor.

$$\frac{dQ}{dt} = -K A \frac{dT}{dz}$$

IV-2

donde:  $\frac{dQ}{dt}$  es el ritmo de transferencia de calor con respecto al tiempo.

K es el coeficiente de conductividad de calor (térnica)

A es el área de la superficie límite

$\frac{dT}{dz}$  es el gradiente de temperatura

Por lo tanto a un tiempo t

$$Q \propto \int dT/dz \quad \text{IV-3}$$

de Witterhold y Tixier<sup>4</sup> el perfil de temperatura a lo largo del agujero, eje z, cruza la zona inyectada y límites adyacentes.

Durante el cierre, el perfil es descrito por la ecuación siguiente. Además ilustrada por la fig. IV-6.

$$T(z_d, t_d) = \left\{ \operatorname{erf}(1 - z_d/2\sqrt{t_d}) + \operatorname{erf}(1 + z_d/2\sqrt{t_d}) \right\} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-k t_d (bd/ad) J_0(\lambda_n bd)}}{ad \lambda_n J_1^2(\lambda_n^2 ad)}$$

IV-4

donde: erf es la función error

$z_d$  es la profundidad adimensional

$ad$  es  $a/h$

$bd$  es  $b/h$

$t_d$  es el tiempo adimensional después del cierre =  $kt/h^2$

$h$  es el espesor medio de la zona de inyección

$k$  es la difusividad térmica de la formación

$\lambda_n$  son las raíces de  $J_0(\lambda) = 0$  donde  $J_0(\lambda)$  es una función bisel de orden cero.

Esta expresión es derivada para el caso de simetría radial pero aquí es usada en ausencia de un método para determinar y resolver

el comportamiento térmico alrededor de la fractura, la justificación para hacer tal sustitución es principalmente intuitiva pero al parecer esta respaldada por resultados de campo.

Un examen de la ecuación revela que el segundo término es independiente de  $z$ . Por lo tanto, no describe la forma del perfil sino es meramente la magnitud.

El primer término del lado derecho es dependiente de ambas  $z$  y  $t$  de aquí, que la descripción del perfil a lo largo del eje  $z$  este dada por él. Esta es la que se requiere para usar el registro de temperatura y determinar la altura de la fractura. Adicionalmente este término describe una función error, para la cual la ecuación general es;

$$y = - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-x^2/2} \quad \text{IV-5}$$

o para nuestro caso,

$$T = - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-x^2/2} \quad \text{IV-6}$$

donde:  $T$  es la temperatura relativa

$z$  es el desplazamiento a lo largo del agujero del centro a la zona fracturada.

Nuestra aplicación de esta ecuación para determinar la altura de la fractura por el estudio de la temperatura es dependiente de varias consideraciones, las cuales pueden o no ser válidas en algunas situaciones en particular, entre estas estan: 1) La temperatura que cruza la entrada del intervalo fracturado, es uniforme cuando el pozo esta cerrado. 2) La conductividad térmica de la zona fracturada y zonas adyacentes es la misma. 3) La separación de los límites imprevistos de la zona fracturada y capas adyacentes. 4) La conducción es el proceso por el cual toma lugar el intercambio de calor. 5) El fracturamiento de la formación se suspende cuando el pozo es cerrado.

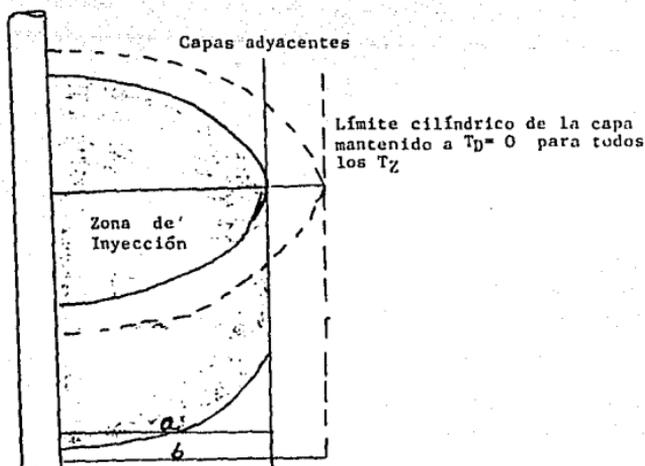


Fig. IV-6 Modelo de formación usado por Witterhold y Tixier para analizar las anomalías térmicas.

La primera ley de estados termodinámicos es;

$$dQ = dU + dW \quad \text{IV-7}$$

donde;  $dQ$  es el cambio de calor,  $dU$  es la variación de la energía interna y  $dW$  es el cambio de trabajo o el trabajo alcanzado. -- Cuando no hay trabajo en el sistema termodinámico  $dW = 0.0$ . Por lo tanto,  $dQ = dU$ . El cual es el estado de conservación de la -- energía y por lo tanto el calor ganado por la zona fracturada es igual al calor perdido por las zonas adyacentes.

$$Q_{\text{ganado}} = Q_{\text{perdido}} \quad \text{IV-8}$$

por sustitución,

$$Q \propto \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int e^{-\frac{x^2}{2}} \quad \text{IV-9}$$

de aquí que los límites de la fractura deben corresponder a los puntos en el perfil de temperatura donde el 50% del área bajo la curva cae en la zona fracturada y el otro 50% en las zonas limitantes.

$$Q = C \int_{-b}^b T(z) dz$$

$$\frac{Q}{2} = C \int_{-a}^b T(z) dz = C \int_{-a}^b T(z) dz$$

$$\therefore C \int_{-b}^b T(z) dz = C \int_{-a}^b T(z) dz + C \int_b^a T(z) dz$$

$$\int_{-a}^a T(z) dz = 1.0 \quad \therefore \int_{-b}^b T(z) dz = 0.5$$

Finalmente cuando  $z = 0, T(a) = 0.3989$  y  $T$  es la deflexión máxima (negativa) y cuando  $z = +b, T(b) = 0.3166$  y en los límites;

$$T(b)/T(a) = 0.7937$$

De la ecuación IV-4 el segundo término representa el 20% del perfil de temperatura y estará marcando los límites para la fractura. Esta es la base para determinar la altura de la fractura de los registros de temperatura<sup>8</sup>.

### IV-3 Interpretación de los Registros de Temperatura

La aplicación de los principios descritos en la discusión previa a la determinación de la altura vertical de la fractura. Referidos a la figura IV-7 la observación de la apariencia general -- revela algunas características típicas del perfil de temperatura después del fracturamiento, hacia abajo la curva se separa gradualmente del gradiente geotérmico que deflexiona más rápidamente a un pico, correspondiente al corazón de la fractura. Después el perfil de temperatura regresa más rápidamente hacia el --

gradiente y esto lo hace asintóticamente. El efecto del enfriado en la tubería es todavía manifiesto causando la expansión de una temperatura anormal cerca de las perforaciones (de la cual hablaremos más adelante).

De la curva de temperatura el pico es la máxima deflexión del gradiente geotérmico ( $T_f$ ) la cual deberá estar en el centro de la zona fracturada, entonces al pico le corresponde la temperatura base anterior a la terminación, para el estado estable el gradiente de temperatura ( $T_z$ ).

Calcular  $T_g$  ( $T_z - T_f$ ) es decir multiplicar 0.2 (100 - 80%) agregar el resultado a la deflexión de la temperatura pico para obtener la temperatura en el límite de la fractura.

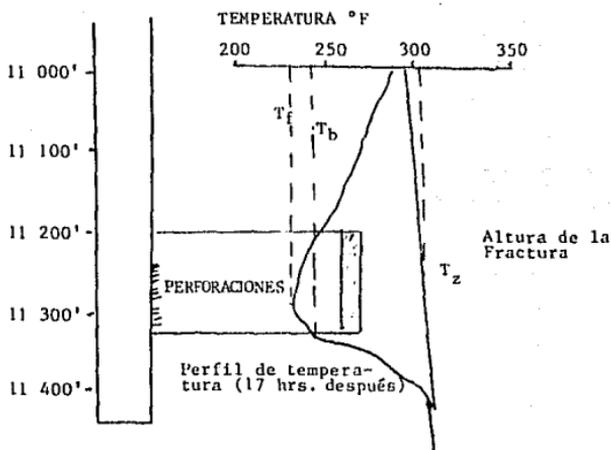


Fig. IV-7 Ejemplo del registro de temperatura.

Ejemplo;  $T_f = 229^\circ\text{F}$   $T_z = 309^\circ\text{F}$   
 $T_b = 229 + 0.2(309 - 229)$   
 $T_b = 245^\circ\text{F}$

Por lo tanto, la fractura existe en un intervalo donde la temperatura es menor que 245°F, la interpretación es como sigue:

"La desviación de la temperatura indica que todas las perforaciones toman fluido y la fractura se extiende de 11,205 a 11,335 - - pies".

Muchos experimentos fueron conducidos para acertar al tiempo óptimo de cierre a correr el registro de temperatura para determinar la altura de la fractura. El procedimiento seguido fue hacer - - múltiples pruebas y corridos sobre el intervalo fracturado a varios tiempos de cierre inmediatamente después de la operación de fracturamiento arriba de 61 hrs. después del cierre.

La conclusión a la que se llegó después de seguir este procedimiento en muchos pozos es que el tiempo óptimo de cierre es dependiente del volumen de fluido fracturante. Para fracturas convencionales de (30,000 a 40,000 gal) el tiempo óptimo de cierre es - cerca de 12 hrs. para fracturas masivas (125,000 a 150,000 gal) - el tiempo óptimo es de 18 a 24 hrs. por polémica nos concentraremos en fracturas masivas, debido a la magnitud que tiene el fluido fracturante en la desviación de la temperatura. Dejando en -- mente que todas las operaciones de fracturamiento producen efectos similares en grado variable.

En el caso de fracturamiento masivo para aproximadamente las primeras 17 horas de cierre, el perfil de temperatura esta en un estado inestable , por lo que los datos de desviación de temperatura durante este periodo de tiempo serán ambiguos, a los tiempos - de cierre mayores a 17 horas. Sin embargo, el perfil de temperatura es estable y no hay virtualmente cambios en la interpretación del registro hasta las 61 hrs. de cerrado el pozo, por lo -- que pueden ser válidos. En la mayoría de los casos el tiempo - - para correr el registro de temperatura se encontró que es de 24 - hrs. Durante este intervalo de tiempo el perfil de temperatura -

esta bien definido y la deflexión a través de la fractura es bastante grande, por lo que permite la positiva interpretación.

Las hipótesis para la trascendencia natural del perfil de temperatura durante el cierre inicial son:

1.- Durante el procedimiento de fracturamiento el aparejo de -- inyección (tuberías y empacador) aparentemente es bastante enfriado con respecto al perfil de temperatura de la formación. La conductividad térmica es mucho más grande que la de la formación, -- así la sarta de inyección alcanzará rápidamente la temperatura de fondo, restableciendo el gradiente geotérmico. El empacador con mayor masa regresa a la temperatura de fondo más despacio, por lo tanto, asociado con esto, existe enfriado anormal, en muchos casos después de iniciadas las 18 hrs. de cerrado el pozo, por lo que el empacador puede complicar la interpretación de la fractura por ambigüedades introducidas en el perfil de temperatura.

2. Durante el cierre inicial seguido a una operación de fracturamiento, la geometría de la fractura posiblemente esta cambiando, debido a que la fractura debe estar cerrando sobre el sustentante y el fluido esta saliendo de los poros de la formación. La proporción a la que esto ocurre depende de varios factores, como la  $\phi$  y K etc.

AL romperse el gel, la viscosidad del fluido se incrementa y se acelera el proceso sellante, el uso directo de registradores de presión muy sensibles proveen datos los cuales han sido analizados y ellos indican que en algunos casos la fractura se cierra -- sobre el sustentante en las primeras 14 horas, en el cual hay movimiento de fluido, durante este periodo el calor se transfiere -- por medio de la convección que esta tomando lugar. Entonces una de las consideraciones básicas para esta técnica de interpretación es que la conducción es el proceso de intercambio de calor -- únicamente, los datos tomados de un registro de temperatura duran

te este periodo de tiempo estarán distorsionados y los resultados de la determinación de la altura de la fractura serán erróneos.

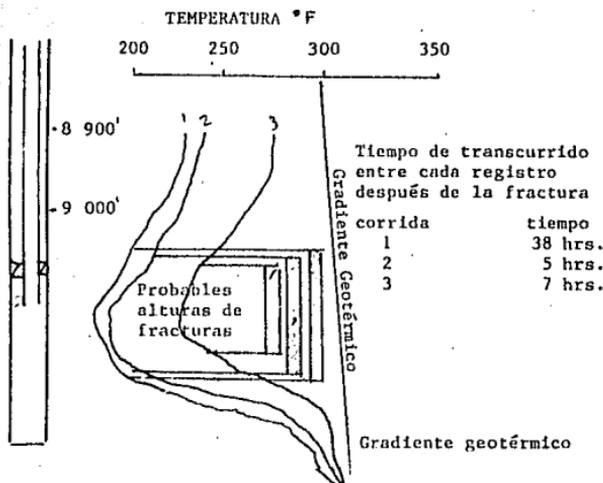


Fig. IV-8 Registros de temperatura corridos para varios tiempos - después de terminado el trabajo de fracturamiento.

#### IV-4 Fractura identificada por la arena radiotrazada

Como previamente notaron aparecen situaciones cuando los datos -- del registro de temperatura son inconclusos, por lo que una alternativa a estos problemas es el uso del registro de rayos gama, en conjunto con el de temperatura, esto para localizar la fractura - por medio de la arena radiotrazada adicionada al sustentante.

Durante la operación de fracturamiento, puede usarse arena radiotrazada (Iridio 192) mezclada con el sustentante, desde el inicio de la operación y hasta finalizarla. De esta manera la fractura en la entrada contendrá pruebas de la arena radiotrazada, por lo que una comparación antes y después del registro de rayos gama -- proveerá información adicional de la altura de la fractura.

La fig. IV-9 ilustra una situación clásica del registro de temperatura (después del fracturamiento), la cual es inconclusa por -- las siguientes razones.

1. Nótese que la sarta de inyección consiste de una TR de 9-5/8" y una TP de 2-7/8" con un empacador y aunque la TP en el interior de la TR a recuperado el gradiente geotérmico esté esta con 60°F más frío que el correspondiente a la temperatura de la corrida -- uno. Esta discrepancia es el resultado del efecto aislante de la longitud de la TR y el espacio anular.

2. Los 10 grados de enfriado anormal asociado con el empacador a 9314 pies es ampliado por el efecto de la tubería abajo del empacador, incrementándose la temperatura rápidamente hacia la geotérmica debido a la proximidad de la tubería otra vez toma lugar el efecto de el enfriado anormal.

3. Un tapón esta colocado a 16 pies abajo de las perforaciones, -- consecuentemente la temperatura nunca llega al gradiente geotérmico por lo que el registro de temperatura no es el base. La determinación de la altura de la fractura será más bien especulativa, por necesidad de estimar Tz en este ejemplo. Por lo tanto, el valor real del registro puede ser aproximado con el registro de rayos gama, cuando la arena radiotrazada es claramente identificada del sistema fracturado y de las formaciones adyacentes, definiendo así la altura de la fractura.

El uso exclusivo del registro de rayos gama es desalentador para determinar la altura de la fractura. Sin embargo, esto es por -- la siguiente razón:

1. Las arenas radiotrazadas pueden acumularse en el empacador y -- la tubería creando una mancha, la cual pueda ser confundida con -- la formación fracturada. Además las arenas se acumularán en el -- fondo del pozo contaminando la herramienta.

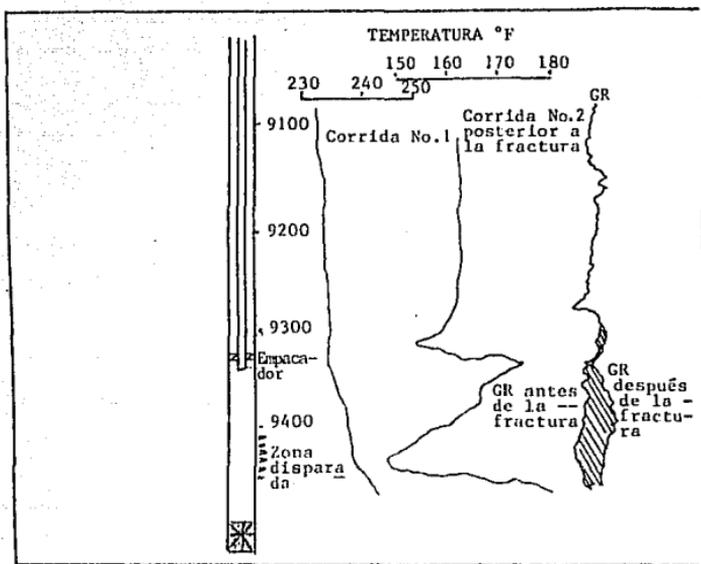


Fig. IV-9 Cambios producidos por la presencia de la tubería (TR y TP) y el empacador, en el perfil de temperatura.

Los registros de rayos gama usados como un apoyo para el registro de temperatura, son una valiosa ayuda para la determinación de la altura de la fractura. La utilidad de los datos obtenidos justifican el costo adicional.

#### IV-5 Técnica de operación

Es necesario un buen planeamiento preliminar a la determinación de la altura de la fractura, por el uso de los registros de temperatura, los pasos a seguir para la determinación son:

1. Asegurar el aislamiento hidráulico de la zona fracturada.
2. Correr si es posible los registros de temperatura y rayos gama.
3. La arena radiotrazada será usada con todos los sustentantes, - sólo que se debe tener cuidado para no tener problemas con la determinación de la altura de la fractura.
4. Correr el registro de temperatura 1000 pies arriba de la zona-fracturada para estabilizar el gradiente.
5. Hacer repetidas corridas para una misma profundidad.
6. Registrar la máxima temperatura en cada corrida, tres con cada registro. Corregir el registro de temperatura para la máxima-temperatura registrada.
7. Calibrar el GR para el registro base arriba de la fractura. Co rriendo el registro para los últimos 200 pies sobre la cima de la fractura.
3. Teniendo todo el trabajo de fracturamiento en detalle (Especi-ficando tiempos, croquis del pozo, etc.), realizar el trabajo.

A pesar de todos nuestros propósitos, el tiempo invariablemente - será un impedimento para poder determinar la altura de la fractu- ra correctamente, si no se tiene el adecuado registro de tempera- tura base. Por lo que es importante reconocer que los trabajos ob- tenidos no siempre son tan buenos como lo que uno espera, pero te- nerlos presentes al realizar trabajos posteriores.

Si no se tiene el registro de temperatura base,  $T_z$  la obtenemos - interpolando, o también la podemos obtener del libro de cartas -- Gen-6<sup>6</sup>. En pozo abierto Tbh puede usarse, aunque esto introduce- mayor incertidumbre en los resultados. Debido a que la Tbh es - medida en la primera corrida es siempre baja, por que el pozo no recupera el equilibrio térmico después del efecto de enfriado por la perforación y circulación. También el conocimiento local del área ayuda para calcular la Tbh promedio en el pozo.

## REFERENCIAS

- 1.- Anderson R. A. Ingram D.S. y Zanier A.M.; "Fracture pressure Determination from Well Logs", 47th fall anual meeting SPE -- AIME Oct. 8-11, 1972, printer SPE 4135.
- 2.- Haward G.C. y Fast C.R.; "Fracturamiento Hidráulico", SPE monografía volumen 2.
- 3.- Perkins T.K. y Kern L.R.; "Widihs of Hidraulic fractures", -- SPE reprint serie Vol. 5, Well Completion.
- 4.- Witterhold E.J. y Tixier M.P.; "Registros de Temperatura en - la inducción de pozos", 47th anual fall meeting, SPE AIME - - Oct. 8-11 de 1972, printer SPE 1072.
- 5.- Hubbert M.K. y Willis P.G.; "la Mecánica del Fracturamiento - Hidráulico", SPE reprint series vol. 5, Well Completion.
6. Jennings A.R. Jr. y Sprawls B.T.; "Successful Stimulation in the Cotton Valley Stanstone-Low Permeability Reservoirs", JPT, Oct, 1977 printer SPE 5627.
- 7.- LaGrone K.W. y Rassmunsen J.W.; "Un Nuevo Método en la Terminación de la entrada limitada", JPT, July, 1963.
- 8.- Thomas M. Kirby; "Technical Review", Vol. 26, No. 2.

CAPITULO V  
METODO DOBKINS  
INTRODUCCION

En los últimos años el fracturamiento hidráulico masivo (MHF) ha venido a vitalizar parte de la industria del aceite y del gas. - Formaciones con permeabilidades extraordinarias bajas pueden ahora ser productoras por un tratamiento MHF. El éxito frecuente del tratamiento depende de si o no la altura de la fractura usada en el diseño es igual a la altura de la fractura obtenida. Esto se ha venido utilizando para predecir la altura de la fractura correctamente y para poder compensar el tratamiento al pozo. Por consiguiente, la determinación de la altura lo más exacta -- posible de la fractura a ganado una importancia sin precedentes.

Los registros de temperatura han sido usados durante muchos años para estimar la altura de la fractura creada por el tratamiento -- MHF. Agnew<sup>1</sup> en 1965 presentó la teoría y los métodos de interpretación para los registros post-fractura. Este es aun el -- método de mayor confianza disponible para determinar la altura -- de la fractura. Sin embargo, los registros son algunas veces -- difíciles de interpretar. Los problemas de interpretación son -- generalmente creados por el comportamiento extraño de la temperatura en zonas adyacentes a la tratada.

Específicamente, uno de estos comportamientos de la temperatura es mostrado por el registro post-fractura, el cual presenta de -- 10 a 80°F de calor anormal arriba de la zona tratada. Estas anomalías pueden extenderse tan lejos como varios cientos de pies -- arriba de la zona tratada. Un ejemplo de estos es mostrado en la fig. V-1. Durante muchos años la cima de la fractura había sido

estimada como el fondo de las anomalías. Esta interpretación no siempre puede ser correcta.

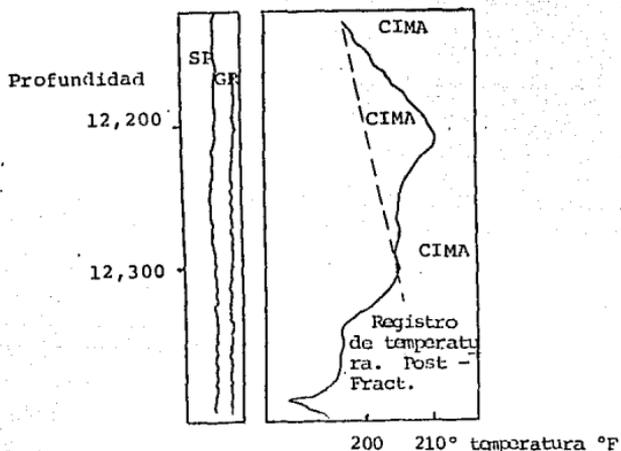


Fig. V-1 Registro de temperatura con calor anormal arriba de la zona tratada.

El problema del calor anormal se ha extendido geográficamente, - algunos ejemplos los tenemos en el este y sur de Texas, en Oklahoma, en Colorado y sur de Wyoming. El conocimiento de la altura de la fractura es así importante y el problema consiste en entender el comportamiento de la temperatura y el registro post - fractura del mismo.

Dos aproximaciones básicas fueron usados, la primera consideró las mediciones de laboratorio, la simulación por computadora y el uso de los registros de temperatura pre-fractura para estudiar el efecto de la variación de la conductividad térmica. La segunda, tres -

técnicas de registros de producción que fueron usadas para establecer la interpretación de los registros de temperatura. Los registros usados fueron; el de diferencia radial de temperatura, el registro de ruidos y el registro de rayos gama, para detectar al sus<sup>u</sup> tentante radiotrazado. Todas estas técnicas adicionadas para la comprensión del comportamiento de la temperatura post-fractura, -- los resultados en conjunto fueron la mejor evaluación de la altura de la fractura.

#### V-1 Bases Teóricas.

Las variaciones de la conductividad térmica en la tierra son importantes en la determinación e interpretación de los registros de -- temperatura post-fractura, Los cambios en la conductividad térmica dependen considerablemente del contenido de minerales en las rocas. Otras cosas como la porosidad y saturación de fluido tam-- bién afectan. El inverso de la conductividad térmica afecta al -- gradiente geotérmico en el pozo. Estas relaciones han sido estudiadas por varios años y hay varios artículos escritos. Un buen -- artículo con este conocimiento fue presentado por T.R. Evans<sup>2</sup> en 1977. Sin embargo, poco ha sido escrito acerca del efecto de la -- conductividad térmica en los registros de temperatura post-fractura.

Las mediciones de la temperatura de los registros de temperatura-- post-fractura son relacionadas con el inverso de la conductividad térmica de la roca. Rocas con alta conductividad térmica tien-- den a cambiar de temperatura más lentamente que otras con baja con-- ductividad térmica.

Por lo tanto, cuando un fluido frío es bombeado hacia el pozo las zonas con alta conductividad térmica se enfrían menos que -- las zonas con baja conductividad térmica. Después de que el --

bombeo ha sido suspendido las zonas con alta conductividad térmica exhiben temperatura relativamente más altas.

Por consiguiente, estas zonas con alta conductividad térmica mostraron anomalías de calor en los registros de temperatura.

Si las características de conductividad térmica de una formación son conocidas, la localización de las anomalías en los registros post-fractura pueden ser predecidas y hasta podemos conocer cuales anomalías son causadas por los cambios de la conductividad, - esto hace posible decir cuales anomalías son causadas por la -- fractura.

V-2 Discusión y Resultados de las Aproximaciones Usadas  
V-2a Registro de Temperatura.

Una técnica para definir las características de conductividad -- térmica fue la de circular agua previa a la fractura y tomar un registro de temperatura. Este registro de temperatura fue corrido específicamente para detectar zonas calientes y zonas enfriadas. En esencia la alta y baja conductividad térmica. Las características de la conductividad térmica de la formación fueron generalmente definidas por registros en solamente tres o cuatro pozos del campo. Los registros de temperatura post-fracturamiento para cada campo fueron entonces comparados al registro pre-fractura con la circulación de agua fría. Algunas diferencias en el carácter de la temperatura han sido debidas al movimiento de -- fluidos en el exterior del casing.

Los registros pre-fractura con la circulación de agua fueron obtenidos para un sin número de casos en los que se estuvo circulando agua fría en el pozo durante tres a seis horas. Después de que la circulación fue suspendida una herramienta de temperatura

9

fue corrida en el pozo tan rápidamente como fue posible. Una serie de registros de temperatura fueron obtenidos a través de la zona de interés, algunos de los perfiles fueron replanteados para permitir ver de 500 a 1000 pies los cambios en conductividad térmica a lo largo de toda la zona. Treinta y seis registros de temperatura prefractura fueron corridos en cuatro áreas geográficas.

Los registros pre-fractura fueron una excelente ayuda para interpretar los registros post-fractura. El ejemplo en la fig. - V-2 es una presentación de ambos registros en una sola página. El intervalo fracturado es identificado como el punto donde los dos perfiles de temperatura se separan. El ejemplo en la fig. - V-3 muestra dos anomalías extrañas de temperatura en el registro post-fractura. Las anomalías comienzan sobre los doscientos pies arriba de la zona tratada y no aparecen en el registro pre-fractura. La cima de la fractura es estimada como el punto donde los dos registros se desvían uno del otro.

La mejor estimación de la altura de la fractura fue generalmente hecha cuando el registro de temperatura fue corrido inmediatamente después del tratamiento de fracturamiento. A veces no hay mucha diferencia si el registro es corrido de 2 a 12 horas, después del trabajo. Sin embargo, hay anomalías en el comportamiento del registro. Esto frecuentemente desaparece después de algunas horas. Si el registro de temperatura no es corrido durante las primeras cuatro o seis horas después del tratamiento, las anomalías no serán detectadas. Esto conducirá a una estimación incorrecta de la altura de la fractura. Por lo tanto, los registros deberán ser corridos tan pronto como sea posible después del tratamiento de fracturamiento.

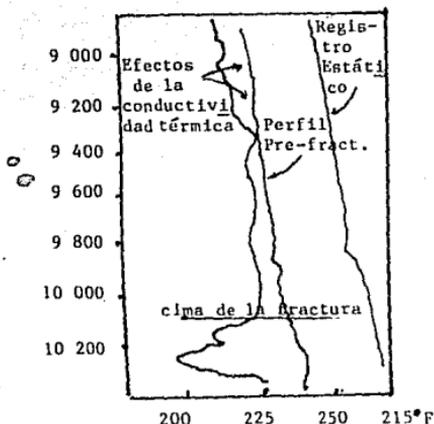


Fig. V-2 Perfiles de temperatura pre y post-fractura, mostrando los efectos de la conductividad térmica

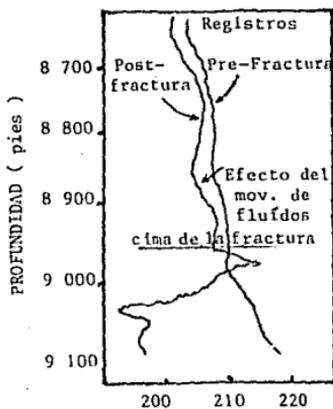


Fig. V-3 Comparación de los perfiles pre y post-fractura indicando el movimiento de fluidos en el pozo.

#### V-2b Simulación por computadora.

Una MARC fue usada para estudiar los efectos de la conductividad térmica sobre los perfiles de temperatura, según el diseño del pozo, el volumen y el gasto de inyección. Un programa en tres dimensiones fue usado para simular el perfil de temperatura post fractura y otro programa en dos dimensiones para simular el registro de temperatura pre-fractura con la circulación de agua fría.

La simulación por computadora mostró como las anomalías de temperatura fueron afectadas por la relativa conductividad térmica y por el efecto del enfriado del fluido. El registro de temperatu-

ra pre-fractura en la fig. V-4 fue simulado con un modelo en dos dimensiones. La conductividad térmica fue ajustada hasta tener buena aproximación. Entonces la temperatura del fluido y el tiempo de bombeo fueron obtenidos y cambiados para simular un programa de fracturamiento masivo de 180,000 gal. La fig. --

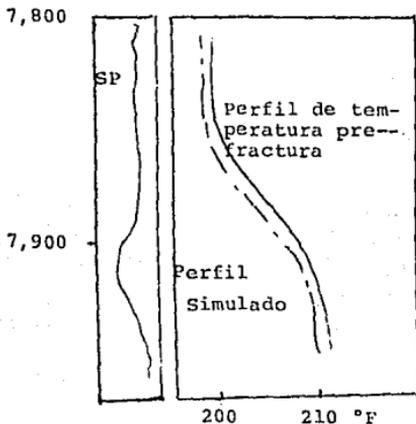


Fig. V-4 Simulación por computadora del perfil de temperatura.

V-5 muestra la comparación entre simulación y el subsecuente registro de temperatura post-fractura en este caso la simulación tomada no concuerdan, por lo que se cree que las anomalías fueron causadas principalmente por la conductividad térmica y por la fractura.

Muchas veces los registros de temperatura pre-fractura no están disponibles para estimar los cambios en la conductividad térmica. En ese caso se recomienda usar la conductividad térmica de la literatura para la parte superior del registro, en la zona que no está fracturada. La experiencia ha demostrado que las mediciones de la conductividad térmica hechas en el laboratorio concuerdan con la simulación y con el registro S.P. Generalmente,

las arenas dan conductividades térmicas altas, mientras que para las calizas son bajas. Un ejemplo de esto es mostrado en la fig. V-6. Otra vez en este ejemplo el registro de temperatura post-fractura no concuerda con la simulación pre-fractura hecha con la computadora. Varios meses después un registro de temperatura fue corrido después del tratamiento en una zona más baja. Estos registros más tarde fueron corridos arriba de la zona del primer

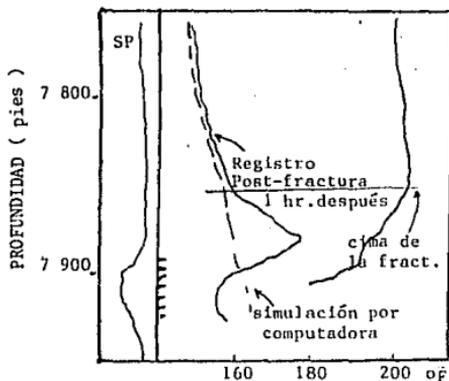


Fig. V-5 Registros de temperatura Pre y Post-fractura y la simulación por computadora.

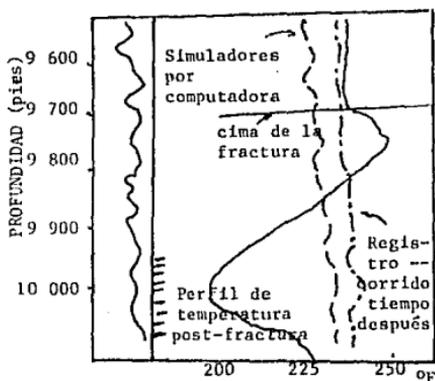


Fig. V-6 Presentación de los registros de temperatura post-fractura y la simulación por computadora.

-tratamiento. El nuevo registro mostró que las anomalías de calor habían desaparecido y por lo tanto el enfriado no ha sido causado por los efectos de la conductividad térmica. Esto confirma la validez de la simulación por computadora y constituye una buena base para estimar la cima de una fractura, la cual arriba de las perforaciones será donde este localizada.

## V-2c Mediciones de Laboratorio.

La conductividad térmica de 92 muestras de núcleos de 7 pozos -- fueron medidas en el laboratorio. Las mediciones fueron hechas - en la Universidad de California en Berkeley. El método probado - fue diseñado y supervisado por W.H. Somerton<sup>6</sup>. La conductividad fue medida a la temperatura de fondo y saturación original del - agua para una presión axial de 2000 psi que fueron aplicados pa- ra ser aproximados a los efectos de confinamiento.

Estas mediciones de conductividad térmica contribuyen considera- blemente para nuestra mejor comprensión del comportamiento del - perfil de la temperatura. Treinta y ocho núcleos de cinco pozos de colorado mostraron una conductividad térmica promedio de 1.8 Btu-pie/hr.-pie<sup>2</sup>-°F en calizas y de 2.4 en arenas. Treinta y --- cuatro núcleos de dos pozos de este de Texas promediaron 1.6 en calizas y 2.8 en areniscas. El rango para el este de Texas fue - de 1.3 a 2.2 en calizas y de 2.1 a 3.6 en areniscas. Varias prue- bas fueron hechas con varias saturaciones de agua en las mues--- tras de areniscas. La conductividad térmica estuvo algunas veces reducida tanto como un 25% con la reducción en la saturación del 100 al 20%.

Cuarenta y cuatro mediciones de conductividad térmica fueron he- chas para un solo pozo. Esta fue una buena muestra de la entrada del Valle Cotton. La conductividad térmica obtenida se graficó con el registro de temperatura pre-fractura y el registro SP para -- correlacionar el pozo. En la fig. V-7 el registro del SP muestra una relación inversa a la mostrada por los otros registros. El - registro de calibración no se incluye en la fig. V-7 virtualmen- te mostrado en este intervalo. La correlación entre o en la fig. V-7 muestra dos cosas: Primero, el registro de temperatura pre- fractura es un indicador verdadero de la conductividad térmica;

Segundo, el registro SP puede ser usado como guía para localizar zonas de alta y baja conductividad térmica en el registro de --- temperatura post-fractura.

#### V-2d Otras Técnicas de Registros.

La arena radiotrazada fue usada varias veces para suplir al registro de temperatura y ayudar a identificar los intervalos tratados. El mejor método fue el de adicionar arena radiotrazada a la fractura mezclándola a lo largo de todo el trabajo. La arena fue adicionada para producir de 0.5 a 1.0 milicuries por cada -- 1,000 lb de arena fracturante. La arena radiotrazada fue suspendida en su adición cerca de 20 lb antes de que estuviera lleno. Esto fue bueno para la limpieza de la radioactividad fuera de la tubería. Después de este trabajo una herramienta de rayos gama - fue usada para localizar la arena radiotrazada. El fondo de la - fractura no fue localizado debido al llenado del agujero, el --- pozo fue limpiado y el registro de rayos gama corrido nuevamente.

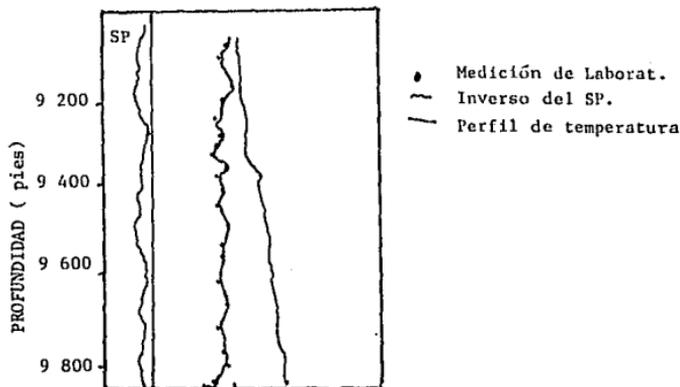


Fig. V-7 Conductividad térmica de laboratorio correlacionadas con el perfil pre-fractura y el registro SP.

Un buen ejemplo de registro de rayos gama pre y post-fractura es mostrado en la fig. V-8. En este ejemplo la arena radiotrazada indica la cima y la base de la fractura y correlaciona al pozo con los registros pre y post-fractura. Un segundo ejemplo es mostrado en la fig. V-9. Esta vez la arena radiotrazada fue usada en la última parte del trabajo. Consecuentemente, no es posible que toda la fractura sea indicada por la arena radiotrazada. Lo interesante en este ejemplo es que la anomalía de calor se encuentra en la zona fracturada, por lo que no podemos decir que exista anomalía del registro de temperatura. En algunos pozos el registro de temperatura no coincide con el de rayos gama, en ese caso debemos considerar que el registro de temperatura es más preciso, debido a que el fluido entra frío y por lo tanto enfría parte de la fractura.

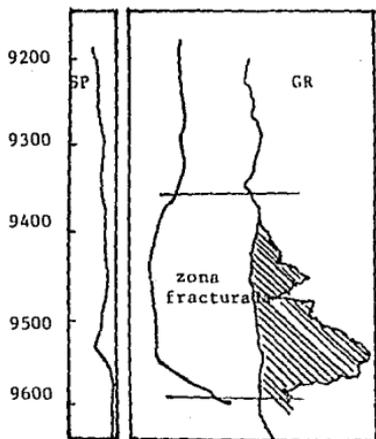


Fig. V-8 Registro de rayos gama post-fractura y perfil de temperatura post-fractura.

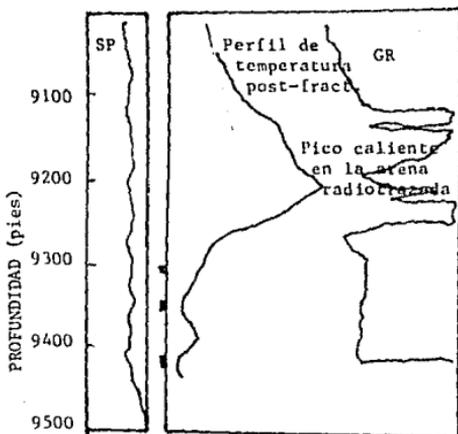


Fig. V-9 Comparación de la zona de calor anormal con el registro de rayos gama.

El registro de diferencia radial de temperatura (RDT) fue usado para compensar la interpretación del registro de temperatura --- post-fractura. La teoría y la aplicación de los registros fue -- presentada por Cook<sup>7</sup> en 1979.

Generalmente después de un tratamiento de fracturamiento es ---- corrido un registro de temperatura a través de la zona de inte-- rres. La herramienta (RDT) también puede cerrarse fijando cerca - de la zona de interés con sus sensores extendidos. La diferencia de temperaturas alrededor del casing es grabada para tres o cua-- tro revoluciones, posteriormente se suspende la rotación de la - herramienta y se mide la temperatura estática durante tres minu-- tos. Esto se hace para determinar si existen fluctuaciones de -- temperatura en el exterior del casing, este mismo procedimiento es repetido en varios intérvalos de profundidad, en este caso 20 pies arriba de la zona que fue tratada. El uso de la herramienta RDT se recomienda en zonas donde se presenta el comportamiento - extraño sobre el registro de temperatura.

El registro de diferencia radial de temperatura fue usados des-- pués de cuatro tratamientos de fracturamiento para localizar las fracturas, las primeras tres veces la herramienta fue usada con - un sensor extendido. Esto fue hecho para asegurar que la fractu-- ra sería detectada. La cuarta vez fue usada con ambos sensores - extendidos, con esto la diferencia de temperatura es medida en - las paredes opuestas de la TR para reducir los efectos de la --- temperatura causados por el movimiento de fluidos en el interior de la TR. Un ejemplo del registro corrido con un sensor es mos-- trado en la fig. V-10, donde la cima de la fractura es localiza-- da por el incremento en la diferencia de temperatura cuando la - herramienta estaba girando, 100 pies arriba de las perforaciones la diferencia de temperatura alrededor del casing es muy pequeña, 30 pies arriba de las perforaciones comienza a incrementarse. -

El incremento ocurre hacia algún punto caliente en el perfil de temperatura, siendo esto una indicación de que existe movimiento de fluidos atrás del casing. Cabe mencionar que es importante que el registro no tenga picos arriba de la fractura en ambos lados del casing. Debido a que estos solo tienen que estar en un solo lado del casing. El movimiento de fluidos es mostrado hasta el final de la zona de calor anormal y hacia la zona enfriada en las perforaciones.

Otro punto interesante es que el registro de temperatura post-fractura indica el fondo de la zona fracturada. Sin embargo, el RDT muestra mejor el fondo de la fractura, debido a que localiza el movimiento de fluidos atrás del casing. El enfriado en el fluido estancado abajo de las perforaciones depende del gasto, y del flujo de fluidos en el exterior del casing. Esto también influye sobre el tamaño de la fractura o canal de flujo. El estudio de otros pozos ha indicado que el fondo de la fractura se encuentra de 10 a 50 pies abajo de las perforaciones. Sin embargo, esto puede variar dependiendo del tamaño del tratamiento y de las propiedades de la formación, así como de otros parámetros.

La herramienta RDT con dos sensores indica el movimiento de fluidos atrás del casing, en la región de calor anormal. Este registro mostrado en la fig. V-11. Cuando este registro fue corrido la temperatura fue grabada en varios puntos, mientras que la herramienta no giraba. En todos los casos el RDT mostró una distribución de temperatura. Por lo que esto tiende a confundir la interpretación del registro, si todos los puntos donde se presenta la diferencia de temperatura fueran interpretados como movimiento de fluidos en el exterior del casing, entonces la cima de la fractura estaría arriba de la zona de calor anormal en el registro de temperatura.



Varias corridas fueron hechas para varias revoluciones en cada punto, en el cual un RDT fue corrido. La mayoría de las veces la diferencia en la temperatura no se repetía de una revolución a otra. Esto indica que hay un cambio en la posición del fluido enfriado en el exterior de la tubería. De esto se concluye que hay movimientos de fluidos en algunos tipos de canaladuras en el espacio anular. Por lo que esto es un indicativo de que la cementación inicial fue depositada o de que fue dañada por el tratamiento del fracturamiento.

Esto hace que el registro RDT originalmente sea usado para determinar el azimut de la fractura. Sin embargo, como los cuatro registros indican que hay movimientos de fluidos en todas direcciones alrededor del casing. Esto es inferido del cambio de la temperatura de una revolución a otra. Por lo que sería difícil determinar el azimut de la fractura en estos pozos.

Los dos brazos del RDT son usados para la mejor localización de la fractura, debido a que estos operan a menor temperatura de trabajo, por lo que en cada localización (parada) del registro este será afectado menos por el movimiento de fluidos en el interior de la tubería. Existen algunas preguntas involucradas con el uso de registro RDT. Estas particularmente son concernientes al movimiento de fluidos en el exterior de la TR cuando la herramienta no esta girando. Por lo que trabajos posteriores se pueden hacer para determinar que pasa entonces.

El registro de ruidos fue corrido como una herramienta adicional después de haber fracturado la formación en el pozo. La herramienta en conjunto con los sensores de temperatura para que ambos registros pudieran ser obtenidos en una sola corrida. El registro de temperatura fue corrido en la carrera descendente de la herramienta y el registro de ruidos corrido 10 pies sobre el

intervalo tratado en el pozo. La técnica y operación del registro de ruidos fue documentada por Mckinley<sup>5</sup> en 1973. Este registro es presentado en la fig. V-12. El nivel del ruido es graficado a lo largo de la profundidad con el registro de temperatura post-fractura. Notese que hay calor anormal en el registro de temperatura arriba de las perforaciones. El registro de ruidos indica un incremento en el nivel del ruido en todas las frecuen-

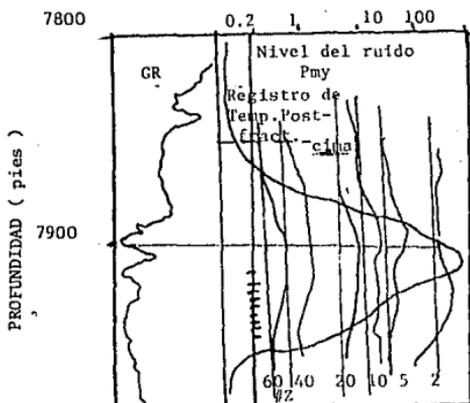


Fig. V-12 Registro de ruidos muestra el movimiento de fluidos en la zona de calor anormal.

-cias en la zona de calor anormal. Esto fue interpretado como una indicación del movimiento de fluidos atrás de la tubería. La zona pico de calor anormal es la cima de la fractura en el registro de temperatura. El fondo de la fractura no es indicada por ambos registros debido al llenado de fluidos en el interior de la TR.

### V-3 Interpretación de los Resultados.

Todas las técnicas mejoran nuestro entendimiento del registro de temperatura post-fractura. Estos métodos indican que hay distribución del movimiento de fluidos atrás de la tubería en la ---- región de calor normal. Esto es mostrado por los registros pre-fractura y calculados en la corrida por la separación del comportamiento de la temperatura causado por la conductividad térmica. La arena radiotrazada, el registro RDT y el registro de ruidos - también indican las zonas en las que hay movimiento de fluidos. Pruebas adicionales han sido hechas para checar las zonas de calor normal por movimientos de fluidos. Una prueba es mostrada - en la fig. V-13. Después de un tratamiento de fracturamiento, el pozo es probado selectivamente el gasto en la anomalía fue el mismo que en la parte superior de las perforaciones.

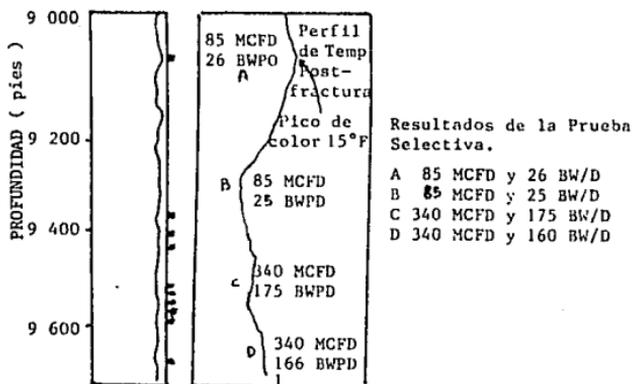


Fig. V-13 Prueba de flujo selectivo en zona de calor anormal -- muestra comunicación.

No se sabe si el calor anormal es causado por una fractura o canaladura atrás de la tubería. Todos los pozos probados fueron de baja permeabilidad, formaciones generalmente en rangos de 1 a 10 microdarcys. Por que las bajas permeabilidades provocan una fractura al permitir el movimiento de fluidos. Es posible que haya una fractura en algún punto en el pozo y que el fluido este moviéndose a través de canales en el cemento - atrás de la tubería. Es también posible que haya dos fracturas grandes comunicadas por una pequeña. Todo esto depende de las propiedades de la roca y las presiones requeridas para hacer la fractura en varios tipos de formaciones. Esto no puede ser estudiado por la técnica de los perfiles de temperatura; por lo tanto, será estudiado por algún otro método.

## REFERENCIAS.

- 1.- B.G. Agnew; "Evaluation of Fracture Treatments with Temperature Surveys", papel SPE 1287 presented at SPE 40th Annual - fall Meeting, Denver, Oct. 3-6, 1965.
- 2.- Evans, T.R.; "Thermal Propierties of North Sea Rocks", The -- Log Analyst (March-April, 1977), 3-12.
- 3.- MARC-CDC General Purpose Finite Element Analysis Program, -- Cybernet Services, Control Data Corporation, User Informa--- tion Manual, Vol. 1, p, F-1 to F-10.
- 4.- Cooke, Claude E. Jr.; "Radial Differential Temperature (RDT) Logging-A new Tool for Detecting and Treating Flow Behind -- Casing" J.P.T. (June, 1975) 676-682.
- 5.- McKinley, R.M., Bower, F.M., and Rumble, R.C; "The Structure and Interpretation of Noise from Flow Behind Cemented ----- Casing", JPT (March, 1973), 329-338.
- 6.- Somerton, WH.; "Thermal Propierties of Partially Liquid----- Saturated Rocks at Evaluation Temperature and Pressures", API Reserck Project 155, Final Report, March 1975.

## CAPITULO VI

### METODO DE THOMAS, BUNDY

#### INTRODUCCION

La evaluación de los registros de temperatura post-fractura, frecuentemente muestra que solo una parte de intervalo terminado llega a ser fracturado. El éxito de los trabajos de fracturamiento es difícil de obtener cuando los pozos tratados tienen intervalos disparados muy grandes, los cuales pueden contener varias capas de arenas productoras de espesor variable. Una situación clásica es mostrada en la fig. VI-1, en la cual el intervalo terminado va de 8 590 a --- 8 720. Generalmente, el éxito para trabajos de fracturamiento es -- crítico, y por otra parte para los intervalos pequeños es incosteable.

Muchas técnicas han sido usadas para tratar intervalos grandes en la vida de un campo. También se han hecho tratamiento usando bolas selladoras, pero en la actualidad el uso de estas ha sido abandonado, ya que la evaluación de los registros de temperatura post-fractura - ha probado su ineficiencia. Las etapas del tratamiento en las que se usan temporalmente arenas y tapones mecánicos aunque eficientes frecuentemente son imprácticos, debido a los pequeños intervalos de calizas y a las altas presiones. Por lo que el tratamiento más efectivo es el uso de la técnica de entrada limitada, usada para desviar al fluido fracturante a través de todas las perforaciones del intervalo disparado. Sin embargo, el éxito del fracturamiento con entrada limitada se ve obstaculizado por la escasa eficiencia de los disparos y por tener que usar gastos de fluido fracturante bajos.

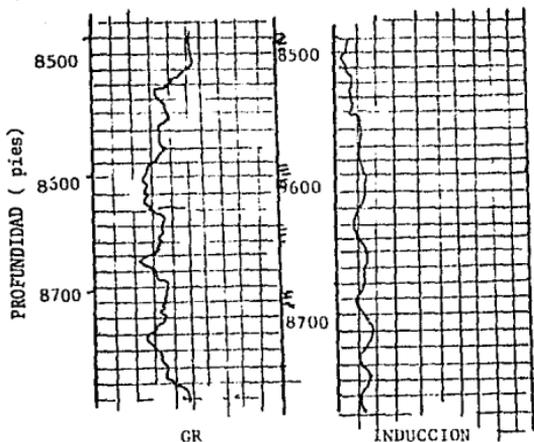


Fig. VI-1 Terminación típica del intervalo terminado en el campo Laredo, Texas.

Las fracturas a bajos gastos en el campo Lobo en Laredo Texas -- son frecuentemente causadas por las restricciones de la tubería de producción y por los requerimientos de presión. Por lo que se requiere que en el diseño de la fractura una caída de presión mínima sea causada en las perforaciones, esto para que el fluido fracturante sea distribuido a través del intervalo terminado para la fractura con entrada limitada. El gradiente de fractura - en las capas particulares de las arenas productoras no puede ser conocido hasta que los pozos del campo son terminados y fracturados. Por otro lado, si los gradientes de fractura de cada capa son estimados de manera incorrecta, el trabajo de fracturamiento no será aplicado a la zona de interés.

Este capítulo propone que una prueba de admisión previa a la --- fractura sea hecha para checar las consideraciones que se hicieron en el diseño de la fractura para un intervalo grande. Los - registros de temperatura y rayos gama, en conjunto con esta prueba son usados para determinar si el intervalo terminado ha sido tratado y para encontrar problemas mecánicos en el pozo.

## VI-1 Bases teóricas

Muchos trabajos de fracturamiento que son diseñados para tratar intervalos grandes fallan, debido a que el fluido fracturante no esta propiamente sobre la entrada del intervalo terminado. Cuando esto sucede, esto es indicativo de que una zona en particular no esta recibiendo el suficiente fluido fracturante, por lo que este pronto se perderá y la altura y amplitud de la fractura no será creada.

La técnica de entrada limitada ha sido el medio más efectivo para distribuir el fluido fracturante a través del intervalo terminado. En la técnica de entrada limitada una caída de presión -- mínima (300 psi) es mantenida a través de las perforaciones para forzar al fluido fracturante a entrar a todas las perforaciones (agujero). <sup>1</sup>

Muchos tratamientos con entrada limitada fallan, debido a que al diseñar la fractura consideran que será creada una sola fractura vertical a través de todo el intervalo terminada. En la actualidad varias fracturas independientes pueden ser creadas a través del intervalo terminado, con suficientes barreras o capas que -- separan a las arenas productoras. Cuando varias fracturas individuales son creadas cada fractura debe recibir suficiente --- fluido para así efectivamente tratar al intervalo individualmente.

En el campo Laredo, frecuentemente es difícil determinar cuando existen suficientes barreras entre las zonas individuales. Para poder estar seguros de tener éxito en el diseño de fracturas en el campo Laredo se debe considerar que será creada una fractura individual en cada zona productora.

El fluido que es requerido para cada zona es determinado por la altura de la misma. Para una fractura típica del campo Laredo - se usa un volumen de fluido de  $0.16 \text{ M}^3/\text{mim}$  por cada 1.5 M. de -- espesor de la formación. Estos parámetros fueron determinados -- empíricamente por la evaluación de los registros post-fractura, por lo que pueden variar de un campo a otro.

La distribución del fluido a través del intervalo terminado esta fijado por el número de perforaciones en cada zona. La cantidad de fluido que será requerido para inyectarlo en cada zona es determinada por la ecuación No. VI-1.

$$Q = \sqrt{\frac{N^2 * C * D^4 * \Delta P}{SG * P}} \quad \text{VI-1}$$

donde: Q.- Es el gasto de inyección en M3/min (BPM)

D.- Es el diámetro de las perforaciones en Mts. (pg)

$\Delta P_p$ - Es la caída de presión a través de las perforaciones en Pa. (lb/pg<sup>2</sup>)

SG- Es la densidad relativa del fluido de inyección (agua = 1.0)

N.- Es el número de perforaciones

C.- 0.0366  $\frac{M^4 Pa.}{(M^3/min)^2}$       o      C = 0.323  $\frac{pg^2 lb}{(lb/min)^2}$

También la óptima caída de presión a través de las perforaciones puede ser determinada o el número de perforaciones.

La caída de presión en un rango de 300 a 1 000 psi que pueden ser mantenidos constantes en un rango anticipado de la fractura, para producir la fractura sin mayores problemas. La caída de presión máxima ayudará a que los fluidos dirigidos hacia todas las perforaciones del intervalo.

La caída de presión a través de las perforaciones es constante - en todo el intervalo, cuando la presión de la formación también lo es. En el campo Laredo la presión varía de una zona a otra en el intervalo terminado. El número de perforaciones requeridas en una zona son determinadas por la ecuación VI-1. Después de que - la caída de presión en las perforaciones es calculada haciendo - un balance de presiones para el trabajo de fracturamiento. El - balance de presiones es mostrado en la figura VI-2 esquemáticamente y en forma matemática por la ecuación VI-2.

$$P_s = \Delta P_{p1} + BHTP_1 + \Delta P_{f1} + P_h = \Delta P_{p2} + BHTP_2 + \Delta P_{f2} + P_h = \Delta P_{p3} + BHTP_3 + \Delta P_{f3} + P_h \dots \text{VI-2}$$

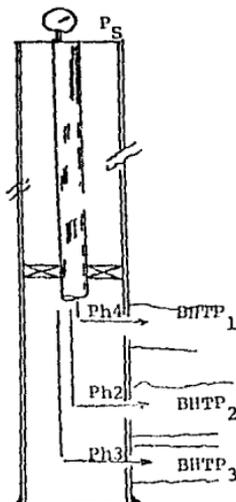


Fig. VI-2 Representación esquemática de un balance de presión. donde:  $P_s$ .- Es la presión en la superficie

$\Delta P_p$ .- Es la caída de presión en las perforaciones

BHTP.- Es la presión de fondo para el tratamiento

$P_h$ .- Es la presión hidrostática

$\Delta P_f$ .- Es la caída de presión en la tubería

Como se muestra en la ecuación la caída de presión en las perforaciones a través de una zona individual decrece cuando la presión de tratamiento se incrementa. Con una caída de presión el número de perforaciones puede ser incrementado para mantener el gasto requerido para la fractura.

El número de perforaciones puede ser incrementado para compensar la eficiencia de los disparos. Recordemos, que la eficiencia de los disparos es el número de perforaciones que toman fluido dividi---

das. entre el número de perforaciones que fueron disparadas. El número de perforaciones que toman fluido es determinande por la información obtenida durante el trabajo de fracturamiento por -- las ecuaciones VI-3 y VI-4<sup>2</sup>

$$\Delta P_p = P_s - ISIP - \Delta P_f \quad \text{VI-3}$$

$$N = \frac{Q^2 SG}{C \cdot D^4 \cdot \Delta P_p} \quad \text{VI-4}$$

donde: ISIP.- es la presión en la TP al cerrar el pozo

SG \_ es la densidad relativa (agua=1.0)

Generalmente los calculos hechos para los pozos del campo Laredo usando pistolas bajo-balanceadas con diámetro de 1-11/16" ---- tienen una eficiencia promedio de 35%. La eficiencia para un -- pozo tiene o se encuentra en un rango dentro de un 10 al 95%.

El éxito en los trabajos de fracturamiento con entradas limitada sólo será obtenido si las perforaciones se encuentran propiamente distribuidas a través del intervalo terminado y si la altura del mismo intervalo concuerda con el gasto de la fractura diseñada. Sin embargo, muchos trabajos de fracturamiento fallan por -- que se desconoce la eficiencia de las perforaciones y el gradiente de fractura para cada zona en particular. El éxito del trabajo de fracturamiento con entrada limitada depende de si se conocen el número de perforaciones que tomarán fluido. El gradiente de fractura en zonas particulares puede conocerse cuando una --- caída de presión mínima en las perforaciones es usada para distribuir un limitado gasto a través del intervalo terminado. En el campo Laredo, una mínima caída de presión en las perforaciones puede ser usada debido a que el gasto de fractura esta limitado por la tubería y por los requerimientos de presión. El gradiente de fractura individual y la eficiencia de las perforaciones generalmente no pueden ser determinados hasta que se ha realizado el fracturamiento o una prueba de admisión.

El éxito del tratamiento con entrada limitada puede obtenerse a pesar de la escasa eficiencia de las perforaciones y el desconocimiento del gradiente de fractura, aunque los registros de temperatura y rayos gama en conjunto con las pruebas de admisión -- antes de la fractura no puedan hacerse.

La prueba de admisión consiste en bombear el gasto de fluido --- fracturante de manera anticipada este fluido es marcado con un trazador radioactivo. El registro de temperatura es usado para determinar la altura de la fractura y la cantidad de fluido que entra en cada zona, el registro de rayos gama también puede ser usado para determinar o corroborar la altura calculada con el -- registro de temperatura. Si una zona no esta recibiendo fluido se pueden adicionar perforaciones, tantas como se requieran, adicionalmente, puede ser detectado algún problema mecánico en el - pozo, tales como canaladuras o grietas del casing, cuando se realice la prueba de admisión. Con una prueba de admisión las ---- consideraciones iniciales son checadas y corregidas antes de iniciar la operación de fracturamiento.

#### VI-2 Diseño de la prueba de admisión e inyección

La prueba de admisión pre-fractura es recomendada para asegurarse de que todas las perforaciones esten abiertas y que éstas --- tomaran fluido. En el campo Laredo conoco usa 2% de KCL en agua y 4.5 Kg/3.8 M<sup>3</sup> (10 lb/1000 gal) de gel, surfactante y una arcilla estabilizadora para el fluido en la prueba de admisión. El - procedimiento seguido para la prueba es:

- 1.- Llenar el pozo con fluido
- 2.- Realizar durante 5 minutos la prueba de admisión para el gasto de fractura anticipado. Cerrar el pozo y medir la ISIP y calcular el número de perforaciones abiertas.
- 3.- Reestablecer la inyección de fluido al pozo.
- 4.- Cerrar el pozo
- 5.- Correr durante algunos minutos (5) la prueba marcando los -- últimos 8 M<sup>3</sup> (50 bl) de fluido con 20 milicurios de líquido trazador con yodo 131.

- 6.- Sobredesplazar el trazador para los últimos  $4.8 \text{ M}^3$  (30.bl) con fluido limpio.
- 7.- Correr un registro gama-temperatura a través del intervalo terminado, seguido inmediatamente después de una prueba de admisión y si es posible registrar 91 mts. arriba y abajo del intervalo que fue disparado.

Cuando se diseñe la prueba, se debe asegurar de que el líquido trazador este limpio, y que sea desplazado por los últimos  $4.8 \text{ M}^3$  con fluido limpio. El sobredesplazamiento del trazador es requerido para remover todo los residuos de radioactividad en el pozo. La herramienta de registro de rayos gama puede identificar el trazador cuando este es sobredesplazado. Debido a que la formación carece de radioactividad. El uso de arenas radio-trazadas no es recomendable, por que cuando este es sobredesplazado sobre los 3.36 Mts. (14 pies) hacia la fractura creada, esta no puede ser identificada plenamente por la herramienta de rayos gama por lo que esta arruinará la forma del registro.

Conoco a incorporado las pruebas de inyectividad o admisión como un trabajo previo al fracturamiento, cuando la ocasión lo permita. Esta prueba es hecha cuando hay bastante tiempo para la prueba de admisión y para fracturar al pozo en el mismo día. La opción de los registros de temperatura es para asegurarse de la admisión de fluido en el intervalo tratado. Si el intervalo no esta tomando fluido, perforaciones adicionales pueden ser hechas y el pozo podrá ser fracturado en el mismo día.

Esto posteriormente será notado como si hubiera existido un daño aparente en el pozo, debido al comportamiento posterior a la prueba de admisión. En las fracturas la producción de los pozos frecuentemente se incrementa después de una prueba de admisión, debido a que las perforaciones son abiertas.

VI-3-Análisis de la prueba

El análisis de la prueba de admisión esta basado principalmente en los registros de temperatura. El relieve del registro de temperatura con el gradiente geotérmico cambiará en relación a un punto en particular para la cantidad de fluido que pasa por ese punto. Esta relación la cual fue dada por Witterhold y Tixier<sup>3</sup> es mostrada para la fig. VI-3 El gradiente cambia de 33°F en el punto uno, sobre el registro de temperatura representando el total del gasto de inyección de 3.2 M<sup>3</sup>/min (20bl/min). El cambio del gradiente en el punto-

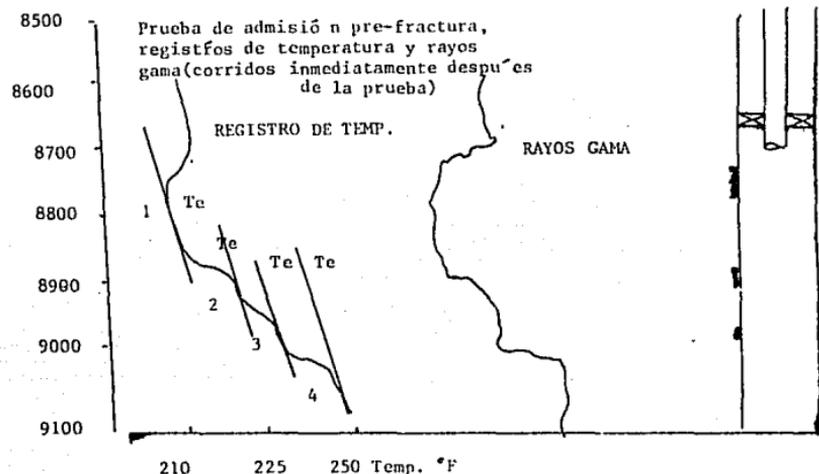


Fig. VI-3 Pozo A. Webb Country Texas

dos de 19.0°F implica que 19/33 del total de inyección o que el 1.8-M<sup>3</sup>/min (11.5 BPM) esta pasando por este punto. El total del fluido-inyectado hacia la cima de las perforaciones es la diferencia entre los gastos del punto uno y dos es decir de 1.4 M<sup>3</sup>/min (8.5BPM). De manera similar puede ser estimado que las perforaciones de en medio-reciben 0.7 M<sup>3</sup>/min. (4.3 BPM) y que la parte más baja toma 1.2 M<sup>3</sup>/min (7.2 BPM). La relación entre el gasto y la temperatura es mostrada en la fig. VI-5.

El cambio en el gradiente es facilmente observado en la Fig. VII-3 en el punto uno. En el punto dos y tres, el cambio en el gradiente

puede ser encontrado por el trazo de una línea paralela asintótica a el gradiente geotérmico en la máxima lectura leída en el intervalo perforado. Para hacer más fácil la evaluación del registro de temperatura es recomendable que el registro sea graficado.

La prueba de inyección en la fig. VI-3 indica que hay una separación de las fracturas que fueron creadas, porque hay tres distintos cambios de gradientes. Esta prueba encontró que hay un problema potencial con la distribución del fluido.

La cima y la base de las perforaciones reciben 1.4 y 1.2  $M^3/min.$  respectivamente, el cual esta bastante arriba del 0.8  $M^3/min.$  -- por mínimo para cada zona. Sin embargo, la mitad de la zona la cual sólo recibe 0.7  $M^3/min.$ , el cual podría ocultarse en algún punto en la fractura. La distribución de perforaciones fueron originalmente diseñadas para dividir eventualmente el gasto entre las tres zonas de 3.2  $M^3/min.$  para asegurar que la mitad de la zona fue efectivamente tratada, el gasto de fractura fue incrementado a 4.0  $M^3/min.$  del 3.2 que se tenía originalmente. El incremento en el gasto fue posible en este pozo porque fue el más somero en el campo.

La prueba de inyección mostrada en la fig. VI-4 indica que una sola fractura fue creada a través de la cima de las tres perforaciones debido a que hay un solo cambio del gradiente. La prueba también indica que el fluido no fue inyectado a las perforaciones más bajas. El registro de rayos gama apoya a este análisis. La zona inferior fue reperforada previa al trabajo de fracturamiento. El diseño de fracturamiento debe considerar que dos fracturas independientes seran creadas.

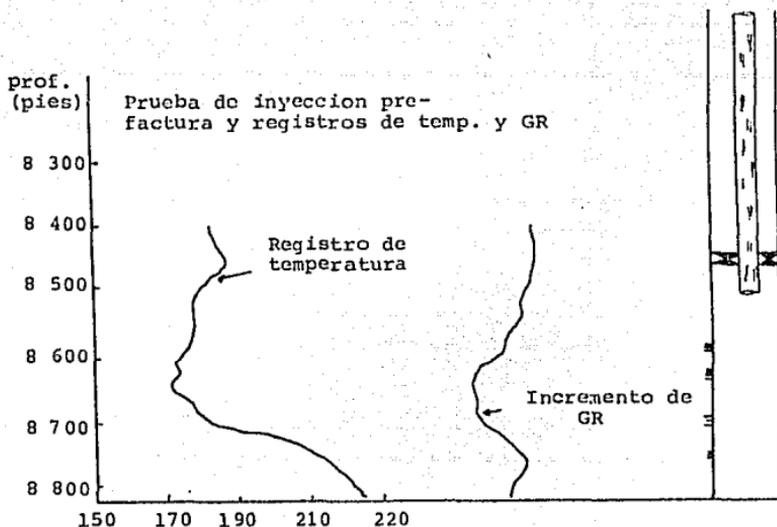


Fig. VI-4 pozo B, Webb Country Texas

Lo interesante aquí es que las pruebas mostradas en la fig. VI-3 VI-4 fueron corridas en pozos localizados en la misma área y terminados en la misma zona. En un pozo fueron creadas tres fracturas y en el segundo solamente dos (considerando que la zona más baja tomara fluido hasta estar reperforadas). Esto es un factor importante para saber porque más fracturas independientes son creadas a través del intervalo terminado, la mayor precisión de la distribución de fluido puede ser ayudada por el ocultamiento. Frecuentemente el tamaño máximo del intervalo terminado es determinado por el número de fracturas independientes que serán creadas como si se estuvieran oponiendo a la altura total de la zona productora.

Los registros de rayos gama son usados para analizar los registros de temperatura, para determinar la altura de la fractura y para detectar algún problema mecánico con el pozo. La altura de la fractura es difícil de determinar de los registros de temperatura porque deben ser corridos inmediatamente después de la prueba

de inyección el gradiente de temperatura entre las zonas hará -- difícil la determinación de la cantidad de fluido que entra a ca da zona. La prueba post-inyección mostrada en la fig. VI-6 ha - perdido temperatura y fue corrido 16 horas después del registro o prueba de inyección. El gradiente de temperatura se ha dete--riorado hasta el punto donde es imposible determinar la cantidad de fluido que entra en cada zona. Esto esta considerado que las dos zonas en la fig. VI-6 toman igual cantidad de fluido debido a que cada zona es enfriada igual.

El registro de rayos gama es también usado para encontrar cual--quier problema mecánico en el pozo. Tales como canaladuras o -- agrietamientos de la tubería. Si el material trazado es localiza--do en otro lugar, esto será indicativo de un problema mecánico por lo que se deben tomar las medidas correctivas necesarias.

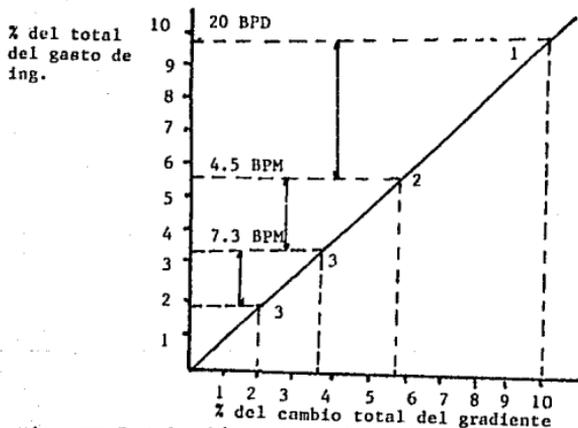


Fig. VI-5 Relación entre el gasto y la temperatura en el Pozo A.

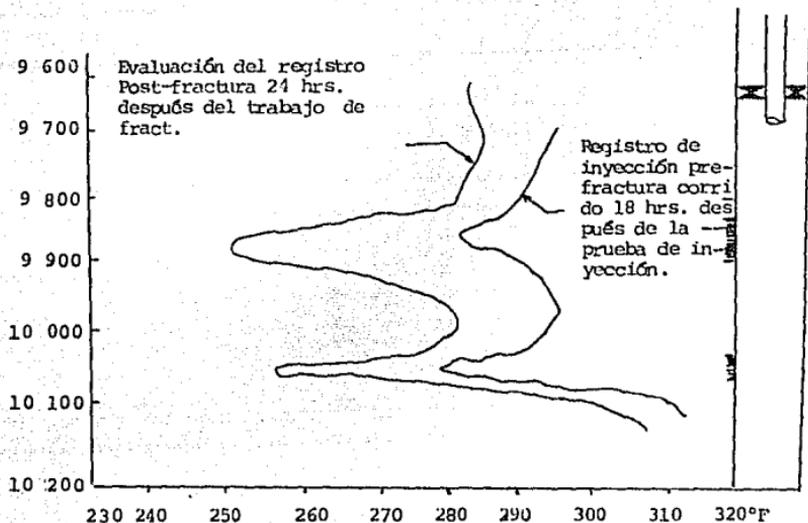


Fig. VI-6 Pozo C, Zapata Country Texas

#### VI-4 Resultados

Conoco a corrido 10 pruebas de inyección en el campo Laredo Texas cinco de estas pruebas encontraron problemas con la distribución de fluido que han de ser corregidas con perforaciones adicionales. Una prueba encontro que el fluido fracturante estaba inyectándose a través de una de las perforaciones a 1 220 mts. (4 mil pies) --arriba del intervalo terminado. Unicamente cuatro pruebas indicaron que la distribución de fluido y el diseño de fracturamiento --eran correctas.

La evaluación de los registros post-fractura ha mostrado que las--pruebas pre-fractura predicen exactamente la distribución de flui--do durante el trabajo de fracturamiento. El registro de tempera--tura mostrado en la fig. VI-6 muestra la concordancia entre la --prueba de inyección y el trabajo de fractura. Los registros corr--ridos durante la prueba de inyección indican que ambas zonas se--rán fracturadas y el registro post-fractura lo corrobora.

### VI-5 Otros registros

Muchas operaciones han tenido máquinas o registros de ruidos antes del trabajo de fractura para determinar cuales perforaciones estan abiertas. La idea es que si una zona produce, también tomara fluido fracturante. La fig. VI-7 muestra una comparación --- entre el registro de la prueba post-inyectividad y las mediciones de ruido del pozo productor después de la prueba de inyección. - El registro de ruido indica que el 85% de la producción está dada de la parte inferior. Sin embargo, el registro de temperatura muestra que todas las zonas han aceptado fluido. Por lo que un registro de ruidos no puede ser usado para determinar el perfil de la inyección por ello refleja la producción de zonas individuales, en el intervalo terminado y no cuanto fluido fracturante -- será tomado durante el trabajo de fracturamiento.

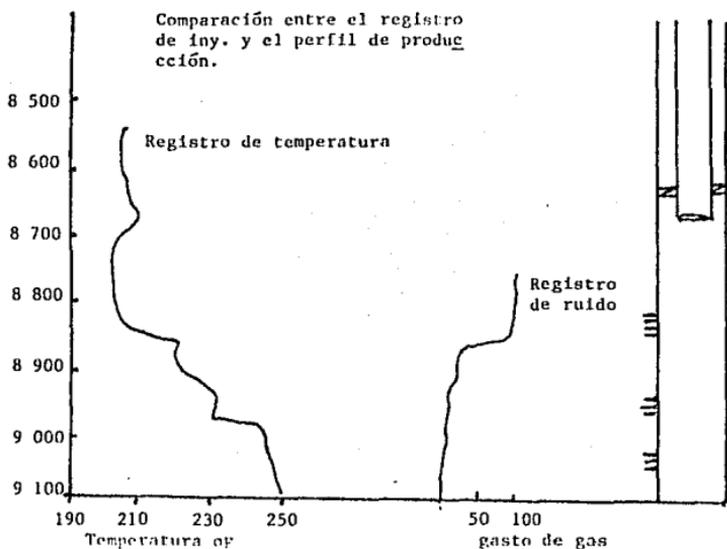


Fig. VI-7 Pozo A, Webb Country Texas.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Whal, Harry A.; "Conoco Frac. Design Manual", Conoco Inc.; -  
Fonca City Oklahoma; 1976
- 2.- Haward, G. C. and Fast, C.F.; "Hydraulic Fracturing", SPE AIME  
New York; 1970; Page 100
- 3.- Whiterhold, E. J. and Tixier, M.P.: "Temperature Logging in--  
jección Wells", SPE 4022; presented at 47 th Annual Fall Mee-  
tting; San Antonio, Texas; October 8-11,1972

## CAPITULO VII

### DETERMINACION DE ALTURA VERTICAL DE FRACTURAS

#### INDUCIDAS EN POZOS DESVIADOS

#### INTRODUCCION

Generalmente se cree que el fracturamiento hidráulico inicia ---- cuando el esfuerzo de tensión máximo inducido en la pared del pozo excede al esfuerzo de tensión de la formación. Iniciando la - propagación de la fractura en un plano perpendicular al menor esfuerzo principal insitu. En el caso de pozos verticales es usual que uno de los principales esfuerzos insitu sea paralelo al eje - de agujero. El plano de fractura resultante será paralelo o perpendicular al eje del pozo, es decir una fractura horizontal o -- vertical. A profundidades someras del orden de 2000 pies más --- fracturas son inducidas de manera horizontal. <sup>1</sup>

En un pozo desviado ninguno de los principales esfuerzos insitu - es paralelo al eje del pozo. Así el inicio de una fractura en un pozo desviado estará hacia dos puntos opuestos a lo largo de la - circunferencia del pozo. Unicamente cuando la desviación del pozo esta muy cerca del azimut que el plano de fractura barre la -- zona perforada o abierta. Haciendo posible crear varias fractu-- ras en un mismo pozo.

En una fractura radial la presión del fluido a la entrada de la - fractura decaese con el incremento del radio de la fractura. <sup>2</sup> El campo probado presentado en este capítulo pretende entender el -- mecanismo del fracturamiento en pozos desviados, por el monitoreo de la presión de fractura en el fondo del pozo durante el bombeo. Estos valores de presión fueron obtenidos con la ayuda de un sistema de cómputo durante la prueba de pre-fractura. <sup>3,4</sup>

Una serie de registros de temperatura post-fractura prosiguió con a la declinación de la presión en la misma fractura. La presión de fondo durante el periodo de inyección cambió y fue extensamente analizada y el declinamiento de la presión después del cierre también fué estudiada.

El objetivo de la prueba fue para determinar los parámetros de -- fractura tales como geometría, esfuerzo insitu, orientación de la fractura con relación al pozo, extensión areal y dirección de la fractura, etc., para desarrollar trabajos futuros en esta área y una guía para trabajos en otras áreas con condiciones similares.

#### VII-1 Presentación del Campo

Las pruebas fueron hechas en el campo del Río Kuparuk en cuatro pozos desviados. El campo Kuparuk está localizado hacia el norte de Alaska en el norte de Slope, justo al oeste de Prudhoe. La formación Río Kuparuk tiene un espesor promedio de 300 pies -- con la cima de la formación entre los 5600 y 6500 pies del nivel del mar. La formación está más abajo del Cretácico con arenas de poco espesor las cuales contienen yacimientos de calidad en los -- intervalos A y C. Las arenas del C son de grano fino a granos --- grandes y están frecuentemente cementados por siderita con intervalos productores que varían en un rango de 5 a 10 pies. El -- intervalo B consiste de arenas no productivas que tienen un espesor de 20 a 100 pies. Las arenas de intervalo A consisten de una se--- cuencia de intercapas de grano muy fino a grano fino de cuarzo -- arenisca, caliza y lutita. El intervalo productor de la arena A. tiene un espesor de 15 a 60 pies.

Todas las pruebas de pre-fracturamiento fueron hechas en la arena A. También fueron obtenidas muestras de núcleos y probados sus -- propiedades petrofísicas. Promediando para la arena del A un módulo de young de  $0.79 \times 10^6$  psi, y su correspondiente relación de Poisson fue de 0.15. La arena del A tiene una porosidad promedio de 24% y una permeabilidad promedio de 60 md. La fig. VII-1 muestra la localización de los cuatro pozos probados.

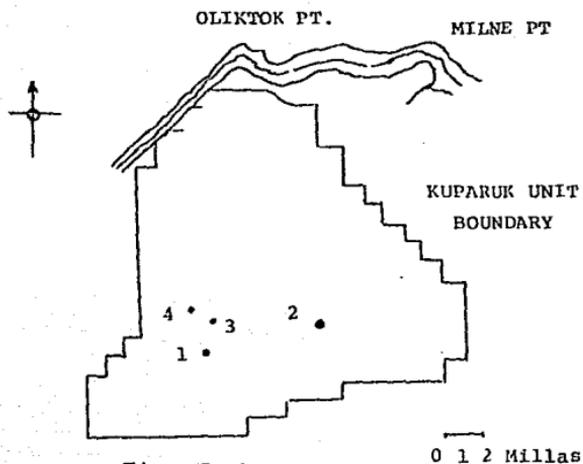


Fig. VII-1

VII-1 Localización de los pozos del campo.

VII-a Preparación del pozo.

El pozo fue perforado y adernado para una profundidad total con una TR de 7". El pozo fue terminado y disparado en la arena A en dos intervalos ( específicamente los intervalos estarán dados en los pozos individualmente en las secciones subsecuentes como ellas esten designadas). Un empacador fue colocado de 57 a 80 - pies arriba de la cima de las perforaciones. Una tubería de -- producción de 3 1/2 " fue introducida y el rabo de la misma colo cado a 27 pies abajo del empacador. La longitud verdadera del- intérvalo es identificada como la distancia medida. La fig. - VII-2 muestra un arreglo típico del fondo, listo para la prueba de pre-fractura.

#### VIIIb Recopilación de los Datos

La presión y otros datos fueron obtenidos a través de un sistema de cómputo. El sistema estuvo compuesto de un monitor de fractura, una unidad de recopilación de datos, un cristal de cuarzo en el fondo usado como sensor de presión y computador. En la superficie fueron colocados un graficador e impresor como equipo -- periférico de cómputo. El procedimiento operacional y la capacidad del sistema es descrito por la referencia 4.

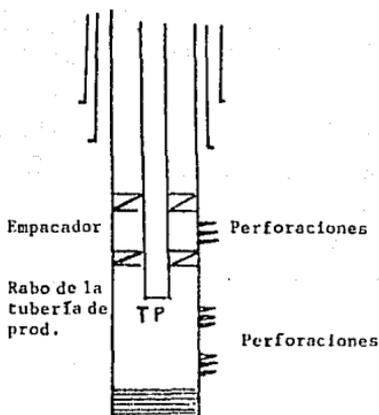


Fig. VII-2 Arreglo esquemático del pozo mostrando la posición de los empacadores, intervalo disparado y el fondo de la tubería.

#### VII-1c Procedimiento en la Prueba de Pre-fractura

Un procedimiento general fue observado para ambas pruebas de pre-fractura.

- 1.- Obtener una prueba de producción de 12 hrs., 24 hrs. antes de la prueba pre-fractura y cerrar el pozo por 24 horas.

- 2.- Registrar el fondo y checar obstrucciones, correr los registros CCL/temperatura y rayos gama para la línea base.
- 3.- Suspender el sensor de presión en el fondo del pozo de 4 a 7" arriba del rabo de la tubería.
- 4.- Unir el equipo de fracturamiento y probar el equipo para una presión de 5000 psi.
- 5.- Elevar la presión en el espacio anular a 1500 psi.
- 6.- Inyectar de 2 a 8 BPM hacia la formación para obtener la ISIP después de cerrado el pozo.
- 7.- Habiendo empezado la prueba para un gasto de 0.25 BPM por 10 minutos e incrementándolo de 0.25 a 0.5 BPM para cada subsecuente periodo de tiempo hasta obtener la presión requerida.
- 8.- Cerrar el pozo para medir la ISIP.
- 9.- Bombeando de 25 a 125 bl de fluido de tratamiento con aditivos como rompedores y de pérdida de fluido a un gasto de 0.25 a 0.5 BPM y cerrar el pozo para la ISIP.
- 10.- Comenzar la prueba de admisión. Bombeando de 40 a 50 bl de fluido a 10 o 15 BPM en directo. Bombear de 30 a 40 bl a 0.25 o 5 BPM inverso, repitiendo la serie para unas tres veces.
- 11.- Cerrar el pozo.
- 12.- Comenzar la mini-fractura con un volumen de fluido de tratamiento de 200 a 400 bl a 15 BPM.
- 13.- Suspender el bombeo y registrar la PWF, TF, TS y PWH para una o dos horas.
- 14.- Inmediatamente después de la declinación de la presión en la mini-fractura correr el registro de temperatura estático post fractura sobre el intervalo tratado. Correr más de tres registros, los últimos registros de temperatura deberán hacerse 24 horas después de realizada la mini-fractura.
- 15.- Abrir el pozo para una prueba de producción.
- 16.- Limpiar el pozo haciendolo fluir por ambas tuberías.

Durante la prueba de pre-fractura las presiones de superficie y fondo, gastos y temperatura de fondo son grabadas en un tiempo base real.

#### VII-1d Resultados de la prueba

Cuatro pozos fueron probados siguiendo el procedimiento de prueba descrito. Los resultados y análisis de las pruebas individuales son acompañados y presentados. Los datos detallados y análisis son acompañados y descritos en el pozo uno. Los datos y --- resultados para los otros pozos seguirán el mismo procedimiento y únicamente los resultados serán presentados.

##### Pozo No. 1

Este pozo fue perforado y disparado entre 6,036 y 6,059 pies TVD con cuatro disparos por pie (SPF) desfasados a 90 grados uno de otro, el empacador fue colocado a 80 pies arriba de las perforaciones. El pozo fue desviado 36°7' de la vertical a la profundidad perforada de 6,048 pies de TVD. La distancia de cierre de la cabeza del pozo a las perforaciones fue 3,300 pies, con una --- dirección de S 89°50' W. Una tubería de 2 7/8" fue introducida y la última tubería colocada a 16 pies abajo del empacador. La -- presión de fondo tomada por el transducer fue hecha cinco pies - arriba del rabo de la última TP.

Sesenta barriles de diesel fueron bombeados a 2 BPM para romper la formación. La presión de fractura fue de 6,450 psi. La pre--- sión de cierre instantánea (ISIP) después del rompimiento fue de 4,705 psi. El incremento en el gasto en la prueba fue de 0.25 a 2.5 BPM por 10 minutos. La ISIP se incremento cuando el gasto se elevó a 1.7 BPM. La ISIP después del incremento en el gasto fue de 4,630 psi. Otros 50 bl de diesel gel con aditivos de pérdida de fluido y rompedores de gel fueron bombeados hacia la forma--- ción a 5 BPM. El bombeo en la prueba de admisión estuvo comparado con los 40 a 50 bl de gel diesel a 15 BPM. El bombeo en el -- flujo de fluido fue incrementada de 0.25 a 0.5 BPM para un total de 30 a 40 bl. El procedimiento fue repetido dos veces más. El esfuerzo de cierre. (Esfuerzo insitu) no puede ser obtenido por este procedimiento. El diesel gel con 50<sup>bl</sup>/100<sup>bl</sup> gel de harina sili ca y rompedores fueron bombeados a 15 BPM durante la mini-fractura. El volumen total para la mini-fractura fue de 336 bl. La ---

ISIP al cierre fue de 4,436 psi. Una caída de presión relativamente grande de 580 psi ocurrido en el cierre, posiblemente por la fricción en las perforaciones. Durante el declinamiento de la presión ocurrió el esfuerzo de cierre de 4,050 psi. El volumen de fluidos total para esta prueba fue de 840 bl. La presión registrada al terminar es mostrada en la fig. VII-4. Los registros corridos fueron hechos a 3, 11, 20 y 29 hrs. después de la terminación de la mini-fractura.

Perkins y Kern<sup>2</sup> han derivado una ecuación, la cual dará la mínima caída de presión necesaria para extender una fractura radial en la roca. Para un sistema radial y flujo laminar. La presión para la mínima extensión de la fractura excede el esfuerzo insitu. decreciendo como  $\ln(r/r_w)$  a una constante de bombeo  $r^{0.25}$  en la cual  $r$  es el radio de drene y  $r_w$  es el radio del pozo, aunque  $r$  también puede ser el radio de la fractura. Una fractura en un pozo desviado hará un sistema radial interceptando al pozo en una o más localizaciones. El decremento continuo en la presión de fractura y la ISIP en este pozo sugieren que la fractura creada fue una fractura radial iniciada a la mitad de la zona perforada. Además una alta caída de presión en el cierre sugirieron que únicamente unas perforaciones estan abiertas al flujo de fluidos. El registro de temperatura post-fractura apoya esta observación. Más el enfriado ocurre en un intervalo limitado cerca de las perforaciones.

Como la fractura se extiende, la superficie de fractura esta alejada del pozo. Así el enfriado será limitado en el pozo a una distancia del punto donde se inicia la fractura. Un movimiento de fluido aparece entre las 3 y 11 hrs. en las corridas. La cima de la fractura no puede ser identificado de los registros.

Este pozo fue subsecuentemente fracturado con diesel gel cargado con sustentante. Un colchón de 112 bl fueron usados. Un total de

volumen de 174 bl con 14,000 lb de arena 20/40 y 6,500 libras de sustentante de densidad intermedia de 12/20 fueron desplazados.- El pozo admitió el 83% del total de volumen planeado.

Pozo No. 2

Este pozo fue disparado entre los intervalos de 6,093 a 6,104 y 6,115 a 6,148 pies TVD con 12 SPF desfasados a 90 grados. El empacador fue fijado a 80 pies arriba de la cima de las perforaciones. El pozo fue desviado 24 grados 6 minutos a la profundidad-perforada de 6,131 pies TVD. La distancia de cierre fue de 5,202 pies con una dirección de N9°13'15" W. Una tubería de 3 1/2" fue fijada hasta 20 pies abajo del empacador. El transducer de la presión de fondo fijado 4 pies arriba de la última tubería.

Un total de volumen de fluido de 700 bl de gel agua fue usada en la prueba de pre-fracturamiento. La ruptura ocurrió a 4,000 psi. Posteriormente la presión fue de 3,850 psi.a.l.0 BPM. Un serie de ISIP muestra el incremento continuo en las presiones -- desde 4,031, 4,145, 4,240 psi. El esfuerzo de cierre fue de 3,450 psi. El volumen de fluido para la mini-fractura fue de 199 bl a 14 BPM con una caída de presión relativamente pequeña de 40 psi en el cierre, indicando un gran número de perforaciones abiertas distinto del pozo uno, ya que este pozo muestra un incremento continuo de la presión con el tiempo como la muestra la Fig. VII-5.

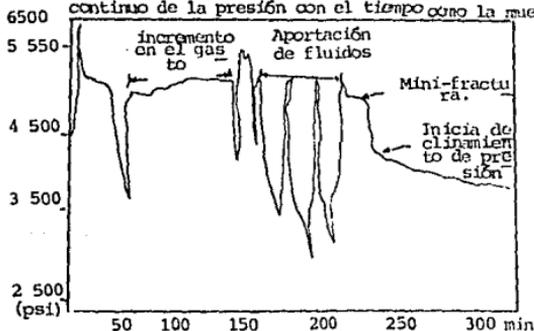


Fig. VII-3 Presión de fondo medida contra tiempo en el pozo uno.

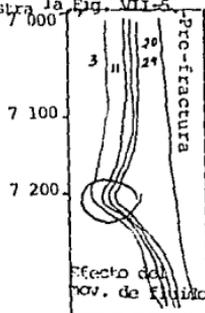


Fig. VII-4 Registros de temperatura post-fractura en el pozo uno.

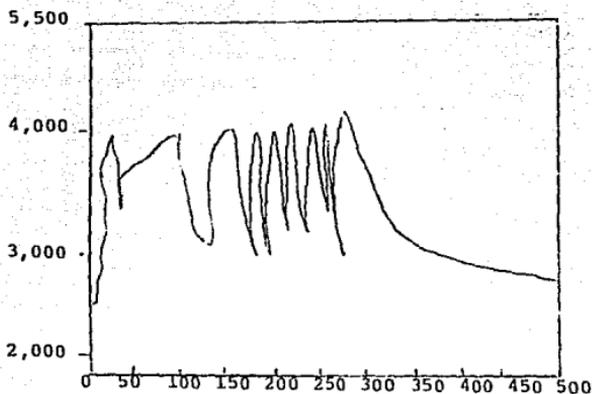


Fig. VII-5 Presión de fondo medida contra tiempo en el pozo dos

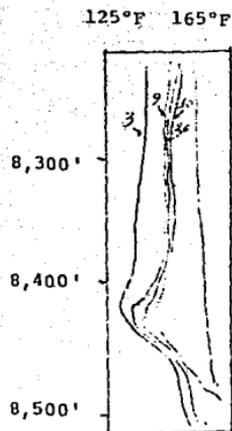


Fig. VII-6 Registros de temperatura post-fractura en el pozo dos.

Como bien sabemos, <sup>2,3</sup> el incremento en la presión de fractura con el tiempo indica relativamente que la fractura está contenida, es decir que no hay resbalamiento entre las capas superior e inferior. Esto indica que la fractura barrió la entrada en la zona disparada y se propagó paralelamente al azimuth del pozo. Así la dirección de la fractura es hacia el norte y el sur aproximadamente. Como lo muestra la fig. VIII-6, una buena definición del enfriado anormal en el registro de temperatura post-fractura apoya esta observación. Los registros fueron corridos de 3,9,26 y 39 horas después de la mini-fractura. Una fractura de aproximadamente 90 pies de altura fue obtenida.

El pozo fue subsecuentemente fracturado con 129 bl de agua gel como colchón y 81 bl de agua cargada con 10.000 lb de arena 20/40 según el diseño.

Pozo No.3

Este pozo fue disparado entre 5,923 a 5,932 y de 5,944 a

5,973 pies de TVD con 4 SPF desfasados a 90 grados. El empa--  
 dor fue colocado a 65 pies arriba de la cima del intervalo dispa--  
 rado. El pozo fue desviado 6 grados 5 min. de la vertical a la  
 profundidad perforada de 5,958 pies de TVD. La distancia de cierre fue de 1,500 pies con una dirección de S 90°40' E. Una tubería de producción de 3 1/2 pulgadas fue colocada hasta 27 pies -  
 abajo del empa--  
 dor. El transducer de presión fue colocado a 7  
 pies arriba del rabo de la última tubería.

El volumen de fluido es de 650 bl gel agua para esta prueba. La presión de ruptura fue de 4,150 psi. La presión se incrementó -  
 de 3,830 psi a 0.4 BPM. Una serie de ISIP muestran valores estables de 3,863, 3867 y 3850 psi. El esfuerzo de cierre fue de ---  
 3,480 psi. La mini-fractura fue hecha con 302 bl a 15 BPM. La --  
 caída de presión al momento del cierre fue de 60 psi. La fig. --  
 VII-7 muestra la historia de la presión contra el tiempo. Los --  
 registros de temperatura post-fractura son mostrados en la fig.  
 VII-8. Ellos fueron corridos a 13,19 y 27 hrs. después de la ---  
 mini-fractura. Una fractura de aproximadamente 140 pies fue ----  
 obtenida. Este pozo es casi vertical, esto supone que la fractura  
 se localiza a lo largo del pozo conectando todas las perforaciones. Además ambas presiones son estables con el tiempo y re--

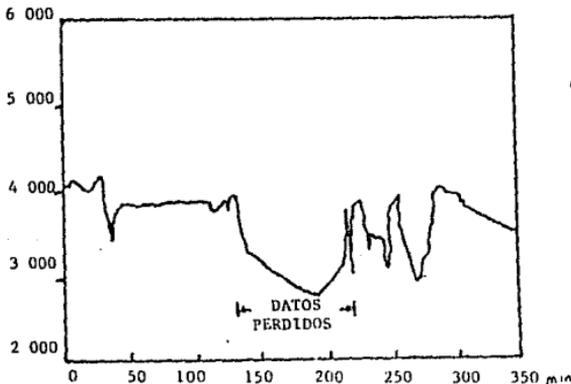


Fig. VII-7 Presión de fondo medida  
 contra el tiempo para el pozo 3

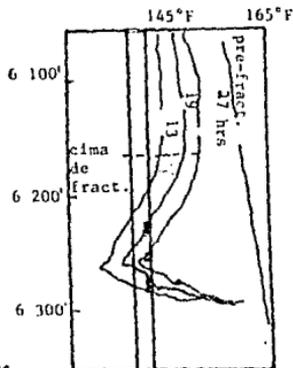


Fig. VII-8 Registros de  
 temperatura post-fractura

-gistros de temperatura post-fractura apoyan esta observación.

El pozo subsecuentemente fracturado con 13,500 libras de arena - 12/20 y 161 bl de agua gel segun el diseño.

#### Pozo No. 4

Este pozo fue disparado entre los intervalos de 5,890 a 5897 y 5,905 a 5,931 pies de TVD con 4 SPF desfasados a 90 grados. El empacador fue fijado a 57 pies arriba de las perforaciones. El pozo fue desviado 27 grados de la vertical a la profundidad de - 5,924 pies. La distancia de cierre fue de 4,000 pies con una --- dirección de N 66° W. Una TP de 3 1/2" fue colocada abajo del -- empacador. El transducer de presión fue fijado a 6 pies arriba - del rabo de la última TP.

El volumen de fluido fue de 645 bl de diesel limpio y diesel gel para esta prueba. La presión de ruptura fue de 4,800 psi. La pre sión se incrementó hasta 4,185 psi. a 1.1 BPM. Las ISIP's fueron 4,096, 4,017, 3,929 y 4,100 psi. El esfuerzo de cierre fue de -- 3,480 psi.

El volumen total de fluido para la prueba de mini-fractura fue - de 257 bl de diesel gel a 15 BPM con 350 psi de caída de presión en el cierre. La fig. VII-9 muestra un grabado completo de la -- presión contra el tiempo. La fig. VII-10 muestra el registro de temperatura post-fractura corrido a 4,10,19 y 28 hrs. después -- del cierre y la terminación de la mini-fractura. El pozo parece estar intersectado por dos fracturas radiales orientadas hacia - la cima y la base del intervalo disparado. Las ISIP muestran que tienden a decrecer. El registro de temperatura post-fractura mos tró la existencia de movimiento de fluidos migratorios de la cima de los disparos a1 fondo del intervalo disparado. La altura de la fractura no puede ser determinada del registro.

Este pozo fue subsiguientemente fracturado con agua gel cargada con sustentante. El total de volumen bombeado fue de 120 bl con 55 bl conteniendo 6,410 lbm de arena 12/20. El pozo admitió el 50 por ciento del sustentante desplazado.

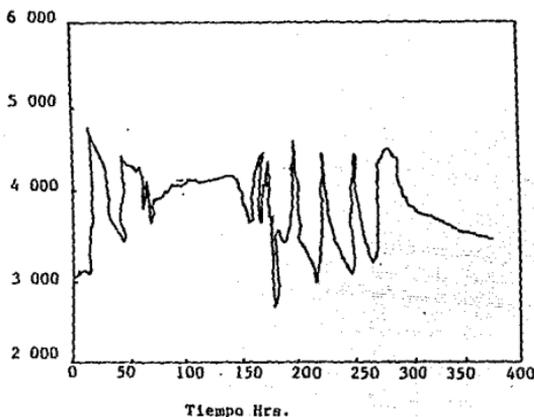


Fig. VII-9 Presiones de fondo medidas contra el tiempo para el pozo No. 4

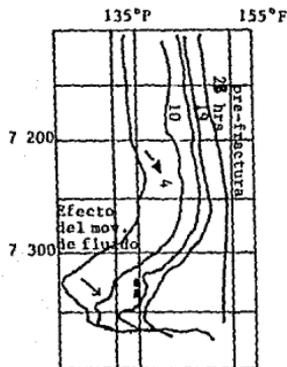


Fig. VII-10 Registros de temperatura post-fractura para el pozo No. 4

#### VII-2 Resumen de la Prueba

Cuatro pozos fueron pre-fracturados usando medidores de presión y el subsiguiente registro de temperatura post-fractura. La tabla No. 1 resume los datos obtenidos para estas mediciones. De los datos de la tabla No. 1 se pueden hacer las siguientes consideraciones y observaciones.

- 1.- El esfuerzo de cierre (esfuerzo insitu) en el área es muy consistente.

- 2.- La variación en la presión de rompimiento es posible debido a las condiciones del pozo y la relativa orientación entre el azimut del pozo.
- 3.- Dos pozos (los números 2 y 3) de los cuales se considera -- que tienen la orientación de la fractura paralela al azimut del pozo, teniendo aproximadamente la misma presión de rompimiento y extensión.
- 4.- Una caída de presión grande en el cierre después de la mini fractura es posible debido a la fricción en las perforaciones en el pozo indicando restricciones al flujo.
- 5.- Las ISIP no parecen estar relacionadas con el gasto a bombear.

Subsecuentemente el sustentante acarreado en la estimulación -- tiene varios efectos. Los pozos del 1 al 4 muestran la admisión prematura. Esto se cree es debido a la fractura. La experiencia indica que usando grandes volúmenes y arena pequeña como la 20/40 casi se elimina la admisión prematura.

#### VII-3 Conclusiones del Método.

- 1.- Una orientación de la fractura relativa al azimut del pozo puede ser obtenida utilizando medidores de presión y registros de temperatura post-fractura.
- 2.- Una serie de pruebas pre-fracturamiento en una área con pozos adyacentes desviados puede dar la orientación de la --- fractura inferida positivamente. Sin embargo, cuatro o más pozos en el área pueden ser requeridos.
- 3.- Una comparación de la caída de presión durante el cierre de la mini-fractura en el pozo puede ser usada para determinar la forma de la fractura de cada pozo.
- 4.- El registro de temperatura post-fractura es una herramienta útil para apoyar la orientación de la fractura en pozos desviados.
- 5.- Como el caso de la historia han mostrado resultados de la - prueba pre-fractura, la predicción del resultado de la subse

cuenta estimulación sustentada puede ser hecha. Cuando la dirección de la fractura varía significativamente con el azimut del pozo, ese mismo diseño dará buenos resultados en otros pozos. El grado de desviación no parece tener relación con el tamaño del tratamiento.

Tabal VII-1

Resultados de la Prueba Pre-Fracturamiento.

Pozo No.	Angulo de desviación a la prof.	Distancia de Cierre al pozo y Dirección	Presión de fondo (psi)					
			Ruptura	Ext.ISIP			Cierre	$\Delta P$
				BPM				
1	36°7' a 6048 (4 a 90)	3300 S 89°50' W	6450	5180	4705	4050	480	
				a 1.7	a 2		a 15	
					4630			
					a 2.5			
					4436			
					a 15			
2	24°6' a 6131 (12 a 90)	5202 N 9°13'5"W	4000	3850	4031	3450	40	
				a 1.0	a 4.5		a 14	
					4145			
					a 5.0			
					4240			
					a 15			
3	6°5' a 5958 (4 a 90)	1600 S 59°40' W	4150	3830	3863	3480	60	
				a 0.4	a 2.5		a 15	
					3867			
					a 5.0			
					3859			
					a 15			
4	27° a 5924 (4 a 90)	4000 N 66° W	4850	4185	4096	3480	350	
					a 2		a 15	
					4017			
					a 2			

## REFERENCIAS

- 1.- Veatch, R.W. Jr; "Overview of Current Hydraulic Fracturing --- Design and Treatment Technology -Part No. 1 ", JPT, April 1983, Page 677-687.
- 2.- Perkins, T.K. and Kerns, L.R.; "Widths Of Hydraulic Fractures JPT, Sep. 1961 Page 937-949.
- 3.- Nolte K.G. and Smith, M.D.; "Interpretation of Fracturing -- Pressures", JPT, Sep. 1981, Page 1967-1775.
- 4.- Cooper, G.D., Nelson S.G. and Schopper M.D.; "Improving Fracturing Design Through The Use of an on-site Computer System" Art. SPE 12063 Presented en The 58th Exhibition annual Meeting San Fco. Cal., Oct. 5-8 1983.

CAPITULO VIII  
EJEMPLOS DE APLICACION  
INTRODUCCION

A continuación son presentados unos ejemplos los cuales son tomados del trabajo de Kirby<sup>1</sup>. Estos ejemplos son de pozos del área Shreveport Texas y el método aplicado es el propuesto por Schlumberger.

Ejemplo No. 1

En la fig. VIII-1 se ilustra el registro de temperatura en un pozo con terminación por entrada limitada. En este caso cuatro zonas distintas fueron estimuladas simultáneamente. El registro de temperatura base fue corrido antes de la operación de fracturamiento, posteriormente el pozo fué cerrado durante 30 horas antes de correr el registro de temperatura post-fractura.

Para cada zona  $T_f$  es seleccionada como el punto de máxima deflexión sobre el perfil de temperatura y el correspondiente  $T_z$  es leído del registro base.

$$\begin{aligned} \text{Zona 1 } T_f &= 239.5^\circ\text{F} & T_z &= 268.5^\circ\text{F} \\ T_b &= T_f + 0.2 (T_z - T_f) \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores correspondientes

$$\begin{aligned} T_b &= 239.5 + 0.2 (268.6 - 239.5) \\ T_b &= 245^\circ\text{F} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la fractura está comprendida dentro del intervalo en el cual la temperatura es menor que  $245^\circ\text{F}$ .

Zona 2  $T_f = 236.5^\circ\text{F}$

$T_b = 243.5^\circ\text{F}$

Zona 3  $T_f = 251.5^\circ\text{F}$

$T_z = 270.5^\circ\text{F}$

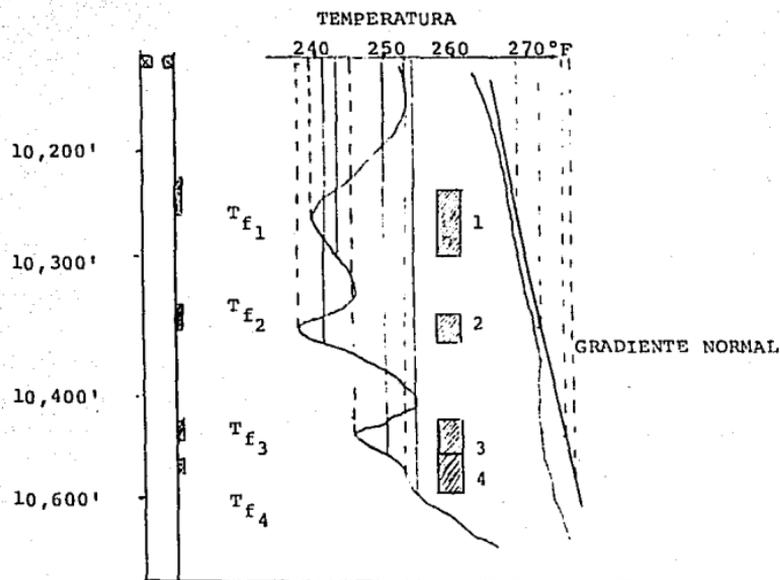


Fig. VIII-1 Determinación de altura de fracturas en una zona con terminación doble.

Zona 4  $T_f = 256.5^\circ\text{F}$

Aunque la zona 3 aparentemente esta terminada como una zona separada el límite de la zona 4 se traslapa con el límite inferior de la zona 3. Por lo tanto, las dos zonas estan conectadas por la fractura.

## Intepretación

El registro de temperatura indica que todas las zonas toman -- fluido y que la fractura se extiende sobre los siguientes intervalos; 10 240' a 10 310', 10 340' a 10 370', 10 425' a 10 490 pies.

### Ejemplo Mo. 2

En la fig. VIII-2 los datos de temperatura no estan tan completos como en el ejemplo uno, pues el registro de temperatura ba se no fue corrido. Sin embargo se utilizó arena radiotrazada que fue mezclada con el sustentante, y el pozo permaneció cerrado por 22 hrs. antes que el registro de temperatura fuera corrido. El registro de temperatura mostró un valor bastante alto, aproximándose al gradiente geotérmico.

En ausencia del registro de temperatura base se constituye un gradiente paralelo al geotérmico. Así aproximándolo al perfil de temperatura asintóticamente. Haciendo esto aquí se en encuentra un valor para  $T_f = 238^\circ F$  y el correspondiente  $T_z = 280^\circ F$ , lo cual será mejor aproximación obtenible con los datos disponibles.

$$T_b = 246.5^\circ F$$

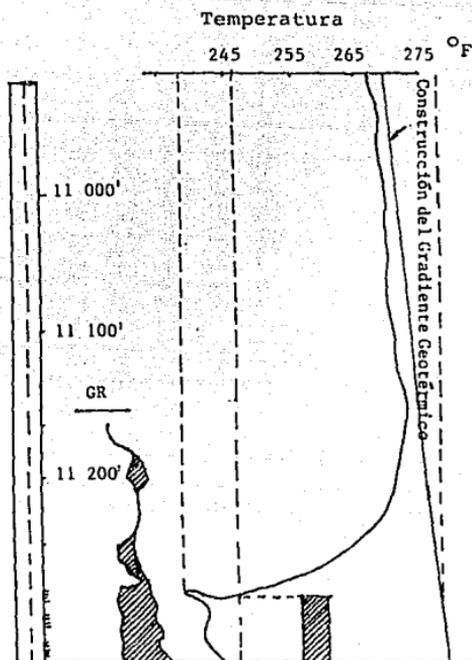


Fig. VIII-2 Registro de temperatura y GR 22 hrs. después de la --  
fractura.

La fractura por lo tanto se extiende de 11 342' abajo de la prime-  
ra lectura de la herramienta, el registro de rayos gama verifica  
esta observación.

El registro de temperatura inidca que todas las perforaciones han  
aceptado fluido y que la fractura se extiende hacia abajo de la -  
primera lectura de la herramienta. El registro de rayos gama con  
firma esta interpretación, debido a que la arena radiotrazada es  
localizada desde 11 342' hasta 11 403 pies.

### Ejemplo No. 3

Fig. VIII-3 las condiciones son similares a las del ejemplo -- dos, no tiene registro de temperatura base pero arena radiotrazada fue mezclada con la arena de la fractura y el pozo permaneció cerrado bastante tiempo para que se disiparan las anomalías del calor causado por el empacador y el casing.

otra vez en este ejemplo se construye un gradiente paralelo al geotermico, de tal forma que la aproximación al perfil de temperatura sea asintótico. Haciendo esto en este registro se -- tiene que  $T_f = 227^\circ\text{F}$  y la correspondiente  $T_z = 287^\circ\text{F}$ .

$$T_b = 239^\circ\text{F}$$

### Interpretación

El registro de temperatura indica que todas las zonas aceptan fluido y la fractura se extiende de 11 346 a 11 392 pies. el registro de rayos gama confirma esta interpretación ya que las arenas radiotrazadas están localizadas de 11 364 a 11 392 pies.

### Ejemplo No. 4

Fig. VIII-4 en este problema el registro de temperatura base no fue corrido, la arena radiotrazada fue mezclada con la arena de la fractura y el tiempo de cierre fue suficiente para disipar las anomalías del enfriado normal provocadas por la TR y el empacador. Aquí también se construye el gradiente geotermico como se hizo en los otros ejemplos sólo que aquí se compensa en 2 y 3 grados esto por el efecto de la TP.

$$T_b = 262^\circ\text{F}$$

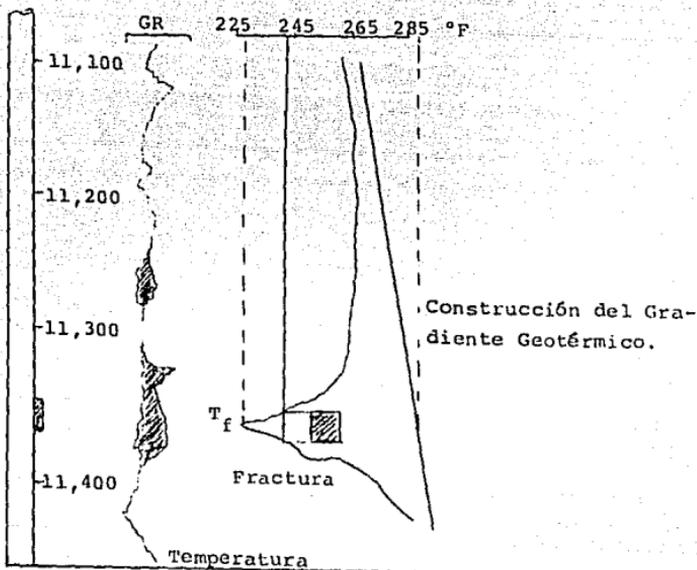


Fig. VIII-3 Registros de temperatura y rayos gama.

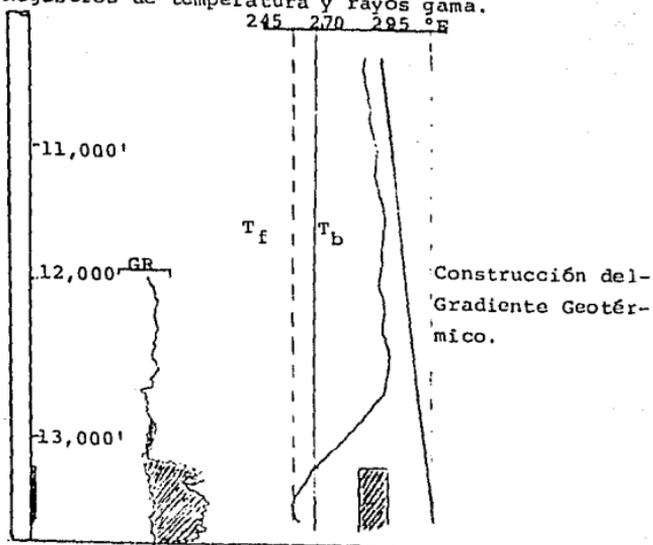


Fig. VIII-4 Registro de temperatura y rayos gama.

## Interpretación

El registro de temperatura indica la entrada a la zona tratada con la extensión de la fractura de 13215 pies hacia abajo de las primeras perforaciones y que esta está comprendida en una porción del yacimiento donde la temperatura es de 262°F. La altura total de la fractura no puede ser estimada ya que la -- parte inferior de las perforaciones están cubiertas con arena formando un tapon haciendo difícil identificar la base de la-- fractura. finalmente el registro de rayos gama confirma esta - interpretación.

### Ejemplo No. 5

En la fig. VIII-5 se ilustra la aplicación del método Dobkins-- en el cual se localizan los efectos de la conductividad y se-- precisan la cima y la base de la fractura. En este ejemplo la cima de la fractura está localizada a 10 100 pies que es el -- punto donde los dos perfiles pre y pos fractura se separan y - la base a los 10 300 pies siendo este punto donde los perfiles de temperatura vuelven a acercarse o unirse. Por lo tanto, la altura de la fractura generada es de 200 pies aproximadamente. El registro post-fractura revela que todas la perforaciones-- han aceptado fluido y los cambios de temperatura arriba del - intervalo disparado es atribuido a los efectos de la conducti- vidad térmica causada por la tubería.

Aplicando en este ejemplo el método de Schlumberge para compa- rar la altura obtenida con cada uno de los métodos se tiene:

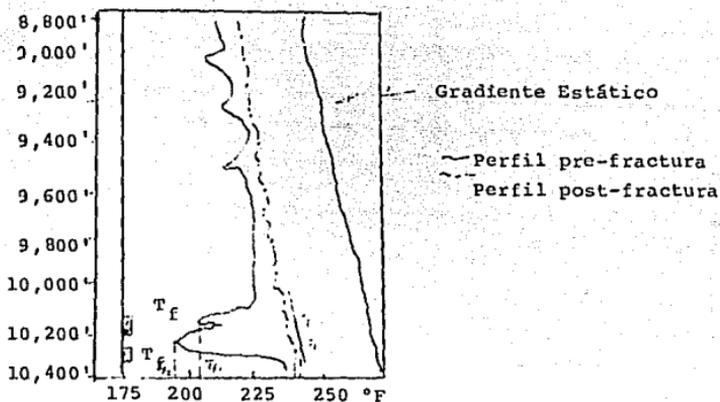


Fig. VIII-5 Perfiles de temperatura pre y post-fractura muestran la altura de la fractura y los efectos de la conductividad térmica.

Del registro pre-fractura trazando una línea pormedio entre -- los puntos de perfil pre-fractura para obtener la Tz correspondiente y leyendo del perfil porst-fractura del pico máximo la Tz se tiene:

Zona No. 1	$T_f = 202^\circ\text{F}$	$T_z = 238^\circ\text{F}$
		$T_b = 202 + 0.2 (238 - 202)$
		$T_b = 209^\circ\text{F}$

Por lo tanto, la fractura existe en un intervalo donde la temperatura es de  $209^\circ\text{F}$ , así la fractura se extiende de 10125 a - 10 164 pies.

$T_f = 190^\circ\text{F}$	$T_z = 244^\circ\text{F}$
	$T_b = 190^\circ\text{F} + 0.2 (244 - 190)$
	$T_b = 201^\circ\text{F}$

Por lo tanto, la fractura en la zona dos se extiende 10200 a 10 275 pies. El registro de temperatura post-fractura revela que las perforaciones han aceptado fluido tanto en la parte superior como inferior (zona 1 y 2 respectivamente).

Finalmente, después de aplicar los dos métodos se ve que en Dobkins se obtiene una sola fractura conectando ambas zonas, mientras que con el de Schlumberger dos fraturas separadas -- una de la otra, en este caso el método Schlumberger es más confiable debido al comportamiento del perfil de temperaturas en el registro post-fractura a 10,190 pies aproximadamente.

#### Ejemplo No. 6

Este ejemplo no ilustra la determinación de la altura de una fractura por la técnica del uso de registros, más bien trata de dar una alternativa para cuando no se dispone de un registro prefractura. Aquí es usado el registro SP comparado con el o la medición de la conductividad técnica hecha por Somerton<sup>2</sup>. La observación de las mediciones con el SP da como resultado que el inverso del SP sea un buen indicativo de la conductividad existente en el área y una guía para la mejor terminación de la altura de la fractura cuando las condiciones no sean las deseadas.

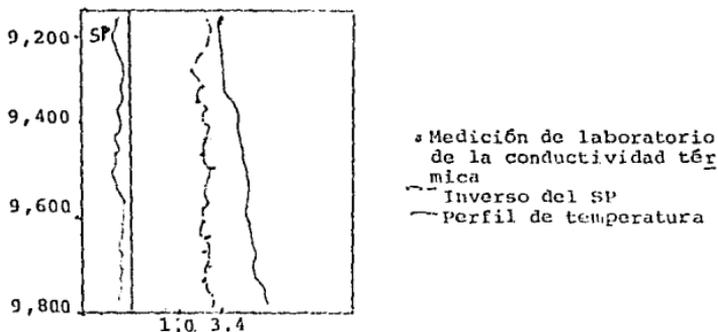


Fig. VIII- 6 Comparación de la conductividad técnica medida de laboratorio con el perfil pre-fractura y el registro SP.

Ejemplo No. 7

El análisis de este ejemplo esta basado en las pruebas de inyección y los registros de temperatura post-inyección (Método Thomas Bundy).<sup>(3)</sup> El relieve del registro de temperatura cambiará de un punto a otro en relación con un punto en particular. El gradiente en la Fig. VIII-7 cambia 18 grados en el punto uno sobre el registro de temperatura representando el total del gasto de inyección. El cambio en la temperatura en el punto dos implica que por este punto esta pasando poco más de la mitad del total de fluido de inyección. De manera similar puede ser determinada la cantidad de fluido que pasa por los demás puntos. Este registro es usado para tratar de comprender mejor los cambios del perfil de temperatura con la inyección de fluido hacia la formación. En este ejemplo la fractura generada fue de 150 pies, extendiéndose desde 8 700 a 8 850 pies. El registro de rayos gama confirma esta interpretación.

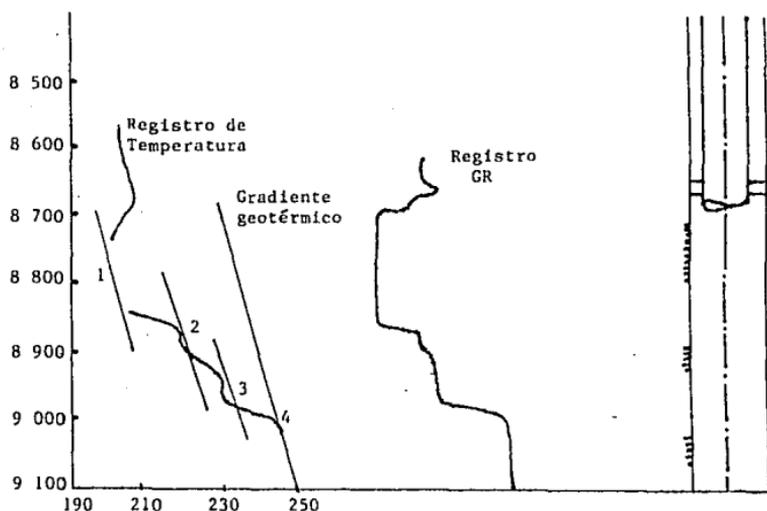


Fig. VIII-7 Prueba de inyectividad pre-fractura y registros de temperatura y rayos gama. En Webb Country Texas.

## REFERENCIAS

- 1.- Kirby, Thomas: Technical Review Vol. 26, No. 2, SPE, Houston Te., Nov. 29 a Dec. 10, 1982.
- 2.- Dobkins, A. Tarrel; "Methods to Better Determine Hidraulic Frature Height" SPE 8403.
- 3.- Bundy E. Thomas." Pre frac injection Surveys: A necessity for Successful Frac Treatments".  
SPE/DEO 9883.

## CAPITULO IX

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- La evaluación del método descrito en el capítulo IV no representa la completa validez matemática o empírica para la determinación de la altura de la fractura. Pero al parecer es un primer intento para conocer sistemáticamente la altura de una fractura inducida a través del registro de temperatura.
- 2.- El registro de temperatura pre-fractura es un indicador variable de la relativa conductividad térmica de la formación y -- puede ser usado como un valor adicional en la interpretación del registro de temperatura post-fractura.
- 3.- La simulación por computadora es una aproximación útil y efectiva para el estudio de los efectos de la conductividad térmica, configuración del pozo y tamaño del tratamiento por lo -- que se recomienda cuando no se tenga disponible el registro - pre-fractura.
- 4.- Los registros de rayos gama post-fractura con arena radiotrazada pueden algunas veces ser un buen complemento para el registro de temperatura. Sin embargo, ellos no siempre pueden ser agregados, además de que la arena radiotrazada puede no -- proveer suficiente información de la altura de la fractura. - Por lo que el registro de temperatura siempre es más confiable que el de rayos gama.
- 5.- El registro de diferencia radial de temperatura puede ser usado para determinar el azimut de la fractura. Esto es por que la distribución de temperatura cambia de una revolución a -- otra.

6.- El registro SP puede ser usado cuando en el registro de temperatura se presenten las anomalías térmicas. Esto para determinar los efectos de la conductividad térmica y mejorar la interpretación del registro de temperatura. C

7.- Las pruebas de admisión junto con los registros de inyección pre-fractura son requeridos para checar las consideraciones hechas durante el diseño de la fractura y para el control de la distribución de fluido a través de intervalo disparado - expuesto al tratamiento de fracturamiento.

Las consideraciones que pueden ser checadas son:

- a) El número de fracturas que serán creadas a través del intervalo terminado.
- b) El gradiente de fractura en intervalos individuales en pozos con terminación múltiple.
- c) La perforación eficiente de los disparos y pistolas usadas.

8.- La determinación de la altura de la fractura inducida en pozos desviados puede hacerse siguiendo un procedimiento similar al descrito en el capítulo VII, teniendo en mente que las condiciones pueden cambiar de un lugar a otro.