

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería de Petróleo



Determinación de Parámetros de Diseño
de Fracturamientos Hidráulicos Mediante
Análisis de la Presión de Tratamiento

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO DE PETROLEO

JAVIER EDUARDO OSORIO FLORES

PROMOCION – 1982 – I

LIMA – PERU

1991

**DETERMINACION DE PARAMETROS DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS
MEDIANTE EL ANALISIS DE LA PRESION DE TRATAMIENTO**

1. SUMARIO

2. INTRODUCCION

3. FUNDAMENTO TEORICO

3.1 Modelos matemáticos para determinar la geometría de fractura.

3.1.a Modelo de Perkins y Kern-Nordgren.

3.1.b Modelo de Kristianovich-Zhel'tov.

3.1.c Modelo de Penny.

3.2 Comportamiento de la presión de tratamiento.

3.2.a Relaciones matemáticas para dimensionar la presión de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico.

3.2.b Modos básicos de comportamiento.

3.2.c Determinación de la presión de cierre.

3.2.c.1 Técnica del microfrac.

3.2.d Técnicas de Monitoreo de la presión de tratamiento.

3.3 Determinación de los parámetros básicos de la fractura.

3.3.a Determinación de la altura.

3.3.b Determinación de la geometría.

3.3.b.1 Técnica del minifrac.

**4.- APLICACION DE LA METODOLOGIA DE ANALISIS A TRABAJOS DE FRAC-
TURAMIENTO HIDRAULICO EN EL MIEMBRO HELICO FORMACION LUTITAS
TALARA DEL YACIMIENTO CARRIZO EN EL AREA DE TALARA**

4.1 Descripción geológica y de reservorios del miembro
Hélico.

4.2 Descripción del procedimiento propuesto.

5.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS.

5.1 Determinación de la altura de fractura.

5.2 Determinación de la presión de cierre y extensión-mi-
crofrac.

5.3 Caracterización de la formación.

5.4 Determinación de la geometría de fractura-minifrac.

5.5 Importancia Económica de la aplicación de las técnicas y
procedimientos descritos.

6.- CONCLUSIONES

7.- NOMENCLATURA

8.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

9.- TABLAS Y FIGURAS

10.- ANEXOS

1.- SUMARIO

El diseño y evaluación de fracturamientos hidráulicos son procedimientos complicados, debido a que los procesos involucrados no pueden ser observados directamente. En la descripción del comportamiento de los reservorios, la ingeniería de reservorios ha superado esta limitación, mediante el análisis basado en la presión de fondo del pozo y el caudal de flujo. Recientemente, estos análisis han sido extendidos y aplicados exitosamente para describir el proceso de fracturamiento hidráulico, por lo que actualmente, es posible tipificar el comportamiento de la presión de tratamiento en el fondo del pozo en modos básicos, que permitan identificar la respuesta de cada formación productiva a este proceso. Este hecho permite seleccionar a priori el modelo de geometría de fractura que mejor podrá simular el respectivo proceso, facilitando el diseño y evaluación del mismo.

El análisis de la presión de fracturamiento durante la inyección, proporciona información cualitativa de la naturaleza del desarrollo de la fractura, tales como : confinamiento o crecimiento de la altura, excesiva pérdida de fluido o extensión restringida; e información cuantitativa mediante comparación de las curvas de presión, con curvas simuladas por el computador, siguiendo determinados modelos de geometría de fractura.

El análisis de la declinación de presión después de la inyección, proporciona información de las características de pérdida de fluido, eficiencia del fluido fracturante, dimensiones y tiempo de cierre de la fractura.

El conocimiento de estos parámetros permite optimizar el diseño y la evaluación de los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

El diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico, está basado en tres requerimientos :

- (i) Determinar la producción y recuperación de petróleo o gas, para diferentes longitudes y conductividades de fractura.
- (ii) Determinar los requerimientos del tratamiento de fractura que permitan lograr la longitud y conductividad deseada.
- (iii) Maximizar las ganancias.

Para obtener el primer requerimiento, será necesario utilizar un simulador de reservorios preparado para dicho objetivo.

Para el segundo requerimiento será necesario utilizar un simulador de fracturamiento hidráulico, que permita calcular volúmenes, tipos de material y el programa de bombeo necesario para lograr las longitudes y conductividades de fractura deseadas. Estos simuladores, utilizan diferentes modelos matemáticos con simplificaciones y suposiciones que permiten calcular la forma y dimensiones de la fractura creada

Es en este objetivo, donde es necesario conocer de antemano la respuesta de la formación al proceso de fracturamiento hidráulico, de manera de determinar el modelo y los parámetros que mejor representen su comportamiento. En los modelos bidimensionales (2-D), la determinación de la geometría de fractura se resuelve en base a dos planteamientos básicos, donde se asume que, en los planos horizontales que confinan la fractura :

- a.- NO hay deslizamiento y las secciones transversales son elipsoidales. (PERKINS y KERN - 1961, Arco, Nordgreen-1972, Shell).
- b.- SI hay deslizamiento y las secciones transversales son rectangulares. (KRISTIANOVICH - 1955, Rusia, GEERTSMA y DE KLERK-1969, Shell, Daneshy-1973-Halliburton).

Adicionalmente, se han deducido aplicaciones de estas teorías para el modelo radial, donde la fractura no alcanza a ser confinada en su crecimiento vertical y el perfil de altura es circular. Este modelo es conocido como "PENNY-SHAPED".

De la aplicación de estos modelos se determinó que el análisis de la presión de tratamiento permite generar tipos básicos de comportamiento de fractura, según la siguiente relación :

PERKINS Y KERN :	$P \sim L^{1/4}$	(positiva)
KRISTIANOVICH :	$P \sim L^{-1/2}$	(negativa)
PENNY :	$P \sim L^{-3/4}$	(negativa)

Recientes trabajos presentados por CONWAY ET AL. (6), sugieren la existencia de cinco de estos tipos básicos. Estos son descritos sobre la base de diagramas en escalas logarítmicas de la **presión de fractura de fondo nota** (presión de fondo menos la presión de cierre) **versus tiempo bombeo**.

En la presente tesis se aplica estos nuevos conceptos y técnicas para mostrar, como se puede diseñar y evaluar trabajos de fracturamiento hidráulico en base a información de presiones y datos de campo, reduciendo las suposiciones a un mínimo. Se muestra resultados obtenidos en el MIEMBRO HELICO de la FORMACION ARENISCAS TALARA del YACIMIENTO CARRIZO.

Se definen términos y conceptos de actual uso así como metodología de trabajo para la obtención de la información requerida.

1.- INTRODUCCION

Desde 1947, año en que se inició en Estados Unidos, la estimulación de reservorios de hidrocarburos por el método de fracturamiento hidráulico, ha significado una gran contribución a la industria petrolera como un método para mejorar la producción y recuperación final de petróleo y gas.

Con el paso de los años y el desarrollo de la tecnología, su uso ha sido generalizado a los reservorios más diversos : areniscas, dolomitas, calcáreos etc., ubicados desde zonas superficiales con bajas temperaturas de reservorio, hasta zonas profundas y muy calientes. Se han bombeado desde volúmenes pequeños de aproximadamente 500 galones, hasta los de un millón de galones y más de tres millones de libras de agente empaquetante.

Actualmente, en el mundo entero son muchos los pozos de petróleo, gas o inyectores de agua que son estimulados mediante la técnica de fracturamiento hidráulico; sin embargo, esta técnica aún no constituye del todo un proceso universal de estimulación. Cada yacimiento, cada pozo y cada formación en sí, representa un caso particular que debe ser examinado con cuidado, antes de emprender un tratamiento costoso donde no siempre, el éxito está garantizado.

En el PERU, específicamente en yacimientos ubicados en el noroeste, esta técnica es ampliamente utilizada durante la completación y reacondicionamiento de los pozos para producirlos a caudales económicos; ésto es debido a que la mayoría de las formaciones productivas tienen permeabilidades tan bajas, que bajo condiciones normales no podrían ser producidas en forma económica.

Esta técnica se inicia en el país, en el año 1948 y hasta la fecha son miles los pozos estimulados con ella, por lo que se tiene amplia información estadística relativa a los volúmenes y condiciones del tratamiento. Basados en esta experiencia, actualmente los diseños de fracturamiento hidráulico se rea-

lizan utilizando información estadística de pozos vecinos. Esta metodología, si bien simplifica el diseño, dada su generalidad, no permite explicar comportamientos específicos de la formación productiva a determinadas condiciones del tratamiento, como por ejemplo, tipo de fluido fracturante, caudal de bombeo, etc., lo que reduce las posibilidades de determinar la geometría de fractura creada y así optimizar los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

En general los costos de un tratamiento de fracturamiento hidráulico representan entre 15 al 50% de los costos de perforación y completación de un pozo, por lo que cualquier intento de optimizar estos tratamientos redundará en una mejora económica para la empresa que lo realice.

3. FUNDAMENTO TEORICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica que consiste en inyectar a una roca reservorio, a una presión y caudal apropiado, un fluido más o menos viscoso, de manera de producir una grieta en la roca. Cuanto mayor sea el volumen inyectado, mayor será la longitud de la grieta formada.

El mecanismo de fracturamiento hidráulico se puede descomponer en dos fases distintas : La iniciación y la extensión de la fractura.

INICIACION DE LA FRACTURA : El fracturamiento de la roca en la pared del pozo se consigue a una presión llamada de iniciación (P_i). Si designamos P_o a la presión del reservorio, entonces se denominará ΔP_i a la variación de la presión de iniciación dentro del pozo en relación a la presión del reservorio (P_o).

$$\Delta P_i = P_i - P_o$$

La presión de iniciación de la fractura es generalmente menor cuando mayor sea la permeabilidad de la roca; ésto debido principalmente, a que a mayor permeabilidad el fluido fracturante filtrará en forma más efectiva, reduciendo los esfuerzos tectónicos ejercidos sobre la formación.

EXTENSION DE LA FRACTURA : Efectuada la rotura de la roca, se continúa aplicando presión para extender la fractura y crear un canal de flujo de gran tamaño, que no sólo conecte fracturas naturales sino que produzca una gran área de recolección de los fluidos del reservorio. Este mecanismo permite grandes incrementos productivos de los pozos sometidos a esta técnica.

A medida que se extiende la fractura, se inyecta con el fluido fracturante un material granular llamado agente empaquetante, destinado a mantener abierta la fractura al cesar la inyección del fluido, cuando la presión hidráulica sobre la fractura tiende hacia la presión del reservorio. La extensión de la fractura se realiza a una presión llamada presión de extensión

(P_e) inferior o igual a la presión de iniciación. Designaremos como ΔP_e a la variación de la presión de extensión dentro del pozo en relación a la presión del reservorio.

$$\Delta P_e = P_e - P_o$$

El comportamiento de esta presión y la forma o geometría de la grieta son materia de diferentes teorías o modelos matemáticos, que serán tratados en este trabajo.

3.1 Modelos matemáticos para determinar la geometría de fractura.

Un modelo matemático de propagación de fractura, permite relacionar el caudal de inyección, el tiempo de tratamiento y la pérdida de fluido, con las dimensiones de la fractura tales como ancho y longitud. En los modelos bidimensionales, durante la propagación de la fractura, se asume una altura constante y las dimensiones que cambian son ancho y longitud (o radio). (Figura N° 1).

Desde un punto de vista general, los modelos matemáticos para la geometría de la fractura, resuelven ecuaciones relacionadas con los siguientes principios :

1. BALANCE DE MASA, que relaciona :

- Dimensiones de la fractura (H_f , W , L)
- Propiedades del fluido que filtra.
- Parámetros de la operación (caudal y volumen de inyección)

Para su solución, se usa la ecuación del área de CARTER (7), cuya idea básica es :

$$\text{Volumen Fractura} = \text{Volumen Inyectado} - \text{Volumen Filtrado}$$

2.- ANCHO CREADO Y PRESION EN EL INTERIOR DE LA FRAC-
TURA, que relaciona :

- Propiedades elásticas de la roca.
- Dimensiones de la fractura (W,L)
- Parámetros de la operación (caudal y volumen de inyección)
- Propiedades reológicas del fluido (n',k',c)

Utilizando la ecuación de continuidad para flujo de fluidos incompresibles, se tiene que :

$$dVf/dt = q - q_l - V_{sp} dA/dt \quad (3.1.1)$$

La otra ecuación básica, parte de las teorías de deformación de la roca, que se resuelven para el ancho de la fractura.

Estas teorías están basadas en la suposición que la superficie de la fractura se deforma de un modo elástico y lineal.

ENGLAND Y GREEN⁽⁸⁾ derivaron una ecuación para el ancho de una fractura abierta por una distribución de presión igual y opuesta en cada lado de la fractura.

Asumiendo un esfuerzo insitu normal simétricamente distribuido y opuesto a la presión de apertura de la fractura. La ecuación es :

$$w(x) = \frac{4(1-\mu)L}{\pi G} \int_{f1}^1 \frac{f12 df12}{(f12^2 - f1^2)^{3/2}} \int_0^{f12} \frac{\Delta P(f11) df11}{(f12^2 - f11^2)^{3/2}} \quad (3.1.2)$$

Donde :

$$E = 2(1+\mu)G \quad f1 = x/L$$

La distribución de presión sobre la fractura $\Delta P(f_{11}) = P(f_{11}) - \sigma_h(f_{11})$, es la diferencia entre la presión hidráulica del fluido en la fractura (P) y el componente del esfuerzo normal insitu en la roca, antes de fracturar (σ_h) (perpendicular a las paredes de la fractura).

f_1, f_{12}, f_{11} son fracciones de la longitud de fractura.

$$w(x) = \frac{4(1-\mu)L}{\pi G} \left[(f_{12}^2 - f_{11}^2)^{-\frac{1}{2}} \right]_{f_1}^{f_{12}} \int_0^{f_{12}} \frac{\Delta P(f_{11}) df_{11}}{(f_{12}^2 - f_{11}^2)^{\frac{1}{2}}}$$

$$w(x) = \frac{4(1-\mu)L}{\pi G} \left[(1 - f_{12}^2)^{-\frac{1}{2}} \int_0^{f_{12}} \frac{\Delta P(f_{11}) df_{11}}{(f_{12}^2 - f_{11}^2)^{\frac{1}{2}}} \right] \quad (3.1.3)$$

Para $\Delta P = \text{constante}$ en una sección determinada, la ecuación 3.1.3 queda de la siguiente forma :

$$w(x) = \frac{4(1-\mu)L}{\pi G} \left[(1 - f_{12}^2)^{-\frac{1}{2}} \Delta P \text{ Sen}^{-1}(f_{11}/f_{12}) \right]_0^{f_{12}}$$

$$w(x) = \frac{4(1-\mu)L}{\pi G} \left[(1 - f_{12}^2)^{-\frac{1}{2}} \Delta P \frac{\pi}{2} \right]$$

$$w(x) = \frac{2(1-\mu)L\Delta P}{G} (1 - f_{12}^2)^{-\frac{1}{2}} \quad (3.1.4)$$

Para la solución de esta ecuación, se utiliza comunmente dos tipos de aproximaciones. Uno, presentada por PERKINS y KERN,⁽¹⁾ (denominado PK) que involucra las premisas publicadas por SNEDDON. El otro es asociado a GEERTSMA y DEKLERK⁽³⁾ (denominado KGD) que publicó una relación basada en el trabajo de KHRISTIANOVITCH, ZHELTOV y BARENBLATT⁽²⁾. Estas dos aproximaciones básicamente difieren, en que el modelo PK está desarrollado en base a la premisa que la sección recta de la fractura en el plano vertical, perpendicular al eje longitudinal de la fractura, generalmente mantiene una configuración elíptica. El modelo KGD presume una configuración

aproximadamente elíptica en el plano horizontal y una forma rectangular en el plano vertical (Fig. N° 2).

Anchos calculados con el modelo PK son generalmente menores que los calculados con el modelo KGD. Asimismo PK predice fracturas más largas para una cantidad dada de fluido a un caudal de inyección determinado. En consecuencia, es importante no sólo desde un punto de vista de diseño sino también económico, determinar cual modelo predice mejor las condiciones reales de cada formación a fracturar.

En este Capítulo analizaremos estos modelos dando mayor importancia a la relación entre la geometría de fractura y la presión de tratamiento de fondo de pozo; por lo que sólo mencionaremos con fines ilustrativos las ecuaciones básicas que rigen cada modelo, para fluidos Newtonianos.

3.1.a Modelo de Perkins y Kern-Nordgren (PKN)

El desarrollo de este modelo está basado en la solución de las ecuaciones 3.1.1 y 3.1.4.

La deducción de las ecuaciones y suposiciones adoptadas se presentan en el Anexo 1; de donde se obtienen las siguientes relaciones básicas :

Para $X = 0$;

$$w(o,t) = 4 \left[\frac{(1-\mu)uqL}{\pi G} \right]^{1/4} \quad (3.1.a.7)$$

$$\Delta P(o,t) = \frac{4}{Hf} \left[\frac{(G^3)u q L}{\pi (1-\mu)^3} \right]^{1/4} \quad (3.1.a.8)$$

Nordgren⁽⁹⁾ mejoró las relaciones deducidas por Perkins y Kern, incluyendo el efecto de pérdida de fluido y la variación en el área transversal

de la fractura, obteniendo la siguiente ecuación diferencial.

$$\frac{G}{64Hf(1-\mu)u} \frac{\delta^2(w^4)}{\delta x^2} = \frac{8C}{\pi[t-\tau(x)]^{1/2}} + \frac{\delta w}{\delta t} \quad (3.1.a.9)$$

Cuya solución requiere de métodos numéricos que escapan del alcance de este trabajo. Sin embargo, si asumimos que la pérdida de fluido es mínima ($C = 0$), obtenemos las siguientes relaciones :

$$L(t) = 0.68 \left[\frac{Gq^3}{(1-\mu)uHf^4} \right]^{1/5} t^{(4/5)} \quad (3.1.a.10)$$

$$w(0,t) = 2.5 \left[\frac{(1-\mu)uq^2}{GHf} \right]^{1/5} t^{(1/5)} \quad (3.1.a.11)$$

$$\Delta P(o,t) = P-\sigma h = \frac{2.75}{Hf} \left[\frac{(G^3)\mu qL}{(1-\mu)^3} \right]^{1/4} \quad (3.1.a.12)$$

De donde se puede destacar, que para una formación y fluido de tratamiento determinado, las ecuaciones 3.1.a.8 y 3.1.a.12 pueden ser representados de la siguiente forma :

$$\Delta P(o,t) = Cte \times L^{1/4}$$

De donde podemos afirmar, que el modelo PKN predice un incremento de presión neta de tratamiento durante la formación de una fractura.

Esto se deduce del hecho que la longitud de fractura (L) siempre aumenta durante el tratamiento (Fig.Nº 2).

3.1.b Modelo de Kristianovich-Zhel'tov (KGD)

Para el desarrollo de este modelo, seguiremos la metodología aplicada por GEERTSMA y DEKLERK (3), cuyas deducciones y suposiciones básicas, se presentan en el Anexo 1, de donde se presentan las siguientes ecuaciones :

$$w(0,t) = 2.274 \left[\frac{(1-\mu)uqL^2(\bar{P}/BHTP)}{Hf G} \right]^{1/4} \quad (3.1.b.14)$$

$$(\bar{P}-\sigma h) = \Delta P = 1.137 \left[\frac{G^3 uq(\bar{P}/BHTP)}{(1-\mu)^3 Hf L^2} \right]^{1/4} \quad (3.1.b.15)$$

$$L = 0.68 \left[\frac{G q^3}{(1-\mu)uHf^3(\bar{p}/BHTP)} \right]^{1/6} t^{(2/3)} \quad (3.1.b.16)$$

Nuevamente se puede deducir, que para una formación y fluido determinado, la ecuación 3.1.b.15 puede ser representada como :

$$\Delta P(o,t) = cte \times \frac{1}{L^{1/2}}$$

De donde podemos afirmar, que el modelo KGD predice una disminución de presión neta de tratamiento durante la formación de una fractura (Fig. N° 2).

3.1.c. Modelo de Penny (moneda)

Este modelo se aplica para una propagación radial de la fractura. Los modelos de propagación radial de PERKINS y KERN y de GEERTSMA y DEKLERK, difieren solamente en la suposición

referente a la distribución de presión del fluido.

En ambos conceptos, la presión del fluido se distribuye logarítmicamente desde una presión $P(o,t)$ a la entrada ($r=r_w$), como resultado de la resistencia al flujo de un fluido viscoso.

En el concepto de **PKN**, la presión al final de la fractura se asume igual al mínimo esfuerzo de la roca, perpendicular al plano de fractura (σ_h). En el concepto de **KDG**, la presión disminuye hasta un valor de cero a $r = r_o$ (r_o es un valor cercano a R , el actual radio de la fractura).

Del Anexo 1, presentamos las siguientes ecuaciones :

$$w(o,t) = 2.15 \left[\frac{(1-\mu)uqR}{G} \right]^{1/4} \quad (3.1.c.10)$$

$$W_p = \frac{8}{15} W(o,t)$$

$$\Delta P(o,t) = \frac{5}{4\pi} \frac{G w(o,t)}{R} \ln(fr_w)$$

Donde :

$$\Delta P(o,t) = (-\ln r_w/R) \frac{2.687}{\pi} \left[\frac{G^3(1-\mu)uq}{R^3} \right]^{1/4} \quad (3.1.c.11)$$

$$R = \left[\frac{qt}{\pi W_p} \right] \quad (3.1.c.12)$$

Donde nuevamente podemos mostrar que para una formación y fluido de tratamiento determinado,

la Ecuación 3.1.c.11 puede ser expresada, de la siguiente forma:

$$\Delta P (o,t) = \text{cte} \times \frac{1}{R^{3/4}}$$

De donde podemos afirmar, que el modelo **radial** (PENNY) predice una disminución de la presión neta de tratamiento durante la formación de una fractura.

EFFECTO DEL FLUJO DE FLUIDOS NO-NEWTONIANOS EN LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA : Todas las ecuaciones presentadas hasta ahora asumen flujo de fluidos Newtonianos. Sin embargo, la mayoría de fluidos fracturantes utilizados hoy en día, presentan un comportamiento no Newtoniano. El modelo más popular para representar el comportamiento de este tipo de fluidos, es la ley de flujo propuesta por **Ostwald y de Waele**, conocida más comunmente como "la ley de potencia".
Donde:

$$\frac{dP}{dx} = 2 K' \left(\frac{2mq}{H_f} \right)^{n'} \frac{1}{w^{(2n'+1)}} \quad (3.1.5)$$

Donde:

$$m = \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)$$

Para fluidos Newtonianos $n'=1$ y $K'=u$.

3.2 Comportamiento de la presión de tratamiento

La variación de la presión del fluido durante y después de un tratamiento de fracturamiento, puede ser utilizada para inferir la manera como se propaga la fractura y

definir los parámetros de diseño para futuros tratamientos.

El análisis del comportamiento de la presión durante la inyección, provee información cualitativa de la naturaleza del crecimiento de la fractura : confinamiento o crecimiento de la altura, excesiva pérdida de fluido o restricción de la extensión; e información cuantitativa por comparación de los datos de presión registrados, con presiones simuladas por un modelo de fracturamiento.

3.2.a Relaciones matemáticas para dimensionar la presión de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico

Con el fin de entender la formación de una fractura, asumiremos un globo que se infla con un área lateral constante (A) y un ancho que se expande conforme se inyecta fluido. La superficie del globo permite la fuga de fluidos a través de ella; el caudal de pérdida de fluido (q_l) se asume igual al producto de una constante y el área (A) y se considera independiente del tiempo o presión (Figura N° 3). En general la pérdida de fluido dependerá del tiempo y presión.

Se asume que el globo es elástico y que el ancho promedio (w_p) se incrementa proporcionalmente a la presión neta (P_n) en la entrada, con un factor denominado "compliance" (ζ). La elasticidad del globo es análoga a la elasticidad de la formación que es deformada durante el fracturamiento.

$$w_p = \zeta P_n \quad P_n = P(0,t) - \sigma_h \quad (3.2.a.1)$$

Por otro lado cada uno de los modelos matemáticos descritos anteriormente, tienen una relación

diferente entre la presión y el ancho, o en otras palabras un factor diferente ζ .

De las relaciones de elasticidad descritas anteriormente para cada modelo y considerando que para una elipse $w_p = (\pi/4)w(0,t)$, se tiene que el factor ζ , toma los siguientes valores:

$$(a) \frac{\pi H_f}{2E'} ; \text{ modelo PKN} \quad (3.2.a.2.a)$$

$$(b) \frac{\pi L}{E'} ; \text{ modelo KDG} \quad (3.2.a.2.b)$$

Para el modelo radial $w_p = (2/3)w(0,t)$, donde:

$$(c) \frac{16R}{3\pi E'} ; \text{ modelo radial} \quad (3.2.a.2.c)$$

Siendo:

$$E' = \frac{E}{1-\mu^2}$$

El modelo de LEY DE POTENCIA se asume como el más representativo para describir la relación de flujo de fluidos no Newtonianos.

La gradiente de presión puede ser expresada en forma de proporcionalidad (\sim) por simplicidad.

Entonces:

$$\frac{dP}{dx} \sim K' \left(\frac{q}{H_f} \right)^{n'} \frac{1}{w^{(2n'+1)}} \quad (3.2.a.3)$$

Esta expresión relaciona la variación de la presión a través de la longitud de la fractura, al caudal de flujo.

Introduciendo las propiedades elásticas de la roca, tenemos :

$$w_p \sim \zeta P_n$$

$$\frac{dP}{dx} \sim \left(\frac{q}{H_f}\right)^{n'} \frac{K'}{(\zeta P_n)^{(2n'+1)}} ; \quad \delta$$

$$P_n^{(2n'+1)} dP_n \sim \left(\frac{q}{H_f}\right)^{n'} \frac{K'}{\zeta^{(2n'+1)}} dx$$

Integrando a lo largo de la fractura y asumiendo que P_n es despreciable al fondo de la fractura, tenemos:

$$P_n \sim \left[\left(\frac{q}{H_f}\right)^{n'} \frac{K'L}{\zeta^{(2n'+1)}} \right]^{1/(2n'+2)}$$

Introduciendo los valores correctos de ζ para cada modelo y notando que para el modelo radial $H_f \sim L \sim R$, tenemos:

Para el modelo **PKN** : (Ecu 3.2.a.4)

$$P_n \sim \left[\frac{E'^{(2n'+1)} K' q^{n'}}{H_f^{(3n'+1)}} \right]^{1/(2n'+2)} L^{1/(2n'+2)}$$

Para el modelo **KGD** : (Ecu.3.2.a.5)

$$P_n \sim \left[\frac{E'^{(2n'+1)} K' q^{n'}}{H_f^{n'}} \right]^{1/(2n'+2)} L^{-n'/(n'+1)}$$

Para el modelo **radial** : (Ecu.3.2.a.6)

$$P_n \sim \left[E'^{(2n'+1)} K' q^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} R^{-3n'/(2n'+2)}$$

Reconocemos que : $W_p = \zeta P_n$ y reemplazando los valores correspondientes de ζ para cada modelo, tenemos :

Para el modelo PKN : (Ecu 3.2.a.7)

$$W_p \sim \left[\frac{K' q^{n'}}{E' H f^{(n'-1)}} \right]^{1/(2n'+2)} L^{1/(2n'+2)}$$

Para el modelo KGD : (Ecu.3.2.a.8)

$$W_p \sim \left[\frac{K' q^{n'}}{E' H f^{n'}} \right]^{1/(2n'+2)} L^{1/(n'+1)}$$

Para el modelo radial: (Ecu.3.2.a.9)

$$W_p \sim \left[\frac{K' q^{n'}}{E'} \right]^{1/(2n'+2)} R^{[(2-n')/(2n'+2)]}$$

La integración directa de la ecuación 3.2.a.3 para la gradiente de presión, es aplicable sólomente para el modelo PKN, puesto que para los otros modelos, el ancho en cualquier punto en la fractura depende de la presión.

Debemos considerar que los valores del factor ζ fueron determinados para el caso en que la presión dentro de la fractura es constante. Para fracturas hidráulicas, la presión varía dentro de la fractura debido a la gradiente de presión causada por el flujo de fluidos durante y después de la inyección. Como resultado, la presión del fluido en la boca del pozo ($P(0,t)$), es mayor que la presión promedio en la fractura, por lo que para aplicaciones de los modelos básicos de geometría de fractura, definimos el parámetro β , como:

$$\beta = \frac{\hat{P}_n}{P_n} \quad (3.2.a.10)$$

Donde \hat{P}_n se define como la presión neta uniforme equivalente, que daría el mismo ancho promedio que la actual presión variable en la fractura. Entonces:

$$W_p = \zeta \hat{P}_n = \zeta \beta P_n \quad (3.2.a.11)$$

K.G.NOLTE⁽¹⁶⁾ ha demostrado que para el modelo PKN, el factor β esta definido por las siguientes relaciones:

$$\beta(\text{bombeo}) = \frac{2n'+2}{3n'+3+a} = \beta_p$$

$$\beta(\text{cierre}) = \frac{2n'+2}{2n'+3+a} = \beta_s$$

Donde "a" refleja "el orden de magnitud" en que disminuye la viscosidad del fluido dentro de la fractura, debido a la degradación por temperatura, fricción y tiempo.

$$K'(x) = K' (x/L)^a$$

a = 0 ; para viscosidad constante.

a = 1 ; para una degradación media

a = 2 ; para una fuerte degradación.

La relación de β_p y β_s está dada por:

$$\frac{\beta_p}{\beta_s} = \frac{2n'+3+a}{3n'+3+a}$$

Derivaciones equivalentes para el valor de β no han sido reportados para los modelos de KGD y RADIAL. Sin embargo se estima que $\beta_p = .85$ y

$\beta_s = .90$ para el modelo de KGD. Para el modelo radial, β_p puede ser mucho más pequeño que la unidad, debido al alto caudal de entrada del fluido y la resultante gradiente de presión para una fractura radial en el plano horizontal. Este es también el caso, para perforaciones ubicadas sobre una relativamente pequeña porción de la fractura radial que está en el plano de la entrada al pozo. Sin embargo después del cierre, el caudal de flujo en esta región es cero, lo que causaría una presión relativamente uniforme a través de la fractura, por lo que se puede esperar un valor de β_s cercano a la unidad. El valor de $(3\pi^2 / 32) = .925$ puede ser usado donde sea conveniente.

La variación de la presión durante la inyección, también dependerá de la variación de la extensión de la fractura con el tiempo. Para un rate de extensión constante, el crecimiento de la fractura puede ser limitado por dos extremos : cuando no existe pérdida de fluido ($v_f = v_i$) y cuando casi la totalidad del fluido inyectado es perdido ($v_i \rightarrow v_i$ y $v_f \rightarrow 0$).

Si definimos la eficiencia del fluido (η) como la relación entre el volumen de fractura y el volumen inyectado, tendremos :

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \quad (3.2.a.12)$$

Entonces, según NOLTE⁽¹⁷⁾ para :

$$\begin{aligned} \eta \rightarrow 1 & \quad V_f \sim t \\ \eta \rightarrow 0 & \quad A_l \sim t^{1/2} \end{aligned}$$

Analizando para el limite inferior ($\eta \rightarrow 0$) tendremos:

$$A1 = H_f 2L \sim t^{1/2} \quad ; \text{ para los modelos PKN y KGD.}$$

$$A1 = \pi R^2 \sim t^{1/2} \quad ; \text{ para el modelo radial.}$$

Entonces para H_f constante:

$$L \sim t^{1/2} \quad (\text{PKN y KGD}) \quad (3.2.a.13)$$

$$R \sim t^{1/4} \quad (\text{RADIAL}) \quad (3.2.a.14)$$

Combinando estas ecuaciones, con las ecuaciones 3.2.a.4, 3.2.a.5 y 3.2.a.6 y para una misma formación y fluido, tendremos:

Para el modelo **PKN** :

$$P_n \sim t^{[1/4(n'+1)]} \quad (3.2.a.15)$$

Para el modelo **KGD** :

$$P_n \sim t^{[-n'/2(n'+1)]} \quad (3.2.a.16)$$

Para el modelo **radial**:

$$P_n \sim t^{[-3n'/8(n'+1)]} \quad (3.2.a.17)$$

Si analizamos el limite superior ($n' \rightarrow 1$), tendremos:

$$V_f = W_p A1 = W_p H_f 2L \sim t; \text{ para los modelos PKN y KGD.}$$

$$V_f = W_p A1 = W_p \pi R^2 \sim t; \text{ para el modelo radial.}$$

Entonces, combinando las ecuaciones anteriores con las ecuaciones 3.2.a.7, 3.2.a.8 y 3.2.a.9 y para una misma formación y fluido, tendremos:

$$L \sim t^{(\frac{2n'+2}{2n'+3})} \quad (\text{PKN})$$

$$L \sim t^{\left(\frac{n'+1}{n'+2}\right)} \quad (\text{KGD})$$

$$R \sim t^{\left(\frac{2n'+2}{3n'+6}\right)} \quad (\text{RADIAL})$$

De donde :

Para el modelo **PKN**:

$$P_n \sim t^{[1/(2n'+3)]} \quad (3.2.a.18)$$

Para el modelo **KGD** y **RADIAL**:

$$P_n \sim t^{[-n'/(n'+2)]} \quad (3.2.a.19)$$

Entonces podemos concluir que, del análisis de las ecuaciones de P_n vs. t podemos interpretar el proceso de fracturamiento hidráulico.

3.2.b Modos básicos de comportamiento

Mediante evaluación de las cartas de fracturamiento de múltiples tratamientos de fracturamiento hidráulico, CONWAY et al⁽⁶⁾ determinaron que existen comportamientos similares para diferentes grupos de pozos. En consecuencia las presiones de tratamiento serán predecibles, si se identifica previamente el tipo de pozo. Además, se determinó que no existen cambios rápidos en la presión de tratamiento, salvo casos muy especiales que podían ser identificados previamente.

Estos investigadores identificaron cinco (5) modos básicos de comportamiento que cubrían casi todos los pozos; además una vez clasificado el pozo, se podía ajustar los procedimientos de

trabajo de manera de obtener la respuesta deseada de la formación. Esta técnica ha probado ser muy útil para mejorar los diseños de fracturamiento hidráulico.

Las cinco clasificaciones propuestas por CONWAY para describir la respuesta de la formación (Figura N° 4), son las siguientes :

TIPO I - KHRISTIANOVICH

Exhibe una presión de fractura de fondo neta (P_n) constante o con una declinación con una pendiente de .05 hasta alcanzar un modo de arenamiento.

La fractura que se genera está contenida perfectamente dentro de las barreras y se comprueba que la longitud obtenida es cercana a la calculada por los modelos que siguen la teoría de ancho de KHRISTIANOVICH; especialmente el modelo de DANESHY⁽¹⁰⁾.

Debido al excelente desarrollo del ancho de fractura, es posible colocar altas concentraciones de agente empaquetante en estos pozos, los mismos que estarán ubicados en la zona de interés.

TIPO II - PERKINS Y KERN

Muestra una presión inicial ascendente con una pendiente aproximada de 0.2. Si la presión neta (P_n) incrementa en aproximadamente 1000 psi., se alcanza una presión crítica en la cual la fractura se sale fuera de la zona límite. A pesar que la concentración de esfuerzo es mayor en la cercanía del borde del pozo, el crecimiento incontrolado de la altura puede ocurrir únicamente

en el fondo de la fractura, donde no existe mezcla de arena. Esta repentina pérdida del colchón permite que aumente la concentración de la mezcla o que se pierda ancho en la punta de la fractura, resultando en un arenamiento.

A pesar que la interpretación de este comportamiento de presión es para una altura de fractura confinada y excelente extensión en longitud, CONWAY ET AL están de acuerdo con la interpretación de NIERODE (11) y de SMITH (12) en que el incremento de presión, también puede deberse a la pérdida de fluido en la fractura.

Ellos también establecieron, que el incremento en la presión causaría un crecimiento gradual en la altura de fractura, a pesar que esto será una función de la distribución de esfuerzos. La presión crítica es también una función de la distribución de esfuerzos y el comportamiento de las barreras.

La disminución en la presión fue interpretada como un crecimiento incontrolado de la altura de la fractura, asociado con la propagación de la fractura dentro de una zona de menor esfuerzo.

A pesar que los anchos de fractura son considerados menores a los obtenidos por los pozos del tipo KHRISTIANOVICH, aún es posible colocar altas concentraciones de agente empaquetante en estos pozos.

TIPO III - RADIAL (MONEDA)

Se caracteriza por una declinación estable de la presión neta y luego un rápido incremento de la presión, con una pendiente promedio de cerca de 2:1 (modo de arenamiento).

Este tipo de comportamiento de presión, generalmente ocurre en formaciones que esencialmente no tienen barreras. La fractura tiene un exagerado desarrollo en la punta, una gran altura y un ancho muy reducido que dificulta el colocado de material empaquetante, aprovechándose sólo parte de la geometría creada.

TIPO IV - MEDLIN Y FITCH

Se caracteriza por grandes incrementos de presión desde la etapa inicial del tratamiento, alcanzando el modo de arenamiento apenas llega el fluido viscoso a la formación. Las presiones de ruptura son impredecibles tanto en frecuencia como en magnitud. En general muy poco agente empaquetante puede ser colocado en la fractura, logrando un pobre rendimiento del pozo. La geometría lograda es una incógnita.

TIPO V - NOLTE

La característica de este comportamiento es que la presión neta de fondo se mantiene constante durante el "colchón", pero en una magnitud mayor que la correspondiente a la gradiente de fracturamiento esperada; luego es seguido por un comportamiento de presión del "modo de arenamiento" (pendiente ≥ 1) cuando el agente empaquetante alcanza a la formación.

3.2.c Determinación de la presión de cierre.

NOLTE definió la presión de cierre, como la presión de fluido requerida para iniciar la apertura de una fractura existente. Esta presión es igual en magnitud, pero contrarresta al esfuerzo en la roca perpendicular al plano de la frac-

tura. Este esfuerzo es el mínimo esfuerzo principal insitu y siempre es llamado el esfuerzo de cierre (σ_h).

Este mínimo esfuerzo principal in situ dependerá principalmente, de la historia geológica del área, presión de sobrecarga (P_{ob}), presión poral (P_o) y propiedades de la roca.

Según el criterio de falla dado por GRIFFITH y MOHR-COULOMB⁽¹³⁾, se tiene:

$$\sigma_h = P_{ob} \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) + \alpha P_o \left(1 - \frac{\mu}{1-\mu} \right) \quad (3.2.c.1)$$

Donde:

$$\alpha = 1 - C_r / C_b$$

C_r = compresibilidad de la matriz de la roca.

C_b = compresibilidad total(roca y fluidos).

Entonces para condiciones originales de P_{ob} , P_o , propiedades de la roca y condiciones geológicas del área, el valor de σ_h será considerado como el valor original del mínimo esfuerzo principal in situ. Sin embargo, existen factores que afectan la magnitud de este esfuerzo, tales como depletación del reservorio y pérdida de fluido a través de las caras de la fractura, entre otros.

Desde el punto de vista del proceso de fracturamiento hidráulico, es la pérdida de fluido a través de las caras de la fractura, el fenómeno de mayor interés. SMITH⁽¹²⁾ quién estudio este fenómeno, determinó que el incremento del esfuerzo in situ ($\Delta\sigma_h$) estaría dado por:

$$\Delta\sigma_h = A \frac{(P_e - P_o)}{2 + \Phi} \quad (3.2.c.2.)$$

Donde:

$$A = \alpha \left(\frac{1 - 2\mu}{1 - \mu} \right)$$

Φ = parámetro de distribución de presión, definido como:

$$\Phi = \frac{(H_f/2)c'\sqrt{\pi} + \{[(H_f/2)^2c'^2\pi] + 4\}^{1/2}}{2}$$

$$c' = \left(\frac{\phi u c}{10.536E-4 K t} \right)^{1/2} \quad (1/\text{pie})$$

- ϕ = porosidad(fracción)
- u = viscosidad(cp)
- c = compresibilidad del fluido(1/psi)
- K = permeabilidad(md)
- t = tiempo(hrs)

Entonces, si existen condiciones que favorezcan la pérdida de fluido durante el fracturamiento hidráulico de una formación, el esfuerzo de cierre aumentará proporcionalmente a la raíz cuadrada del tiempo de tratamiento.

La presión de extensión de la fractura, es generalmente mayor que la presión de cierre y depende del tamaño de la fractura y condiciones específicas del tratamiento.

En general, en un proceso de fracturamiento hidráulico, tendremos:

$$P(0,t) = \sigma_h + \Delta\sigma_h + \Delta P(x,t) \quad (3.2.c.3)$$

Donde:

$P(0,t) = P_e = BHTP$ = presión necesaria para extender la fractura.

σ_h = mínimo esfuerzo principal original in situ de la formación fracturada.

$\Delta P(x,t)$ = variación de presión, necesaria para propagar la fractura una distancia X al tiempo t .

- La variación de presión $\Delta P(x, t)$, dependerá de las propiedades mecánicas de la formación, viscosidad del fluido y longitud de fractura.

La variación del mínimo esfuerzo original in situ ($\Delta \sigma_h$), dependerá de los factores que afecten la pérdida del fluido fracturante.

3.2.c.1 Técnicas del Microfrac

UN MICROFRAC puede ser definido, como el proceso de creación de una fractura de volumen muy pequeño (decenas de galones), creada por bombeos de muy corto periodo de tiempo (algunos minutos), a caudales muy bajos (algunos galones por minutos).

Entonces, dado que el volumen bombeado y el tiempo de tratamiento son muy pequeños, podemos asumir que para cualquier condición; $\Delta \sigma_h \sim 0$ y $\Delta P(x,t) \sim 0$, quedando:

$P(0,t) = \sigma_h$ = Presión de cierre.

CONSIDERACIONES GENERALES : Los **microfracs** a hueco abierto son realizados generalmente, con lodo de perforación; mientras que a hueco entubado son realizados utilizando un fluido de completación de viscosidad adecuada. Formaciones de baja permeabilidad serán tratados con fluidos de baja viscosidad, para permeabilidades en el rango de los milidarcies se deberá usar un fluido de viscosidad media y para altas permeabilidades fluidos muy viscosos o reticulados. Si se realiza varios "microfracs" consecutivos en el mismo pozo, la selección del fluido deberá estar basada en la zona de mayor permeabilidad.

El caudal de inyección seleccionado, deberá ser aquel que proporcione un tiempo de bombeo lo suficientemente grande, para asegurar la creación de la fractura (2-3 minutos), pero sin que esta penetre en las zonas adyacentes. Se asume una fractura circular (PENNY-SHAPED).

METODOLOGIA : La metodología para efectuar las microfracturas puede ser resumida de la siguiente forma:

EN FORMACIONES NO PERMEABLES

- 1.- Balear 1 pie de formación con 4 tiros a 90º de fase.
- 2.- Bombear a régimen de fractura y a través de tubería y empaque, 1 a 2 barriles de fluido seleccionado.

Registrar las presiones al fondo del pozo.

- 3.- Parar el bombeo inmediatamente se note la ruptura de la formación y se reconozca la presión de extensión de la fractura.
- 4.- Abrir el pozo al flujo, a un caudal constante e igual al 25% del caudal de bombeo.
- 5.- Preparar un gráfico (en coordenadas cartesianas) de presión de flujo vs. tiempo de flujo del pozo post-bombeo, para determinar la presión de cierre de la fractura.

EN FORMACIONES PERMEABLES

La secuencia será la misma, a excepción de:

- 4.- Cerrar el pozo y registrar la caída de presión después del bombeo.
- 5.- Graficar la presión vs. una función del tiempo de cierre del pozo post-bombeo, para determinar la presión de cierre de la fractura.

ANÁLISIS DE LOS DATOS : La presión de cierre puede ser determinada mediante el análisis de un gráfico de declinación de presión (P) vs. una función del tiempo de cierre $f(\Delta t)$. ERDLE⁽¹⁴⁾ propuso utilizar la relación $[(T_0 + \Delta t)^{-1/2} - (\Delta t)^{-1/2}]$ y determinar la

presión de cierre mediante el cambio en la pendiente de esta curva. De acuerdo a la teoría de flujo lineal, esta curva exhibirá un comportamiento de línea recta hasta que la fractura se cierre. Si el volumen bombeado es mínimo, la presión de cierre de la fractura será equivalente al esfuerzo horizontal mínimo original.

J. L. Castillo⁽¹⁵⁾ ha propuesto una nueva metodología de análisis que será discutida en el Capítulo 3.3.b.1.

En formaciones no permeables, no se puede esperar una disipación de la presión en la formación, por lo tanto es necesario abrir el pozo a que fluya a un caudal constante.

Si se utiliza mayores volúmenes de inyección (grandes periodos de bombeo), se pueden analizar los datos de presión de la misma forma anterior pero, se debe considerar la posibilidad de incremento del esfuerzo inicial in situ.

Adicionalmente a estas pruebas, se utiliza una denominada "STEP-RATE" diseñada para medir la presión de extensión de la fractura. Esta prueba involucra la inyección de fluido dentro de la formación a un caudal inicial muy bajo que garantice un flujo matricial. El caudal de inyección es aumentado en pequeños incrementos y mantenido en cada incremento, por un lapso de tiempo constante de entre 5 a

10 minutos. El cambio en la pendiente de la gráfica de la máxima presión de fondo para cada caudal vs. el caudal de inyección, determinará la presión de extensión y el mínimo caudal de fractura. Esto se basa en que el flujo dentro del reservorio cambia de flujo radial a flujo lineal.

3.2.d Técnicas de Monitoreo de la Presión de Tratamiento

El requisito principal para un análisis exitoso de las presiones de fracturamiento, es la colección de datos de calidad a un mínimo costo. Las medidas deben ser registradas continuamente desde el inicio del bombeo (determinación de presión de cierre), tratamiento y declinación de presión después de finalizado el mismo.

Para realizar un análisis cuantitativo se necesita, por lo menos, un registrador de presión con un nivel de sensibilidad del orden de 5 psi y una precisión del orden de 25 psi.

El objetivo primario de la medida es registrar la presión de fluido, a la entrada de la fractura. Es conveniente registrar simultáneamente el caudal de inyección o retorno y la concentración del agente empaquetante, con las medidas de presión.

Medidas en superficie de la presión de inyección durante el tratamiento, generalmente no proporcionan datos confiables para la determinación de la presión de fracturamiento en el fondo del pozo. Esto es debido a que las variaciones en la presión de fricción en la tubería y en la presión en cabeza (por variaciones en la concen-

tración del agente empaquetante) son mayores que la sensibilidad requerida para un análisis confiable de los datos.

Para tratamientos en hueco entubado se debe asumir que la caída de presión en los perforados es despreciable o puede ser calculada. La mejor práctica es asegurar un suficiente número y fase de baleo, que permita despreciar la pérdida de presión a través de los perforados. Esta práctica también reducirá la posibilidad de degradación del fluido a través del área baleada.

La presión de tratamiento de fondo del pozo (BHTP), puede ser calculada con la siguiente relación:

$$\text{BHTP} = P_w + P_h - \Delta P_{ft} - \Delta P_{fp} \quad (3.2.d.1)$$

La forma más directa de medir la presión de tratamiento de fondo de pozo, es la de colocar un registrador de presión debajo de la zona a evaluar. Las desventajas de esta configuración es que no se puede mostrar las medidas de presión en tiempo real y es necesario finalizar el tratamiento para sacar el registrador y determinar los valores de presión medidos.

Otra configuración consiste en la utilización de tubería sin empaque. Se baja la tubería hasta el tope de la zona a fracturar y se coloca el registrador de presión dentro de la tubería (a la altura de la punta de tubos). La inyección se realiza por el espacio anular. Esta configuración tiene las mismas desventajas de la configuración anterior, salvo el riesgo de recuperación del registrador. Una mejora a esta

configuración es la utilización de un sensor con transmisión de datos a superficie.

La configuración más común consiste en la utilización de tubería sin empaque, colocada hasta el tope de la zona a fracturar. La inyección se realiza por la tubería ó el espacio anular, según sea los requerimientos de caudal. El registrador de presión se coloca en superficie conectado a la zona por donde no existe flujo. Por ejemplo, si se inyecta por la tubería el registrador se conecta al espacio anular. La zona por donde no existe el flujo debe estar llena con un fluido de densidad conocida, de manera de tener un valor definido de la presión hidrostática. La presión de fondo será calculada de la presión medida en superficie más la presión hidrostática. Las configuraciones típicas se muestran en la Figura N° 5.

Actualmente se han desarrollado equipos de cómputo portátiles, que pueden ser instalados en camionetas para su utilización en trabajos de fracturamiento. Estos equipos son llevados al pozo y permiten registrar y almacenar todos los parámetros requeridos del tratamiento, además desarrollan análisis en tiempo real utilizando dicha información (Figura N° 6). Algunos de los datos que pueden ser registrados durante el tratamiento son:

- ** presión anular
- ** presión en la tubería
- ** caudal de inyección
- ** concentración de material empaquetante.
- ** densidad de la mezcla.
- ** propiedades reológicas del fluido.
- ** tiempo de tratamiento.

Los programas almacenados en estos computadores, permiten obtener y procesar los datos, mostrar los parámetros del trabajo y almacenar los datos en discos para futura referencia.

La presión de tratamiento de fondo puede ser determinada en base a la medición de la presión en superficie y valores calculados de presión hidrostática y pérdida de presión por fricción; también puede ser registrada indirectamente a través de un anular/tubería estático o registrada directamente con registradores de presión colocados al fondo del pozo.

3.3 Determinación de los parámetros básicos de la fractura

Es necesario determinar la validez de las suposiciones efectuadas al diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico, por lo que se debe buscar formas alternativas de medir los parámetros geométricos de la fractura, como son la longitud, altura, ancho y conductividad. Estos parámetros pueden ser calculados en base al monitoreo y análisis de la presión de tratamiento.

3.3.a Determinación de la altura

La experiencia ha demostrado que, cuando las zonas ha estimular se presentan como paquetes arenosos de espesores apreciables, y/o múltiples capas con diferentes gradientes de fractura, los tratamientos de fracturamiento hidráulico sólo cubren una parte de todo él o los intervalos expuestos; por lo que para evaluar este tratamiento es muy importante determinar el espesor fracturado o más conocido como altura de fractura.

Para la determinación de la altura de fractura, se utiliza una técnica denominada "evaluación

prefractura", que mediante inyección a la formación a fracturar de materiales radiactivos y técnicas de perfilaje, permite lograr este objetivo. De las combinaciones de perfiles posibles se recomienda la combinación de rayos gama -temperatura.

Los materiales radiactivos pueden adicionarse al tratamiento de las siguientes formas:

- a) **Isotopos líquidos** : Son soluciones acuosas de Iodo 131, Scandio 46 o Iridio 192. El **Iodo 131** es más utilizado debido a que tiene una vida media bastante corta y puede ser utilizado en fluidos de base aceite. Estos isotopos penetran en todo el espesor fracturado, incluso en las zonas con baja concentración de agente de sosten; sin embargo es muy fácil de lavar de la formación, por lo que se requiere un sobredesplazamiento muy cuidadoso.
- b) **Arena radiactiva** : Es arena de fracturamiento activada por el fabricante y bombeada mezclada con la arena normal.
- c) **Resina radiactiva** : Presenta mejores ventajas que los métodos anteriores, es de fácil preparación y se fija a la formación por lo que no hay problema al sobredesplazar el fluido.

La interpretación del registro de rayos gama esta basado en el contraste radiactivo entre un perfil tomado antes de inyectar el fluido con el material radiactivo (perfil base) y el perfil tomado después de la inyección. Las zonas fracturadas, serán las que hayan admitido al material radiactivo y por lo tanto, presentarán un

gran contraste radiactivo al comparar ambos perfiles. En las zonas no fracturadas, la admisión de fluido será mínima y por lo tanto, no existirá mayor variación de radiactividad.

La utilización del perfil de temperatura para la determinación de la altura de fractura, se basa en que la inyección de un fluido frío/caliente a una formación en equilibrio térmico, producirá una anomalía en la gradiente geotérmica que podrá ser registrada por dicho perfil. Durante la operación de fracturamiento, la temperatura del fluido fracturante que ingresa a la formación, ya sea a través de los poros o de una fractura, será esencialmente constante; en consecuencia, cuando cese la inyección no existirán anomalías de temperatura significativas dentro del casing, en las zonas superior e inferior al punto de inyección. Entonces lo que se tendrá que determinar, es la zona donde existe la anomalía térmica, que será identificada como la zona fracturada (Figura N° 7).

Al cesar la inyección, el flujo de fluidos será pequeño por lo que se puede desprestigiar el efecto de flujo de calor por convección. En consecuencia todo el cambio de temperatura ocurrirá por conducción de calor. La temperatura de fondo en las zonas que no han recibido fluido fracturante y zonas que admitieron fluido por flujo radial, serán disipadas por conducción radial en estado inestable. La temperatura de fondo en las zonas fracturadas, será disipada por conducción lineal en estado inestable. En consecuencia el calor será conducido radialmente más rápido de lo que sería linealmente, originando que la temperatura en las zonas fracturadas cambien más lentamente que en las zonas no fracturadas, creando una anomalía térmica.

En esta técnica, inicialmente se toma un perfil de temperatura con el pozo en equilibrio térmico. Este perfil registra la temperatura "estática" del pozo y sirve como perfil base para detectar futuras anomalías. Posteriormente se realiza un bombeo a la formación de interés, de manera que el fluido que viene de la superficie cree una anomalía térmica en la zona de admisión. Luego se toma un nuevo perfil de temperatura, de manera que se pueda observar los cambios de temperatura ocasionados por la inyección del fluido, mediante la comparación con el perfil base. Debemos considerar que estos cambios de temperatura serán afectados por la conductividad térmica de la roca y la presencia de equipos mecánicos dentro del pozo, tales como tubería, empaques, etc. por lo que se recomienda que estos equipos se coloquen alejados de la zona de interés.

El método de evaluación sugerido por Kirby⁽¹⁹⁾ asume que la altura de fractura estará definida por la siguiente relación:

$$T_b = T_f + 0.2 (T_z - T_f), \text{ donde :}$$

T_b = temperatura que define los límites de la fractura (°F)

T_f = temperatura leída del perfil y tomada en la zona más fría (°F)

T_z = temperatura correspondiente a la gradiente geotérmica y tomada a la altura de la zona más fría (°F).

Para que la relación anterior sea válida, el perfil de temperatura deberá ser registrado a un tiempo determinado, después de finalizada la inyección de fluido, llamado "tiempo óptimo", que dependerá principalmente del volumen de fluido inyectado y de la diferencia de temperatura que exista entre el fluido inyectado y la formación a inyectar (Figura N° 8).

RECOMENDACIONES PARA EL REGISTRO DEL PERFIL : A fin de lograr una información adecuada se recomienda lo siguiente:

a) Perfil base

Se aconseja tomarlo a menos que se conozca perfectamente la gradiente geotérmica de la zona. Este perfil debe tomarse con el pozo en equilibrio térmico.

b) Temperatura del fluido de inyección

Debe existir un marcado contraste de temperatura entre el fluido de inyección y la formación a fracturar.

c) Tiempo de reposo luego de la inyección de fluido

El tiempo ideal, es aquel para el cual la temperatura tiende al gradiente geotérmico en las zonas adyacentes al intervalo fracturado y se mantiene en valores anormales frente a ella. Tiempos mayores y menores al ideal, darán curvas de temperatura cuya interpretación mostrara alturas de fractura irreales.

El tiempo ideal para un yacimiento, puede determinarse por comparación de resultados de alturas obtenidas con perfiles de rayos gama y de temperatura registrados a diferentes tiempos.

d) Movimiento de fluido en el pozo

Debe impedirse el retorno del fluido inyectado a la formación, para evitar el enmascaramiento de las anomalías térmicas en las paredes del pozo.

e) Efectos del pozo

Se aconseja fijar el tapón y empaque a no menos de 25 m del perforado más próximo.

3.3.b Determinación de la Geometría

Existen una serie de relaciones y procedimientos determinados por la literatura técnica, que permiten diseñar y dimensionar un tratamiento de fracturamiento hidráulico. El diseño está basado principalmente en la determinación de la geometría de fractura empaquetada, o sea básicamente en la determinación de parámetros tales como longitud, ancho y altura de fractura en contacto con el agente empaquetante, y su relación con incrementos de producción. A iguales condiciones de reservorio, fracturas con mejores geometrías empaquetadas proporcionarán mayores incrementos productivos. Sin embargo, es necesario métodos diferentes que permitan comprobar los valores de geometría obtenidos en el diseño de fracturamiento hidráulico y así calibrar dichos modelos de diseño. Estos valores de geometría pueden ser obtenidos de

fuentes tales como: las técnicas de minifrac y las pruebas de formación.

En este trabajo presentaremos el análisis en base a técnicas denominadas de "minifrac", con la suposición que la geometría creada es similar a la geometría empaquetada.

3.3.b.1 Técnica del Minifrac

Las **minifracturas**, son trabajos de bombeo a caudales de fractura, de un fluido sin agente de sosten. El tipo de fluido utilizado, deberá ser necesariamente el mismo que se usará durante el trabajo de fracturamiento.

Los resultados del análisis de presiones, darán por resultado los siguientes parámetros:

- 1.- La contención o no de la fractura, dentro del tramo de interés.
- 2.- El coeficiente total de pérdida por filtrado (c).
- 3.- La eficiencia del fluido de fractura seleccionado (η).
- 4.- El modo de comportamiento de la presión de tratamiento.
- 5.- Los parámetros geométricos, longitud y ancho de fractura.

DISEÑO DE UNA MINIFRACTURA : Una secuencia de tratamiento típica que garantice buenos resultados será :

1. Cerrar el pozo 48 horas antes de la operación.
2. Tomar un registro de temperatura y rayos gama para establecer las curvas base.
3. Efectuar un bombeo con fluido ligero (agua con %KCL y gelificante lineal) a diferentes caudales, para establecer el régimen de fractura, la presión de extensión y la presión de cierre.
4. Efectuar un bombeo a caudal constante e igual a aquel que será utilizado en el trabajo de fracturamiento, durante unos 15 a 30 minutos.
Colocar en los últimos 1000 a 2000 galones algún trazador radiactivo. El fluido deberá ser el mismo que será utilizado en el trabajo de fracturamiento hidráulico.
5. Durante el bombeo, observar y registrar las presiones de fractura para construir el gráfico de **LOG P_n vs LOG t**, a fin de deducir el modo de comportamiento de la presión de tratamiento y en consecuencia la geometría de fractura (Figura N° 9).

6. Finalizar el bombeo, cerrar el pozo, observar y registrar la declinación de la presión por lo menos durante un tiempo dos veces igual al de bombeo, a fin de realizar un análisis según NOLTE-SMITH (16) o alguna otra variante.
7. Correr registros de temperatura a 1, 4, 8, y 12 horas después de haber finalizado el bombeo.
8. Bajar tubería hasta por debajo de las perforaciones y circular con fluido limpio de forros a tubos, hasta recuperar en superficie el exceso de fluido con trazador radiactivo.
9. Tomar un registro de rayos gama.
10. Del análisis de los registros de temperatura y rayos gama, determinar el crecimiento vertical de la fractura (altura de fractura)
11. Con los datos de los registros de presión durante el bombeo y el subsiguiente cierre del pozo, efectuar los respectivos análisis NOLTE-SMITH para determinar el tipo de geometría de fractura, el coeficiente total de pérdida por filtrado, la eficiencia del fluido fracturante y

un estimado del ancho y longitud de la fractura lograda.

12. Con los valores obtenidos optimizar el diseño del fracturamiento previamente preparado.

ANÁLISIS DE LA DECLINACION DE PRESION:

Las relaciones que permiten calcular los parámetros que cuantifican la creación de una fractura hidráulica, son deducidos a continuación según lo propuesto por NOLTE, K.G. (17).

RELACION AREA-PERDIDA DE FLUIDO : El

rate de crecimiento áreal de la fractura esta limitado por los casos donde:

- a) La pérdida de fluido a la formación es despreciable (límite superior).
- b) La pérdida de fluido a la formación es predominante (límite inferior).

$$\alpha = a/A = \tau/t \quad \text{límite superior}$$

$$\alpha = a/A = (\tau/t)^{1/2} \quad \text{límite inferior}$$

(Ecu.1)

o:

$$\tau/t = (a/A)^e = \alpha^e \quad \text{(Ecu.2)}$$

$$e = 1 \quad \text{límite superior}$$

$$e = 2 \quad \text{límite inferior}$$

Donde A y t son el área y el tiempo actual, mientras a y τ son el área y el tiempo a algún otro instante (Figura N° 10). El límite superior no solamente asume pérdida de fluido despreciable, sino también un ancho de fractura constante. Puesto que el ancho generalmente aumenta y almacena una porción del fluido inyectado, $1/e$ será mucho menor que 1. El exponente actual para cada modelo será:

$$\begin{aligned}
 1/e < & (2n'+2)/(2n'+3) & \text{PKN} \\
 & (n'+1)/(n'+2) & \text{KGD} \\
 & & \text{(Ecu.3)} \\
 & (4n'+4)/(3n'+6) & \text{RADIAL}
 \end{aligned}$$

El rate de pérdida de fluido a través de un incremental de área, da , al tiempo t , está expresado por la relación de CARTER (17) como:

$$q_l(t, da) = \frac{2Cda}{[t-\tau(a)]^{1/2}} \quad \text{(Ecu. 4)}$$

Integrando la ecuación (4) y sustituyendo (2), nos dá:

$$\begin{aligned}
 q_l(t, a) &= \frac{2CA}{\sqrt{t}} \int_0^a \frac{d\alpha}{(1-\alpha^2 e)^{1/2}} \\
 &= \frac{2CA}{\sqrt{t}} \left[\frac{2[1-(1-\alpha^2 e)^{1/2}]}{\text{sen}^{-1} \alpha} \right] \quad \text{(Ecu.5)}
 \end{aligned}$$

$$q_l(t, A_p) = \frac{2CA_p}{\sqrt{t_0}} \left[\begin{array}{l} 2(t/t_0)^{1/2} [1-(1-\alpha)^{1/2}] \\ \text{sen}^{-1} \alpha \end{array} \right] \quad (\text{Ecu. 6})$$

Donde la expresión superior en los corchetes es para el límite superior ($e=1$) y la expresión inferior es para el límite inferior ($e=2$); la ecuación (6) se obtiene a partir de la ecuación (5) y (1) donde $a=A_p$, (área permeable o pérdida de fluido final) y $\tau=t_0$. El subscrito "o" denota el final del bombeo (inicio del cierre).

Se asume que el área total de una cara de la fractura, A_f , y A_p , mantienen una relación constante durante la propagación de la fractura, donde :

$$A_p = r_p A_f \quad (\text{Ecu. 7})$$

y

$$r_p = \frac{H_p}{H_f} \leq 1$$

RATE Y VOLUMEN DE PERDIDA DE FLUIDO :

El rate de pérdida de fluido después del cierre ($t \geq t_0$, $a=A_p$; asume $A=A_p=\text{constante}$) es determinado por sustitución de la Ecuación (1) para α donde $\tau=t_0$, en las ecuaciones (6) y usando la ecuación (7).

$$q_1(t, A_p) = \frac{2C_{rp} Af}{\sqrt{t_0}} \left[\begin{array}{l} 2(t/t_0)^{1/2} [1 - (1 - t_0/t)^{1/2}] \\ \operatorname{sen}^{-1} (t_0/t)^{1/2} \end{array} \right]$$

$$q_1(t, A_p) = \frac{2C_{rp} Af}{\sqrt{t_0}} \left[\begin{array}{l} 2[(1+tD)^{1/2} - tD^{1/2}] \\ \operatorname{sen}^{-1} (1+tD)^{-1/2} \end{array} \right] \quad \text{Ecu. 8}$$

$$q_1(t, A_p) = \frac{2C_{rp} Af}{\sqrt{t_0}} f(tD)$$

Donde:

$$tD = (t - t_0)/t_0 = t/t_0 - 1 \quad (\text{Ecu. 9})$$

Con $f(tD)$ representando las dos funciones entre corchetes en la ecuación (8) para los límites superior e inferior, y tD el tiempo de cierre sin dimensiones. Los límites para $f(tD)$ difieren ligeramente (<10%) por lo que desde un punto de vista de ingeniería, se puede utilizar cualquiera de las ecuaciones entre corchetes (Figura N° 11).

El volumen de fluido perdido durante el bombeo es hallado por integración de la ecuación (6) sobre el tiempo de bombeo con $a=A=A_p$, o $\alpha=1$ y sustituyendo (7), nos dá:

$$V_1(t_0, A_p) = \int_0^{t_0} q_1(t, \alpha=1) dt$$

$$= \frac{2C_{rp} Af}{\sqrt{t_0}} \int_0^{t_0} \left[\begin{array}{l} 2(t/t_0)^{1/2} \\ \pi/2 \end{array} \right] dt$$

$$V_l(t_o, A_p) = 2JC \text{ rpAf} \sqrt{t_o} \left[\begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right] \quad (\text{Ecu.10})$$

Donde $J(J \geq 1)$ es un multiplicador de C que toma en cuenta la pérdida adicional de fluido sólo durante el proceso de bombeo (pérdida inicial de fluido, apertura de fracturas naturales, etc.). Entonces :

$$\pi > \frac{V_l(t_o, A_p)}{JC \text{ rpAf} \sqrt{t_o}} > 8/3 \quad (\text{Ecu. 11})$$

El volumen de fluido perdido después del cierre (donde J no es aplicable) es hallado integrando la ecuación (8) desde $t_D=0$ y usando :

$$g(t_D) = \int f(t_D) dt_D$$

$$g(t_D) = \left\{ \begin{array}{l} 4/3 [(1+t_D)^{3/2} - t_D^{3/2}] \\ (1+t_D) \text{sen}^{-1} (1+t_D)^{-1/2} + t_D^{1/2} \end{array} \right\}$$

Donde :

$$V_l (si) = \frac{2C \text{ rp Af}}{\sqrt{t_o}} \left\{ t_o \int_0^{t_D} f(t_D) dt_D \right\} \quad (\text{Ecu.12})$$

$$V_l (si) = 2C \text{ rp Af} \sqrt{t_o} [g(t_D) - g(0)]$$

$$g(0) = \left\{ \begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right\} \quad (\text{Ecu. 13})$$

RELACIONES BASADAS EN LA PERDIDA DE FLUIDO Y TIEMPO : El volumen de fluido perdido entre la finalización del bombeo y el cierre de la fractura es hallado de la Ecuación (12), evaluando al tiempo que la fractura se cierre, después de finalizado el bombeo (t_c) o tiempo de cierre sin dimensiones ($t_{cD} = t_c/t_o$). Cuando una fractura sin material empaquetante se cierra, el volumen total perdido después de finalizada la inyección, será igual al volumen de la fractura al momento de la finalización del bombeo, V_f .

$$V_l \text{ (si), } (t_{cD} = t_c/t_o) = V_f$$

$$2C r_p A_f \sqrt{t_o} [g(t_{cD}) - g(0)] = A_f W_p$$

(Ecu.14)

$$W_p = 2C r_p \sqrt{t_o} [g(t_{cD}) - g(0)]$$

EFICIENCIA DEL FLUIDO : La introducción del parámetro β definido como:

$$\beta \equiv V_f/V_l \quad \text{(Ecu. 15)}$$

Este parámetro es la relación del volumen de fractura al volumen de fluido perdido al finalizar la inyección. Esta relacionado a la eficiencia del fluido (η) que es la relación del volumen de fractura al volumen total inyectado. Usando esta definición, la ecuación (15) y la ecuación de continuidad, tenemos:

$$V_i = V_l + V_f$$

$$V_i = (V_f/\beta) + V_f \quad ; \quad V_i = \left(\frac{1 + \beta}{\beta} \right) V_f \quad \text{(Ec.16)}$$

$$n = \frac{V_f}{V_i} = \frac{f}{(1+f)} \quad (\text{Ecu. 17})$$

Usando las relaciones (15), (14) y (13), tenemos:

$$f = V_f/V_1 ; V_f = 2C r_p A_f \sqrt{t_0} [g(tcD) - g(0)]$$

$$V_1 = 2JC r_p A_f \sqrt{t_0} g(0) \quad (\text{Ecu. 18})$$

$$f = \frac{[g(tcD) - g(0)]}{J g(0)}$$

$$n = 1 - \frac{J}{[J-1 + g(tcD)/g(0)]} \quad (\text{Ecu. 19})$$

Si $J = 1$

$$n = 1 - g(0)/g(tcD)$$

Las expresiones anteriores para el tiempo de cierre de la fractura, asumen que la fractura se cierra completamente. Si se considera el uso de agentes empaquetantes, el volumen de fractura efectivo que se cierra estará dado por $V_f - V_{pr}$, donde V_{pr} es el volumen de agente empaquetante (incluida la porosidad del agente empaquetante).

El valor de $g(tcD)$ para el cierre de la fractura sobre el agente empaquetante será denominado como $g'(tcD)$. La expresión equivalente a la relación (17) será:

$$V_f - V_{pr} = 2C r_p A_f \sqrt{t_0} [g'(tcD) - g(0)] \quad (\text{Ecu. 20})$$

Y de (13) y (15)

$$V_f = V_l \beta = 2JC r_p A_f \sqrt{t_o} g(0) \beta \quad (\text{Ecu. 21})$$

Dividiendo (20)/(21), sustituyendo $V_f = \beta V_i / (1 + \beta)$, y resolviendo para β , tenemos:

$$\beta = \frac{V_p + [g'(tcD) - g(0)]/J g(0)}{1 - V_p}$$

Donde para $J=1$,

$$\beta = \frac{g'(tcD) / g(0)}{1 - V_p} - 1 \quad (\text{Ecu. 22})$$

Donde :

$$V_p = \frac{V_{pr}}{V_i} ; \text{ y } \delta p_o = W_{po} / (1 - \phi) V_{pr}$$

Entonces:

$$V_p = W_{po} / \delta p_o (1 - \phi) V_i$$

Siendo:

V_p = Fracción en volumen de agente empaquetante bombeado (incluyendo la porosidad del empaquetante), relativo al volumen total bombeado (mezcla).

ANCHO DE FRACTURA : Sustituyendo $J \beta g(0) = g(tcD) - g(0)$ de la ecuación (19) dentro de la ecuación (14), nos dá :

$$W_p = 2JC \text{ } r_p \sqrt{t_o} \int g(0) \quad (\text{Ecu. 23})$$

Con \int de la ecuación (19) si no hay material empaquetante o de la ecuación (22) en caso contrario.

AREA DE FRACTURA Y PENETRACION : Combinando la ecuación de continuidad y las ecuaciones (13) y (17), se obtiene las siguientes relaciones para el área de la fractura:

$$\begin{aligned} V_i &= V_l + V_f = V_l (1 + \int) \\ &= 2 J C \text{ } r_p A_f \sqrt{t_o} g(0) (1 + \int) \end{aligned}$$

o:

$$A_f = \frac{V_i}{2JC \text{ } r_p g(0) \sqrt{t_o} (1 + \int)} = \left[\begin{array}{l} H_f(2L) \\ H_f(2L) \\ \pi R^2 \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{PK} \\ \text{KGD (Ec.24)} \\ \text{RADIAL} \end{array}$$

Asumiendo, que el tiempo para el cierre de la fractura, puede ser determinado de la interpretación de los datos de declinación de la presión; entonces la eficiencia del fluido (η) y \int , pueden ser determinados a partir de $g(tcD)$; y si el coeficiente de pérdida de fluido durante el bombeo, JC , es conocido; entonces se podrá determinar el ancho con la ecuación (23) y el área de la fractura con la ecuación (24). A pesar que el coeficiente de pérdida de fluido puede ser estimado de datos de laboratorio, el rate de declinación de la presión después de finalizado el bombeo debe ser usado para determinar el coeficiente actual

C (sin el factor de corrección J) para el fluido y formación específica.

RELACIONES BASADAS EN PRESION : El ancho de fractura promedio para cada uno de los modelos estandar de fracturas pueden ser relacionados a la presión de fluido neta, $P_n = BHTP - P_c$.

$$w_p = \zeta P_n = \zeta (BHTP - P_c)$$

Donde :

$$\zeta = \frac{\pi\beta}{2E'} \left[\begin{array}{l} H_f \\ 2L \\ (32/3\pi^2)R \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{array} \quad (\text{Ecu. 25})$$

Donde ζ es un factor de "elasticidad" de la fractura para el ancho. E' es el módulo de elongación definido como :

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2}$$

β es la relación de la presión neta promedia en la fractura al valor a la entrada de la fractura en la boca del pozo.

COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO : La ecuación de continuidad implica que después de finalizada la inyección y antes que la fractura se cierre, el rate de volumen de fluido perdido es igual al rate de cambio en el volumen de la fractura.

$$-\frac{dVf}{dt} = -Af \frac{dWp}{dt} = q_1(t, A_p)$$

sustituyendo (8) y (25) nos dá :

$$-Af\zeta \frac{dP_n}{dt} = \frac{2C \text{ rp} Af}{\sqrt{t_0}} f(t_D) \quad (\text{Ecu.26})$$

o:

$$-\frac{dP_n}{dt} = \frac{2C \text{ rp} f(t_D)}{\zeta \sqrt{t_0}}$$

EL uso práctico de los datos de "rate de cambio" es algunas veces difícil debido a la dispersión de los datos, sin embargo diferencias sobre longitudes de tiempo más grandes promedian mejor la dispersión. La integración de la Ecu. 26 desde algún tiempo de referencia t^* , a un tiempo mayor t , y usando la primera expresión en la Ecuación (12) nos dá : (en término de tiempos sin dimensiones) :

$$-\int_{t_D^*}^{t_D} dP_n = \frac{2C \text{ rp}}{\zeta \sqrt{t_0}} \int_{t_D^*}^{t_D} f(t_D) t_D dt_D$$

Donde : $dt = t_D dt_D$

$$P_n(t_D^*, t_D) = \frac{2C \text{ rp} \sqrt{t_0}}{\zeta} [g(t_D) - g(t_D^*)]$$

Definiendo:

$$G(t_D, t_D^*) = (4/\pi) [g(t_D) - g(t_D^*)] \quad (\text{Ecu. 27})$$

$$P^* = P_n(tD^*, tD), \text{ cuando } G(tD, tD^*) = 1$$

nos dá :

$$P^* = \frac{\pi C r_p \sqrt{t_0}}{2\zeta}$$

o:

$$C = \frac{2P^*\zeta}{\pi r_p \sqrt{t_0}} = \frac{P^*\beta}{r_p \sqrt{t_0 E'}} \left[\begin{array}{c} H_f \\ 2L \\ (32/3\pi^2)R \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{array} \quad (\text{Ecu.28})$$

La función $G(tD, tD^*)$ es mostrada en la Figura N° 12, la que puede usarse como curva tipo, para la determinación de P^* de datos de declinación de presión.

EFICIENCIA DEL FLUIDO : Usando la Ecuación (25) con el valor de P_n tomado directamente después de finalizado el bombeo y denotado como P_s , y después de sustituir C de la Ecuación (28) en (13) y (15), nos dá :

$$\eta = \frac{A W_p}{V_1} = \frac{\pi P_s}{4 J P^* g(0)} = \frac{P_s}{J P^* L} \left[\begin{array}{c} 3\pi/16 \\ 1/2 \end{array} \right] \quad (\text{Ecu.29})$$

$$= \eta / (1-\eta)$$

Las expresiones entre corchetes son para los valores limites superior e inferior respectivamente, para el crecimiento de la fractura.

La ecuación (29) define el parámetro básico β y la eficiencia Ω , en términos de la presión de cierre y la presión match de declinación (P^*), mientras que la ecuación (19) define esos parámetros en término del tiempo de cierre sin dimensiones (t_{cD}). **Ninguna de estas expresiones dependen de un modelo de fractura asumido.**

ANCHO Y LONGITUD DE FRACTURA :
Sustituyendo la Ecuación (28) para C dentro de (24), nos dá:

$$\frac{E'V_i}{2JP^*\beta g(0)(1+\beta)} = \begin{bmatrix} Hf^2(2L) \\ Hf(2L)^2 \\ (32/3\pi)R^3 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{matrix}$$

$$\frac{E'V_i \Omega 4JP^* g(0)}{2JP^*\beta g(0)\pi P_s} = \begin{bmatrix} Hf^2(2L) \\ Hf(2L)^2 \\ (32/3\pi)R^3 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{matrix}$$

$$\frac{2\Omega V_i E'}{\pi P_s} = \beta \begin{bmatrix} Hf^2(2L) \\ Hf(2L)^2 \\ (32/3\pi)R^3 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{matrix} \quad (\text{Ecu.30})$$

Estas ecuaciones permiten calcular la longitud de la fractura a partir de los datos de la declinación de presión, en términos de P^* y β , o en términos de eficiencia (Ω) y la presión neta inmediatamente después de finalizado el bombeo (P_s).

Si la presión de cierre se puede asumir constante las Ecuaciones (25) y

(27) implican que P^* puede ser hallado de la presión de fondo o superficie, puesto que P^* esta en términos de diferencias de presión. Estos mismos parámetros pueden ser usados para definir el ancho promedio al finalizar el bombeo, al sustituir C de (28) en la ecuación (23).

$$W_p = \frac{2 g(0) J \sqrt{P^*} \beta}{E'} \left[\begin{array}{l} H_f \\ 2L \\ (32/3\pi^2)R \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{array} \quad (\text{Ecu. 31})$$

o directamente de (25)

$$W_p = \frac{\pi P_s}{2E'} \beta \left[\begin{array}{l} H_f \\ 2L \\ (32/3\pi^2)R \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{PK} \\ \text{KGD} \\ \text{RADIAL} \end{array}$$

En la Figura N° 13, se muestra un esquema de los parámetros definidos para el análisis de declinación.

La derivación de estas ecuaciones asume que el coeficiente de pérdida de fluido (C) es un valor constante, independiente de la presión. Esta suposición es válida sólo cuando la pérdida de fluido está controlada por una costra compresible que actúa como filtro. En los casos, donde la pérdida de fluido está controlada principalmente por la viscosidad del filtrado, por una costra incompresible o por la compresibilidad del fluido y permeabilidad del reservorio, el coeficiente de pérdida de fluido dependerá del valor de la presión y en conse-

cuencia disminuirá durante el período de cierre. Para estos casos la aplicación directa, sugerida por **NOLTE**, causará un estimado optimista de la eficiencia del fluido y el coeficiente de pérdida del mismo.

J. L. Castillo⁽¹⁵⁾, sugiere una nueva metodología para el análisis de la declinación de presión, que permite determinar, la presión neta inmediatamente finalizado el bombeo (P_s), la presión de cierre (P_e) y la presión Match (P^{\ddagger}), requeridas para los cálculos de pérdida de fluido. Además es posible identificar el período de extensión, el período de cierre y la influencia de la presión en el coeficiente de pérdida de fluido.

Las ecuaciones utilizadas son derivadas de las presentadas por Nolte y son :

$$P_n(tD^{\ddagger}, tD) = \frac{\pi C r_p \sqrt{t_o}}{2\zeta} G(tD, tD^*)$$

donde $tD > tD^*$

$$P^{\ddagger} = \frac{\pi C r_p \sqrt{t_o}}{2\zeta} \quad (\text{Ecu. 27})$$

La ecuación (27) (superior) es una ecuación lineal. Sustituyendo la Ecuación (27) (inferior) y seleccionando un tiempo de referencia $tD^{\ddagger} = 0$, nos dá :

$$P(tD) - P(0) = -P^* G(tD, 0)$$

$$P(tD) = -P^* G(tD, 0) + P(0) \quad (\text{Ecu. 32})$$

Esta ecuación es de la forma $Y = mx + b$. Entonces una gráfica cartesiana de $P(tD)$ Vs. $G(tD, 0)$ deberá dar una línea recta durante el periodo de cierre, con una pendiente igual a P^* y un intercepto en y igual a la presión teórica al momento de cierre del pozo. El periodo de cierre es reconocido por la linearidad de la curva; la desviación de esta linearidad identifica la presión de cierre (Figura N° 14).

Además, se puede mejorar la interpretación de esta curva utilizando su derivada, donde:

$$\frac{\delta P(tD)}{\delta G(tD, 0)} = P^* \quad (\text{Ecu. 33})$$

Una gráfica de $\delta P / \delta G$ vs. Δt , deberá dar una línea recta horizontal durante el periodo de cierre, con un valor constante de P^* siempre y cuando el coeficiente de pérdida de filtrado sea independientemente de la presión; en caso contrario, esta gráfica mostrará una pendiente declinante.

4.- APLICACION DE LA METODOLOGIA DE ANALISIS A TRABAJOS DE FRAC- TURAMIENTO HIDRAULICO EN EL MIEMBRO HELICO FORMACION LUTITAS TALARA DEL YACIMIENTO CARRIZO EN EL AREA DE TALARA

4.1 DESCRIPCION GEOLOGICA Y DE RESERVORIOS DEL MIEMBRO HE- LICO

El miembro HELICO es de la edad correspondiente al EOCENO MEDIO. Es una secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo, color gris verdoso con granulos de glauconita, separados por intercalaciones de estratos de lutita gris marrón grisácea, suaves, masivas, en parte calcáreas. El contenido faunístico pertenece a la zona nerítica (helicolepidina spirslis).

Este miembro fue depositado por sedimentos en flujo gravitacional, de manera cíclica, en aguas relativamente profundas, en forma de abanico y canales submarinos. Los desarrollos de conglomerados y areniscas en el área, tienen diferentes tendencias en forma de canales y entre estos canales existen areniscas de grano muy fino, no siendo estos buenos reservorios.

Este miembro consta de 6 cuerpos arenosos perfectamente determinados e interestratificados con lutitas (Fig. N° 15).

El reservorio se encuentra a una profundidad de -3600', con rumbo N 35° E y buzamiento hacia el Sureste.

De análisis de núcleos, de pozos ubicados en este yacimiento, se ha estimado los parámetros de roca reservorio. Se han obtenido valores de **porosidad** de 12.6%, **permeabilidad** de 3.0 md., **módulo de Young** de 2×10^6 psi. y **coeficiente de Poisson** de 0.17, que corresponden al promedio aritmético de los diferentes valores encontrados en el área. **La saturación de agua inicial** se ha estimado en 40%.

Para la determinación de las propiedades del fluido del reservorio, se ha tomado los resultados de los análisis PVT del área. La gravedad del crudo ha sido determinada en 39.6 °API. Las condiciones iniciales correspondientes a una presión inicial de 2134 psi.a -3600', son:

Factor de volumen de formación(Boi)= 1.32 bls/stb.

Gas en solución(Rsi) = 540 scf/stb.

Viscosidad(Uoi)= 0.7 cp.

La presión de burbuja ha sido estimada en 1730 psi.

El mecanismo de producción del reservorio es el de gas en solución. La presión inicial de 2134 psi, fue medida en el pozo descubridor en Setiembre de 1960. La temperatura del reservorio ha sido calculada en 104 °F.

La composición mineralógica del miembro Helico presenta al cuarzo como el componente más abundante(>40%), le siguen en menor cantidad los feldespatos como plagioclasa-Na(entre 15 a 40%) y en baja cantidad (<15%), calcita y las arcillas tales como anquerita, clorita y caolinita. La arcilla que más resalta dentro de las muestras, es la clorita, la cual se encuentra cubriendo la superficie de los granos de cuarzo y feldespatos. La caolinita fue otra arcilla detectada pero en menor cantidad. El contenido de hierro soluble determinado es mayor al 2%(en peso) y probablemente es causado por una disolución parcial de la clorita y anquerita.

Las muestras presentan una solubilidad al HCL al 15%, entre 12 a 21% y al 12%HCL-3%HF entre 26 y 33%.

4.2. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO PROPUESTO

Siendo el objetivo de los trabajos realizados en los pozos analizados en esta Tesis, el de dimensionar el fluido fracturante para lograr fracturas cortas y de alta conductividad, el tratamiento realizado fue di-

señado para además de cumplir lo anterior, determinar la altura de fractura, la distribución del fluido fracturante, y la condición de la cementación en la zona fracturada. El procedimiento seguido fue :

- (1) Toma de registros de temperatura y rayos gama, antes de efectuar la inyección de fluido.

Se registro 300'por encima y debajo de las zonas a tratar. A estos registros se les llamo "registros base".

- (2) Punzonamiento del intervalo a tratar, con el menor número de tiros posibles. Cada zona de interés fue baleada y probada en forma independiente y secuencial. Se uso empaques y tapones recuperables para su aislamiento.

- (3) Pruebas de formación para determinar la permeabilidad y nivel de energía de la zona de interés. Se usó la sarta DCIP de una compañía de servicio local.

- (4) Preparación del fluido fracturante, compuesto de:

- (a) Fluido base

80% (en volumen) de agua dulce.

20% (en volumen) de alcohol isopropílico.

2% (en peso) de cloruro de potasio.

2 gal./1000 gal. de surfactante.

2 gal./1000 gal.de inhibidor de arcillas.

1.5 gal./1000 gal. reductor tensión superficial.

0.25 gal./1000 gal. de solvente mutual.

5 lbs./1000 gal. de reductor de oxigeno.

- (b) Fluido gelificado base

100% (en volumen) de fluido base.

40 lbs./1000 gal. de gelificante.

5 lbs./1000 gal. de controlador de PH.

(c) Fluido gelificado activado

100% (en volumen) de fluido gelificado base.

0.5 gal./1000 gal. activador.

0.5 lbs./1000 gal. de rompedor de gel.

(d) Material radiactivo usado

* Sistema FRAC-MAR con IODINE 131

* **Silver 110** mezclado con arena de fracturamiento

(5) Pruebas de microfrac y minifrac, para determinar los parámetros de diseño del fracturamiento hidráulico. Dentro de estas pruebas se determinó valores de presión de fondo (ISIP) para tipificar el comportamiento de la formación en trabajos de fracturamiento hidráulico. La secuencia del bombeo fue la siguiente:

(a) 450 gal. de fluido base, bombeado a caudal escalonado entre 3 a 100 gal/min.

(b) 5000 gal. de fluido base, bombeado a caudal de fractura de 8 bpm. Durante estas pruebas se realizó una secuencia de bombeos de aproximadamente 3 min. con paradas respectivas de 2 min., para determinar la presión de fondo (ISIP). Durante la inyección se dosificó el material radiactivo (sistema FRACMAR) preparado con aproximadamente 12 mci. de IODINE 131.

(c) 2800 gal. de fluido gelificado activado, bombeado a caudal de fractura de 8 bpm.

(6) Toma de registros de temperatura y rayos gama. Los registros de temperatura se tomaron, aproximadamente, a los 25, 50 y 100 min. de finalizado

el bombeo de los 5000 gal. de fluido base. Estos registros fueron tomados para determinar el perfil de admisión de fluido. Adicionalmente, se tomaron registros de temperatura a las 6 y 10 horas de finalizado el bombeo, para determinar la altura de fractura.

El registro de rayos gama se tomo antes de iniciar la prueba de minifrac; si mostraba algun grado de contaminación se volvía a tomar un nuevo registro después de la prueba de minifrac.

Estos trabajos se realizaron en cada zona de interés y en forma continua y secuencial. Posteriormente, se procedió a determinar y seleccionar las zonas donde se fracturaría con inyección de agente empaquetante.

Para la realización de los fracturamientos hidráulicos se siguió la siguiente secuencia:

- (a) Se bajó tubería 2-7/8" J-55 con tapon RBP y empaque RTTS, para limitar las zonas a estimular.
- (b) Se fracturo a 8 bpm, con el volumen de fluido fracturante determinado en las pruebas de minifrac. En esta etapa se inyectó el material radiactivo mezclado con la arena de fracturamiento.
- (c) Se descargó y resentó las herramientas en la próxima zona a fracturar y repitió el paso (b). Esta secuencia se realizó en forma consecutiva hasta fracturar todas las zonas seleccionadas.
- (d) Se recuperaron las herramientas usadas y se bajó tubería con punta libre hasta 100' por

debajo del primer baleo y se procedió a circular fluido limpio para limpiar residuos radioactivos. Se sacó tubería.

- (e) Se tomó registros de rayos gamma a través de toda la zona fracturada, para determinar las zonas que admitieron arena de fracturamiento y conocer la altura de fractura empaquetada.

La calidad de la información obtenida a partir de las pruebas de minifrac y microfrac, son dependientes de la calidad de los sensores de presión utilizados tanto en cabeza como en el fondo del pozo. Para cumplir en cierto grado con este requerimiento se utilizaron, además del equipo normal de fracturamiento, cabezal del pozo y lubricador de la compañía de baleo, 2 registradores de presión ("BT Gauges") y/o Ameradas, una en superficie y otra colgando inicialmente del cable de baleo (Figura N° 16). Para mejorar la resolución de los datos de presión, se usaron relojes con un rango de 3 horas.

5.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Con el fin de mostrar la aplicación de la metodología de análisis y procedimiento propuesto, presentamos en detalle los resultados obtenidos en un pozo del Yacimiento Carrizo, el cual será identificado como CA-1.

5.1 Determinación de la altura de fractura

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 1 y Figuras N°s. 17, 18 y 19. Adicionalmente, se muestran las Figuras N°s. 20 y 21 donde además, es posible determinar problemas asociados con mala cementación en las zonas probadas (canalización).

Para la interpretación de los perfiles de temperatura y rayos gamma, se utilizaron los conceptos técnicos expuestos por los Srs. T.M. Kirby (19) y C.J. Wouterlood y Carbel (20).

Con fines estadísticos, es conveniente mostrar que para la inyección de un fluido acuoso gelificado, a un caudal de aproximadamente 8 Bls/min. se obtiene una altura de fractura promedio de 53 pies; con los que se obtiene una relación de 6.6 pies/BPM. La literatura técnica reporta un rango entre 5 a 10 pies/BPM para este fluido.

5.2 Determinación de la presión de cierre/extensión-microfrac

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 2 y Figuras N°s. 23 al 28.

Para la determinación de estos parámetros, se utilizó una secuencia típica de bombeo mostrada en la Figura N° 22. Los datos medidos se presentan en el Anexo.

Para la determinación de la presión de cierre se utilizó el método de análisis propuesto por Castillo⁽¹⁵⁾, mien-

tras que para la presión de extensión, el propuesto por **Nolte** (16).

Del análisis de las tablas y figuras respectivas, podemos concluir :

- a) En casi todos los casos, la presión de extensión es mayor que la presión de cierre de la fractura. Esto es consecuente con el hecho que, la presión de extensión se determina a condiciones dinámicas, originando un incremento de presión por fricción durante el flujo en la fractura.

En el intervalo 4402'-4354', la presión de extensión es menor que la de cierre, debido a que por condiciones operativas, la presión de cierre fue determinada después de inyectar a caudales de fractura un volumen considerable de fluido; ésto habría originado un incremento en la magnitud de la presión de cierre.

- b) La presión de extensión muestra una correspondencia directa con la presión de cierre, confirmando la calidad de la interpretación.
- c) Los caudales de admisión de fluido, de los intervalos probados, son bajos; si consideramos que la ruptura de la formación ocurrió a caudales entre 2.6 a 9.7 gal/min., entonces si queremos inyectar fluido sin fracturar la formación, tendremos que bombear a caudales menores.
- d) Cada zona probada muestra un valor particular de gradiente de fractura, variando entre 0.57 a 0.82 psi/pie. Esto implica, que cada zona requerirá diferentes condiciones de tratamiento para ser fracturadas adecuadamente.

En el caso, que esta formación fuese sometida a un proceso de recuperación secundaria, tal como in-

yección de agua, el conocimiento de esta información básica permitirá definir los caudales y presiones de inyección máximos, así como el arreglo de inyección adecuada. Será necesario aislar las zonas de menor gradiente de fractura para obtener buena eficiencia de barrido y evitar las irrupciones de agua en pozos productores.

5.3 Caracterización de la formación

La tipificación del modo de comportamiento de la formación, durante la creación de una fractura, se realizó mediante el análisis de la curva LOG (BHTP-Pc) Vs. LOG (t) , utilizando los criterios expuestos por CONWAY ⁽⁶⁾. Los resultados se muestran en las Figuras N° 29 y 30.

En casi todos los casos, podemos apreciar que la fractura se inicia mediante un crecimiento vertical, hasta alcanzar zonas que la contengan; este comportamiento muestra una pendiente negativa y se designa como modo **RADIAL** o **PENNY**. A continuación notamos un cambio en la pendiente hacia valores positivos, característica del comportamiento denominado como **PERKINS**. En el intervalo 4257'-4213', durante todo el tratamiento se muestra un crecimiento vertical de la fractura debido, probablemente, a la falta de zonas lutáceas suficientemente densas para contenerla.

En consecuencia podemos concluir que durante un fracturamiento hidráulico a gran escala en el Mbo. Hélico, el modelo de **PERKINS** y **KERN-NORDGREN (PKN)** predecirá mejor el comportamiento de la formación..

La obtención de los datos de presión se realizó mediante 2 procedimientos : en uno de ellos se registró la presión de tratamiento de fondo en forma continua durante la formación de la fractura; en el segundo caso sólo se determinó la presión inicial de cierre (**ISIP**) durante una secuencia de bombeo a caudal de fractura y cese del

bombeo. Se registró como mínimo tres valores de **ISIP**.

Si bien es cierto que el primer método proporciona una información más completa, en términos generales, el segundo método también nos permite tipificar el modo de comportamiento de la formación durante la creación de una fractura, con la ventaja que se puede determinar en base a la presión en superficie.

Durante el análisis de las pruebas de minifrac, se determinó un incremento en la presión de cierre de las zonas probadas. Esto confirma el hecho que en reservorios saturados con líquido, la presión de cierre incrementa conforme se bombea fluido.

Para tipificar el comportamiento de la formación, se corrigió la presión de cierre utilizando la metodología expuesta por **SMITH**⁽¹²⁾.

5.4 Determinación de la geometría de fractura-minifrac

Para el análisis de la prueba de **minifrac** utilizaremos los datos proporcionados en la Tabla N° 3 y Figuras N°s. 31 al 35.

En el intervalo 4257'-4213', se muestra una presión de cierre menor a la obtenida originalmente; esto se explica como un crecimiento vertical de la fractura hacia la zona inferior de menor presión. Esta interpretación confirma lo mostrado por los registros de temperatura y rayos gamma, así como la curva de tipificación de la fractura.

Considerando que el comportamiento de la formación, durante la creación de la fractura ha sido tipificado como **Radial** (inicialmente) y **PERKINS**; utilizaremos ambos conceptos para la determinación de la geometría obtenida.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 4;

de donde detallaremos la obtención de los resultados del intervalo 4402'-4354'.

(1) Determinación de E' :

Sabemos que : $E = 2.00 \times 10^6$ psi (1.379×10^4 M Pa)
 $\mu = 0.17$

$$E' = \frac{1.379 \times 10^4 \text{ M Pa}}{(1 - 0.17^2)} = 1.42 \times 10^4 \text{ M Pa}$$

(2) Datos adicionales

$$n' = 0.469$$

$$a = 1.000$$

$$V_i = 7.9 \text{ BPM} \times 7.6 \text{ min.} = 60.04 \text{ Bls (9.54 m}^3)$$

$$r_p = 1$$

$$H_f = 42 \text{ pies (12.8 m)}$$

$$J = 1 \text{ (asumido)}$$

$$P_c = 3516 \text{ psi.}$$

$$ISIP = 3764 \text{ psi}$$

$$P_s = 3764 - 3516 = 248 \text{ psi (1.71 M Pa)}$$

$$P^* = 102.2 \text{ psi (0.705 M Pa)}$$

$$t_o = 7.6 \text{ min}$$

$$t_c = 10 \text{ min}$$

$$t_{dc} = t_c / t_o = 1.315$$

Cálculo de la eficiencia de fluido :

$$(1) \quad \eta = 1 - g(o)/g(c) = 1 - 1/2.014 = 0.504 \text{ (50.4\%)}$$

$$(2) \quad \int = \frac{P_s}{JP^*} \times \frac{3\pi}{16} = \frac{1.710}{0.705} \times \frac{3\pi}{16} = 1.429$$

$$\eta = \frac{\int}{1 + \int} = \frac{1.429}{2.429} = 0.59 \text{ (59.0\%)}$$

Entonces :

$$\bar{n} = 54.7 \% \text{ (promedio)}$$

Cálculo para el modelo radial

(a) Radio de fractura

$$\frac{2 \bar{n} V_i E'}{\pi P_s} = \beta \times \frac{32}{3\pi} \times R^3$$

$$\frac{2 \bar{n} V_i E'}{\pi P_s} = \frac{2 \times 0.547 \times 9.54 \times 1.42 \times 10^4}{\pi \times 1.71}$$
$$= 2.759 \times 10^4$$

$$\beta = \frac{3\pi^2}{32} = 0.925$$

Luego :

$$\frac{32}{3\pi} R^3 = \frac{2.759 \times 10^4}{0.925} \Rightarrow R^3 = \frac{3\pi \times 2.759 \times 10^4}{32 \times 0.925}$$
$$= 8.784 \times 10^3$$

$$R = 20.6 \text{ m (67.7 pies)}$$

(b) Ancho de fractura

$$W_p = \frac{\pi P_s \beta}{2 E'} \times \frac{32}{3\pi^2} R$$

$$W_p = \frac{1.71 \times 0.925 \times 32}{2 \times 1.42 \times 10^4 \times 3\pi} \times 20.6$$

$$= 3.895 \times 10^{-3} \text{ m (0.15 pulg)}$$

(c) **Coefficiente de pérdida de fluido**

$$C = \frac{P^*}{r_p \sqrt{t_0} E'} \beta \frac{32}{3\pi^2} R$$

$$C = \frac{0.705 \times 0.925 \times 32 \times 20.6}{1 \times \sqrt{7.6} \times 1.42 \times 10^4 \times 3 \times \pi^2}$$

$$= 3.709 \times 10^{-4} \text{ m}/\sqrt{\text{min}} \quad (12.2 \times 10^{-4} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}})$$

Cálculo para el modelo de Perkins

(a) **Longitud de fractura**

$$\frac{2^3 \pi V_i E'}{\pi P_s} = \beta H_f^2 (2L) \implies L = \frac{2.759 \times 10^4}{2 \times 0.746 \times 12.8^2}$$

$$\beta = 0.746$$

$$L = 112.8 \text{ m} \quad (370 \text{ pies})$$

(b) **Ancho de fractura**

$$W_p = \frac{\pi P_s}{2 E'} \beta h_f = \frac{\pi \times 1.71 \times 0.746 \times 12.8}{2 \times 1.42 \times 10^4} = 1.80 \times 10^{-3} \text{ m} \quad (0.07 \text{ pulg})$$

(c) **Coefficiente de pérdida de fluido**

$$C = \frac{P^*}{r_p \sqrt{t_0} E'} \beta h_f$$

$$C = \frac{0.705 \times 0.746 \times 12.8}{1 \times \sqrt{7.6} \times 1.42 \times 10^4} = 1.72 \times 10^{-4} \text{ m}/\sqrt{\text{min}} \quad (5.64 \times 10^{-4} \text{ pies}/\sqrt{\text{min}})$$

Los valores de longitud y ancho de fractura, así como el coeficiente de pérdida de fluido mostrados en la Tabla N° 4, presentan diferentes valores, según el modelo que se haya seleccionado para su determinación. Existen ra-

zonas físicas para seleccionar el modelo más aplicable; éstas pueden ser profundidad (tendencia para el deslizamiento de estratos), presión de fractura mayor a la presión de sobrecarga (radial en el plano horizontal) y espesor de la formación (radial en el plano vertical para una longitud menor que la altura). Sin embargo es, del modo como se comporta la formación durante la creación de una fractura, donde se puede inferir qué modelo es el más apropiado.

Durante la realización de este trabajo, observamos que inicialmente la fractura se comporta como radial, propagándose en un plano vertical, para luego comportarse del modo PERKINS, con una altura de fractura constante.

Desde un punto de vista práctico, dado que en casi todos los casos, la formación tratada presenta intercalaciones lutáceas capaces de contener el crecimiento vertical de una fractura, la utilización de un modelo radial no es aconsejable dada la corta duración de este período; por lo que para un tratamiento de fracturamiento hidráulico en esta formación, es más útil diseñar y evaluar de acuerdo a los criterios dados por el modelo de PERKINS-KERN-NORDGREN (PKN). Sin embargo, si apreciamos zonas donde no existen barreras litológicas capaces de contener el crecimiento vertical de la fractura, será necesario diseñar de acuerdo al modelo RADIAL, tal como es el caso de la zona 4257'-4213'.

En los dos últimos intervalos (4183'-4127' y 3979'-3936') se nota en ambos modelos, un coeficiente de pérdida de fluido muy alto comparado con el resto de zonas probadas; esto confirma lo mostrado en los registros de temperatura y rayos gamma y se explica como una leve canalización a través del cemento, funcionando como una zona de mayor pérdida de fluido.

5.5 Importancia económica de las técnicas y procedimientos descritos

Las operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos en el Noroeste peruano, involucran tratamientos de fracturamiento hidráulico en zonas de gran espesor productivo (+ 800 pies), donde con fines operativos, estos tratamientos son divididos en etapas de aproximadamente 200 pies de espesor.

Dado que las zonas productivas están formadas por secuencias de areniscas intercaladas con capas de diferente grado de arcillosidad, cada reservorio en particular, tiene características propias de permeabilidad, presión poral y presión de fracturamiento; además generalmente son reservorios depletados y de baja producción por lo que es necesario asegurar el fracturamiento hidráulico de todas las arenas productivas baleadas, para conseguir una producción de petróleo o gas que garantice la rentabilidad del proyecto.

Un tratamiento de fracturamiento hidráulico, típico por pozo, involucra bombear aproximadamente 2400 barriles de petróleo y + 1150 sacos de arena de fracturamiento. Adicionalmente se requiere de operaciones anexas, como servicio de baleo y servicio de pozos, transporte, etc. con los que la inversión requerida llega a aproximadamente 80,000 US\$ (Tabla N° 5). Esta inversión representa el 86 % de la requerida para la completación del pozo y el 20 % de la inversión total en la perforación y completación del mismo. Entonces podemos afirmar que cualquier intento para optimizar el proceso de fracturamiento hidráulico de pozos en el noroeste peruano, permitirá reducir la inversión necesaria por pozo u obtener una mejor rentabilidad al obtener una mayor producción y/o recuperación final de petróleo o gas. El procedimiento y análisis discutido en esta tesis, permite determinar a PRIORI, el modo del comportamiento de

la formación durante la creación de la fractura, el grado de contención de las zonas arcillosas limitantes, el crecimiento vertical de la fractura, los requerimientos operativos (caudal e inyección, presión máxima, tipo de fluido fracturante, etc.) y seleccionar el modelo de fractura que mejor represente el comportamiento de la formación. Esta información permitirá optimizar los diseños y la evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico, además de ganar un mejor entendimiento de este proceso a nivel regional. La información obtenida será muy útil, además, al diseñar procesos de recuperación secundaria, tal como inyección de agua o gas, ya que permitirá definir los perfiles de inyección y los factores operativos limitantes (presión y caudales máximos), entre otros.

El costo de estos trabajos es reducido, si se compara con la posibilidad de dejar reservas sin recuperar o con el costo de ejecutar un refracturamiento debido a un mal diseño. Como se muestra en la Tabla N° 6, en el caso de realizar estas pruebas en fecha anterior al de la estimulación programada (caso económico más desfavorable), el costo total de estas pruebas serían pagadas con solo recuperar 2486 bls. adicionales de petróleo.

En consecuencia desde un punto de vista de PRODUCTIVIDAD, esta aparente mayor inversión de 30,700 US\$ (caso más desfavorable) permitirá optimizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en el noroeste peruano y con solo obtener una mayor recuperación final de 2486 bls, se habra conseguido pagar este costo adicional, con la ventaja que la información conseguida será muy útil para diseñar trabajos de fracturamiento hidráulico en pozos vecinos ubicados en la misma zona y para posteriores proyectos de recuperación secundaria.

6.- CONCLUSIONES

(1) El análisis de la presión de fracturamiento antes, durante y después de la inyección de fluido fracturante proporciona información relacionada con la naturaleza del desarrollo de la fractura (confinamiento o crecimiento de la altura), excesiva pérdida de fluido o extensión restringida, gradiente de fractura, eficiencia de fluido fracturante, dimensiones de la fractura y tiempo de cierre de la misma.

(2) Los modelos matemáticos bidimensionales (2-D) resuelven el problema de determinar la geometría de fractura, mediante 2 aproximaciones :

La primera, es la propuesta por PERKINS, KERN-NORDGREN (PKN) y la segunda, la propuesta por KHRISTIANOVICH-GEERTSMA Y DEKLERK (KGD). Estas dos soluciones consideran una altura de fractura constante pero difieren en que el primer modelo, asume que la sección recta de la fractura en el plano vertical, perpendicular al eje longitudinal de la misma, generalmente mantiene una configuración elíptica. El segundo modelo asume la configuración elíptica pero en el plano horizontal y una forma rectangular en el plano vertical.

La selección de un modelo, tiene repercusiones productivas, económicas y operativas en el diseño de un fracturamiento hidráulico.

(3) En general, el diseño de fracturamiento hidráulico está basado en la determinación de la geometría de fractura empaquetada, o sea en determinar la longitud, ancho y altura de fractura en contacto con el agente empaquetante; para determinado caudal, volumen de inyección y tipo de fluido fracturante.

Para determinar estos parámetros es necesario conocer con la mayor exactitud posible, entre otros datos, la gradiente de fractura, presión de cierre, la altura de fractura, eficiencia del fluido fracturante, coeficiente de pérdida de fluido y el modo de comportamiento de la presión de fracturamiento.

- (4) Una prueba de microfrac es definida como el proceso de creación de una fractura de volumen muy pequeño (decenas de galones), creada a caudales muy bajos y tiempos de tratamiento pequeños. Bajo estas condiciones, la presión de tratamiento en el fondo del pozo será igual en magnitud al mínimo esfuerzo principal insitu. El valor original de este parámetro, depende principalmente de la historia geológica del área, presión de sobrecarga, presión poral y propiedades de la roca. La depletación del reservorio y pérdida de fluido a través de la fractura, son factores que afectan la magnitud de dicho esfuerzo.

- (5) Una prueba de "STEP-RATE" involucra la inyección de fluido dentro de la formación, inicialmente a caudales bajos que permitan obtener flujo matricial. El caudal se incrementa en pequeños valores y mantenido por un lapso de tiempo constante, este procedimiento continúa hasta asegurar la ruptura de la formación.

El cambio en la pendiente, de un gráfico de presión máxima de fondo para cada caudal Vs. el respectivo caudal permitirá determinar la presión y caudal de extensión de la fractura.

- (6) Una prueba de minifrac consiste en la inyección a caudales de fractura de un determinado volumen de fluido fracturante.

De la evaluación del comportamiento de presión durante y después del bombeo, se podrá determinar la siguiente información :

- a) El grado de crecimiento vertical de la fractura.
 - b) El modo de comportamiento de la presión de tratamiento, durante la creación de una fractura.
 - c) El coeficiente total de pérdida de fluido.
 - d) La eficiencia del fluido fracturante.
 - e) Un estimado de la geometría de fractura lograda.
- (7) Durante la creación de una fractura, la presión de tratamiento de fondo se comporta en una forma que puede ser agrupada en modos típicos. Cada modo presenta características especiales de diseño y creación de la fractura. En consecuencia, se puede predecir el comportamiento de la formación durante un proceso de fracturamiento, si previamente se ha identificado el modo de comportamiento de la presión de tratamiento.
- (8) La obtención de los datos para determinar la respuesta del Mbo. Hélico al proceso de fracturamiento hidráulico, se basó en las siguientes pruebas :
- a) **Microfrac y Step-rate** : Para determinar la presión de cierre y extensión. Esta prueba se realizó al inicio del trabajo.
 - b) **Caracterización** : Para determinar el comportamiento de la formación durante la creación de una fractura. Se realizó mediante una secuencia de bombeos a caudales de fractura y cierres, para determinar la presión inicial de cierre (ISIP)
 - c) **Minifrac** : Para determinar el comportamiento de la formación durante el bombeo y la geometría

de fractura lograda, la eficiencia del fluido fracturante y el coeficiente de pérdida de fluido.

- (9) El uso combinado de materiales radiactivos y toma de perfiles de temperatura y rayos gamma como parte de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, permiten definir la altura de fractura creada.

La interpretación del registro de rayos gamma está basado en el contraste radioactivo mostrado entre un perfil base, tomado antes de la inyección, y un perfil posterior a la inyección del material radiactivo. Las zonas fracturadas mostrarán un gran contraste radioactivo.

La interpretación del perfil de temperatura se basa en el principio que la inyección de un fluido frío/caliente a una formación en equilibrio térmico, producirá una anomalía de la gradiente geotérmica. La zona donde exista la anomalía térmica, estará asociada a la zona fracturada.

- (10) El Mbo. Hélico de la formación areniscas Talara, del yacimiento Carrizo, es una secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo, color gris verdoso con gránulos de glauconita, separadas por intercalaciones de estratos de lutitas gris marrón, suaves, masivas en parte calcáreas. Este miembro consta de 6 cuerpos arenosos perfectamente determinados e interestratificados con lutitas. Su **porosidad promedio** es de 12.6%, **permeabilidad** de 3 md., **módulo de Young** de 2×10^6 psi., y **coeficiente de Poisson** de 0.17.

Su composición mineralógica presenta al cuarzo como el componente más abundante (> 40%), seguido de una menor cantidad de feldespatos, como plagioclasa-Na (entre 15

al 40%) y baja cantidad (< 15%) de calcita y arcillas, tales como anquerita, clorita y caolinita.

(11) De acuerdo a las pruebas de microfrac y "Step rate", el Mbro. Hélico en el pozo en estudio, presenta las siguientes características :

- a) La presión de extensión muestra valores mayores a la presión de cierre, salvo en el intervalo 4402'-4354', donde debido a que la presión de cierre fue registrada después de inyectar un volumen apreciable de fluido, muestra valores mayores a su correspondiente presión de extensión.
- b) Los caudales de fractura de los intervalos probados son bajos; entonces el máximo caudal de inyección, sin fracturar la formación, será de aproximadamente 88 BPD, por zona probada.
- c) Cada zona probada muestra un valor particular de gradiente de fractura, que varía entre 0.57 y 0.82 psi/pie.

Para la determinación de estos valores, se ha utilizado la metodología de análisis propuesta por CASTILLO y NOLTE, para determinación de la presión de cierre y extensión, respectivamente.

(12) El comportamiento del Mbo. Hélico (en el pozo probado) durante la creación de una fractura, presenta las siguientes características :

- a) La creación de la fractura se inicia mediante crecimiento vertical, hasta alcanzar zonas que tengan dicho crecimiento (alto esfuerzo normal in situ). De acuerdo al criterio de CONWAY, este comportamiento será tipificado como modo RADIAL o del Tipo III.

- b) Al aumentar el volumen inyectado, la presión de tratamiento muestra una pendiente positiva que es tipificada como modo PERKINS o del Tipo II.
- (13) Del análisis de la prueba de minifrac, se puede determinar que para el Mbo. Hélico :

- a) El fluido utilizado (gel reticulado de base acuosa) presenta buenas características como fluido fracturante. La eficiencia del fluido varía entre 29 y 55%, donde el valor más bajo fue medido en una zona con problemas de canalización de cemento. El coeficiente de pérdida de fluido varía entre 5.6 a 16.7×10^{-4} pie/ $\sqrt{\text{min.}}$, valores aceptables para un fluido fracturante.
- b) El tiempo de cierre de la fractura, para las características del fluido fracturante utilizado es variable y depende de las características de permeabilidad y presión poral de las zonas tratadas. En operaciones de fracturamiento con fluido gelificado reticulado de base acuosa, el máximo tiempo para mantener cerrado el pozo, no debería ser mayor a 2 horas.
- c) De acuerdo al modelo PKN, la longitud de fractura obtenida, varía entre 284 a 688 pies y el ancho de fractura entre 0.05 y 0.15 pulg., para un volumen inyectado de 2522 a 5000 gal. de fluido, a un caudal de + 8 BPM.

El bajo ancho de fractura creado, significará una gran limitación para inyectar arena de fracturamiento a altas concentraciones.

- d) La determinación de la presión de cierre después del "minifrac", ha permitido establecer que dicha presión no se mantiene constante y que varía con

el volumen de fluido inyectado. Esto confirma la teoría que en reservorios saturados con líquido, la presión de cierre incrementa conforme se bombea fluido.

- (14) La experiencia ha demostrado que, cuando las zonas a fracturar se presentan como paquetes arenosos de gran espesor, intercalados con zonas lutáceas o múltiples capas con diferentes gradientes de fractura, los tratamientos de fracturamiento hidráulico sólo cubren una parte de todo el ó los intervalos baleados, dejando zonas sin producir y reservas de hidrocarburos sin ser recuperadas.

El procedimiento descrito y aplicado en esta tesis, permite determinar información que ayudará a optimizar los diseños y la ejecución de los trabajos de fracturamiento hidráulico, reduciendo al mínimo los riesgos de dejar reservas de hidrocarburos sin ser recuperados por una deficiente estimulación.

La inversión típica involucrada en la realización de las pruebas descritas, representa el 8% del costo total de la perforación y completación de un pozo; esta inversión sería ampliamente cubierta con sólo asegurar una recuperación adicional de aproximadamente 2500 barriles de petróleo. La información obtenida, además será muy útil para planificar programas de recuperación secundaria por inyección de agua o gas.

En el Noroeste peruano, la inversión requerida para fracturar un pozo significa el 20% de la inversión total, por lo que cualquier intento para optimizar el diseño y la ejecución de trabajos de fracturamiento hidráulico, permitirá mejorar la rentabilidad del pozo y de la Compañía que lo realiza.

7.- NOMENCLATURA

A_l	=	Area lateral de la fractura.
C	=	Coefficiente de pérdida de fluido.
C_r	=	Compresibilidad de la matriz de la roca.
C_b	=	Compresibilidad total (roca y fluido).
E	=	Módulo de Young.
G	=	Módulo de corte [$E/2(1+\mu)$].
H_f	=	Altura de fractura.
H_p	=	Altura de fractura permeable.
K	=	Módulo de cohesión de Barenblatt.
L	=	Longitud de un ala de la fractura.
P_c	=	Presión de cierre.
P_e	=	Presión de extensión de la fractura.
P_H	=	Presión hidrostática del fluido.
P_i	=	Presión de iniciación de la fractura.
P_o	=	Presión poral del reservorio.
P_w	=	Presión de inyección medida en superficie.
B_{HTP}	=	Presión de inyección medido en fondo de pozo.
\bar{P}	=	Presión promedio.
P_{ob}	=	Presión de sobrecarga.
$P_n = \Delta P$	=	$P_e - \sigma_h \approx B_{HTP} - P_c =$ Presión neta.

ΔP_{ft}	=	Caída de presión por fricción en la tubería.
ΔP_{fp}	=	Pérdida de presión por fricción en perforados.
q	=	Caudal total de inyección.
q_l	=	Caudal de pérdida de fluido.
q_L	=	Caudal de pérdida de fluido a la formación por unidad de longitud de fractura.
R_f	=	Radio de fractura.
R_w	=	Radio del pozo.
t	=	Tiempo de tratamiento en general.
$t_i=t_p=t_o$	=	Tiempo de bombeo.
t_c	=	Tiempo de cierre de la fractura (medido a partir de la finalización de la inyección).
Δt	=	Tiempo de tratamiento medido a partir de la finalización de la inyección.
u	=	Viscosidad del fluido fracturante.
V_f	=	Volumen de fractura.
V_{sp}	=	Volumen inicial perdido por unidad de área lateral.
V_i	=	Volumen inyectado.
V_l	=	Volumen de fluido perdido al finalizar la inyección.
V_{pr}	=	Volumen de agente empaquetante (incluye el volumen poral).
w	=	Ancho máximo de fractura.
w_p	=	Ancho promedio de fractura al finalizar la inyección.

- w_{po} = Peso del agente empaquetante.
- σ_H = Mínimo esfuerzo normal in situ o esfuerzo de cierre.
- $\tau(x)$ = Tiempo al cual se inicia la pérdida de fluido a la distancia x del pozo.
- ρ_{po} = Peso específico del agente empaquetante.
- η = Eficiencia del fluido fracturante.
- n' = Índice de comportamiento de flujo.
- k' = Índice de consistencia.
- μ = Relación de poisson.
- E' = $E/(1-\mu^2)$.
- \sim = Proporcionalidad.
- \wedge = Exponente.
- $d=\delta$ = Operador diferencial.
- (x,t) = Define una distancia x en la dirección de la fractura a un tiempo t .
- sen^{-1} = arco seno

8.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) "Widths of Hydraulic Fractures"
PERKINS, T.K. Jr. and Kern L.R.
JPT (Setiembre 1961).
- (2) "Formation of Vertical Fractures by means of Highly Viscous Fluids"
Khistianovitch, S,A. and Zheltov, Y.P.
Congreso Mundial de Petróleo - Roma (1955)
- (3) "A Rapid Method of Predicting Width an Extent of Hydraulically Induced Fractures"
Geertsma, J. and de Klerk, F.
JPT (Diciembre 1969)
- (4) "On the Design of Vertical Hydraulic Fractures"
Daneshy, A.A. - JPT (Enero 1973)
- (5) "Interpretation of Fracturing Pressures"
Nolte, K.G. and Smith, M.B.
JPT (Setiembre 1981)
- (6) "Prediction of Formation Response from Fracture Pressure Behavior"
Conway, M W. etal
SPE 14263
- (7) "Optimum Fluid Characteristics for fracture Extension"
Carter, R.D. - Apéndice I al Trabajo de C.C. Howard and C.R. FAST.
- (8) "Some Two-Dimensional Punch and Crack Problems in Classical Elasticity"
England, A.H. and Green, A.E. Cambridge Phil Soc. London
- (9) "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture"
Nordgren, R.P.
SPEJ (Agosto 1972)

- (10) "Effect of Treatment Parameters on the Geometry of a Hydraulic Fracture"
Daneshy, A.A. et al
SPE 3507
- (11) "Comparison of Hydraulic Fracture Design Methods to Observed Field Results"
Nierode, D.E.
JPT (Octubre 1985)
- (12) "Stimulation Design for Short, Precise Hydraulic Fractures"
Smith, M.B.
SPEJ (Junio 1985).
- (13) "The phenomenon of Rupture and Flow in Solids"
Griffith, A.A.
Phip, Trans. Roy. Soc. London
- (14) "Results of Hydraulic Fracturing Treatment BPH Analysis in Perú"
Erdle, J.C., Bell J. and Bezier, C.
SPE 10310
- (15) "Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure-Dependent Leakoff"
Castillo, J.L.
SPE 16417
- (16) "Determination of fracture parameters from fracturing pressure Decline"
Nolte, K.G.
SPE 8341
- (17) "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline with Application to three Models"
Nolte, K.G.
SPE Formation Evaluation (Diciembre 1986)

- (18) "Factibilidad técnico-económico Inyección de Agua-Carrizo Este"
Salarrosas, V. y Núñez, N.
PETROPERU
- (19) "Determinación de altura de fractura usando registros"
Kirby, T.M.
Tesis
- (20) "Determinación de altura de fractura mediante perfilaje"
Wonterlood C.J. y Carbel R.