

31
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO
CON SUSTENTANTE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:
ALFREDO RAYON CASIANO



DIRECTOR DE TESIS: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

MEXICO, D.F.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-012

SR. ALFREDO RAYON CASIANO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO CON SUSTENTANTE

- I INTRODUCCION
 - II DIMENSIONES DE FRACTURA
 - III FRACTURA SUSTENTADA
 - IV REQUERIMIENTOS PARA EL DISEÑO
 - V CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO
 - VI DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO
 - VII ANALISIS DE PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO
 - VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 11 de marzo de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI/R*Eg.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENMA DE
MEXICO

ALFREDO RAYÓN CASIANO

TESIS: DISEÑO DE FRACTURAMIENTO CON SUSTENTANTE.

JURADO:

Ing. Manuel Villamar Viguera
(Presidente)

Ing. Nestor Martínez Romero
(Vocal)

Ing. Salvador Macías Herrera
(Secretario)

Ing. Juan de la Cruz Ciavel López
(1er. Suplente)

M.I. Rafael Rodríguez Nieto
(2do. Suplente)

MARZO, 1997.

AL M.I. CARLOS ISLAS SILVA

**Por su gran ayuda y colaboración en la
realización de este trabajo.**

AL M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

**Mi agradecimiento por su apoyo
sincero y desinteresado.**

A MI ALMA MATER

Universidad Nacional Autónoma de México

A MIS AMIGOS

Por su valiosa amistad.

ALFREDO

CON AFECTO Y CARIÑO LE DEDICO ESTE TRABAJO A MIS PADRES

**Quienes con amor y sacrificio me
brindaron todo su apoyo para lograr
uno de mis más grandes objetivos.**

A MIS HERMANOS

Por toda la ayuda que he recibido de ellos

A YOLANDA GARCIA VEGA

**Agradezco sinceramente su apoyo
y amistad desinteresada.**

**DISEÑO
DE
FRACTURAMIENTO
CON
SUSTENTANTE**

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO CON SUSTENTANTE

CONTENIDO

	PAGINA
I.- INTRODUCCION	... 1
II.- DIMENSIONES DE FRACTURA	... 3
II.1 Análisis del Desarrollo de una Fractura	... 3
II.1.1 Volumen de Fluido Inyectado	
II.1.2 Volumen de Fluido Perdido en la Formación	
II.1.2.1 Pérdida Controlada por las Propiedades del Fluido Fracturante	
II.1.2.2 Pérdida Controlada por las Propiedades de la Formación y sus Fluidos	
II.1.2.3 Pérdida Controlada por los Aditivos de Pérdida de Fluido	
II.1.2.4 Coeficiente de Pérdida Total	
II.1.3 Respuesta de la Formación a las Presiones Generadas*	
II.2 Modelos para Predecir el Desarrollo de una Fractura Inducida Hidráulicamente	... 16
II.2.1 Modelos Bidimensionales	
II.2.1.1 Altura de Fractura	
II.2.1.2 Modelo de Carter (Howard y Fast)	
II.2.1.3 Modelo de Christianovich-Zheltoy -Baronblatt	
II.2.1.4 Modelo de Perkins y Kern	
II.2.1.5 Modelo de Geertsma y de Klerk(KGD)	

* Ver Capítulo VII

II.2.1.6 Modelo de Nordgrén (PKM)	
II.2.2 Modelos Pseudotrídimensionales	
II.2.3 Modelos Trídimensionales	
II.3 Problemas Resueltos	... 38
III.- FRACTURA SUSTENTADA	... 49
III.1 Análisis del Yacimiento	... 50
III.2 Análisis del Sistema de Producción	... 51
III.3 Selección del Fluido Fracturante	... 52
III.4 Selección del Agente Sustentante	... 53
III.5 Conductividad	... 57
Factores que Afectan el Valor de la Conductividad	
III.6 Transporte del Sustentante	... 59
III.6.1 Sedimentación del Sustentante	
III.6.2 Sedimentación en la Fractura	
III.6.3 Banco de Sustentante	
III.7 Cálculo de las Dimensiones de Fractura Sustentada	... 65
III.7.1 Datos Requeridos	
III.7.2 Ecuaciones Fundamentales para el Cálculo	
IV.- REQUERIMIENTOS PARA EL DISEÑO	... 73
IV.1 Tipos de Datos	... 73
IV.1.1 Potencial de Flujo de la Formación	
IV.1.2 Caracterización de la Orientación y Geometría de Fractura	
IV.1.3 Evaluación del Sustentante y Fluido de Tratamiento	
IV.2 Fuentes de Datos	... 75
IV.2.1 Fuente Geológica	
IV.2.2 Registros Geofísicos y Petrofísicos	
IV.2.2.1 Evaluación del Potencial de Flujo de la Formación	

IV.2.2.2	Evaluación de la Orientación y Geometría de Fractura	
IV.2.2.3	Consideraciones de los Registros para la Geometría de Fractura	
IV.2.2.4	Orientación de Fractura	
IV.2.3	Pruebas de Núcleo	
IV.2.3.1	Requerimientos de Núcleo	
IV.2.3.2	Evaluación del Potencial de Flujo de la Formación	
IV.2.3.3	Evaluación de la Geometría y Orientación de Fractura	
IV.2.4	Pruebas Dinámicas de Fondo	
IV.2.4.1	Pruebas Micro-frac	
IV.2.4.2	Inclinómetros Superficiales	
IV.2.4.3	Pruebas Sísmicas en Tres Dimensiones	
IV.3	Optimización de la Información Requerida	... 89
IV.3.1	Pozos Exploratorios o de Desarrollo Inicial	
IV.3.1.1	Potencial de Flujo de la Formación	
IV.3.1.2	Evaluación de la Orientación y Geometría de Fractura	
IV.3.1.3	Fluido Fracturante y Sustentante	
IV.3.2	Pozos de Desarrollo o Última Etapa	
IV.3.2.1	Potencial de Flujo de la Formación	
IV.3.2.2	Evaluación de la Orientación y Geometría de Fractura	
IV.3.2.3	Fluido Fracturante y Sustentante	
V. -	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO	... 93
V.1	Limitaciones en el Tamaño del Tratamiento	... 93
V.1.1	Efecto de la Sarta de Producción	
V.1.2	Efecto de la Conductividad de Fractura	
V.1.3	Limitaciones del Espaciamiento Entre Pozos	
V.1.4	Limitación en la Presión Crítica Meta	
V.1.5	Efecto de la Viscosidad	
V.1.6	Limitaciones por la Eficiencia del Fluido	

V.2 Consideraciones con Tamaño o Volumen Predeterminados	... 98
V.2.1 Volumen de Sustentante Constante y Fcb Optimo	
V.2.2 Longitud Constante y Fcb Optimo	
V.2.3 Longitud Constante y Conductividad Variable	
V.3 Beneficios de una Alta Concentración de Sustentante	...100
V.4 Efecto de las Propiedades del Yacimiento	...101
V.4.1 Efecto de la Porosidad del Yacimiento	
V.4.2 Sobreestimación del Espesor de la Formación	
V.4.3 Yacimientos Estratificados o Entrecruzados	
V.5 Restricciones Operacionales	...105
V.5.1 Determinación de los Parámetros de Bombeo	
VI.- DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO	...109
VI.1 Datos Requeridos	...109
VI.2 Procedimiento de Diseño	...111
VI.3 Selección del Diseño Optimo	...111
VI.3.1 Consideraciones Económicas	
VI.3.2 Datos Adicionales para la Optimización del Diseño	
IV.3.3 Procedimiento para Optimizar el Diseño	
VI.4 Estudios Paramétricos de las Variables de Diseño	...119
VI.4.1 Comparación entre los Diseños de Fracturamiento	
VI.4.2 Estudios Paramétricos del Valor Neto Presente de la Fractura NPV	
VII.- ANALISIS DE LA PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO	...131
VII.1 Balance de Materia Durante un Fracturamiento y Cierre	...131
Desarrollo de las Relaciones Fundamentales para los Parámetros de Fractura	
VII.2 Analisis de la Declinación de la Presión	...135

VII.2.1	Aplicación	
VII.2.2	Ejemplo	
VII.3	Efecto del Sustentante	...144
VII.4	Perfiles de Presión Durante el Fracturamiento	...145
VII.4.1	Comportamiento de la Presión Durante el Fracturamiento	
VII.4.2	Interpretación de la Presión Durante la Inyección	
VII.4.2.1	Magnitud de Presión	
VII.4.2.2	Incremento o Decremento de la Presión	
VII.4.2.3	Presión Constante	
VII.4.2.4	Significado del Incremento de Presión	
VII.4.2.5	Ejemplo de Fracturas Verticales con Barreras	
VII.4.3	Simulación de la Presión durante la Inyección	
VIII.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	...161
	- NOMENCLATURA	...164
	- REFERENCIAS	...168

CAPITULO I

INTRODUCCION

La estimulación de pozos por medio del fracturamiento hidráulico fue introducida en los primeros años de la década de los 50's. La primera operación se efectuó en el campo de gas (Hugoton) en Kansas en el pozo Kleppner No. 1 con resultados desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y gastos se probó con éxito y su empleo fue ampliamente extendido para la mayoría de los yacimientos y a profundidades de hasta 6000 mts. y más. En U.S.A. alrededor de 30,000 operaciones de fracturamiento se efectúan actualmente habiéndose llevado a cabo más de 800,000 tratamientos. En la U.R.S.S. el fracturamiento hidráulico inició su aplicación en 1954 y actualmente se han efectuado en el mundo más de 1'000,000 de fracturamientos.¹

Un fracturamiento puede definirse como el proceso mediante el cual se genera el rompimiento de la formación hidráulicamente al inyectar a alta presión y alto gasto un fluido, llamado fluido fracturante, acarreador de un agente, llamado sustentante, el cual permite mantener abierta la fractura resultante.²

El fracturamiento tiene como objetivo crear un canal de alta permeabilidad para la conducción de los fluidos del yacimiento al pozo, o del pozo al yacimiento. De aquí que una fractura inducida y sustentada tendrá una marcada influencia en el patrón de flujo, así como en la distribución de presiones en la formación.³

Una de las discusiones centrales de este trabajo es la predicción de la geometría de fractura en el diseño del tratamiento. Se hablará de los diversos modelos que han sido desarrollados a través de los años, para determinar las

¹ Referencias al final del trabajo

relaciones entre el gasto de inyección, el comportamiento de pérdida de fluido, dimensiones de fractura (amplitud, longitud y altura) y el volumen total de fluido bombeado dentro de la formación.²

Por otro lado, también se definirán las tres áreas técnicas para preparar el diseño de una estimulación; La predicción del potencial del pozo, estudios paramétricos de la orientación y geometría de la fractura y la selección del fluido de tratamiento y sustentante.³

Asimismo se hace un análisis de la presión durante y después del tratamiento el cual nos proporciona una herramienta poderosa para determinar la forma en que se propaga la fractura y proporcionar los parámetros para el diseño del tratamiento.⁴

El presente trabajo tiene como objetivo proporcionar e integrar los conocimientos para llevar a cabo de la mejor manera un diseño óptimo de un Fracturamiento Hidráulico con Sustentante. Así como servir de material didáctico para la materia de Estimulación de pozos que se imparte en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

CAPITULO II

DIMENSIONES DE FRACTURA

II.1 Análisis del Desarrollo de una Fractura⁴

Para el cálculo de las dimensiones, de una fractura es necesario considerar el proceso de desarrollo de la fractura que involucra principalmente.

- 1) El volumen del fluido inyectado
- 2) El volumen de fluido perdido a la formación
- 3) La respuesta de la formación a las presiones generadas

II.1.1 Volumen de Fluido Inyectado

Durante el desarrollo del tratamiento no todo el volumen de fluido inyectado permanece en la fractura, sino que una parte es perdido a través de las paredes de ésta hacia la formación.

El gasto inyectado en la superficie puede ser dividido en dos componentes:

$$q_i = q_p + q_f \quad \dots\dots (II.1)$$

Donde :

- q_i - Gasto total de inyección
- q_p - Gasto de fluido perdido en la formación
- q_f - Gasto de fluido en la fractura

Si se multiplica por el tiempo, (t), la ecuación (II.1) proporciona un balance de materia en términos de volumen, de donde se puede obtener el volumen de fluido contenido en la fractura, que es igual al volumen de ésta, y así poder establecer las ecuaciones para obtener sus dimensiones.

$$V_i = V_p + V_f \quad \dots\dots (II.2)$$

Donde :

- V_i - Volumen total inyectado
- V_p - Volumen de fluido perdido en la formación
- V_f - Volumen de fluido en la fractura

Despejando el volumen del fluido contenido en la fractura (V_f), resultará.

$$V_f = V_L - V_p \quad \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

II.1.2 Volumen de Fluido Perdido a la Formación²

La pérdida de fluido en la formación adyacente a la fractura depende de tres mecanismos de flujo, que son controlados por :

- 1) Las propiedades del fluido fracturante
- 2) Las propiedades de los fluidos del yacimiento
- 3) Las propiedades del enjarre formado

Cada mecanismo puede ser evaluado en términos de su velocidad de pérdida, que es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo y proporcional a una constante llamada coeficiente de pérdida. $u=C/\sqrt{t}$ FIGURA II.D.



Fig. II. D) Comportamiento de la velocidad de pérdida en la cara de la fractura²

II.1.2.1 Pérdida Controlada por las Propiedades del Fluido Fracturante¹

Las propiedades del fluido fracturante, específicamente su viscosidad, son factores que afectan la pérdida del fluido hacia la formación, debido a una presión diferencial entre la fractura y la presión de poro. Para cuantificar que tanto fluido puede perderse de la fractura a la formación, se puede aplicar la ecuación de Darcy, que en forma lineal está dada por:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{Lst} \quad \dots\dots\dots (II.4)$$

En términos del Área efectiva al flujo ($A\phi$), la velocidad real estará dada por² :

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\phi Lst} \quad \dots\dots\dots (II.5)$$

Donde:

ϕ - Porosidad efectiva de la formación

Ya que la $v = dL/dt$, la ecuación anterior puede ser escrita como una integral,

$$\int_0^{Lst} Lst dL = \int_0^t \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\phi} dt \quad \dots\dots (II.6)$$

Integrando,

$$Lst = \left[\frac{k \Delta p t}{\mu \phi} \right]^{1/2} \quad \dots\dots\dots (II.7)$$

Sustituyendo la ecuación (II.7) en (II.4),

$$v = \frac{k}{\mu} \left[\frac{\Delta p}{\frac{k \Delta p t}{\mu \phi}} \right]^{1/2} \dots\dots\dots (II.8)$$

Simplificando,

$$v = \left[\frac{k}{\mu} \frac{\Delta p \phi}{t} \right]^{1/2} \dots\dots\dots (II.9)$$

Si v es expresada en (pies/min) y t en (min) se tiene que:

$$v = 0.0469 \left[\frac{k \Delta p \phi}{\mu t} \right]^{1/2} \dots\dots\dots (II.10)$$

De donde se define el coeficiente de pérdida de fluido, debido a las propiedades del fluido fracturante como :

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{k_{ff} \Delta p \phi}{\mu_{ff}} \right]^{1/2} \left(\frac{\text{pie}/\sqrt{\text{min}}}{\text{min}} \right) \dots (II.11)$$

Donde:

- k_{ff} - Permeabilidad efectiva de la formación al fluido fracturante, en darcies.
- μ_{ff} - Viscosidad del fluido fracturante a temperatura de fondo, en centipoises.
- Δp - Caída de presión a través de las paredes de la fractura, en psi.
- ϕ - Porosidad de la formación, en fracción.

Por lo tanto,

$$v = \frac{Cv}{\sqrt{t}} \quad \dots\dots\dots(\text{II.12})$$

II.1.2.2 Pérdida Controlada por las Propiedades de la Formación y sus Fluidos^{1,2}

Las propiedades de la formación, principalmente las propiedades de los fluidos contenidos en la misma, también influyen en la pérdida del fluido fracturante. Por ejemplo en el caso de que la formación contenga agua residual y gas, el fluido fracturante no tendrá una fuerte restricción a perderse dentro de la formación, sin embargo, si el caso es que el fluido de formación es un aceite altamente viscoso el fluido fracturante tendrá una fuerte oposición a perderse en la formación. De aquí que las propiedades de la formación y sus fluidos afectan fuertemente la velocidad de pérdida del fluido fracturante. La ecuación fundamental que describe el flujo de fluidos en el medio poroso es la ecuación de difusión, que en su forma lineal se puede aplicar al fenómeno de pérdida del fluido fracturante para determinar su velocidad. Considérese la **FIGURA (II.2)**.

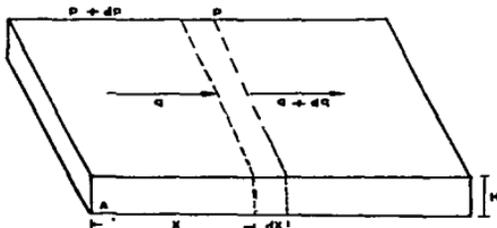


Fig. (II.2) Variación del ritmo de flujo con respecto a la distancia en un elemento de formación.²

El ritmo de flujo a una distancia $(x + dx)$ es mayor que a la distancia, x , por una cantidad dq debido tanto a la expansión del fluido fluente, q , en un abatimiento de presión $(p+dp)$ a la presión p y la expansión del fluido en el elemento, $A dx$, en el cual la presión se abate al ritmo de dp/dt . La expansión del fluido fluente puede ser despreciada y el volumen contenido en el elemento será:

$$V = A \phi dx \quad \dots\dots\dots (II.13)$$

El cambio del volumen del elemento, dv , causado por el abatimiento de presión, dp , es:

$$dv = -C_r V dp = -A \phi C_r dp dx \quad \dots\dots\dots (II.14)$$

El ritmo de expansión del elemento está dado por:

$$dq = \frac{\partial V}{\partial t} = -A \phi C_r dx \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots (II.15)$$

Donde :

C_r - Compresibilidad promedio de los fluidos del yacimiento.

$\partial p / \partial t$ - Es el ritmo de cambio del volumen con el tiempo

Por lo tanto,

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -A \phi C_r \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots (II.16)$$

De la ley de Darcy para flujo lineal,

$$q = - \frac{k A}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots\dots\dots (II.17)$$

Derivando,

$$\frac{\partial q}{\partial x} = - \frac{k A}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \dots\dots\dots (II.18)$$

Iguando (II.16) y (II.18),

$$\frac{k A}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = A \phi C_r \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots (II.19)$$

Simplificando,

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (II.20)$$

Esta es la ecuación de difusión en forma lineal, donde η es la constante de difusividad definida por:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu C_r} \dots\dots\dots (II.21)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación (II.20) resultará,

$$\frac{P(x,t) - P_e}{\Delta p} = \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2 \sqrt{\eta t}} \right) \quad \dots (II.22)$$

Donde $P(x,t)$ es la presión en cualquier punto, x , en el tiempo, (t) , (P_e) es la presión externa y (Δp) es la caída de presión durante el fracturamiento.

La velocidad del fluido en la cara de la fractura para este caso, también viene a ser fundamentado por la ley de Darcy.

$$v_{x=0} = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} \quad \dots (II.23)$$

El término $(\partial p / \partial x)_{x=0}$ está fundamentado por la derivación de la ecuación (II.22),

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} = - \frac{\Delta p}{\sqrt{\pi \eta t}} \quad \dots (II.24)$$

Sustituyendo (II.24) en (II.23),

$$v_{x=0} = \frac{k \Delta p}{\mu \sqrt{\pi \eta t}} \quad \dots (II.25)$$

Sustituyendo (II.21) en la (II.25) y simplificando,

$$u_{x=0} = \Delta p \left[\frac{k C_r \phi}{\mu t} \right]^{1/2} \quad \dots (II.26)$$

Si u es expresada en (pies/min) y t en (min),

$$u = 0.0374 \Delta p \left[\frac{k C_r \phi}{\mu t} \right]^{1/2} \quad \dots (II.27)$$

Por lo tanto la ecuación que representa el coeficiente de pérdida controlada por la propiedades de la formación y sus fluidos es:

$$C_c = 0.0374 \Delta p \left[\frac{k_r C_r \phi}{\mu r} \right]^{1/2} \left(\text{pie}/\sqrt{\text{min}} \right) \quad \dots (II.28)$$

Donde:

- k_r - Permeabilidad efectiva de la formación, en darcies.
- μ - Viscosidad de los fluidos del yacimiento, centipoises.
- Δp - Caída de presión a través de las paredes de la fractura, psi.
- C_r - Compresibilidad isotérmica de los fluidos del yacimiento, $(\text{psi})^{-1}$.

Finalmente,

$$u = \frac{C_c}{\sqrt{t}} \quad \dots (II.29)$$

II.1.2.3 Pérdida Controlada por los Aditivos de Pérdida de Fluido²

El uso de estos aditivos crea en las caras de la fractura un enjarre, que una vez formado disminuye cualquier fuga posterior de los fluidos fracturantes. En este enjarre es donde ocurre la mayor parte de la caída de presión. Una vez más se aplica la ley de Darcy a través del enjarre para obtener el ritmo de flujo del fluido fracturante. El volumen de fluido que se pierde a través del enjarre es proporcional al volumen de enjarre en ese momento:

$$V = A_r hc \quad \dots\dots\dots (II.30)$$

Donde:

- V - Volumen de fluido.
- A_r - Área de la sección transversal del enjarre.
- hc - Espesor del enjarre

La ley de Darcy para flujo lineal es:

$$q = \frac{dV}{dt} = \frac{k A_r \Delta p}{\mu hc} \quad \dots\dots\dots (II.31)$$

Sustituyendo la ecuación (II.30) en (II.31),

$$\frac{dV}{dt} = \frac{k A_r \Delta p}{\mu V / A_r} \quad \dots\dots\dots (II.32)$$

y simplificando,

$$\int_0^v v \, dv = \int_c^t \frac{k A r^2 \Delta p}{\mu} dt \quad \dots\dots (II.33)$$

Integrando se tiene que,

$$v = \left[\frac{k A r^2 \Delta p}{\mu} \right]^{1/2} \sqrt{t} \quad \dots\dots (II.34)$$

Donde se puede reemplazar el coeficiente por:

$$m = (k A r^2 \Delta p / \mu)^{1/2}$$

Si una prueba estandar de pérdida de fluido es realizada y se grafica el volumen de filtrado, V , contra \sqrt{t} la pendiente de la curva es, m .

Diferenciando la ecuación (II.34),

$$\frac{dv}{dt} = q = \frac{m}{2 \sqrt{t}} \quad \dots\dots (II.35)$$

Entonces la velocidad es:

$$v = \frac{q}{Ar} = \frac{m}{2 Ar \sqrt{t}} \quad \dots\dots (II.36)$$

y si v es expresada en (pie/min) y t en (min),

$$v = \frac{0.0164 a}{A \sqrt{t}} \quad \dots\dots (II.37)$$

Por lo tanto se puede definir el coeficiente de pérdida debido a las propiedades de los editivos de pérdida del fluido como:

$$C_v = \frac{0.0164 a}{A} \quad (\text{pie}/\sqrt{\text{min}}) \quad \dots\dots (II.38)$$

Donde a es la pendiente de la curva de pérdida en cm^3/min y A es el Área del medio de prueba en cm^2 .

Finalmente,

$$v = \frac{C_v}{\sqrt{t}} \quad \dots\dots (II.39)$$

II.1.2.4 Coeficiente de Pérdida Total (C_T)⁴

Como se puede observar existen tres tipos de coeficientes los cuales pueden actuar de manera simultánea o independiente en el tratamiento para prevenir la pérdida del fluido, y en general se puede definir un coeficiente combinado por los tres mecanismos, C_T , dado por:

$$C_T = \frac{C_v C_c \sqrt{C_v^2 C_c^2 + 4 C_c (C_v^2 + C_c^2)} - C_v^2 C_c^2}{2 C_c (C_v^2 + C_c^2)} \quad (II.40)$$

Un bajo valor de C_r , implica una baja pérdida de fluido y como consecuencia se tendrá un área de fractura mayor, para un gasto de inyección y volumen de fluido dados. Por tanto sólo es útil el volumen de fluido que permanece dentro de las paredes de la fractura. En la FIGURA (II.3) la etapa I, de la gráfica de pérdida, está controlada por (C_u) y (C_c) . Williams propuso que para un tiempo de pérdida inicial, se puede utilizar el coeficiente de pérdida combinado, (C_{uc}) dado por la ecuación (II.41).

$$C_{uc} = C_u \left[\frac{\sqrt{C_u^2 + 4 C_c^2} - C_u}{2 C_c} \right] \quad \dots (II.41)$$

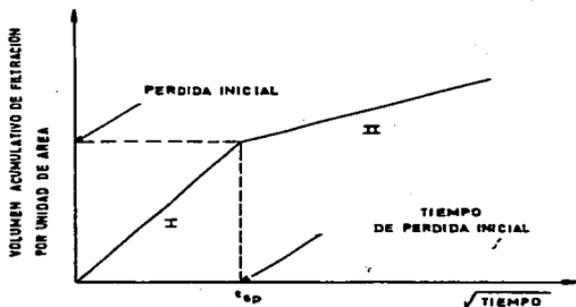


Fig (II. 3) Volumen acumulado de filtración por unidad de área contra la raíz cuadrada del tiempo²

II.2 Modelos para Predecir el Desarrollo de una Fractura Inducida Hidráulicamente⁴

La creación de un modelo teórico no es nada sencillo puesto que debe ser representativo del problema, con el mínimo de restricciones, pero no por ello, se deben de pasar por alto parámetros determinantes del problema. Por lo que a través de los años se han desarrollado diferentes tipos de modelos, entre los cuales podemos encontrar la siguiente clasificación:

- Modelos de la primera generación (bidimensionales). Los cuales consideran una altura de fractura constante por lo tanto el volumen de fractura estará dado en función de dos variables (longitud y amplitud).

- Modelos de la segunda generación (tridimensionales y pseudotridimensionales). Estos consideran una altura de fractura variable, quedando el volumen de fractura en función de tres variables (longitud, amplitud y altura).

II.2.1 Modelos Bidimensionales⁶

Para la formulación de estos modelos es necesario idealizar el problema, para que este pueda ser manejable. Para lo cual se han tenido que hacer las siguientes suposiciones:

1) La formación es homogénea e isotrópica, considerando aquellas de sus propiedades que influyen en los procesos de propagación de la fractura.

2) Las deformaciones de la roca durante la propagación de la fractura pueden ser deducidas de las relaciones de esfuerzos elásticos (compresión-tensión).

3) El fluido fracturante se comporta como un líquido esencialmente viscoso, cualquier comportamiento de flujo debido a la adición de geles u otros aditivos se desprecian. AUN MÁS, no se considera el efecto de la distribución del agente sustentante debido a la viscosidad del fluido en la fractura

4) Se suponen patrones geométricos de la extensión de la fractura en forma lineal.

5) El flujo de fluido en la fractura es laminar en todas partes.

En resumen se tiene:

- Roca isotrópica, homogénea y linealmente elástica
- Comportamiento de fluido según un modelo matemático
- Altura de fractura constante y estimada

II.2.1.1 Altura de Fractura⁴

Los factores que gobiernan la altura de fractura son:

- Estado de esfuerzos in-situ
- Variación vertical de las propiedades de la roca
- Gasto de inyección
- Viscosidad del fluido fracturante

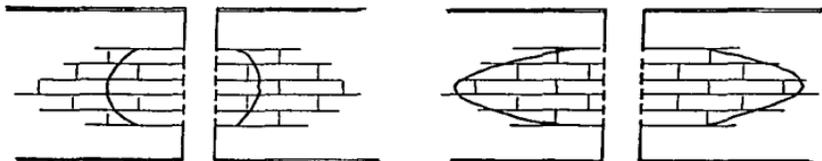


Fig. (II.5) Propagación de la fractura de acuerdo a la viscosidad del fluido fracturante⁴

Tipo de fluido fracturante	Viscosidad aparente en la fractura (cp)	Altura de la fractura (pie/BPM)
Viscosidad baja o normal	1 - 60	2 - 1
Viscosidad media	60 - 300	4 - 7
Alta viscosidad	> 300	7 - 10

II-2.1.2 Modelo de Carter (Hipótesis de Howard y Fast)⁷

La teoría y práctica del fracturamiento hidráulico se revisó inicialmente por Howard y Fast⁸. Pero un importante resultado teórico es la fórmula de Carter⁹ para el área de fractura con amplitud constante, formada por la inyección a gasto constante con pérdida de fluido hacia la formación. Para una fractura vertical de altura constante la fórmula⁹ da una longitud de fractura en función del tiempo. En general la suposición de amplitud constante no es real en la práctica, sin embargo, a grandes valores de tiempo, el efecto de esa suposición llega a ser despreciable ya que el efecto de la pérdida de fluido predomina.

Suposiciones del modelo⁴

- La amplitud de la fractura es constante y uniforme.
- El flujo del fluido fracturante en la formación es lineal y perpendicular a las caras de la fractura.
- La velocidad de flujo a la formación en un punto, X, de la fractura depende del tiempo en que ha estado expuesto.
- La función velocidad ($v(t)$) es la misma para cada punto en el tiempo cero, en el momento en que el fluido alcanza dicho punto.
- La presión en la fractura es constante e igual a la de inyección en el intervalo fracturado. FIGURA (II.6).

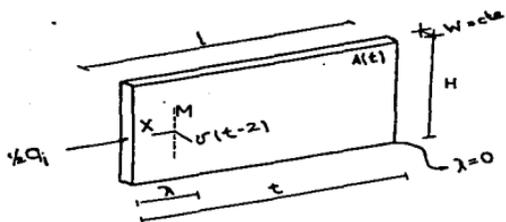
Cálculo de las dimensiones de fractura⁹

El gasto con que se pierde el fluido de la fractura hacia la formación puede ser expresado como :

$$q_p(t) = 2 \int_0^{A(t)} v \, dA \quad \dots\dots (II.42)$$

Donde :

- q_p - Gasto perdido en la formación
- v - Velocidad de flujo, perpendicular a la cara de la fractura.
- A - Área de la cara de la fractura.



Donde:

- t - Tiempo total transcurrido desde el inicio.
- λ - tiempo en que apareció el punto M situado a x distancia.
- $(t-2)$ - Edad del punto considerando el tiempo en que ha permanecido expuesto al punto M.

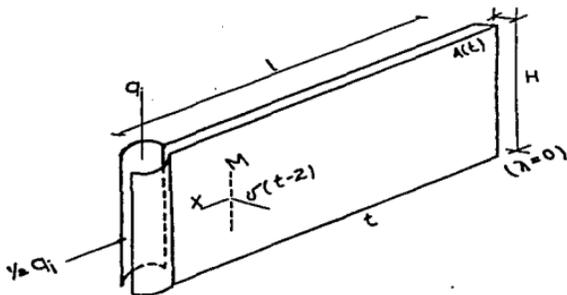


Fig. (II.6) Representación de la Geometría de fractura Modelo de Novard y Paai²

El valor de A, es función del tiempo y el valor de v , en el tiempo t, corresponde al elemento dA, formado en el tiempo λ , que es $v(t-\lambda)$. En vista de que también es función del tiempo, $dA = [(dA/d\lambda)d\lambda]$. Por lo tanto la ecuación (II.42) puede ser escrita como :

$$q_p(t) = 2 \int_c^t [v(t-\lambda) (dA/d\lambda) d\lambda] \quad \dots\dots (II.43)$$

El gasto con el cual el volumen de fractura se incrementa, está dado por.

$$q_f = W(dA/dt) \quad \dots\dots\dots (II.44)$$

Donde :

W - Es la amplitud de la fractura

El gasto de inyección de fluido es igual a la suma del gasto del líquido en la formación y el gasto de fluido que incrementa el volumen de la fractura.

$$q_L = q_p + q_f \quad \dots\dots\dots (II.45)$$

Sustituyendo las ecuaciones (II.43) y (II.44) en la ecuación (II.45).

$$q_L = 2 \int_c^t [v(t-\lambda) (dA/d\lambda) + [W(dA/dt)]] \quad (II.46)$$

Esta ecuación puede ser resuelta por la transformada de Laplace para A(t), debido a la formas como sean dados, $v(t)$ y $q(t)$, suponiendo:

$$v(t) = C_1 \sqrt{t} \quad \text{y} \quad q(t) = q = \text{cte.}$$

Sustituyendo esto en la ecuación (II.46) y usando la transformada de Laplace resultará.

$$A(t) = \frac{1/2 q_L W}{4 \pi C r^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots (II.47)$$

Donde:

$$x = \frac{2 C r \sqrt{\pi t}}{W} \dots (II.48)$$

$$\begin{aligned} A(t) &= 1 \text{ H} & V_r &= 1 \text{ H W} \\ A_{\text{total}} &= 2A(t) & V_{\text{total}} &= 2V_r \end{aligned}$$

Por tanto las ecuaciones (II.47) y (II.48) escritas en unidades prácticas de campo, para la secuencia de cálculo de las dimensiones de fractura, para el modelo de Carter, quedan dadas por:

$$A(t) = 0.03724 \frac{1/2 q_L (\text{BPM}) W (\text{pg})}{C r^2 (\text{pie}/\sqrt{\text{min}})} \left[Y(x) \right] \dots (II.49)$$

$$A(t) = 1 \text{ H}$$

$$x = \frac{24 C r (\text{pie}/\sqrt{\text{min}}) \sqrt{\pi t (\text{min})}}{W (\text{pg})} \dots (II.50)$$

$$\text{Si } x > 0.2$$

$$Y(x) = -0.8 + 1.118x + 0.77e^{-1.47x} \dots (II.51)$$

$$\text{Si } x \leq 0.2$$

$$Y(x) = e^{x^2} \left[1 - 1.1284x \left(1 - \frac{x^2}{3} + \frac{x^4}{10} - \frac{x^6}{42} + \dots \right) \right. \\ \left. \dots - \frac{x^8}{216} + \frac{x^{10}}{1320} - \frac{x^{12}}{9360} \right] + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \quad (II.52)$$

II.2.1.3 MODELO DE KRISTIANOVICH-ZHELTOV-BARENBLATT^{2,4,7}.

El primer modelo bidimensional en simular la propagación de fractura, fue desarrollado por Kristinovich y Zheltoy⁴ bajo la suposición de esfuerzos planos, los cuales pueden distinguirse en dos clases (horizontal y vertical).

La condición para determinar la amplitud de fractura es que ésta no varía en la dirección vertical. De este forma, un estado de esfuerzos planos prevalece en planos horizontales y la amplitud puede ser determinada como la solución de un problema de elasticidad en un plano. Una solución aproximada se encontró, considerando el cambio en el volumen de fractura y la variación de la presión a lo largo de la fractura con pérdida de fluido despreciable. Más tarde esto fue aclarado por Barenblatt estableciendo que, en el caso de una fractura en equilibrio móvil, propagándose en un medio frágil, la distribución de la presión normal ejercida por el fluido fracturante en la paredes de la fractura debe ser tal que la cara de ésta cierre lentamente en sus extremos. Esto asegura que la componente normal de esfuerzos en el extremo de la fractura es finita e igual a los esfuerzos de tensión de la formación.

SUPOSICIONES⁸

- . La amplitud de fractura es controlada por la caída de presión en la fractura.
- . El flujo en la fractura es laminar.
- . Existe un deslizamiento a través de las barreras superior y/o inferior por lo que la extensión vertical de la fractura no está del todo confinada entre las barreras.
- . Amplitud de fractura constante en el sentido vertical.
- . La presión en el extremo de la fractura es igual al esfuerzo horizontal mínimo.
- . La presencia del pozo es despreciable.
- . Geometría de fractura elíptica. FIGURA (II.7).

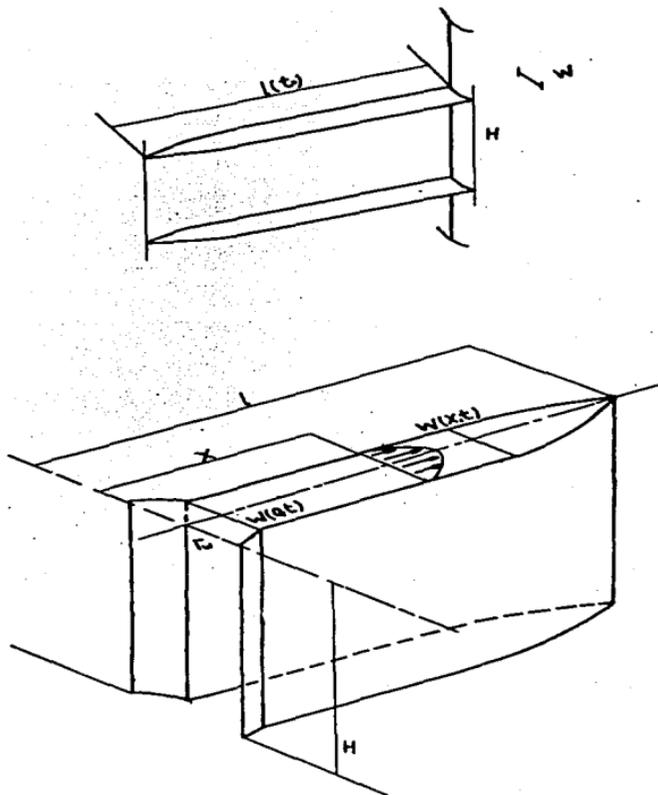


Fig. (II. 7) Representación de la geometría de fractura
 Modelo Khristianovich-Zhel'tov-Marenblatt 2.6

II.2.1.4 MODELO DE PERKINS Y KERN⁷

Un acercamiento diferente al modelo anterior para determinar la amplitud de fractura fue hecho por Perkins y Kern¹⁰. Ellos consideraron una fractura verticalmente limitada bajo la suposición de esfuerzos planos, en planos perpendiculares al de fractura. Demostraron que la sección transversal de la fractura es elíptica y la amplitud máxima decrece a lo largo de la fractura de acuerdo a una fórmula sencilla que contiene la longitud de fractura. En la derivación de esta fórmula¹⁰ la pérdida de fluido y la variación del volumen son despreciables en la ecuación de continuidad, lo que dará como resultado que la longitud de fractura no esté determinada. Una aproximación para encontrar la amplitud de fractura fue dada por:

$$W = 4 \left[\frac{(1 - \nu) \mu q_i l}{\pi E} - \left(1 - \frac{x}{l} \right) \right]^{1/4} \dots (II.53)$$

SUPOSICIONES⁴

- Falla de la roca de tipo frágil.
- La amplitud de fractura es controlada por la caída de presión en la misma.
- Fluido fracturante no filtrante.
- La caída de presión puede estimarse de la ecuación de Fanning, a través del uso de la relación de Reynolds.
- La presión del fluido en el extremo de la fractura es igual al esfuerzo mínimo horizontal perpendicular a la fractura.
- En el caso de fluido no-newtoniano el modelo de la ley de potencias es aplicable.
- Geometría de fractura elíptica, FIGURA (II.8).

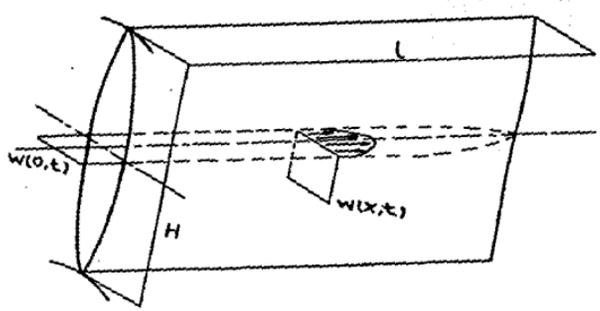
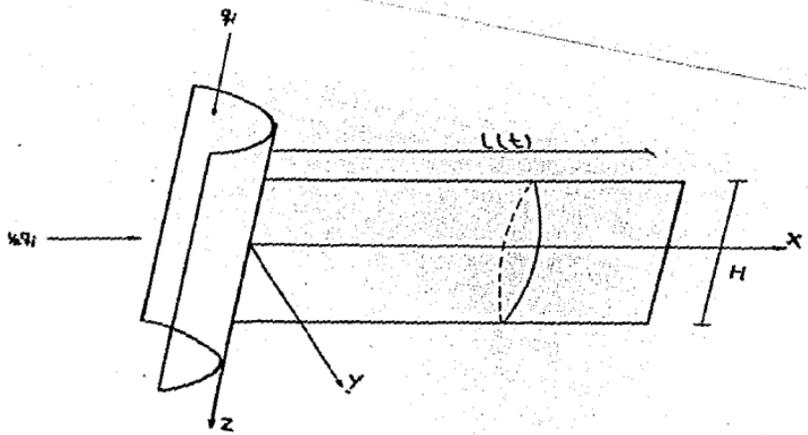


Fig. 022. 6) Representación de la propagación de fractura
 Modelo de Perkins-Kern^{2,7}

II.2.1.5 MODELO GEERTSMA Y DE KLERK (KGD)*

Este modelo está basado en las suposiciones de la referencia 11, pero incluyendo los efectos de la pérdida de fluido, la variación de la presión a través de la fractura y además considerando el efecto de la magnitud de la contrapresión en la zona cercana al extremo de la fractura.

Aunque, para una longitud dada, l, el efecto de la pérdida de fluido sobre la amplitud de fractura es pequeña, la pérdida de fluido reduce definitivamente la longitud para un tiempo de bombeo dado.

Es decir, que conociendo el gasto de inyección y el tiempo de bombeo no es suficiente para predecir la longitud de fractura. En cambio esto puede ser analizado por medio de un balance de materia que relacione el volumen de fluido inyectado con el volumen de fractura, dado que la diferencia entre estos dos nos proporciona la pérdida de fluido.

Cálculo de las dimensiones de fractura*

Para una expansión lineal, el volumen de fractura en cualquier tiempo, t, es $V = \pi/4 H l W$ para un lado de la fractura, por lo tanto para ambos lados de la fractura, estará dado por:

$$V = \frac{\pi}{2} H l W \quad \dots\dots\dots(\text{II.54})$$

Describiendo el siguiente balance de materia :

$$\frac{dV}{dt} = q_L - q_P - S_P \frac{dA}{dt} \quad \dots\dots(\text{II.55})$$

Donde :

- q_L - Gasto de fluido perdido en la formación
- q_P - Pérdida de fluido instantánea (Spurt-loss)
- A - Area expuesta de la fractura (incrementada con el tiempo)

Para este caso el área se aproxima a $4\pi lH$ para ambos lados de la fractura y el ritmo de pérdida por unidad de área expuesta puede ser indicada por u_p , y de este modo:

$$q_p = \int_0^A u_p dA \int_0^t u_p \frac{dA}{dt} dt \quad \dots (II.56)$$

Definiendo u_p , como:

$$u_p = \frac{Cr}{\sqrt{\Delta t}} \quad \dots (II.57)$$

Donde $\Delta t = t - \tau$ representa el tiempo de exposición del fluido al área permeable, A. Sustituyendo la ecuación (II.57) en la (II.56), se obtiene:

$$q_p = Cr \int_0^t \frac{dA}{dt} \frac{dt}{\sqrt{t - \tau}} \quad \dots (II.58)$$

Sustituyendo el volumen de fractura y la pérdida de fluido, ecuaciones (II.54) y (II.58) respectivamente, en la ecuación de balance de materia, (II.55), proporcionará:

$$\frac{q_i}{H} = \left[\frac{3\pi}{4} W + 4S_p \right] \frac{dl}{dt} + 4Cr \int_c^l \frac{dl}{dr} \frac{dr}{\sqrt{t - \tau}} \quad (II.59)$$

Si en esta última, la amplitud de fractura, W, fue independiente de la longitud de fractura, l, la solución del problema será conocida. En el presente caso esta solución podrá ser usada porque en el producto $W(dA/dt)$ las variaciones de W que es función del tiempo son mucho más pequeñas que aquellas que presenta el cociente (dA/dt) .

Un valor constante W debe escogerse de tal manera que la solución se aproxime a la verdadera lo más posible.

Por lo tanto W en la ecuación (II.59), es reemplazada por βW , donde W es la amplitud al tiempo en que el bombeo es detenido y β es un factor que provoca la solución aproximada de la ecuación (II.59) de tal manera que llegue a ser numéricamente igual al valor exacto, para el caso donde $C_T=0$ y $S_p=0$ (sin pérdida de fluido). La solución exacta se obtiene de la ecuación de balance de materia $q=dV/dt$, que su integración directa conduce a $V=qt$, y con el auxilio de la ecuación (II.54), dará;

$$1 = \frac{2q t}{\pi H W} \quad \dots\dots(II.60)$$

Si, no obstante se toman otra vez los valores de $C=0$ y $S_p=0$ e integrando la ecuación (II.59) se encontrará que, tratando W como una constante, quedará;

$$1 = \frac{4 q t}{3 \pi H W} \quad \dots\dots(II.61)$$

Con el objeto de obtener resultados dentro de un ajuste numérico el factor de corrección es introducido como $\beta=2/3$. Aplicando la transformada de Laplace y el teorema de convolución después de la introducción de este factor la ecuación (II.59), quedará.

$$\frac{d1}{dA} = \frac{a}{H} \cdot \left[\frac{2}{\pi W + 8S_p} \right] e^x \operatorname{erfc} x \quad \dots(II.62)$$

Donde:

$$x = \frac{8C_T \sqrt{\pi t}}{\pi W + 8S_p} \quad \dots(II.63)$$

Integrando esta relación se tendrá que la longitud de fractura estará dada por :

$$l = \frac{q}{32\pi H C r^2} \left[\pi W + 8 S_p \right] \left[\frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{x^2} \operatorname{erfc} x \right] \quad (\text{II.64})$$

El perfil de amplitud fractura se asocia a dos teorías, la teoría de flujo-viscoso que relaciona la amplitud de fractura al gradiente de presión y la teoría de elasticidad que proporciona una relación general entre la amplitud y una distribución arbitraria del esfuerzo normal sobre las paredes de la fractura, la cual está dada por:

$$W = \sqrt{\frac{84 (1 - \nu^2)}{\pi} \frac{\mu q l^2}{E H}} \quad \dots (\text{II.65})$$

Por tanto, las ecuaciones (II.63, 64 y 65) escritas en unidades prácticas de campo, para la secuencia de cálculo de las dimensiones de fractura, para el modelo KGD, quedan dadas por:

$$x = \frac{7.09 C r (p_i / \sqrt{\min}) \sqrt{t(\min)}}{\pi / 16 W (pg) + 4 S_p (pie)} \quad \dots (\text{II.66})$$

$$l(pie) = \frac{0.1117 q_i (BPM)}{H(pie) C r^2 (pie / \sqrt{\min})} \left[\frac{\pi}{16} W(pg) + 4 S_p (pie) \right] \left[Y(x) \right] \quad \dots (\text{II.67})$$

Si $x \leq 0.2$

$$Y(x) = x^2 \left[1 - 1.1284x \left(1 - \frac{x^2}{3} + \frac{x^4}{10} - \frac{x^6}{42} + \frac{x^8}{216} - \frac{x^{10}}{1320} + \frac{x^{12}}{9360} \right) \right] + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \quad \dots (II.68)$$

Si $x > 0.2$

$$Y(x) = -0.8 + 118x + 0.77e^{-4.17x} \quad \dots (II.69)$$

$$W(pg) = 0.35 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu (cp) \sigma_L (BPM) l^2 (pie)}{E (pie) H (pie)} \right]^{1/4} \quad \dots (II.70)$$

II.2.1.6 MODELO DE NORDGREN (PKND)⁷

Los ajustes que hizo Nordgren al método de la referencia 10, dieron lugar al modelo de propagación de fractura tipo PKN, pero incluyendo las variaciones en el ritmo de flujo a lo largo de la fractura.

La principal suposición de este modelo, es que la longitud de fractura es mucho mayor que su altura, suponiendo que no existe flujo en la dirección vertical y que la presión en la sección transversal es constante, donde la fractura tiene forma elíptica, también que no existe acoplamiento elástico entre los planos, esto es, que el estado de esfuerzos en un punto, x , no depende de la distribución de presiones en otras localizaciones a lo largo de la fractura, por lo tanto la amplitud puede ser expresada como una función de la presión local.

Cálculo de las dimensiones de fractura

Asignando un sistema de coordenadas cartesianas rectangulares, (x,y,z) con el eje x, en la dirección de la propagación, el eje z, paralelo al eje del pozo y tomando el origen en la cara del pozo, se tiene que la fractura está dada en el plano (x-z), FIGURA (II.8).

Tomando en cuenta que la ecuación de continuidad para flujo de fluido incompresible en la fractura puede estar descrito como:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_p + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad \dots (II.71)$$

Donde $q(X,t)$, es el ritmo de flujo a través de la sección transversal ($X=cte$) de la fractura, $q_p(X,t)$, es el gasto de pérdida de fluido en la formación por unidad de longitud de la fractura y $A(X,t)$, es el área de la sección transversal de la fractura.

Suponiendo que el gasto, q , es relacionado con el gradiente de presión para flujo laminar en un fluido Newtoniano viscoso, en un tubo elíptico, de semiejes $1/2h$ y $1/2w_{max}$ con $h \gg w_{max}$, se establece que:

$$q = - \frac{\pi W^3 H}{64 \mu} \frac{\partial \Delta P}{\partial x}, \quad W = w_{max} \quad \dots (II.72)$$

Valuando,

$$W = w \Big|_{z=0} = \frac{(1-\nu)H}{E} \Delta P \quad \dots (II.73)$$

Entonces la ecuación (II.72) viene a ser:

$$q_L = - \frac{\pi E}{256(1-\nu)\mu} \frac{\partial}{\partial X} (W^2) \quad \dots (II.74)$$

El área de la sección transversal de la fractura elíptica, esta dada por:

$$A = \int_{-h/2}^{h/2} \psi dz = \frac{\pi}{4} WH \quad \dots (II.75)$$

El ritmo de pérdida de fluido, q_p , es relacionado al ritmo de pérdida, u_p , por unidad de área de fractura.

$$q_p = 2 \int_{-h/2}^{h/2} u_p dz \quad \dots (II.76)$$

Y si u_p es independiente de z , entonces,

$$q_p = 2Hu_p \quad \dots (II.77)$$

Experimentos^o sugieren que para muchos fluidos fracturantes el ritmo de pérdida puede ser dada como;

$$u_p = \frac{Cr}{\sqrt{t - \tau}} \quad \dots (II.78)$$

Donde τ es el tiempo al cual el flujo entra. Tomando en cuenta que en el pozo ($x=0$), una condición de frontera debe ser especificada la cual involucre el gasto y la presión, esta condición dependerá de la relación $q(p)$, dada por el equipo de bombeo usado, para este caso se considerará un gasto de fluido constante.

$$q(0,t) = q_i = \text{cte} \quad \dots \text{(II.79)}$$

Otra condición de frontera puede ser involucrada considerando que inicialmente la fractura está cerrada,

$$W(x,0) = 0 \quad \dots \text{(II.80)}$$

Además la fractura permanece cerrada para $x > l(t)$,

$$W(x,t) = 0, \quad x > l(t) \quad \dots \text{(II.81)}$$

Donde la longitud de fractura, $l(t)$, es determinada como parte de la solución. Sustituyendo las ecuaciones (II.74, 75, 77 y 78) en la (II.71), se obtiene:

$$\frac{E}{64(1-\nu)\mu H} \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} (w^2) = \frac{8 C \tau}{\pi \sqrt{t - \tau(x)}} - \frac{\partial w}{\partial t}$$

$$0 < x < l, \quad t > 0 \quad \dots \text{(II.82)}$$

Donde $\tau(x)$ es el tiempo en el cual la fractura abre a una longitud x .

$$\tau [l(t')] = t' \quad 0 < t' < t \quad \dots \text{(II.83)}$$

En otras palabras, $\tau(x)$ es la función inversa de $\lambda(x)$.
 Sustituyendo la ecuación (II.74) en la (II.79) quedará:

$$\left[\frac{\partial}{\partial x} (W^2) \right]_{x=0} = \frac{256(1-\nu)\mu}{\pi E} q_0 \dots \text{(II.84)}$$

Quedando nuestro problema como la solución de una ecuación diferencial parcial no lineal. Ecuación (II.82) para $W(x,t)$ sujeta a la condición inicial, ecuación (II.80) y a las condiciones de frontera, ecuaciones (II.81) y (II.84) con, $l(t)$, a ser determinada.

Para minimizar los cálculos, es conveniente transformar las ecuaciones en forma adimensional, de este modo se establece que;

$$x = Ax_D \quad , \quad L = AL_D$$

$$t = Bt_D \quad , \quad W = CW_D$$

Donde :

$$A = \pi \left[\frac{(1-\nu^2)\mu q_0^2}{256 C_T^2 E H^2} \right]^{1/2}$$

$$B = \pi^2 \left[\frac{(1-\nu^2)\mu q_0^2}{32 C_T^2 E H} \right]^{1/2}$$

$$C = \left[\frac{16(1-\nu^2)\mu q_0^2}{C_T^2 E H} \right]^{1/2} \dots \text{(II.85)}$$

Por tanto las ecuaciones (II.85) escritas en unidades de prácticas de campo, para la secuencia de cálculo de las dimensiones de fractura, para el modelo PKN, quedan dadas por:

$$A = 0.01484 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu (cp) (q_L/2)^3 (\text{BPM})}{C_T^3 (\text{pie}/\sqrt{\text{min}}) E (\text{psi}) H^4 (\text{pie})} \right]^{1/3} \dots (\text{II.86})$$

$$B = 0.00168 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu (cp) (q_L/2)^2 (\text{BPM})}{C_T^3 (\text{pie}/\sqrt{\text{min}}) E (\text{psi}) H (\text{pie})} \right]^{2/3} \dots (\text{II.87})$$

$$C = 0.0135 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu (cp) (q_L/2)^2 (\text{BPM})}{C_T^2 (\text{pie}/\sqrt{\text{min}}) E (\text{psi}) H (\text{pie})} \right]^{1/2} \dots (\text{II.88})$$

$$t_D = \frac{60 t (\text{min})}{B} \dots (\text{II.89})$$

$$\text{Para } t_D \leq 0.2 \quad L_D = 1.1 t_D + 0.031 \dots (\text{II.90})$$

$$\text{Para } t_D > 0.2 \quad L_D = 0.247 t_D + 0.24 \dots (\text{II.91})$$

$$l (\text{pie}) = A L_D \dots (\text{II.92})$$

$$W_D = 0.4215 t_D + 0.36 \dots (\text{II.93})$$

$$W_{\text{max}} (\text{pg}) = C W_D (12) \dots (\text{II.94})$$

Cuando los resultados del ajuste anterior no sean congruentes, las dimensiones de fractura podrán ser calculadas mediante las siguientes fórmulas:

$$W \text{ (pg)} = 0.238 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu_f q_L^2 \text{ (BPM)}}{E \text{ (psi)} C_T \text{ (pie}/\sqrt{\text{min}})} H \text{ (pie)} \right] \begin{matrix} 0.25 \\ t^{1/2} \text{ (min)} \\ \dots \text{ (II.95)} \end{matrix}$$

$$l \text{ (pie)} = 0.447 \frac{q_L \text{ (BPM)} t^{3/2} \text{ (min)}}{C_T \text{ (pie}/\sqrt{\text{min}})} H \text{ (pie)} \dots \text{ (II.96)}$$

II.2.2 Modelos Pseudotridimensionales²

Para simular con mayor exactitud la propagación vertical y lateral de una fractura se necesita resolver el problema en un espacio tridimensional, lo que debido al gran tiempo de cálculo que se requiere, no son procedimientos muy prácticos.

El concepto básico del modelo pseudo-tridimensional es el mismo que el sistema FKN (es decir, los planos verticales se deforman independientemente), pero la altura depende de la posición a lo largo de la fractura y del tiempo.

La primera diferencia con los modelos bidimensionales es la estimación del término de flujo vertical.

Para el caso más general se han proporcionado soluciones para el desarrollo de la altura basada a través de la sección vertical. La variación de la altura y la amplitud se introducen en el modelo lateral, resultando un complejo sistema de ecuaciones no lineales.

Otra limitación de estos modelos es que no simulan fracturas no sustentadas o cambios de orientación de la fractura debido a las interfaces entre estratos.

II.2.3 Modelos Tridimensionales²

Para simular la extensión de la fractura, deben hacerse las siguientes consideraciones:

- La distribución tridimensional de los esfuerzos
- Flujo de fluido (localmente bidimensional) en la fractura
- Transporte del sustentante (localmente bidimensional)
- Transferencia de calor
- Admisión de la formación

El problema conjuntado lleva a la formulación matemática de un sistema de ecuaciones complejo (no lineal). Existen las técnicas como las del método de elementos finitos y las ecuaciones de integración con límites, para resolver el problema de la mecánica de la fractura en forma lineal.

Ambos métodos tienden a discretizar el problema, el más utilizado es el segundo, el cual resulta de un sistema de ecuaciones algebraicas, para el cual los esfuerzos y desplazamientos del dominio puede ser calculados explícitamente.

La primera técnica que permite simular la propagación de la fractura en tres dimensiones, consiste en:

- Una relación desplazamiento-esfuerzo
- Criterio de propagación (Tipo)
- Relación fluido-flujo
- Relación de conservación.

II.3 Problemas Resueltos ^{1,2}

Ejemplo II.1

Calcular el coeficiente de pérdida, debido a las propiedades del fluido fracturante, dados :

Gradiente de fractura 0.7 lb/pg²/pie
Presión estática 1800 lb/pg²
Profundidad 4000 pies
Porosidad 20%
Permeabilidad 10 mD
Temperatura de fondo 100°F
Viscosidad del fluido fracturante 500 cp

Solución;

Cálculo de la caída de presión.

$$\Delta p = P_f - P_{vs} = 0.7(4000) - 1800 = 1000 \text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo en la ecuación, (II.11).

$$C_v = 0.0169 \left[\frac{k_{ff} \Delta p \phi}{\mu_{ff}} \right]^{1/2}$$

$$C_v = 0.0169 \left[\frac{0.01(1000)(0.20)}{500} \right]^{1/2}$$

$$C_v = 3.0 \times 10^{-3} \text{ pie/} \sqrt{\text{min}}$$

Ejemplo II.2

Calcular el coeficiente de pérdida, debido a las propiedades de la formación y sus fluidos, dados:

Diferencial de presión 1000 lb/pg²

Porosidad 15%

Permeabilidad 0.05 mD

Compresibilidad promedio 3×10^{-5} (lb/pg²)⁻¹

Viscosidad de los fluidos 100 cp

Solución;

Sustituyendo en la ecuación (II.28),

$$C_c = 0.0374 \Delta p \left[\frac{k_r C_r \phi}{\mu_r} \right]$$

$$C_c = 0.0374(1000) \left[\frac{5 \times 10^{-5} (3 \times 10^{-5} \times 0.15)}{100} \right]$$

$$C_c = 5.61 \times 10^{-5} \text{ pie} \sqrt{\text{min}}$$

Ejemplo II.3

Calcular el coeficiente de pérdida debido a las propiedades de los aditivos de pérdida, dados:

Caída de presión diferencial del tratamiento 2700 lb/pg²

Area de filtrado 22.8 cm²

Pendiente de la curva de pérdida de fluido 1.2 cm³/√min

Solución;

Sustituyendo en la ecuación (II.38),

$$C_v = \frac{0.0164 \text{ m}}{A_f}$$

$$C_v = \frac{0.0164(1.2)}{22.8}$$

$$C_v = .863 \times 10^{-3} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Ejemplo II.4

Calcular el coeficiente de pérdida combinado debido a las propiedades del fluido fracturante y las propiedades de la formación y sus fluidos, dados:

Permeabilidad de la formación 2.6 mD

Porosidad de la formación 6%

Presión de formación 1900 lb/pg²

Presión de fractura 6000 lb/pg²

Viscosidad del fluido 1.8 cp

Compresibilidad de la formación y sus fluidos 66×10^{-6} lb/pg²

Viscosidad del aceite de la formación 1.0 cp

Solución:

Calculando el coeficiente de pérdida debido a las características del fluido fracturante

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{k_{ff} \Delta p \phi}{\mu_{ff}} \right]^{1/2}$$

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{0.0026(4100)0.06}{1.8} \right]^{0.5}$$

$$C_v = 27.9 \times 10^{-3} \text{ pie/} \sqrt{\text{min}}$$

Calculando el coeficiente de pérdida debido a las propiedades de la formación y sus fluidos

$$C_c = 0.0374 \Delta p \left[\frac{k_f C_r \phi}{\Delta p} \right]^{1/2}$$

$$C_c = 0.0374(4100) \left[\frac{0.0026(66 \times 10^{-6})0.06}{1.0} \right]^{0.5}$$

$$C_c = 15 \times 10^{-8} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Calculando el coeficiente de pérdida combinado;

$$C_{cc} = C_c \left[\frac{\sqrt{C_c^2 + 4C_c^2} - C_c}{2C_c} \right]$$

$$C_{cc} = 0.01248 \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Ejemplo II.5

Calcular el coeficiente total de pérdida de fluido, dados:

Porosidad de la formación 6%

Permeabilidad a los fluidos del yacimiento 0.1 mD

Permeabilidad al fluido fracturante 0.0001 D

Viscosidad del fluido fracturante 100 cp

Viscosidad de los fluidos del yacimiento 100 cp

Compresibilidad de los fluidos del yacimiento 10^{-5} lb/pg²

Pendiente 3.24

Area de filtrado 20.25 cm²

Presión diferencial 1000 lb/pg²

Solución:

Calculando el coeficiente de pérdida debido a las propiedades del fluido fracturante

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{k_{ff} \Delta p \phi}{\mu_{ff}} \right]^{1/2}$$

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{0.0001(1000)0.06}{100} \right]^{0.5}$$

$$C_v = 3.6328 \times 10^{-6} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Calculando el coeficiente debido a las propiedades de la formación y sus fluidos

$$C_o = 0.0374 \Delta p \left[\frac{k_r C_r \phi}{\mu} \right]^{1/2}$$

$$C_o = 0.0374(1000) \left[\frac{1 \times 10^{-4} (10^{-2}) 0.06}{100} \right]^{0.5}$$

$$C_o = 2.697 \times 10^{-8} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Calculando el coeficiente de pérdida debido a los aditivos de pérdida de fluido

$$C_v = \frac{0.0164 m}{A_r}$$

$$C_v = \frac{0.0164(3.24)}{20.25}$$

$$C_v = 2.625 \times 10^{-8} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Calculando el coeficiente de pérdida total,

$$C_T = \frac{C_v C_w \sqrt{C_w^2 C_w^2 + 4C_c (C_w^2 + C_w^2)} - C_w^2 C_w^2}{2C_c (C_w^2 + C_w^2)}$$

$$C_T = 2.87 \times 10^{-3} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$$

Ejemplo II.C

Calcular las dimensiones de fractura creada por el procedimiento de Nordgren, dados los siguientes datos:

Gasto de inyección 30 BPM

Altura de fractura 164 pies

Coefficiente total de pérdida $0.151 \times 10^{-3} \text{ pie}/\sqrt{\text{min}}$

Tiempo de inyección 90 min

Viscosidad del fluido fracturante 17 cp

Pérdida instantánea 0.0748 pie

Módulo de elasticidad $3 \times 10^6 \text{ lb}/\text{pg}^2$

Relación de Poisson .22

Solución:

Aplicando las fórmulas respectivas, se tiene que:

$$A = 0.01484 \left[\frac{(1 - 0.22^2) 17 (30/2)^2}{(0.151 \times 10^{-8})^2 \cdot 3 \times 10^6 (164)^2} \right]^{1/2} = 409056.08$$

$$B = 0.00168 \left[\frac{(1 - .22^2) 17 (30/2)^2}{(0.151 \times 10^{-8})^2 \cdot 3 \times 10^6 \cdot 164} \right]^{3/2} = 3479119.17$$

$$C = 0.0135 \left[\frac{(1 - .22^2) 17 (30/2)^2}{(0.151 \times 10^{-8})^2 \cdot 3 \times 10^6 \cdot 164} \right]^{1/2} = 0.092766$$

$$t_D = 60(90)/3479119.17 = 1.5521 \times 10^{-6}$$

$$t_D < 0.2 \quad L_D = 1.1(1.5521 \times 10^{-6}) + 0.031$$
$$L_D = 0.03270$$

$$l = 409056.08(0.03270) = 13,379.12 \text{ (pies)}$$

$$W_D = 0.4215(1.5521 \times 10^{-6}) + 36 = 0.36065$$

$$W_{max} = 0.092766(0.36065)12 = 0.40147 \text{ (pg)}$$

Ejemplo II.7

Calcular las dimensiones de fractura siguiendo el modelo de Geertsma-Deklerk, dados los siguientes datos:

Relación de Poisson .18
Viscosidad del fluido fracturante 140 cp
Gasto de inyección 15 BPM
Coeficiente de pérdida total .0018 pie/ $\sqrt{\text{min}}$
Modulo de elasticidad $4.1 \times 10^8 \text{ lb/pg}^2$
Altura de fractura 50 pies
Pérdida instantánea 0.00134 pie
Tiempo de inyección 20min
Amplitud supuesta .35

Solución:

Aplicando las fórmulas respectivas, se tiene que:

$$X = \frac{7.09 (.0018) \sqrt{20}}{\pi/16(.90) + 4(.00134)} = .8358$$

Va que $X > .2$ Tenemos que:

$$Y(x) = -0.8 + 1.118(.8354) + 0.77e^{-(1.17(.8354))}$$
$$Y(x) = .8354$$

Cálculo de la longitud de fractura.

$$l = \frac{.1117(15)}{50(.0018)^2} ((\pi/16) .35 + 4(.00134)) (.8354)$$

$$l = 324.92 \text{ (pies)}$$

Cálculo de la amplitud de fractura

$$W_0 = \left[\frac{(1 - .18^2) 140 15 (324.92)^2}{50 (4.1 \times 10^6)} \right]^{0.25}$$

$$W_c = 0.3539 \text{ (pg)}$$

$$W_s = W_0 \text{ por lo tanto } W_{max} = .3539 \text{ (pg)}$$

$$W = .3539 \text{ (pg)}$$

CAPITULO III

FRACTURA SUSTENTADA

Para el diseño de una fractura sustentada, es necesario analizar: el yacimiento, el sistema de producción, la mecánica de fractura, las características del fluido fracturante, el mecanismo de transporte del sustentante, y las restricciones operacionales y económicas. Para maximizar los beneficios de un fracturamiento, se han trazado parámetros para cada uno de los elementos mencionados anteriormente.¹²

Primero.

La penetración de fractura necesaria para obtener el gasto deseado depende de la permeabilidad del yacimiento. Es por esto que una gran penetración de fractura es recomendada para yacimientos de más baja permeabilidad, pero se debe tomar en cuenta que la conductividad adimensional de la fractura decrece a medida que se incrementa la longitud de fractura y en consecuencia, la recuperación disminuye. De ahí que es importante hacer un balance entre las características de la fractura y las propiedades del yacimiento para optimizar el tratamiento.

Segundo.

Las condiciones de operación en la boca del pozo y configuración del estado mecánico del pozo son factores importantes para determinar el comportamiento del sistema integral de producción. Restricciones de flujo innecesarias en el sistema de producción pueden disminuir la eficacia del tratamiento, es por esto que es de gran importancia analizar los efectos que se tienen en el sistema de producción debido a cambio de parámetros físicos que repercuten en la recuperación final.^{13,14}

Tercero.

Las propiedades mecánicas de la roca y la distribución de los esfuerzos in-situ tienen efectos dominantes en el control de la creación y propagación de la fractura. Puesto que la altura de fractura tiene un efecto significativo en la

longitud de la misma, es importante conocer las propiedades mecánicas de la roca del yacimiento y de las rocas sello para poder determinar el crecimiento vertical de la fractura.

Cuarto.

La viscosidad del fluido fracturante y características de pérdida de fluido rigen fuertemente la distribución y colocación del agente sustentante en la fractura, además son parámetros importantes para determinar el rendimiento total del tratamiento. Una alta viscosidad del fluido produce fracturas anchas y es mejor para transportar los agentes sustentantes, aunque también se logra este objetivo si se maneja una presión alta de tratamiento, la cual crea un potencial para un alto crecimiento vertical.

Quinto.

El volumen del colchón y la concentración del sustentante determinan la conductividad y penetración final de la fractura sustentada. Un volumen de colchón insuficiente da como resultado un depósito prematuro del sustentante causado por el temprano agotamiento del colchón. Por el contrario si se tiene un exceso en el volumen de colchón bombeado el sustentante no tendrá la penetración deseada.

III.1 Análisis del Yacimiento⁴²

La formulación de soluciones analíticas que permitan simular matemáticamente el tratamiento, está basada en métodos que permiten el análisis para casos ideales con un mínimo de cálculos, para ello es necesario idealizar el sistema físico (yacimiento).

En el análisis, se supone que el yacimiento es horizontal, uniforme, isótropo, homogéneo, el medio poroso es limitado en la cima y base por estratos impermeables, además, tiene una permeabilidad (k), porosidad (ϕ) y espesor (h). La geometría de la región de drenaje puede ser cuadrada o rectangular y el pozo es interceptado por una fractura simétrica de conductividad finita, con penetración vertical que se extiende en la formación. Se supone que la fractura sustentada tiene una permeabilidad (k_f), porosidad (ϕ_f), y amplitud (W) constantes, además, los efectos gravitacionales

son despreciables. El flujo (que se considera incompresible y con una viscosidad constante) viene únicamente a través de la fractura y es considerado que obedece a la Ley de Darcy en el sistema completo.

Una vez idealizado el yacimiento se deben determinar las propiedades de éste y las características de la fractura para evaluar la respuesta que pueda tener el pozo.

Para ello se hace uso de las siguientes "herramientas" : 1) curvas tipo; 2) pruebas de formación; 3) datos de la declinación de la producción (historia de producción del pozo); 4) índice de productividad del pozo (IPR).

Desde su primera introducción, las curvas tipo han sido ampliamente utilizadas como una herramienta de predicción de las características del pozo y respuesta del yacimiento.

El comportamiento de afluencia del pozo (obtenido con la relación entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de producción) representa la habilidad del pozo para aportar el fluido hacia el fondo del pozo. La ecuación de flujo de estado pseudoestacionario es primeramente usada para generar la curva del comportamiento de afluencia del pozo (IPR) para pozos con alta permeabilidad, el uso de esta ecuación para predecir la productividad de los pozos fracturados no es adecuada puesto que un fracturamiento muchas veces se requiere para formaciones de baja permeabilidad.

III.2 Análisis del Sistema de Producción⁴⁵

Cuando hablamos del sistema integral de producción nos referimos a la trayectoria de flujo desde el yacimiento hasta la etapa de separación, y para su estudio se ha dividido en tres etapas:

1) Flujo en el Yacimiento. El análisis de los factores que gobiernan el flujo en el medio poroso está basado en dos procedimientos que permiten evaluar el comportamiento de la formación, estos son : el índice de productividad y la ecuación de Darcy.

2) Flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie.

3) Flujo desde la cabeza del pozo hasta el separador.

Las etapas 2 y 3 requieren de su propia correlación de

flujo para poder predecir las caídas de presión presentes en la tubería. Así, para una presión en la cabeza del pozo (pwh), configuración de tubería y gasto de producción, se podrá determinar (con la ayuda de una correlación de flujo multifásico vertical) la presión de fondo fluyendo (pwf) comúnmente referida como la presión de admisión.

En muchos casos, es posible reducir los costos de equipo y/o incrementar la producción con la aplicación del concepto nodal¹¹ en el diseño de sistemas de producción. Esto es muy provechoso en los costos diarios y beneficios potenciales para desarrollar y acrecentar proyectos de recuperación.

El análisis nodal es básicamente una aplicación simple de las matemáticas en todo el pozo y puntos superficiales donde ocurren las caídas de presión debidas a la producción y consiste en dividir el sistema en varios componentes los cuales serán analizados por separado.

Física y económicamente los cálculos ayudan a determinar el tipo y tamaño de tuberías, equipo superficial y tubería de descarga lo cual permitirá al pozo producir a su máxima capacidad.

Los objetivos principales del análisis nodal son: a) Optimizar el sistema de manera que se produzca el gasto deseado de la manera más económica; b) Para cada elemento del sistema, determinar si restringe el gasto de manera innecesaria.¹²

III.3 Selección del Fluido Fracturante¹²

La viscosidad del fluido fracturante y sus características de pérdida a la formación, gobiernan fuertemente la propagación de fractura y la distribución del agente sustentante en ésta. La selección de los fluidos apropiados para un fracturamiento tiene una gran influencia en la efectividad y costo del tratamiento, es por esto que el fluido fracturante debe ser versátil y tener las siguientes características:

- 1) Ser compatible con la formación y los fluidos del yacimiento.
- 2) Ser fácilmente bombeable en el fondo del pozo y exhibir

- una baja pérdida de presión por fricción en la tubería.
- 3) Ser eficiente, o sea, que se tenga poco filtrado hacia la formación.
 - 4) Para temperaturas elevadas (las que se tienen en el yacimiento) debe mantener una viscosidad efectiva que pueda crear la amplitud de fractura necesaria y tenga la capacidad de transporte para ubicar el sustentante.
 - 5) Tener el mínimo efecto de daño sobre la permeabilidad del sustentante.
 - 6) Romper rápidamente su acción después de haber terminado el trabajo y poder ser eliminado fácil y rápidamente.
 - 7) Ser fácilmente mezclable y seguro en su uso.
 - 8) Ser económicamente costeable.

III.4 Selección del Agente Sustentante¹²

El propósito de los agentes sustentantes en fracturamiento hidráulico es prevenir el cierre de la fractura y mantenerla abierta al término del tratamiento, así como la de crear un canal de flujo de alta permeabilidad.

El aumento de la productividad del pozo depende de la conductividad y geometría final de la fractura sustentada. Por lo tanto, es importante para el programa de diseño obtener una máxima cobertura del sustentante en la fractura.

Colocar la cantidad necesaria y tipo apropiado de sustentante en la fractura es crítico para el éxito del fracturamiento. La concentración y resistencia de éste va a determinar la conductividad de la fractura y en consecuencia la vida productiva del pozo, la selección del sustentante se hará en base a la conductividad de fractura necesaria para tener el gasto de producción deseado.

Concluyendo, los requerimientos de un agente sustentante son :

- 1) Que sea resistente
- 2) Que tenga un tamaño que permita su manejo y colocación en la fractura
- 3) Que sea una partícula esférica y uniforme
- 4) Que sea de un material inerte y libre de impurezas
- 5) Su densidad no debe de ser alta

- 6) Debe estar disponible en grandes cantidades
- 7) Debe tener un bajo costo

Al crear una fractura hidráulica los esfuerzos inherentes deben ser superados para abrir y propagar la fractura, donde estos mismos, tenderán a cerrarla después de actuar sobre el sustentante, a dichos esfuerzos se les conoce como esfuerzos de cierre y están representados por la siguiente expresión :

$$\text{Esfuerzos de cierre} = \text{Gradiente de fractura} * \text{Profundidad} - \text{Presión de fondo fluyendo}$$

Conforme la presión del yacimiento se reduce por la producción, los esfuerzos de cierre también van a reducirse. Entonces esta expresión da la máxima presión de cierre en la etapa inicial de producción. Si el sustentante no es lo suficientemente resistente para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, será triturado y comprimido, en consecuencia se tendrá un taponamiento del empaque de sustentante y la permeabilidad de éste será drásticamente reducida. La FIGURA III.D muestra los efectos de los esfuerzos de cierre sobre la permeabilidad de varios agentes sustentantes.

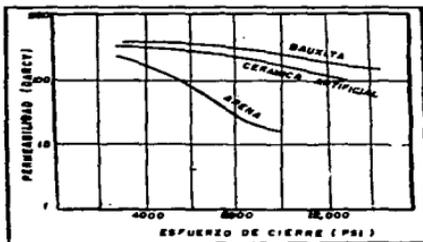


Fig (III.4) Efecto de los esfuerzos de cierre sobre la permeabilidad de varios agentes sustentantes ¹²

La arena puede ser considerada como sustentante cuando los esfuerzos de cierre de la fractura sean menores que 6000 lb/pg^2 y para el rango de 5000 a 10000 lb/pg^2 se tendrán que considerar sustentantes más resistentes. Los sustentantes de cerámica artificial son de resistencia intermedia.

Quando los esfuerzos de cierre excedan las 10000 lb/pg^2 se deberán considerar agentes sustentantes de mayor resistencia como la bauxita sintética. Estos sustentantes tienen mayor resistencia que la arena, dando una mejor conductividad, pero debido a que su costo es mayor se hacen económicamente no atractivos cuando se tienen esfuerzos de cierre menores.

Los sustentantes con mayor tamaño de grano proporcionan un empaque de mayor permeabilidad bajo condiciones de esfuerzos de cierre menores y pueden ser usados en poca profundidad con una amplitud de fractura angosta. Sin embargo su uso debe ser evaluado en relación con la formación que será sustentada.

Las formaciones sucias o aquellas que estén sujetas a la migración de finos son malas candidatas para que se use en ellas sustentantes con geometría alargada debido a que los finos tienden a invadir el empaque de sustentante, causando su taponamiento parcial dando como consecuencia una rápida reducción de su permeabilidad. La FIGURA (III.2) muestra los efectos del tamaño de grano sobre la permeabilidad de la arena a esfuerzos de cierre que van aumentando.

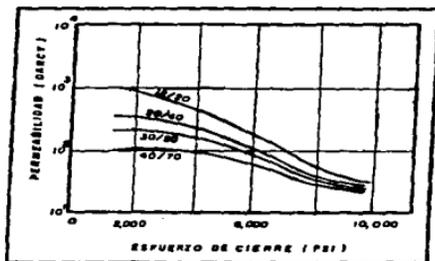


Fig. (III.2) Efecto del tamaño de sustentante sobre la permeabilidad¹²

Los sustentantes de gran tamaño de grano pueden ser más difíciles de usar en pozos profundos debido a que tienen una mayor susceptibilidad de triturarse, así como problemas de ubicación.

Para una amplitud de fractura más ancha se requiere de granos más largos, donde el ritmo de asentamiento de la partícula aumenta con el tamaño (conforme el tamaño de grano aumenta, la resistencia disminuye).

Otra Área de preocupación es el incrustamiento del sustentante en la formación, se debe de determinar una concentración de sustentante mínima (peso por unidad de Área de fractura) debido a que la conductividad de la fractura se va a reducir por la presencia de este fenómeno. La FIGURA (III.3) ilustra la relación típica de la conductividad de la fractura contra la concentración de sustentante.

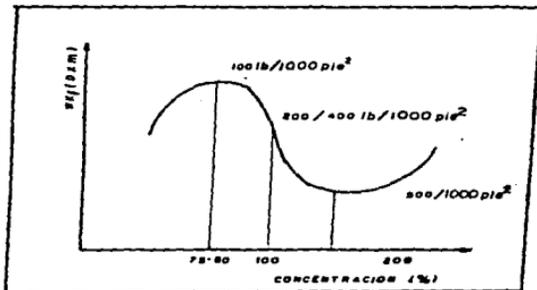


Fig. III.3) Variación de la conductividad de la fractura con respecto a la concentración de sustentante¹

Debido a la concentración de arena, estratos múltiples de sustentante se formarán y la conductividad de la fractura incrementará con el crecimiento de la amplitud asociada con dichos estratos. El fracturamiento es diseñado para estratos múltiples, cuando ésto se logra, el estrato externo puede

estar empacado o introducido en formaciones suaves, sin embargo los estratos internos deberán estar abiertos al flujo.

III.5 Conductividad¹

La efectividad de una fractura depende en gran parte de la capacidad de flujo (conductividad) del sustentante y su distribución en la fractura.

La conductividad en la fractura está definida como :

$$C_f = W K_f$$

La conductividad de la formación está definida como :

$$C_f = H K_f$$

donde:

W - amplitud de fractura

H - altura de fractura

K_f - permeabilidad de la fractura

K_f - permeabilidad de la formación

Para determinar la conductividad de la fractura en función de los parámetros operacionales, partimos de la ecuación de Darcy.

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \dots\dots\dots (III.1)$$

en función del gasto se tiene

$$q = \frac{k A}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \dots\dots\dots (III.2)$$

pero el Área de la fractura está definida como:

$$A = H W \dots\dots\dots (III.3)$$

sustituyendo la ecuación (III.3) en la (III.2)

$$q = - \frac{K (H W)}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \dots\dots\dots (III.4)$$

despejando :

$$W K_f = \frac{q \text{ (m}^3\text{/seg)} \mu \text{ (poise)} L \text{ (cm)}}{AP \text{ (atm)} H \text{ (cm)}} \dots \text{(III.5)}$$

III.5.1 Factores que Afectan el Valor de la Conductividad

Factores como el tipo y tamaño del sustentante, esfuerzos de cierre de la fractura, incrustamiento de la formación en el empaque del sustentante, distribución y concentración en la fractura, obturamiento por residuos del fluido fracturante, la amplitud de la fractura resultante y el tiempo tendrán un efecto sobre la conductividad de ésta. En la FIGURA (III.4) se muestra la variación de la conductividad con respecto al tiempo para dos tipos de sustentante.

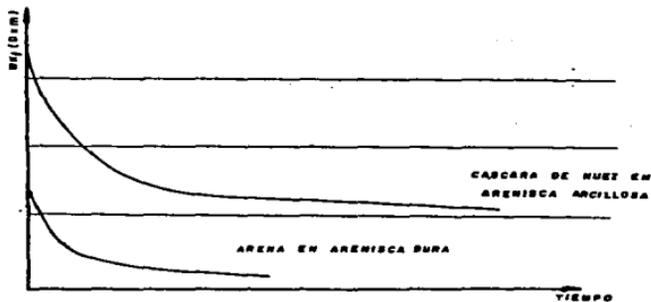


Fig. (III.4) Variación de la conductividad con respecto al tiempo

Un concepto importante para poder determinar si un pozo es buen candidato para ser fracturado es el contraste de conductividades definido como :

$$\frac{C_f}{C_r}$$

Para que un pozo sea susceptible a ser fracturado se debe tener un contraste de conductividades mayor a seis y algunas veces mayor a diez. La FIGURA (III.5) es una grafica en la que se puede determinar el incremento en la productividad en función del contraste de conductividades.

III.6 Transporte del Sustentante¹

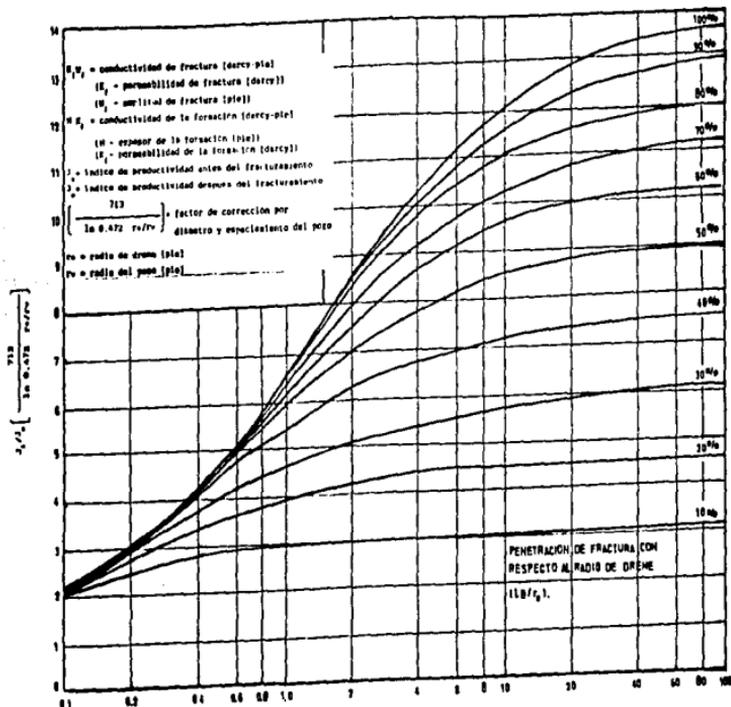
El sustentante se agrega al fluido fracturante cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se "arene" el pozo. Para poder evaluar el transporte del sustentante se debe hacer un análisis a través de :

- . El equipo y conexiones superficiales
- . Las tuberías del pozo
- . Las perforaciones
- . La fractura

En este trabajo se analizará el transporte del sustentante a través de la fractura por ser ahí donde interesa que permanezca el sustentante.

Los factores que afectan el movimiento del sustentante son :

- . Tamaño del sustentante
- . Densidad del sustentante
- . Velocidad del fluido
- . Viscosidad del fluido
- . Pérdida del fluido espuma salmuera
- . Densidad del fluido (1.6 lb/gal 12 lb/gal)
- . Forma del sustentante
- . Concentración del sustentante



CONTRASTE DE CONDUCTIVIDADES (WK_f)/(HK_f)

Fig. 111. B) Incremento de producción por fracturamiento⁸

III.6.1 Sedimentación del Sustentante¹

La velocidad de la partícula está en función de los siguientes parámetros :

- diámetro de la partícula
- forma de la partícula
- densidad de la partícula
- viscosidad del fluido
- densidad del fluido

De estos parámetros, el que más influye es la viscosidad del fluido fracturante. Es por esto que cuando no se cuenta con un fluido compatible para el tratamiento, se tendrán problemas de sedimentación en el pozo (arenamiento).

III.6.2 Sedimentación en la Fractura¹

La sedimentación en la fractura, además de los parámetros antes mencionados, depende del tiempo. Así tendremos los siguientes esquemas de fractura sustentada al inicio del tratamiento y al final, una vez que la fractura se cierra.

Durante la Inyección



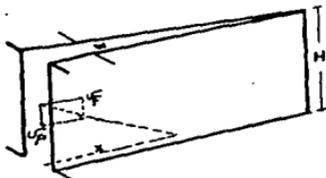
Al Cierre de la Fractura



Fig. (III.6) Esquemas de fractura sustentada¹

La velocidad de flujo de la mezcla fluido fracturante-sustentante disminuye al penetrar esta en la fractura, iniciándose la depositación del sustentante, en su caída en el seno del fluido, al igualarse la fricción con su peso, se define como velocidad final de asentamiento o sedimentación (v_s).

La velocidad de sedimentación del sustentante está en función de la velocidad del fluido y la velocidad de la partícula como se muestra en la FIGURA (III.7).



$$u_f = f(q_i, W, H)$$

$$v_p = f(\phi_p, \text{forma}, \rho_p, \mu_f, \rho_f)$$

Fig. (III.7) Comportamiento de las velocidades en la fractura¹

Haciendo un balance de fuerzas sobre una partícula de sustentante, FIGURA (III.8), se tiene que :

$$W = F_f + F_a \dots \dots \dots (III.6)$$

$$F_f = \rho_p \cdot \pi/6 \cdot dp^3 \dots \dots \dots (III.7)$$

$$F_a = 3\pi \mu v_p dp \dots \dots \dots (III.8)$$

$$W = \rho_p \cdot \pi/6 \cdot dp^3 \dots \dots \dots (III.9)$$

sustituyendo (III.7,8,9) en (III.6):

$$\rho_p \cdot \pi/6 \cdot dp^3 = 3\pi \mu v_p dp + \rho_p \cdot \pi/6 \cdot dp^3$$

dividiendo entre seis y despejando v_s

$$v_s = \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_f) g_0}{18 \mu} \dots \dots \dots (III.10)$$

Una expresión que relaciona la velocidad de sedimentación con algunas propiedades del fluido y de la partícula es el número de Reynolds de la partícula, definido como :

$$Re_{pa} = \frac{v_s d_p \rho_f}{\mu}$$

La velocidad de sedimentación puede ser determinada con la ecuación (III.10) o con la gráfica de Schiller-Nauman FIGURA (III.9).

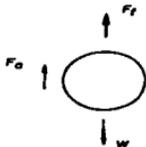


Fig. (III. 8) Balance de fuerzas sobre una partícula de susutentante¹

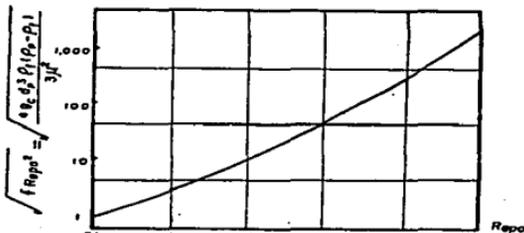


Fig. (III. 9) Gráfica de Schiller-Nauman para el cálculo de la velocidad de sedimentación de la partícula¹⁷

III.6.3 Banco de Sustentante¹

La formación y crecimiento del banco de sustentante depende de el área de flujo, velocidad de flujo y tamaño del sustentante.

Después de un tiempo de inyección, FIGURA (III.10) el sustentante se acumula en la parte inferior de la fractura, formando un banco que crece en longitud y altura. A medida que la altura del banco aumenta, disminuye el área disponible al flujo de la mezcla (fluido fracturante - sustentante), con ésto se tiene un aumento en su velocidad hasta alcanzar un valor que permite que el sustentante quede suspendido en el seno del fluido, impidiendo su deposición. La velocidad de la mezcla que permite evitar la deposición del sustentante se define como velocidad de equilibrio (V_{eq}). Para estas condiciones el sustentante se deposita a mayor distancia del pozo, incrementándose así la longitud del banco. La altura máxima que puede alcanzar el banco a estas condiciones se denomina altura del banco al equilibrio (H_{eq}) y el tiempo correspondiente a esta condición se define como tiempo de equilibrio (t_{eq}).¹⁷

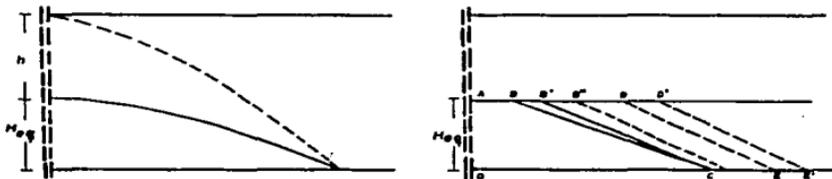
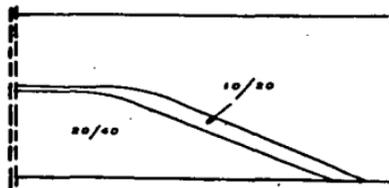


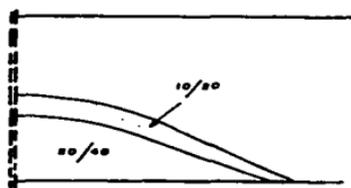
Fig. (III.10) Formación del banco de sustentante¹

Cuando transcurre el tiempo, el fenómeno global indica : que hay un aumento en H_{eq} hasta que la velocidad del fluido es tal que la partícula es transportada sin depositarse y se

alcanza la altura del banco al equilibrio (Banco ABCD), creciendo el banco después en la forma B'C → B''C, FIGURA III.10. En esta situación se puede alcanzar el ángulo del banco en reposo ($\alpha = 30^\circ$); de aquí el banco crecerá según DE y D'E (α constante = 30°).



Si heq se alcanzó antes de iniciar con sustentante 10/20



Si heq no se alcanza antes de iniciar con sustentante 10/20

Fig. III.10) Formación del banco de sustentante para diferente tamaño de sustentante¹

III.7 Cálculo de Dimensiones de Fractura Sustentada¹

III.7.1 DATOS REQUERIDOS (en unidades de campo)

A) DE DISEÑO

- Altura de fractura h_0 (pie)
- Amplitud máxima de fractura W_{max} (pg)
- Gasto de inyección q_i (bl/min)
- Concentración de sustentante C_g ($lb_{sust.}/gal_{ff}$)
- Volumen de fluido fracturante para la mezcla V_m (gal)

B) DEL FLUIDO FRACTURANTE

- Tipo de fluido (Newtoniano o No Newtoniano)
- Para Newtonianos, viscosidad absoluta μ_f (cp)
- Para No Newtonianos, viscosidad aparente de fractura μ_f (cp)
Calcular : con índice de comportamiento de flujo n (adim) y con índice de consistencia K ($lb\text{-seg}^n/pie^2$)
- Densidad ρ_f (gr/cm³)

C) DEL SUSTENTANTE

- Diámetro medio de partícula d_s (pg)
- Densidad ρ_s (gr/cm³)

DATOS REQUERIDOS (unidades de cómputo) (unidades consistentes)

h ₀ (pie)	ρ_f (lb/pie ³)
W _{max} (pie)	d_s (pie)
q _l (pie ³ /seg)	ρ_s (lb/pie ³)
C _g (lb/pie ³)	V _m (pie ³)
μ_f (lb/pie-seg)	K (lb-seg ⁿ /pie ²)
n (adim)	

DATOS ADICIONALES REQUERIDOS

(para el cálculo del incremento de productividad)

- Espesor de la formación productora h_r (pie)
- Permeabilidad de la formación K_r (D)
- Radio de drenaje del pozo r_e (pie)
- Radio del pozo r_w (pie)
- Permeabilidad del empaque de sustentante K_e (D)

III.7.2 Ecuaciones Fundamentales para el Cálculo

1) Reynold de la partícula de sustentante Rep

$$\sqrt{f(\text{Rep})^2} = \sqrt{\frac{4 \pm 32.2 \pm d_s^2 \pm \rho_f^2 (\rho_s - \rho_f)}{3 \pm \mu_f^2}} \dots\dots(\text{III.11})$$

$$\left. \begin{aligned} X &= \text{Log}_{10} \left[\sqrt{f(\text{Rep})^2} \right] \\ \text{Rep} &= 10^{(-1.4 + 2 \pm X - 0.15X^2)} \end{aligned} \right\} \begin{array}{l} \text{Ajuste del Abaco de} \\ \text{Schille - Newman} \end{array}$$

2) Velocidad de sedimentación v_s (pie/seg)

$$v_s = \frac{\text{Rep} \pm \mu_f}{d_s \pm \rho_f} \dots\dots\dots(\text{III.12})$$

3) Velocidad de fricción al equilibrio (Uw)eq (pie/seg)

$$(Uw)_{eq} = \frac{v_s}{0.054 \left[\text{Rep} \sqrt{\frac{2 \bar{w}}{ds}} \right]^a} \dots \dots \dots (\text{III.13})$$

donde : $\bar{w} = 0.95 \cdot W_{max}$
 $a = 0.5$ (para fluido newtoniano)
 $a = 0.7$ (para fluido no newtoniano)

4) Densidad de la mezcla ρ_m (lb/pie³)

$$\rho_m = \frac{\rho_f + Cg}{1 + \frac{Cg}{\rho_s}} \dots \dots \dots (\text{III.14})$$

5) Velocidad de equilibrio Veq (pie/seg)

$$V_{eq_L} = \left[\frac{(Uw)_{eq}}{0.2} \right]^{1.148} \left[\frac{2 \bar{w} \rho_f}{\mu_f} \right]^{0.148} \left[\frac{\rho_f}{\rho_m} \right]^{-0.571} \dots \dots \dots (\text{III.15})$$

$$Re_{f,f} = \frac{2 \bar{w} \rho_f V_{eq_L}}{\mu_f}$$

Si $Re_{f,f} > 3000$

$$V_{eq} = V_{eq_L}$$

Si $Re_{f,f} \leq 3000$

$$V_{eq} = \left[\frac{(Uw)_{eq}}{3.46} \right]^2 \left[\frac{2 \bar{w} \rho_m}{\mu_f} \right] \dots \dots \dots (\text{III.16})$$

6) Altura del banco de sustentante al equilibrio H_{eq} (pie)

$$h_{eq} = \frac{q_L}{2 \bar{w} V_{eq}} \dots \dots \dots (\text{III.17})$$

$$H_{eq} = h_o - h_{eq} \dots \dots \dots (\text{III.18})$$

7) Constante de formación del banco k^4 (adim)

$$k^4 = 0.216 \left[\frac{Cg}{\rho_s} \right]^{0.12} \left[\frac{\rho_f}{\rho_s - \rho_f} \right]^{0.43} \left[\frac{h_{eq}}{H_{eq}} \right]^{0.19} \left[\frac{v_s}{V_{eq}} \right]^{0.88} \dots (III.19)$$

8) Tiempo al cual se alcanzará la altura del banco al equilibrio t_{eq} (seg)

$$Z = \frac{h_{eq}}{H_{eq}}$$

$$R = \frac{k^4 q_L}{2 \bar{w} h_{eq} H_{eq}}$$

$$t_{eq} = \frac{0.95 + 3 Z}{R} \dots (III.20)$$

9) Tiempo para el bombeo del sustentante t_m (seg)

$$V_T = V_I + V_m$$

$$V_I \approx 5000 \text{ a } 15000 \text{ gal}$$

$$t_m = \frac{V_T (\text{pie}^3) - V_I (\text{pie}^3)}{q_L (\text{pie}^3/\text{seg})} \dots (III.21)$$

10) Altura del banco de sustentante HB (Pie)

Si

$$HB = H_{eq}$$

↓

LB

$$t_m \geq t_{eq}$$

a

↓

$$t_m \geq t$$

No

$$HB < H_{eq}$$

$$h = h_{eq}$$

$$h = h + \frac{h_o - h}{2} \quad (III.22)$$

$$U = \frac{h - h_{eq}}{h_o - h_{eq}} \quad (III.23)$$

$$t = \frac{1 - U - Z \ln(U)}{R} \quad (III.24)$$

Si

$$HB = h_o - h$$

↓

LB

No

$$t_m > t$$

↓

β

β

↓

Si

$$h = h - \frac{h_o - h}{2} \quad (III.25)$$

$$U = \frac{h - h_{eq}}{h_o - h_{eq}}$$

$$t = \frac{1 - U - Z \ln(U)}{R}$$

R

↓

a

No

$$h = h + \frac{h_o - h}{2}$$

11) Longitud del banco de sustentante LB (pie)

Si l y W_{max} se calcularon con P K N

Vol. de fractura, $VF = \pi^2 * l * h_o * W_{max}/16 \dots (III.26)$

Si l y W_{max} se calcularon con K G D

$VF = \pi * l * h_o * W_{max}/4 \dots (III.27)$
 $VF \geq V_m$

Si

CF (concentración = C_g
de sustentante
en la fractura)

No

$CF = C_g * V_m/VF$

Concentración de sustentante por Area de fractura C_A (lb/pie²)

Si se usó P K N

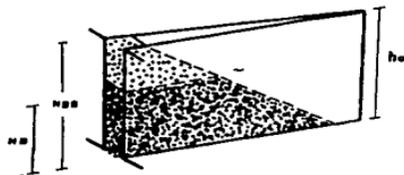
$C_A = 0.62 * CF * \bar{w} \dots (III.26)$

Si se usó K G D

$C_A = 0.785 * CF * \bar{w} \dots (III.29)$

$C_A \geq 1$ (lb/pie²)

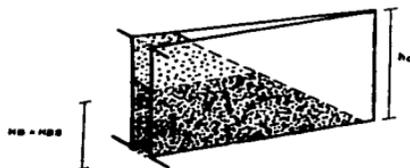
SI



$HBS = h_o$

↓
LB

NO



$HB \leq 0.1 * h_o$

No
↓
LB

Si
Este diseño requiere
mayor concentración
de sustentante

$$LB = \frac{[(q_1 * t_m * Cg) / (2 * \bar{w})] + [0.5192 * HB^2 * \rho_s] + [0.866(ho^2 - HB^2) * CF]}{[0.6 * HB * \rho_s] + [CF * (ho - HB)]}$$

(III.30)

12) Incremento de productividad (J/Jo)

Area de drenaje A (acres)

$$A = \pi \frac{r_e^2}{43560}$$

$$XJ = \frac{K_s * \bar{w} * HBS * \sqrt{(10/A)} \text{ Loge}(r_e/r_w)}{200 * \pi K_r * hr}$$

$$BJ = 0.3448 * XJ - 0.0345$$

$$CJ = 0.08 * \frac{hr}{HBS} + 0.92$$

$$DJ = 1 + 0.75 * (HBS/hr)$$

$$FJ = 4.84/XJ^2 - 6.4/XJ + 2.38$$

$$YJ = (2.27 - 1.32/XJ) * LB/r_e$$

$$ZJ = 1.24/XJ^2 - 1.64/XJ - 0.84$$

$$XJ \leq 3$$

Si .

$$J/Jo = \frac{BJ}{CJ} \left[0.785 \left[\tan \left[1.83 \frac{LB}{r_e} - 1.25 \right] + 4.28 \right] - CJ * DJ \right] + DJ$$

..... (III.31)

No

$$J/J_0 = \frac{FJ [\tan (YJ + ZJ) - \tan (ZJ)]}{CJ} \dots (III.32)$$

CAPITULO IV

REQUERIMIENTOS PARA EL DISEÑO

IV.1 Tipo de Datos²

Los datos necesarios para optimizar el diseño de una estimulación pueden ser agrupados dentro de las siguientes áreas técnicas:

- Potencial de flujo de la formación
- Caracterización de la orientación y geometría de fractura
- Evaluación del sustentante y fluido de tratamiento

La evaluación adecuada de cada una de estas áreas requiere el conocimiento de varias propiedades de la formación y sus fluidos. Para lo cual se deben emplear métodos seguros para la obtención de datos confiables.

IV.1.1 Potencial de Flujo de la Formación

Antes de iniciar el diseño del tratamiento es imperativo que el potencial actual del pozo sea evaluado. Se debe tener mucho cuidado al implementar y evaluar las pruebas de flujo, registros en pozos descubiertos, operaciones de muestreo y estudios petrofísicos.

Los datos y parámetros más importantes que caen dentro de esta categoría son:

- Porosidad (En las zonas de aceite y agua)
- Saturación (En las zonas de aceite y agua)
- Permeabilidad (Absoluta y relativa)
- Descripción petrográfica de minerales
- Presión del yacimiento
- Contactos (Agua/aceite y gas/aceite)

Además de la información del potencial de flujo de la formación, la mayoría de los parámetros indicados arriba también son utilizados para estimar los ritmos de pérdida del fluido fracturante y su compatibilidad con la formación y sus fluidos.

Para la evaluación del potencial de flujo y compatibilidad de los fluidos se necesitan solamente los datos de la zona productora, sin embargo, cuando se analiza el comportamiento de la pérdida de fluido se necesita reunir datos, tanto de la zona productora, del pozo como de las formaciones que la limitan.

IV.1.2 Caracterización de la Orientación y Geometría de Fractura

Una vez que el potencial del pozo en la etapa de pre-tratamiento se ha determinado, se pueden hacer predicciones para incrementar la capacidad de producción del pozo en la etapa de post-fractura con varios tamaños de fractura, independientemente que la creación de una fractura con determinada geometría no es fácil de lograrla. La geometría está siendo referida no sólo a la longitud media, sino también a su altura, amplitud y orientación (rumbo). Para evaluar su geometría también se deben de recolectar datos de la zona productora y formaciones adyacentes.

Para la determinación de la longitud, amplitud y altura de la fractura se requieren los siguientes datos:

- Mínimo esfuerzo horizontal
- Módulo de young
- Factor de intensidad de esfuerzos críticos
- Gastos de inyección del fluido del tratamiento

Cuando el mínimo esfuerzo horizontal no es medido directamente, los criterios de falla de la formación o los conceptos de poroelasticidad pueden ser usados para estimar los esfuerzos. Para esto, la siguiente información es necesaria:

- Presión de poro
 - Esfuerzo de confinamiento (o densidad de la roca)
- y además para el concepto de elasticidad de poro:
- La relación de Poisson
 - Compresibilidad de la roca y de la matriz
 - Gradiente de temperatura (es decir, para los efectos de esfuerzos termales).

IV.1.3 Evaluación del Sustentante y Fluido de Tratamiento

Para optimizar el fluido del tratamiento y los requisitos del sustentante es necesario analizar los siguientes factores:

- La habilidad del fluido de tratamiento de acarrear el sustentante a una cierta longitud de penetración.
- Control de pérdida de fluido
- Asegurar una mínima capacidad de flujo de la fractura y permeabilidad a los fluidos de tratamiento.

IV.2 Fuentes de Datos

Son cuatro las fuentes de donde se pueden obtener los datos necesarios. en tales circunstancias, se presenta una discusión para evaluar las ventajas y limitaciones de las diferentes fuentes de obtención de los datos.

IV.2.1 Fuente Geológica

El conocimiento de la geología local y la correlación estratigráfica puede ser una fuente de información de gran utilidad para la evaluación de la orientación y tamaño de la fractura.

Existen varios indicadores geológicos, los cuales pueden permitir la determinación de la dirección del esfuerzo mínimo horizontal y en consecuencia predecir la orientación de la fractura. El mínimo esfuerzo horizontal es normalmente perpendicular a una falla normal. Es por eso, que el conocimiento, de la orientación y localización de una falla puede determinar la orientación de la fractura. También los estudios de afloramientos pueden ser de gran ayuda en la predicción de la orientación. Por supuesto que cualquier correlación es válida solamente si el estado de la distribución de esfuerzos reales es el mismo que cuando la fractura natural fue creada, como por ejemplo, cuando las rocas superficiales no han sufrido diaénesis y es representativa de las del subsuelo.

IV.2.2 Registros Geofísicos y Petrofísicos

Estos registros involucran el uso de herramientas de cable para la medición continua de las propiedades de la roca ya sea a pozo descubierto o revestido. Estos registros seran de gran ayuda para analizar el potencial de flujo y los aspectos de la orientación y geometría de la fractura.

IV.2.2.1 Evaluación del Potencial de Flujo de la Formación

Para llevar a cabo un programa de registros apropiados, se deben identificar las siguientes categorías, que pertenecen a los niveles, primario, secundarios y terciarios de adquisición de datos, para varios tipos de formaciones.

La TABLA IV.1 lista las categorías para cada tipo de formación. Los programas de registros recomendados están clasificados dentro de los siguientes grupos:

- A pozo descubierto
- A pozo revestido

La TABLA IV.2 lista el programa de registros recomendados para pozo descubierto, para documentar los tres niveles de adquisición de datos para cada tipo de formación.

Para las arenas, los datos primarios incluyen: porosidades, saturaciones y presiones del yacimiento. El programa de registros debe de incluir al de densidad fotoeléctrico, neutrón compensado, microresistividad, doble inducción, doble lateralog y registro probador de formación con línea de cable. La categoría secundaria incluye solamente permeabilidad, de la cual el registro de propagación electromagnética y el de microresistividad enfocada son los indicados. La categoría terciaria incluye los tipos de arcilla para los cuales el registro espectral de rayos gamma es el recomendado.

Para las formaciones de arenas/lutita el propósito básico es delinear los estratos productores y la porosidad efectiva. Un programa de registros que incluya el registro de densidad fotoeléctrica, neutrón compensado y el de propagación

Tabla IU.1 Categorías de datos para varios tipos de formación

Datos necesarios por nivel de adquisición			
ROCA/ Formación	Primario	Secundario	Terciario
Arenisca	Porosidad Integraciones Presión de vac.	Permeabilidad	Tipo de arcilla
Arena/Lutita Laminaciones	Resolución de capas de ligadas Porosidad efectiva	Saturación Presión del gas.	Tipo de arcilla
Litologías Complejas	Litología	Tipo de porosidad Integración Presión del gas.	Disponibilidad de hcs. Fertoriedad de pore/permeabilidad
Naturalmente Fracturadas	Detección de Fracturas	Litología Porosidad	Integración Presión de gas.

Tabla IU.2 Programa de registros recomendados para pozos descubiertos

Registros a pozo abierto para varias categorías			
ROCA/ Formación	Primario	Secundario	Terciario
Arenisca	LOG. GPR LOG. SUD/BLL	MSFL. EPT	MSR
Arena/Lutita Laminaciones	LOG. LMT	MS/BLL	MSR
Litologías Complejas	LOG. CHL	MS/BLL	EPT
Naturalmente Fracturadas	MSU. FMS Dipmeter	CHL. LMT	LOG. CHL. MSFL. MSR

electromagnética satisfacen la categoría primaria. Datos secundarios incluyendo saturaciones y presión del yacimiento, el doble inducción/doble laterolog y el probador de formación de línea de cable son los registros recomendados. La categoría terciaria solo incluye clasificación de arcillas para lo cual el registro espectral de rayos gamma es el recomendado.

Para las litologías complejas (Carbonatos, limo), los datos primarios a ser recolectados incluyen identificación de litología y estimación de porosidad efectiva. Un programa de registros debe incluir el registro de densidad fotoeléctrica, neutrón compensado y el espectral de rayos gamma. Del siguiente grupo de datos de la etapa secundaria se tiene el tipo de porosidad, saturación y presión del yacimiento para lo cual el registro sísmico compensado a pozo abierto, el de doble inducción, doblelaterolog y el probador de formación de línea de cable son los registros recomendados. Los datos terciarios incluyen movilidad de hidrocarburos y tortuosidad, con respecto a la permeabilidad; los registros indicados son: el de microresistividad enfocado y el de propagación electromagnética.

Para las formaciones naturalmente fracturadas, los datos primarios son completamente diferentes. La presencia y dirección de las fracturas naturales son de suma importancia y es por eso que se recomienda utilizar las herramientas teleobservador de fondo, microbuscador de formación. El siguiente grupo de datos secundarios incluye la evaluación de fracturas detectadas, y los registros adicionales para esto, son el espectral de rayos gamma, el de densidad fotoeléctrico y el neutrón compensado. El tercer conjunto de datos comprende, saturación y presión del yacimiento, para lo cual los registros doblelaterolog, doble inducción, microresistividad enfocado y evaluador de formación de línea de cable son necesarios.

En general, un registro sísmico compensado es siempre recomendado debido a su habilidad para obtener mejor información de porosidad en la zona lavada donde los canales de filtración son inadecuados. La decisión para correr una

herramienta de doble inducción o doble laterolog está normalmente basada en el tipo de fluido de perforación. El segundo, es mejor en lodos altamente conductivos, aunque el primero es mejor en pozos que se perforan con lodo base agua, lodo base aceite o pozos sin fluido de control.

La TABLA IV.3 lista lo que se requiere para un programa, recomendado para varios tipos de roca/formación en pozo revestido.

Un programa de registros en pozo revestido puede recolectar datos satisfactoriamente de una arenisca de una categoría primaria y secundaria por medio del uso de los registros neutrón compensado, sónico digital y espectral de rayos gamma. Actualmente, no existen comercialmente herramienta para pozos revestidos que pueda reunir realmente la tercera categoría de datos.

Para formaciones de arenas lutíticas la categoría primaria no puede ser confiablemente reunida con registros en pozos revestidos. No obstante, las categorías secundaria y terciaria pueden ser satisfechas usando programas de registros similares a aquéllos que se usan para arenas compactas, además del probador de formación en pozos revestidos.

Las formaciones de litología compleja pueden ser incluidas en la primera o segunda categoría usando un programa de registros que incluye los registros mencionados arriba, excepto el de neutrón de tiempo de decaimiento, y en su lugar se puede incluir el registro espectral de rayos gamma. Así como con las formaciones de arenisca, la tercera categoría no puede ser adecuadamente reunida aquí.

Las formaciones naturalmente fracturadas pueden ser registradas en un programa para pozo revestido que incluye registros que se tienen para evaluar formaciones de litología compleja. De cualquier modo la identificación y evaluación de la fractura con el registro sónico digital y espectral de rayos gamma pueden no ser tan cuantitativo como el usar el microbuscador de formaciones o teleobservador de fondo.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Tabla 10.3 Programa de Registros para Pozos Revestidos

Registros a Pozo Cerrado			
Roca/ Formación	Primario	Secundario	Terciario
Areiscas	CE, Arreglo sonico, TDT	NGS	-----
Areña/Lutita Laminaciones	-----	CE, Arreglo sonico, TDT, CR-NT	NGS
Litolitas Complejas	CE, Arreglo sonico, NGS	EST, CR-NT	-----
Naturalmente Fracturada	Arreglo sonico	NGS	CE, EST, CR-NT

INDICE

BHC: Sónico Compensado
BHTU: Teleobservador de fondo
CHRFT: Probador repetitivo de formación en pozo revestido
CNL: Neutrón compensado
DIL: Doble Inducción
DLL: Doble Lateralog
EPT: Propagación electromagnética
FMS: Microbuscador de formaciones
GR: Rayos gamma
GST: Espectral de rayos gamma
LDT: Lito-densidad
LSS: Sónico de longitud de espaciamiento
ML: Microlog
MSFL: Microesferico enfocado
NGS: Espectral de rayos gamma natural
RFT: Probador de formaciones repetitivo
ARREGLO SONICO
SHDT: Registro dual de echado
TDT: Registro de tiempo de degradación termica

IV.2.2.2 Evaluación de la Orientación y Geometría de la Fractura

Un método para obtener las propiedades mecánicas puede ser derivado de la observación, durante la perforación, justamente antes de correr registros. Durante la perforación puede ocurrir una pérdida de circulación o un derrumbamiento del pozo. La técnica usual para corregir tal comportamiento es modificar la densidad del lodo y con esto la presión en el fondo del pozo. Un programa de registros debe tener las profundidades y densidad de lodo a las que los problemas de perforación se presenten y la densidad del lodo utilizada para resolver el problema. Tal información puede ser utilizada con la medición de la elipticidad del agujero hasta su rompimiento (si alguno ha ocurrido) en la evaluación de las principales características de los esfuerzos in-situ. Por ejemplo la presión de fondo del pozo a una profundidad donde la pérdida de circulación ha ocurrido, indica que la roca sello superior a sido afectada por el esfuerzo mínimo horizontal a esa profundidad y/o la existencia de un sistema de fracturas naturales que interceptan al pozo.

Si existe un derrumbamiento de la pared del pozo, entonces la presión del lodo con los datos de la falla a esa profundidad (deducida de las mediciones de los núcleos en laboratorio) y de los rompimientos (deducidos del registro calibrador) puede ser utilizado en un análisis preliminar para delinear los límites en el esfuerzo horizontal in-situ.

IV.2.2.3 Consideraciones de los Registros para la Geometría de la Fractura

En años pasados, varias técnicas han sido desarrolladas para la determinación de las ondas SP de los registros. Tales avances han permitido la adquisición de valores más confiables para las propiedades de la roca in-situ. Tales como el módulo de Young, la relación de Poisson y las compresibilidades de la roca y la matriz. Un valor alto de la relación de Poisson es predicho por la teoría y mostrado por los datos de que es un indicador de máximos y mínimos esfuerzos horizontales in-situ.

Además, correlacionando directamente, los esfuerzos medidos in-situ con la respuesta generada en el laboratorio de las rocas sedimentarias, graníticas y formaciones salinas para cargas aplicadas, implica que el material puede ser altamente o ligeramente dúctil tanto como los materiales del pozo que no son capaces de resistir grandes esfuerzos tangenciales (relación baja de esfuerzos principales).

IV.2.2.4 Orientación de Fractura

El problema de la orientación de fracturas, que inicia con una orientación arbitraria en el fondo del pozo, ha sido estudiado por la simulación de modelos en el laboratorio, revelando que la orientación de la fractura es inmediata y se extiende lejos del pozo, y es perpendicular al mínimo esfuerzo compresivo.

IV.2.3 Pruebas de Núcleo

Las pruebas de núcleo pueden proporcionar métodos para evaluar el potencial de flujo de la formación y la geometría de la fractura incluyendo la orientación. Primeramente se discutirán los requerimientos del muestreo en general para varias pruebas.

IV.2.3.1 Requerimientos del Núcleo

Los núcleos son usados en el laboratorio para la evaluación de sus propiedades básicas, tales como; porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Un interés particular tienen las pruebas que proporcionan la entrada del sustentante a la fractura y la productividad del pozo posteriores a la estimulación. (Es decir propiedades mecánicas del yacimiento y estratos circundantes a la vecindad del pozo, fluido fracturante, sustentante e interacción de las rocas en las pruebas).

Un mínimo de 6 a 10 pies de núcleo de zona productora y cerca de 5 pies de cada una de las zonas de arriba y abajo de la misma, son necesarios.

Durante la operación de muestreo es necesario asegurarse que los fluidos de perforación sean compatibles con los de la formación.

IV.2.3.2 Evaluación del Potencial de Flujo de la Formación

Las pruebas sugeridas para evaluar el potencial de flujo son :

Permeabilidad.- Mediciones de permeabilidad para hidrocarburos in-situ a condiciones de presión de confinamiento, presión de poro, temperatura de yacimiento y saturación de agua .Para bajas permeabilidades es recomendada la técnica de presión de pulso-decaimiento.

Presión capilar.- Mediciones de curvas de presión capilar contra saturación de agua para las muestras de núcleo son recomendadas. La información es útil para la evaluación del potencial del bloqueo de agua debido a la invasión de la roca por el fluido fracturante.

Permeabilidad relativa.- La medición de permeabilidad relativa es recomendable hacerla a diferentes saturaciones de fluidos (20% a 80%) y a condiciones in-situ. Esto es requerido para predicciones de largos períodos de producción.

IV.2.3.3 Evaluación de la Geometría y Orientación de Fractura

La evaluación de la fractura sustentada requerirá la determinación, en el laboratorio del módulo de elasticidad, la relación de Poisson y el factor de intensidad crítica al esfuerzo. El módulo elástico y la relación de Poisson son medidos (ambos estático y dinámico) a condiciones in-situ, sobre muestras de núcleos.

El tamaño usual de las muestras para las pruebas de los módulos es de 1 pulgada de diámetro y 2 pulgadas de largo.

Los esfuerzos mínimos horizontales y su dirección pueden ser obtenidos por muestras de núcleos. Por consiguiente, si uno identifica la dirección de los esfuerzos en los núcleos, entonces la orientación de cualquier fractura creada será predicha.

Otra técnica para estimar la magnitud y dirección de los esfuerzos (método de esfuerzos-relajamiento) es midiendo el tiempo de dependencia del hinchamiento del núcleo, inmediatamente cuando alcanza la superficie. La horizontalidad relativa de los esfuerzos in-situ puede ser calculada por el cambio relativo en la tensión medida, como el relajamiento de la roca. Proporcionando el relajamiento viscoelástico de la roca, con una porción de la tensión liberada puede ser medida y extrapolada para calcular la magnitud de los esfuerzos en el fondo del pozo.

IV.2.4 Pruebas Dinámicas de Fondo

Con estas pruebas se determina el potencial de flujo del pozo, orientación y geometría de la fractura, mediante el uso de las siguientes técnicas:

- Pruebas de Micro-frac
- Inclínómetros de superficie
- Pruebas sísmicas de pozos en tres dimensiones

Las pruebas de Micro-frac pueden ser utilizadas para medir el esfuerzo mínimo horizontal, que es un indicador de la permeabilidad.

Las pruebas de admisión en etapas y las pruebas de Mini-frac pueden ser realizadas para medir el esfuerzo mínimo horizontal, la presión de fractura, la altura mínima de fractura y las características del fluido filtrado.

Las pruebas de pozo que se realizan en régimen transitorio, sirven para medir la permeabilidad de la formación, factor de daño y la presión media del yacimiento. Las pruebas sísmicas en tres dimensiones y las mediciones de superficie son técnicas que son utilizadas para la evaluación de la orientación y geometría de fractura.

IV.2.4.1. Pruebas de Micro-Frac

En estos momentos, es la única técnica que puede determinar en forma confiable y correcta los esfuerzos in-situ a profundidades mayores de unos cientos de metros, en una escala pequeña o una operación de fracturamiento (micro-frac). La técnica es relativamente comprensible y ha sido demostrada en operaciones de pozos con agujero descubierto y recientemente la técnica ha sido utilizada para pozos revestidos.

La secuencia de los procedimientos de campo para la determinación de los esfuerzos in-situ, consiste en la perforación, empacamiento de la sección deseada del agujero e inyección de fluido a un gasto constante. La presión desarrollada durante un micro-frac es continuamente registrada como una función del tiempo.

En la FIGURA (IV.1) se ilustra un registro de presión vs tiempo durante una operación del micro-frac, típicamente el fluido es bombeado a 2 gal/min, causando el rompimiento inicial de la formación con P_r .

La presión de rompimiento P_r es la presión a la cual la fractura se inicia. La presión de extensión de la fractura P_{ex} , es la presión desarrollada inyectando el fluido (en un periodo de tiempo) dentro de la fractura. La presión instantánea de cierre ocurre inmediatamente después de parar el bombeo, este valor corresponde al estado casi-equilibrio entre la presión en la fractura y el punto de fatiga de la formación, que es perpendicular a la superficie de fractura.

Las fracturas hidráulicas deben normalmente extenderse perpendicularmente a la dirección del mínimo esfuerzo de compresión, es por esto que el ISIP es asumido como una medida del mínimo esfuerzo de compresión. Existen por lo menos cuatro técnicas comúnmente utilizadas para estimar el ISIP a partir del registro de presión. Las técnicas más comunes, toman el ISIP como el punto en el cual la presión cambia después de cerrar el pozo. Una vez que el pozo se cierra, la presión declina rápidamente y algunas veces resulta difícil evaluar el esfuerzo mínimo horizontal.

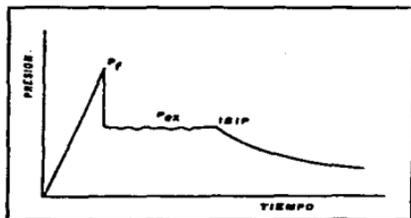


Fig. (IV.1) Registro de presión contra el tiempo durante una prueba de micro-frac²

La FIGURA (IV.2) ilustra una buena correlación entre la medición del micro-frac y el "log-derived".

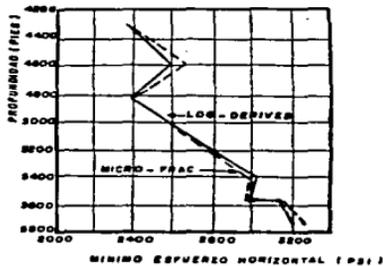


Fig. (IV.2) Correlación de valores estáticos y dinámicos²

La mayoría de las correlaciones muestran una relación lineal entre los esfuerzos medidos y el "log-derived". No obstante existe una mayor desviación en la FIGURA (IV.3).

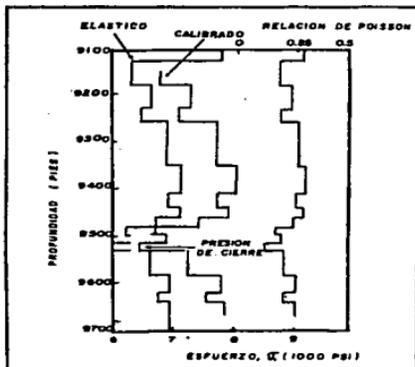


Fig. (IV. 3) Diferencias en valor absoluto de fatiga medida²

IV.2.4.2 Inclínómetros Superficiales

Los arreglos del inclinómetro para mapear la orientación de la fractura creada hidráulicamente, están disponibles desde los primeros años de la década de los '80s.

Cuando los arreglos de inclinómetros fueron usados para mapear la orientación de una fractura propagada hasta los 11,000 pies de profundidad, para el mejoramiento de la resolución requirió de un mínimo de 12 a 18 inclinómetros superficiales y la inclusión de los efectos de superficie y temperatura superficial.

La FIGURA (IV.4) demuestra la utilidad de incrementar el número de inclinómetros para mejorar la medida de orientación del inclinómetro. La parte A de la figura muestra los resultados de 8 inclinómetros y en la parte B muestra los resultados para el uso de 18.

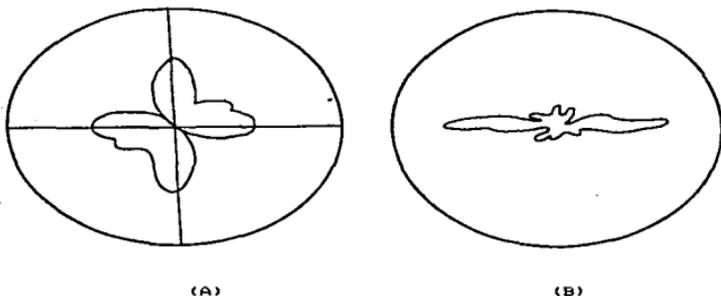


Fig. (IV.4) Comparación de A) Resultados de una prueba de campo usando 8 inclinómetros con B) otra prueba de campo usando 18 inclinómetros²

IV.2.4.3 Pruebas Sísmicas de Pozos en Tres Dimensiones

Las técnicas de pozos sísmicos pueden ser empleadas para evaluar la orientación de las fracturas hidráulicas mediante dos métodos específicos:

1) El uso de sistemas de monitoreo sísmico dentro y en la vecindad del pozo durante un tratamiento de fracturamiento, donde se evalúa la orientación en base al tiempo real y pueden ser clasificados en altas y bajas frecuencias. Los

instrumentos de alta, muestran una respuesta a los resultados en el pozo que son generados en un rango de frecuencia de 50 y 100 Hz. Los resultados de estos rangos de frecuencia permiten la detección de actividad microsísmica asociada a la propagación de fractura. La técnica de baja frecuencia sísmica trata con rangos de 1 a 50 Hz y se trabaja mejor con los registros de presiones.

2) El uso de pozos pasivamente sísmicos en un yacimiento fracturado permiten hacer la medición de la orientación de la fractura existente. La sismometría en pozos pasivos permite el levantamiento de mapas de la orientación del plano de fractura hidráulicamente inducida, mediante el uso del sismómetro triaxial, colocado en el pozo para trazar emisiones acústicas de la fractura presente. El método ha sido mostrado para detectar señales efectivas para fracturas que exceden profundidades de 3300 m. (11000 pies). La medición en el pozo suprime la necesidad de instalaciones superficiales y largos periodos de tiempo para registrar ruidos característicos ambientales en el procesamiento de la información subsecuente y señales acrecentadas.

IV.3 Optimización de la Información Requerida

En la práctica no es tan fácil la recopilación de información de las fuentes disponibles. En general la optimización de la información requerida, debe ser hecha sobre las bases de que si el pozo es más reciente o antiguo en el plano de desarrollo, lo cual discutiremos cada tipo a continuación.

IV.3.1 Pozos Exploratorios o Desarrollo Inicial

En los pozos exploratorios, el esfuerzo debe ser dirigido al entendimiento o comprensión total desde todas las perspectivas, esto requerirá de una información abundante. Sin embargo, el conocimiento obtenido del pozo exploratorio puede ser aplicado a otros pozos (similares o adjuntos). Un buen entendimiento de la geología local es muy importante para determinar si la información es representativa de todo el campo.

IV.3.1.1 Potencial de Flujo de la Formación

Para la estimación de un promedio de la permeabilidad de la formación y del factor de daño del pozo, se recomiendan las pruebas en régimen transitorio. Registros y núcleos permeables pueden ser usados para obtener el promedio de la permeabilidad.

Los registros son utilizados para el análisis de porosidad, saturaciones, arcillas y contactos de fluidos.

Las pruebas de núcleo son recomendadas para el análisis de permeabilidades relativas, presión capilar y estudios petrográficos.

Pruebas repetidas o continuas de formación son recomendadas para presiones de formación.

IV.3.1.2 Evaluación de la Orientación y Geometría de Fractura

Los registros de equipo de cable, sísmico digital y de espaciamento largo son recomendados para calcular la distribución de esfuerzos. Algunas pruebas de Micro-frac son recomendadas para checar valores registrados y si es necesario para calibrar estos valores.

Se deben de llevar a cabo mediciones dinámicas y estáticas de laboratorio, para completar la información del "log-derived", la continua medición del registro lo hace efectivo, sin embargo, ya que la medición es directa la información del Micro-frac es de gran ayuda y algunas veces necesaria.

Si es accesible deberán llevarse a cabo tantas pruebas de Micro-frac como sea posible. Se deben llevar a cabo pruebas de Micro-frac para calcular el coeficiente de pérdida de fluido, las pruebas de núcleos se usan para medir el factor de intensidad de esfuerzo crítico, orientación de la fractura. Las pruebas requieren núcleos orientados.

Los registros calibrados pueden ser utilizados para predecir la orientación de fractura. Las técnicas sísmicas se deben utilizar para tener una idea más definida de la orientación de fractura.

IV.3.1.3 Fluido Fracturante y Sustentante

Las pruebas de laboratorio son recomendadas para el fluido fracturante y la selección del sustentante.

IV.3.2 Pozos de Desarrollo o Ultima Etapa

En pozos de desarrollo no es muy requerida la información, dependiendo del tipo del yacimiento, puede necesitarse alguna información especial y alguna puede ser deducida. En general la información no necesitará ser duplicada por una fuente alterna.

IV.3.2.1 Potencial de Flujo de la Formación

Para el factor de formación (condición de pozo) se recomiendan pruebas de pozos en flujo transitorio, especialmente para aquellos pozos que solo necesitan una acidificación.

Los registros son recomendados para la porosidad, saturación y contactos de fluidos.

En yacimientos o campos de desarrollo la identificación de zonas agotadas es importante y se recomiendan pruebas de formación con equipo de cable. Algunas permeabilidades relativas o la información de la presión capilar de los datos de núcleo se presumen que son de los pozos anteriores de este yacimiento o campo.

IV.3.2.2 Evaluación de la Orientación y Geometría de Fractura

Dependiendo de las variaciones esperadas en el campo, la frecuencia de pruebas de verificación deben de ser determinadas. Esta prueba puede incluir el uso de registros para estimar las propiedades mecánicas (se asume que los valores registrados han sido correlacionados con alguna información del Micro-frac). Se recomienda los Micro-frac para verificar el coeficiente de pérdida del fluido. Si los núcleos orientados son accesibles entonces la orientación de la fractura puede ser verificada para cambios regiona-

IV.3.2.3 Fluido Fracturante y Sustainante

Debido a la importancia de estos materiales se deben de llevar a cabo, periódicamente durante el desarrollo, revisiones y pruebas para asegurar la selección óptima mientras nueva información va siendo accesible.

CAPITULO V

CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

V.1 Limitaciones en el Tamaño del Tratamiento¹²

En los inicios del fracturamiento hidráulico, los tratamientos consistían de 1000 a 3000 lb de arena para sustentar, con 1000 a 3000 galones de fluido fracturante, con gastos de inyección bajos (3 BPM), limitados por la disponibilidad del caballaje y altas caídas de presión por fricción causadas por la viscosidad y gelatinosidad del fluido. Durante los últimos años la tendencia ha sido la de incrementar el tamaño del tratamiento, alcanzando valores de 1'000,000 y más libras de sustentante.

Todo lo anterior, nos lleva a preguntarnos cual será el tamaño de tratamiento conveniente, en general, el mejor será aquel que nos lleve a obtener la mayor longitud de fractura sustentada proporcionando el mejor incremento de producción.

V.1.1 Efecto de la Sarta de Producción

Una limitación para obtener cierta longitud de fractura puede ser la caída de presión en la tubería debido a la velocidad del fluido durante el tratamiento; un método para determinarla es la aplicación del análisis nodal.

V.1.2 Efecto de la Conductividad de Fractura

Otra limitación sobre la eficiencia de los tratamientos es la conductividad de la fractura establecida por la permeabilidad del sustentante.

Este factor puede ser analizado con la ayuda de curvas tipo a presión constante para diferentes rangos de conductividad finita, mostradas en la siguiente FIGURA (V.D).

Estas curvas tipo proporcionan la respuesta de producción del pozo como el recíproco del gasto adimensional ($1/q_D$) v.s. el tiempo adimensional (t_D) para un rango de conductividades adimensionales de fractura (F_{CD}).

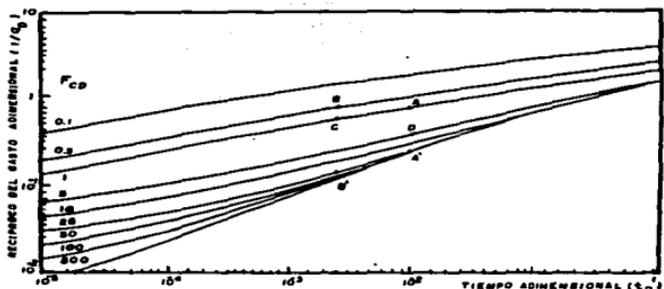


Fig. IV. Curvas Tipo de conductividad finita a presión constante para varios diseños de fractura.¹⁰

En la FIGURA IV.D se muestra un diseño con un F_{CD} calculado de 1.0 y un t_D de 0.01 para un tiempo dado, es graficado como el punto A. Esto corresponde a la producción representada por $1/q_D$ igual a 0.8. Al duplicar la longitud de fractura manteniendo la misma conductividad se reduce el valor de F_{CD} a 0.5, reduciéndose el tiempo t_D mostrado como el punto B. El valor de $1/q_D$ para el punto B indica que la producción no difiere al del punto A.

Sin embargo si la penetración es duplicada y el volumen de sustentante es incrementado por un factor de cuatro sobre el diseño del punto A, la conductividad será duplicada y el F_{CD} será igual a 1. Esto es mostrado en el punto C, al cual le corresponde un valor de $1/q_D$ igual a 0.55.

Un incremento más dramático en la producción sobre el diseño del punto A puede ser logrado por un incremento en el volumen del sustentante o conductividad por un factor de cuatro para la misma longitud como se puede observar en el punto D.

Ahora, incrementando la conductividad sobre el diseño de A por un factor de 50 la conductividad dimensional F_{CD} será igual a 50, como se puede observar en el punto A'. A este

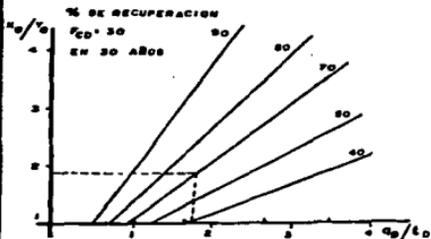
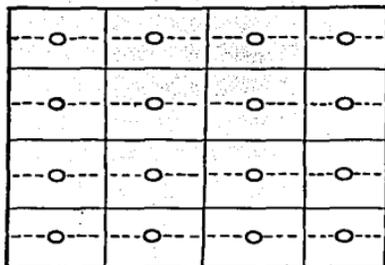
diseño le corresponde un valor de $1/q_D$ de 0.25. Duplicando la longitud con la misma conductividad resultará un valor de $1/q_D$ de aproximadamente de 0.15, mostrado en el punto B'.

Ejercicios tales como éste nos muestran la importancia de las curvas tipo en el diseño de fractura.

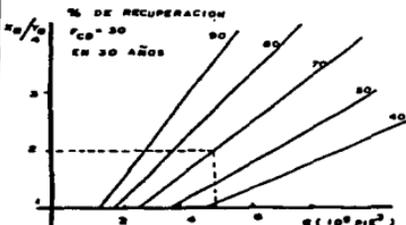
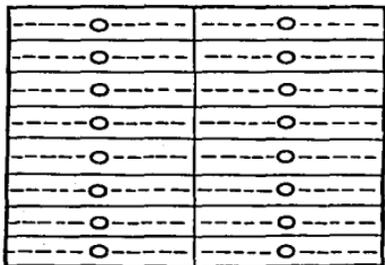
Diseños con un Fcb igual a 3 o menores no pueden ser mejorados significativamente por un incremento en la longitud de fractura con la misma conductividad. Un diseño para mejorar significativamente la producción requiere un incremento en el Fcb. Si el Fcb es igual o mayor a 30, incrementar la longitud será mejor que incrementar la conductividad.

V.1.3 Limitaciones del Espaciamiento entre Pozos

Otra limitación es la distancia del espaciamiento entre pozos. La mayoría de los campos han desarrollado un patrón de drenaje cuadrado, creando fracturas que se extienden más allá de los límites. A menudo, en formaciones de baja permeabilidad, una fractura de penetración limitada no incrementa la producción a un gasto óptimo. Lo deseable sería un cambio en la forma del espaciamiento neto para que en un rectángulo se acomode la longitud de fractura requerida, pero conservando el área de drenaje igual, para cambios en la forma, es visto en la FIGURA (V.2), no únicamente habría un incremento en el gasto de producción por lo largo de la fractura, sino también habría un incremento en el porcentaje de la recuperación, por la corta distancia de los límites paralelos a la fractura. Se ha mostrado un método para determinar la longitud de la fractura y la forma rectangular requerida para obtener una completa y eficiente recuperación de los fluidos del yacimiento. La FIGURA (V.3A) es una gráfica de q_D/t_D vs X_e/Y_e para varios porcentajes de recuperación a un tiempo dado, q_D es la producción acumulativa adimensional, X_e es la distancia del fondo del pozo al límite (paralelo a la fractura) y Y_e es la distancia de la fractura al límite perpendicular a la fractura. La producción acumulativa (G_p) es directamente proporcional a



a) Producción acumulativa en términos adimensionales



b) En términos de gas

○ LOCALIZACIÓN DEL POZO
 - - - - - FRACTURA
 ——— LÍMITE

Fig. (V.2) Espaciamiento entre pozos y forma de drenaje para áreas de drenaje iguales¹²

Fig. (V.3) Porcentaje de recuperación para varias relaciones r_{eD}/r_D de área constante¹²

q_D/t_D y tiempo como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{q_D}{t_D} = \frac{141.2 Bg \mu Gp}{k h (p_L - p_{vr})^2} \dots\dots (V.1)$$

En la FIGURA (V.3B) el término q_D/t_D puede ser reemplazado por (G) para ciertas propiedades del yacimiento y 30 años de producción. Si en un espacio cuadrado conteniendo 4.5×10^9 pie³ de gas con una penetración de fractura menor del 90% del radio de drenaje, aproximadamente el 40% pie³ de las reservas pueden ser recuperadas en 30 años. Si el área de drenaje resultante es cambiada a rectangular, con una relación de 2:1 podemos observar que el 70% de las reservas son recuperables.

V.1.4 Limitación en la Presión Crítica Meta

Una limitación más a la longitud de fractura es el peligro de fracturar fuera de la zona productora por la alta presión para extenderla a lo largo de una gran distancia. En estudios de fracturamiento hidráulico masivo se ha observado que ciertas formaciones tienen una presión crítica (presión por encima de la cual ocurre un excesivo fracturamiento fuera de la zona de interés).

Es por eso que estas presiones críticas deben ser consideradas para el diseño. La presión requerida para extender la fractura puede ser reducida minimizando el gasto de inyección y la viscosidad del fluido para estar por debajo de la presión crítica durante todo el tratamiento.

V.1.5 Efecto de la Viscosidad

Siempre ha existido la preocupación sobre la capacidad de los fluidos fracturantes para transportar el sustentante a lo largo de grandes distancias. Dado que en algunos casos el transporte del sustentante puede ser un factor limitante en el diseño, debido al problema de la degradación de la

viscosidad con el tiempo y la temperatura.

Los tratamientos empiezan muchas veces con viscosidades más altas que la requeridas para la fase final, esto tiene como resultado el desarrollo de fluidos muy viscosos. La tecnología actual en la química del fluido ha minimizado el problema de la degradación de la viscosidad, cuando la temperatura excede los 350° F, con posibles excepciones. Se ha demostrado que sin una consideración completa del comportamiento del fluido en el asentamiento del sustentante, la viscosidad de diseño puede ser hasta 50 veces más grande que la requerida.

Algunos tratamientos que son diseñados usando agua con pequeñas adiciones de polímero, para reducir la fricción, se ha visto que no solo existe un ahorro en el costo sino que también existe un menor daño a la permeabilidad del sustentante y una menor probabilidad de exceder la presión crítica neta.

V.1.5 Limitaciones por la Eficiencia del Fluido

La longitud de fractura también puede ser limitada por la eficiencia del fluido, que decrece con el tiempo de inyección.

V.2 Consideraciones con Tamaño o Volumen Predeterminados

El tamaño de los tratamientos se basa usualmente en: longitudes predeterminadas, volúmenes de fluido así como de sustentante y presupuestos.

V.2.1 Volumen de Sustentante Constante y Fco Optimo

Se ha observado que para un volumen de fractura dado (o volumen de sustentante) existe una relación entre la amplitud y la longitud de fractura para lograr un máximo de productividad. Esta relación puede ser expresada como un Fco igual a 1.26 y es válida cuando el pozo se encuentra en un estado pseudo-estacionario durante la mayoría de su vida productiva.

Posteriormente se demostró que debido a la producción en formaciones de baja permeabilidad, gastos antes de alcanzar condiciones de estado pseudo-estacionario pueden afectar significativamente la economía de los tratamientos. Estudios realizados han demostrado que para permeabilidades de formación mayores que 1 md. el Fco de 3 sería para obtener fracturas con un volumen de sustentante constante. Sin embargo estos estudios ignoraron el costo del fluido adicional requerido para extender la fractura, y estas están basadas sólo en la producción.

V.2.2 Longitud Constante y Fco Optimo

Para una longitud constante ha sido aceptado que el valor óptimo de Fco deba estar entre un rango de 10 y 30. Para determinar el valor de Fco óptimo se hace uso de las curvas tipo a presión constante, siguiendo la técnica analizada en el punto (V.1.2)

V.2.3 Longitud Constante y Conductividad Variable

Para incrementar la productividad durante la última parte del tratamiento se usa un sustentante de mayor permeabilidad, como la Bauxita o un sustentante de resistencia intermedia. Inicialmente estos tipos de tratamiento han sido hechos en áreas en donde los esfuerzos de cierre estuvieron comprimiendo severamente la arena y el costo de usar un sustentante más resistente hacía que el tratamiento fuera no costeable.

Al investigar los efectos que trae consigo la variación de la conductividad de la fractura, se ha demostrado que la conductividad en la vecindad del pozo determina el gasto de producción inicial, en tiempos posteriores el gasto de producción estará determinado por el promedio aritmético de las diferentes conductividades de fractura por lo tanto el extremo de la fractura con un sustentante más conductivo nos proporciona una ventaja por el efecto que tendrá sobre la conductividad promedio de la fractura.

Si se desea incrementar la conductividad adimensional promedio de la fractura (F_{cp}) se debe tener una alta conductividad en el extremo de ésta.

V.3 Beneficios de una Alta Concentración de Sustentante

La experiencia de campo muestra en general que al incrementar el volumen de sustentante mediante el incremento de su concentración en el fluido fracturante y manteniendo la misma longitud de fractura dará por resultado una mayor producción.

Resultados menores a los esperados pueden ser atribuidos a diversos factores, uno es que el F_{cp} calculado sea menor que el esperado, otro es que las conductividades en la fractura (in-situ) puedan ser hasta en un 20% menores que las estimadas en el laboratorio, aunque también estos pueden ser atribuidos a que el sustentante no cubre el total de la altura de la fractura.

Para permitir una mejor limpieza de la fractura, al fluido fracturante, se le agregan aditivos, y como resultado se tiene que al término de la inyección la viscosidad del fluido fracturante ha sido reducida acelerando el asentamiento del sustentante.

Con fluidos eficientes el tiempo de cierre de la fractura puede ser prolongado particularmente cuando las concentraciones de sustentante son bajas, permitiendo al sustentante asentarse en el fondo de la fractura. La FIGURA(V.4) muestra un porcentaje de volumen de la mezcla de arena y bauxita que ocuparían, teniendo una porosidad de empaque del 48%. Esta muestra que una concentración (in-situ) de 15 lbs de arena en un galón de fluido fracturante llenaría hasta un 75 % de la altura de la fractura.

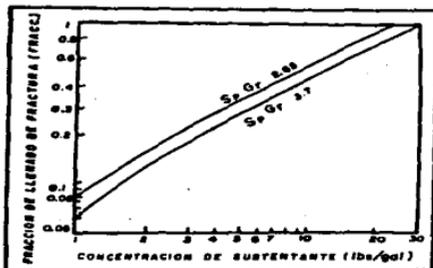


Fig. IV. -Efectos de la concentración del sustituyente en la fractura¹⁰

V.4 Efecto de las Propiedades del Yacimiento

El espesor de la formación, la permeabilidad efectiva y la porosidad son factores importantes para determinar la productividad de un pozo, aunque no son conceptos determinantes en el diseño de un tratamiento el conocimiento preciso de sus valores es importante para la evaluación del tratamiento.

V.4.1 Efecto de la Porosidad del Yacimiento

En formaciones compactas, es muy fácil sobrevalorar la porosidad y subvaluar la saturación de agua. Ya que en la ecuación de Darcy no incluye el término de porosidad, es frecuente sobreestimar el volumen de poro ocupado por hidrocarburos con el fin de efectuar el fracturamiento. Sin embargo, el efecto de la porosidad es importante cuando los efectos del flujo transitorio determinan la producción.

Como ejemplo, podemos observar que la declinación de la producción después del fracturamiento podría ser mal interpretado como el efecto causado por la reducción en la

conductividad de la fractura. Una predicción de la producción realizada para una longitud de fractura de 1,000 pie, con un $F_{CD}=10$, y un porcentaje de porosidad ocupado por hidrocarburos de 10%, es mostrado en la FIGURA (V.5). Una declinación de la producción es graficado con círculos en esta figura.

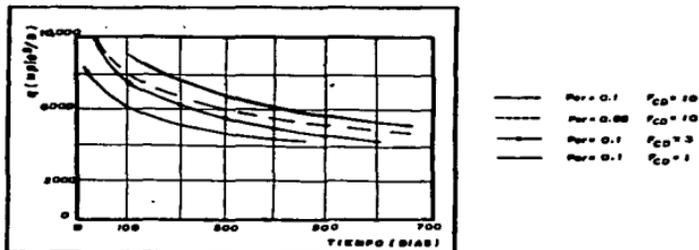


Fig. (V.5) Ritmo de producción simulada para varios F_{CD} mostrando el efecto del valor de la porosidad¹⁸

Después de 50 días de producción, no sería raro concluir que la conductividad de la fractura fuera 30% del valor diseñado, debido a que el valor de la producción igual a aquel que se obtendrá con una penetración de fractura de 1,000 pie y un F_{CD} de 3. Después de 2 años de producción, se podría concluir que la conductividad de la fractura declinó hasta que alcanzó el 10% de su valor original diseñado, debido a que ahora está produciendo a un ritmo de un pozo que presenta una penetración de fractura de 1,000 pie y un $F_{CD}=1$. Sin embargo la declinación de la producción también puede ser debida a que la penetración de fractura es de 1,000 pie,

$F_{CB}=10$ (como fue diseñado), pero con un porcentaje de porosidad ocupado por hidrocarburos de 5% en lugar de 10%. Este error habría ocurrido si la porosidad hubiese sido estimada como 15%, con un valor de saturación de agua de 33%, opuesto al valor real de 13% con un valor de $S_w=61\%$.

Cuando el valor del volumen de poro ocupado por hidrocarburos es sobreestimado, la penetración de fractura requerida para un cierto valor de producción, será subvaluado. La FIGURA (V.6) muestra el volumen de sustentante necesario para obtener una producción específica, dadas ciertas condiciones de yacimiento y variando sólo la porosidad.

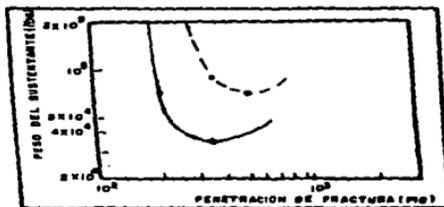


Fig (V.6) Perfiles de presión para dos valores de porosidad¹⁰

Se muestra que para producir 1×10^9 pies³ de gas en un año, 70,000 lb de sustentante penetrarían sólo 200 pie, si la porosidad ocupada por hidrocarburos es de 13%, no obstante habría que penetrar 500 pie si la porosidad ocupada por hidrocarburos es 6%. Con una penetración de fractura de 350 pie, sólo 35,000 lb de arena serían necesarios para un yacimiento con una porosidad ocupada por hidrocarburos de 13% mientras que se necesitarían 90,000 lb de arena si la porosidad ocupada por hidrocarburos fuera de 6%. Similarmente

la longitud de fractura calculada también será subvaluada si la porosidad ocupada por hidrocarburos es más baja que la utilizada en el análisis de una prueba de un pozo. La misma situación ocurriría al tener un error en la porosidad si el término de compresibilidad es erróneo.

V.4.2 Sobreestimación del Espesor de la Formación

En áreas donde la porosidad y la saturación de agua son difíciles de estimar, el espesor productivo es a menudo sobreestimado. Si se corre una prueba para determinar el producto kh de un yacimiento y se sobreestima el espesor, el valor de la permeabilidad efectiva de la formación será subvaluado. Consecuentemente cuando se efectúa un análisis de post-fractura utilizando curvas tipo, el cálculo de la longitud de fractura mostrará un valor más bajo que el real, porque es proporcional a la raíz cuadrada de la permeabilidad, como puede verse en la ecuación de tiempo adimensional t_D . Como por ejemplo se hará una mala interpretación de la disminución de la producción, suponiendo que se corre una prueba, en un intervalo laminado de 100 pie. para determinar el producto kh y que resultado de 1 md-pie. Normalmente se supondría que la permeabilidad promedio es de 0.01 md. Se realizaría un fracturamiento para obtener una penetración de 1000 pie con un FCB de 10. La predicción de la producción acumulativa para este fracturamiento sería de 0.8×10^9 pie³ en un año, utilizando una $k=0.01$ md. Si el intervalo realmente tiene 50 pies de estratos permeables, debido a la gran estratificación, la permeabilidad promedio es de 0.02 md. La misma penetración de fractura de 1000 pie resultaría en una producción de 0.52×10^9 pie³ en un año. Una producción de 0.52×10^9 pie³, se obtendrá con menos de 50 pie de penetración, 100 pie de intervalo y 0.01 md de permeabilidad. Es por esto que se supondría equivocadamente que la penetración fuera solamente de 500 pie.

Las formaciones compactas tales como las turbiditas, a menudo presentan laminaciones (bandeamientos). En estos casos los espesores netos se toman de la base, a la cima del

intervalo, cuando de hecho, la suma de los estratos permeables es menor a esa cantidad. Los estratos individuales normalmente tienen diferentes valores de porosidad y permeabilidad, lo cual necesita, también ser registrado.

V.4.3 Yacimientos Estratificados o Entrecruzados

Se ha investigado la respuesta de fracturamientos hidráulicos en yacimientos suprayacentes, mostrando que la longitud de fractura creada sería bajoestimada en yacimientos estratificados, si la naturaleza de la superposición de las formaciones no es considerada.

También se mostró que las curvas tipo, pueden ser usadas para evaluar las respuestas transitorias en un yacimiento estratificado. Si un pozo presenta más de una zona que necesite estimularse, será mejor aislar cada zona y fracturarla individualmente. Debido a consideraciones económicas, lo anterior no se realiza, y los pozos son fracturados con un sólo diseño para valores promedios de las propiedades del yacimiento.

V.5 Restricciones Operacionales⁴²

El gasto bombeado y las presiones tratadas son usualmente consideradas como restricciones de operación por un sin número de razones.

Primero.- La inyección de un alto gasto tiene un potencial de fracturamiento fuera de la zona productiva como resultado de una alta presión tratada.

Segundo.- Para algunos fluidos la severa degradación del fluido fracturante puede ocurrir bajo un régimen de alto gasto de fractura.

Tercero.- La alta fricción en la tubería resulta de las altas presiones en la superficie, la cual puede ser limitada debido a la disponibilidad de la potencia (HP) y la presión permisible para las tuberías del pozo.

Por lo tanto es importante determinar los parámetros de bombeo que aseguran las condiciones de operación durante la inyección y que no excedan la presión permisible y el gasto determinado.

V.5.1 Determinación de los Parámetros de Bombeo

En esta sección se tomará en cuenta la presión de tratamiento y parámetros de bombeo.

La presión de tratamiento en el pozo se puede calcular como :

$$P_f = (0, t) = S_{\text{mín}} + \Delta P_f(0, t) \quad \dots\dots (V.2)$$

Donde $S_{\text{mín}}$ denota, el esfuerzo mínimo horizontal de la formación o presión de cierre de la fractura y la ΔP_f es la presión neta en la fractura.

Para el modelo de propagación de fractura PKN la presión de fracturamiento se incrementa con el tiempo, como se muestra en la ecuación (V.3) para un fluido Newtoniano.²²

$$\Delta P_f = \left[\frac{E^3 q_{\text{L}} \mu_{\text{ff}} l(t)}{(1 - \nu)^3 H^3} \right]^{1/4} \quad \dots\dots (V.3)$$

Mientras que para el modelo de propagación de fractura KGD la presión de fracturamiento decrece con el tiempo, como se muestra en la ecuación (V.4) para un fluido Newtoniano.²²

$$\Delta P_f = \left[\frac{E^2 q_t \mu_{ff}}{(1 - \nu)^2 H l^2(t)} \right]^{1/4} \quad \dots (V.4)$$

Ambos modelos indican que el gasto bombeado, q_t y la viscosidad del fluido fracturante, μ_{ff} , en el lado derecho de las ecuaciones anteriores son dos de los parámetros que pueden ser controlados. Uno puede controlar la presión de tratamiento cambiando el gasto y la viscosidad del fluido fracturante.

Es bien reconocido que el crecimiento vertical de la fractura tiene un significativo efecto sobre la extensión lateral de ésta. Los contrastes de esfuerzos (in-situ) entre la formación y las barreras más alejadas están considerados como uno de los parámetros de control en el crecimiento de la altura vertical.

Los pasos para determinar los parámetros óptimos de bombeo son los siguientes:

- 1) Realizar estudios de diagnósticos de la formación (in-situ) para estabilizar la relación entre la altura de la fractura y la presión de tratamiento.
- 2) Determinar la presión crítica de la formación o la máxima presión permisible de tratamiento que impide el crecimiento de la fractura más allá de la altura deseada.
- 3) Determinar el gasto máximo de bombeo permisible basado en la degradación del fluido fracturante y limitaciones del equipo superficial incluyendo la fricción del pozo y la cabeza.
- 4) Determinar la relación entre el gasto bombeado y la viscosidad del fluido que satisface la presión para una relación similar con las ecuaciones (V.3) y (V.4) o con un simulador numérico.

- 5) Obtener los parámetros óptimos de bombeo que satisfagan los objetivos de la presión y las restricciones al flujo.

CAPITULO VI

DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO

Hay un número de consideraciones que deben tomarse en cuenta para el diseño de un fracturamiento (capítulos III y V). Basándose en ellas el procedimiento de diseño practicado en la industria petrolera incluye : 1) la predicción de la productividad del pozo para varias conductividades y penetraciones de fractura ; 2) estudios paramétricos sobre los requerimientos para una geometría de fractura ; 3) la selección de tipos apropiados de materiales de fractura y 4) la determinación del criterio de diseño basado en los máximos ingresos económicos obtenidos por la producción del pozo.¹²

VI.1 Datos Requeridos⁴ (en unidades de campo)

DATOS DE FORMACIÓN

- Intervalo disparado , D [m] (cima)
- Espesor de la formación , hr [pie]
- Permeabilidad de la formación , k_p [mD]
- Relación de Poisson , ν [adim]
- Módulo de elasticidad , E [psi]
- Gradiente de fractura , G_f [psi^2/pie]
- Permeabilidad al fluido fracturante , k_{ff} [mD]
- Porosidad , ϕ [adim]
- Presión estática , P_{ve} [psi]
- Compresibilidad de los fluidos , C_f [psi^{-1}]
- Viscosidad de los fluidos , μ_f [cp]

DATOS DEL POZO

- Radio de drene , r_e [pie]
- Radio del pozo , r_w [pg]
- Diámetro interior TP , d_{iTP} [pg]
- Diámetro exterior TP , d_{eTP} [pg]
- Diámetro interior TR , d_{iTR} [pg]
- Número de disparos , N_p [adim]

- Diámetro del disparo , d_d [pg]
- Coeficiente de descarga , C_d [adim]
- Presión permisible , P_p [psii]

DATOS DE DISEÑO

- Altura esperada de fractura , h_o [pie]
- Volumen mínimo de fluido fracturante , $V_{f,min}$ [gall]
- Volumen máximo de fluido fracturante , $V_{f,max}$ [gall]
- Gasto mínimo de inyección , $q_{i,min}$ [BPM]
- Gasto máximo de inyección , $q_{i,max}$ [BPM]
- Volumen del bache inicial , V_i [gall]
- Modelo seleccionado para cálculo de dimensiones de fractura

DATOS DEL FLUIDO FRACTURANTE

- Tipo de fluido (newtoniano o no-newtoniano)
- Viscosidad , μ_f [cp]
- Índice de comportamiento , n [adim]
- Índice de consistencia , K [$lb \cdot sec^n / pie^2$]
- Peso específico , SG [adim]
- Área de pérdida (prueba de laboratorio) , A_p [cm^2]
- Pendiente curva de pérdida , m [cm^3 / \sqrt{min}]
- Pérdida inicial , S_p [gal / pie^2]

DATOS DEL SUSTENTANTE

- Peso específico , γ_g [adim]
- Diámetro medio , d_s [mm]
- Concentración , C_g [lb / gal]
- Permeabilidad del empaque , K_s [D]

Nota: Encabezando la lista de datos debe de presentarse el nombre, campo, formación y localización del pozo.

El sistema de fluidos para el tratamiento debe ser seleccionado con diferentes valores de viscosidad del tal forma que el transporte del sustentante elegido sea realizado satisfactoriamente con todas las viscosidades supuestas. Estas pruebas se hacen en laboratorio.

VI.2 Procedimiento de Diseño⁴

Este procedimiento se hace para cada fluido fracturante y cada tipo de sustentante, y consta de los siguientes pasos:

1. Suponer diferentes volúmenes de fluido fracturante a utilizar, entre $V_{i,min}$ y $V_{i,max}$
2. Suponer diferentes gastos, entre $q_{i,min}$ y $q_{i,max}$
3. Cálculo hidráulico (Ps,HP) para cada q_i
4. Cálculo del coeficiente de pérdida total (CT) para cada V_i y q_i y seleccionando el modelo de cálculo (PKN ó KGD)
5. Cálculo de las dimensiones dinámicas de fractura (l y W_{max})
6. Cálculo de las dimensiones finales de fractura sustentada (HB y LB)
7. Cálculo del incremento esperado de productividad
8. Analisis de resultados, se puede hacer la siguiente tabla para un mejor entendimiento

Diseño Num.	Gasto [BPM]	Volumen [gal]	l [pie]	W_{max} [pg]	HB [pie]	LB [pie]	J/Jo
1	10	50 000	-	-	-	-	-
2	10	100 000	-	-	-	-	-
3	10	200 000	-	-	-	-	-
4	20	50 000	-	-	-	-	-
5	20	100 000	-	-	-	-	-

9. Selección del diseño óptimo

VI.3 Selección del Diseño Óptimo⁴²

El criterio de diseño deseado debe incluir dos aspectos de suma importancia: el técnico y el económico, en los capítulos anteriores se ha tratado el primero, en este capítulo se hablará del aspecto económico.

La selección del diseño óptimo se hace por ensaye y error haciendo uso de diferentes simuladores de yacimientos, de propagación de fractura y modelos económicos.

VI.3.1 Consideraciones Económicas

Uno de los requerimientos básicos en el diseño de un fracturamiento es maximizar los ingresos por producción, un criterio para determinar el mejor costo efectivo del

tratamiento es maximizar el valor presente neto de varias opciones de diseño. Para esto hacemos uso del concepto de valor presente neto de la fractura (NPV) que está definida como:

$$NPV = \text{Ingresos por Producción} - \text{Costo Total del Tratamiento del Pozo}$$

Las ecuaciones usadas para obtener los ingresos por producción del pozo así como el costo total del tratamiento para una longitud de fractura dada están resumidas como sigue:

Costo del Tratamiento

$$\text{Costo del Tratamiento} = \text{Costo} \left\{ \begin{array}{l} \text{fluidos + sustentante} \\ + \text{HP + Miceláneos} \end{array} \right\}$$

donde:

$$\text{Costo del fluido} = \$/\text{gal} * \text{gal de fluido}$$

$$\text{Costo del sustentante} = \$/\text{lb}_{\text{sust}}$$

$$\text{Costo de HHP} = \$/\text{HHP} * \frac{q_i * P_{\text{superf}}}{40.8}$$

donde:

q_i es el gasto de inyección

y P_{superf} es la presión superficial de la bomba

Ingresos por Producción del Pozo

La ecuación para calcular los ingresos por producción del pozo para n años está dada por:

$$\text{Ingresos por Producc. del pozo} = \sum_{j=1}^n \frac{\text{ingreso neto anual durante el año } j}{(1+i)^j}$$

donde:

i es la tasa de descuento

El ingreso neto anual del pozo es calculado por:

$$IN = \frac{q}{b1} \frac{q}{b2} (PF - PNF)$$

donde:

PF es la producción del pozo después del
fracturamiento

PNF es la producción del pozo antes del fracturamiento

VI.3.2 Datos Adicionales para la Optimización del Diseño

Para la optimización del diseño de un fracturamiento se requiere correr los simuladores antes mencionados, para ello es necesario contar con la información de la sección VI.1 que puede ser complementada con datos de mecánica de fractura y de tipo económico. Estos datos se presentan en la TABLA VI.1. Los resultados arrojados por los simuladores se ordenaron para realizar las gráficas que se presentan en este capítulo y que nos permiten analizar el efecto que tiene la variación de los parámetros que intervienen en el diseño sobre los resultados que se esperan.

VI.3.3 Procedimiento para Optimizar el Diseño

Los criterios a ser considerados en la determinación del tamaño óptimo del tratamiento son: (1) optimizar la producción del pozo; (2) maximizar la penetración del sustenante; (3) optimizar los parámetros de bombeo; (4) minimizar el costo del tratamiento y (5) maximizar los ingresos económicos que deja la producción del pozo.

El procedimiento paso a paso es resumido a continuación.

1. Suponer una longitud de fractura y una máxima concentración de sustenante.
2. Seleccionar el modelo de propagación de fractura apropiado (PKN o KGD) basado en las características de la formación y el comportamiento de la presión observado durante el pretratamiento o de pruebas de mini-frac.
3. Seleccionar varios sistemas de fluidos que sean candidatos para realizar la fractura de la formación.

Tabla VI.1 Datos para el ejemplo de aplicación¹²

DATOS DEL YACIMIENTO	
Permeabilidad , k	0.2 (md)
Espesor de la formación , h	60 (pie)
Porosidad , ϕ	0.10
Temperatura , T	185 (°F)
Presión inicial , P _i	4200 (lb/pg ²)
Densidad API del aceite	87
Densidad específica del gas , γ_g	0.65
Saturación de aceite , S _o	0.2
Saturación de agua , S _w	0.2
Densidad específica del agua , γ_w	1.02
Salinidad del agua	10,000 (ppm)
Área de drenaje , A	640 (acres)
DATOS DE BOMBEO Y PRODUCCIÓN	
Relación gas/líquido	900 (pie ³ /bl)
Relación agua/aceite	0.1
Temperatura en la cabeza del pozo , T _{wh}	100 (°F)
Presión en la cabeza del pozo , P _{wh}	900 (lb/pg ²)
Diámetro interior TP	2.461 (pg)
Diámetro exterior TP	2.875 (pg)
Diámetro interior TR	6.5 (pg)
Longitud de tubería (profundidad desarrollada)	9500 (pie)
Longitud de tubería (profundidad vertical)	9500 (pie)
DATOS DE LOS MECANISMOS DE FRACTURA	
Modelo de geometría de fractura	
Mínimo esfuerzo horizontal	6800 (lb/pg ²)
Módulo de Young , E	5×10^4 (lb/pg ²)
Relación de Poisson , ν	0.2
Altura de fractura , h _f	90 (pie)
Coefficiente de pérdida ln-attu , C _l	0.002 (pie ² /min)
DATOS DEL SUSTENTANTE	
Tipo de sustentante	arena 20/40
Densidad específica	2.65
Diámetro	0.0545 (pg)
Costo unitario	\$0.05/lb

Tabla VI.1 Datos para el ejemplo de aplicación¹²
(Continuación)

DATOS DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Tipo de fluido	base agua
Fluido No. 1 - M_f	67 cp (45 lb/1000 gal)
Fluido No. 2 - M_f	64 cp (50 lb/1000 gal)
Fluido No. 3 - M_f	125 cp (60 lb/1000 gal)
Fluido No. 4 - M_f	175 cp (70 lb/1000 gal)
Fluido No. 5 - M_f	225 cp (80 lb/1000 gal)
DATOS DE RESTRICCIONES OPERACIONALES	
Presión máxima en la superficie	500 (lb/pg)
Máximo gasto permisible	40 (bpm)
Tratamiento a través de:	TP o TR
Máxima concentración de sustentante	15 (lb/gal)
DATOS ECONOMICOS	
Costo unitario fluido No. 1	\$ 0.17/gal
fluido No. 2	\$ 0.17/gal
fluido No. 3	\$ 0.17/gal
fluido No. 4	\$ 0.18/gal
fluido No. 5	\$ 0.19/gal
Costo unitario de NP	\$ 2.00/g
Costos miscelneos	\$ 2.000
Tasa de descuento para el cálculo del NPV	0.1
Ingresos unitarios por el aceite producido	\$ 15/bl

4. Seleccionar el tipo de sustentante basándose en las características de trituración de la arena e incrustamiento en la formación.
5. Determinar la relación entre la máxima presión de tratamiento permisible y la altura de la fractura basándose en la distribución de esfuerzos in-situ.
6. Determinar el máximo gasto de bombeo permisible basándose en las caídas de presión por fricción en la tubería, factor de degradación del fluido fracturante y la limitación del equipo.
7. Optimizar la geometría de fractura sustentada, volumen de fluido y los requerimientos de sustentante. Los procedimientos de optimización involucrados son: (1) determinar los parámetros de bombeo óptimos sujetos a la limitación que se tiene del gasto de bombeo y presión de tratamiento; (2) maximizar la eficiencia del fluido y (3) maximizar la penetración del sustentante para una concentración de sustentante dada y la longitud de fractura supuesta.
8. Trazar las curvas de IPR para varios tiempos de producción basándose en la geometría de fractura sustentada (optimizada) y conductividad de fractura calculada en el paso 7.
9. Unir curvas de IPR y curvas de comportamiento de TP para obtener la producción en la cabeza del pozo.
10. De las curvas de declinación de producción se obtiene la recuperación acumulativa para varios tiempos de producción.
11. Calcular el valor presente de los ingresos netos por producción del pozo basándose en una tasa de descuento supuesta.
12. Calcular el costo del tratamiento incluyendo el costo asociado con los fluidos, sustentantes, potencia y artículos misceláneos.
13. Calcular el valor presente neto de la fractura. Con este paso termina el procedimiento para una longitud de fractura supuesta.
14. Trazar las curvas de comportamiento de longitud de fractura vs. el valor presente neto de la fractura u otro criterio económico apropiado, que permita evaluar la alternativa considerada. Repitiéndose el procedimiento para

todas las combinaciones factibles. De los resultados obtenidos de cada una de las combinaciones, se selecciona la opción óptima desde el punto de vista económico.

Con un Simulador del Yacimiento

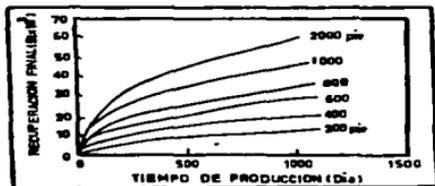


Fig. (VI.1) Recuperación acumulativa para varias opciones de diseño



Fig. (VI.2) Efecto de la longitud del banco, sobre los ingresos por venta

Con un Simulador de Fracturamiento

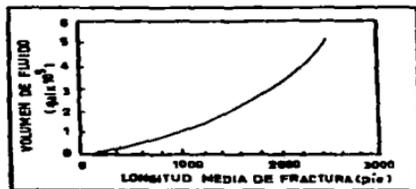


Fig. (VI. 3) Requerimientos de fluido para cierta longitud del banco¹²

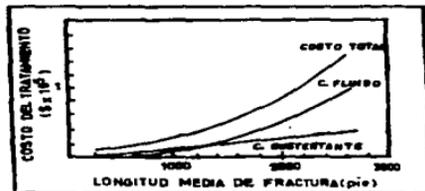


Fig. (VI. 4) Costo del tratamiento para cierta longitud del banco¹²

Con un Modelo Económico

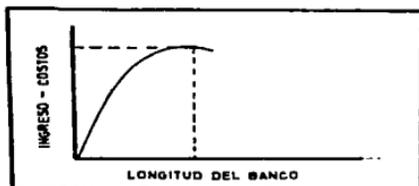


Fig. (VI. 5) Ingresos-Costos vs. longitud del banco¹

VI.4 Estudios Paramétricos de las Variables de Diseño de un Fracturamiento

VI.4.1 Comparación entre los Diseños de Fractura

En la FIGURA VI.6 se comparan los requerimientos de volumen de fluido para varias longitudes de fractura entre los modelos PKN y KGD. En ella se puede observar que se requiere mayor volumen de fluido para crear una longitud ed fractura tipo KGD para cualquier longitud de fractura designada. Para fracturas cortas, la diferencia en los requerimientos de fluido entre los dos modelos no es muy significativa.

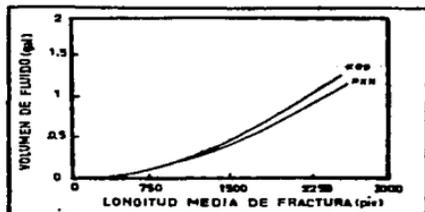


Fig. (VI. 6) Comparación del volumen de fluido requerido entre los modelos PKN y KGD¹⁸

Como el modelo KGD predice una amplitud de fractura mayor que la de el modelo PKN, este requiere más sustentante para ser colocado en la fractura calculada para una concentración determinada. En la FIGURA VI.7 se comparan los requerimientos de sustentante para varias longitudes de fractura entre los dos modelos. Note la significativa diferencia en los requerimientos de sustentante para fracturas largas.

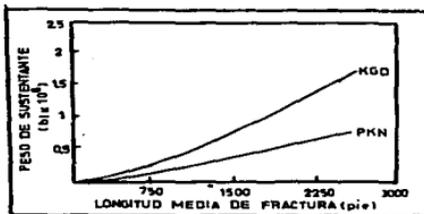


Fig. (VI. 7) Comparación de los requerimientos de sustentante entre los modelos PKN y KGD¹²

Una comparación de los costos del tratamiento entre el modelo PKN y KGD se ilustra en la FIGURA VI.8 Como se observa, la diferencia en el costo diverge conforme la longitud de fractura se incrementa.

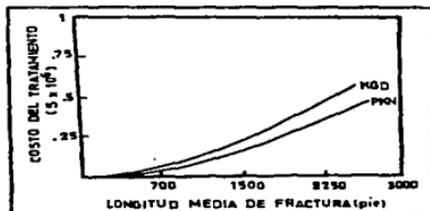


Fig. (VI. 8) Comparación del costo entre los modelos PKN y KGD¹²

La comparación de la conductividad de la fractura entre los dos modelos se presenta en la FIGURA VI.9. La conductividad de la fractura para una geometría tipo KGD es más alta por que para este modelo se predice una fractura sustentada más amplia.

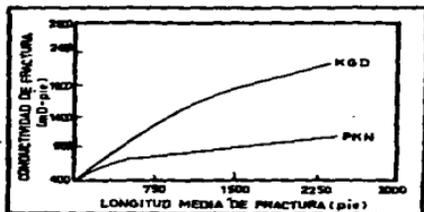


Fig. (VI.9) Comparación de la conductividad de la fractura entre los modelos PKN y KGD¹⁸

La comparación entre los dos modelos en lo que se refiere a la producción se presenta en la FIGURA VI.10. Comparaciones similares también son hechas en las FIGURAS VI.11, 12 y 13.

La declinación de la producción depende de la formación donde la fractura será generada, obviamente, es imposible seleccionar un diseño para cada formación dada. Para propósitos ilustrativos, se presentan declinaciones de producción para longitudes de fractura de 600, 1200 y 1800 pie. Ambos modelos predicen declinaciones de producción muy similares para 600 pie de fractura. La diferencia en producción entre los dos modelos viene a ser significativa cuando la longitud de fractura se incrementa. El modelo KGD predice una alta producción para una temprana explotación para 1200 pie de fractura, lo mismo sucede para el modelo PKN para una fractura de 1800 pie. La recuperación acumulativa entre los dos modelos para estas tres longitudes de fractura es comparada en la FIGURA VI.11.

Los gastos de producción mejoran para ambos modelos con el incremento de la longitud de fractura. Como se ha mencionado, la geometría tipo KGD nos proporciona una recuperación mayor para fracturas largas.

El valor presente neto de la fractura (NPV) para varias longitudes de fractura entre los dos modelos, se compara en la FIGURA VI.13. La tendencia de las curvas del NPV es similar para ambos modelos. En base a estas comparaciones se puede concluir que los requerimientos de estimulación en lo que se refiere a producción es similar para fracturas pequeñas y la diferencia viene a ser significativa cuando la longitud de fractura se incrementa. La selección de la longitud de fractura óptima es relativamente independiente del modelo a ser usado.

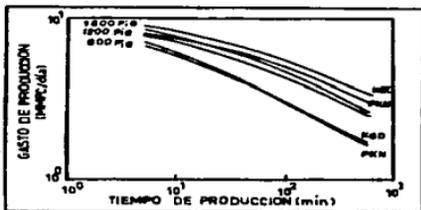


Fig. (VI. 10) Comparación del gasto de producción entre los modelos PKN y KGD¹⁸

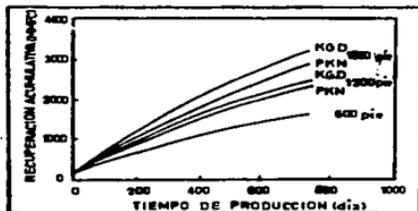


Fig. (VI. 11) Comparación de la recuperación acumulativa con el tiempo entre los dos modelos¹⁸

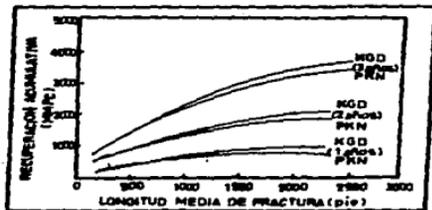


Fig. (VZ. 18) Comparación de la recuperación acumulativa con la longitud de fractura entre los dos modelos¹⁸

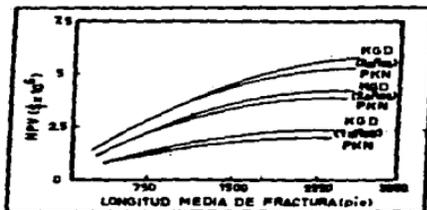


Fig. (VZ. 19) Valor del NPV entre los modelos PKN y MCD¹⁸

VI.4.2 Estudios Paramétricos del Valor Presente Neto de la Fractura (NPV)

En esta sección se presentan los estudios paramétricos del valor presente neto de la fractura (NPV) sobre los parámetros pozo/yacimiento (permeabilidad, presión de fondo fluyendo, tamaño de tubería), parámetros controlables del tratamiento (gasto de bombeo, viscosidad del fluido fracturante, coeficiente de pérdida, altura de fractura, concentración de sustentante) y conductividad de la fractura.

Se analiza el efecto que tiene la variación en cada uno de los parámetros sobre el NPV para un cierto periodo de producción.

El análisis de sensibilidad del NPV para varias longitudes de fractura con la permeabilidad del yacimiento como parámetro de interés se presenta en la FIGURA VI.14. De esta gráfica se pueden hacer dos observaciones. La primera, el NPV se incrementa con la permeabilidad para todas las longitudes de fractura. La segunda, el punto de convexión sobre la curva del NPV tiende a moverse a la derecha conforme la permeabilidad decrece. Esto ilustra la importancia de conocer la permeabilidad del yacimiento por que una mayor penetración de fractura es usualmente, óptima para pozos de baja permeabilidad.

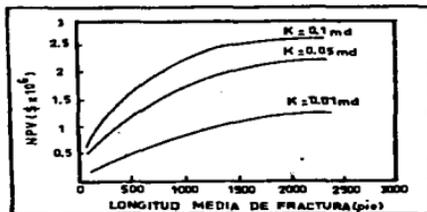


Fig. (VI. 14) Efecto de la variación en la permeabilidad del yacimiento¹⁸

La FIGURA VI.15 muestra el efecto de la presión en la cabeza del pozo sobre el NPV para varias longitudes de fractura. La condición de operación en la cabeza del pozo tiene un efecto significativo sobre los ingresos finales del pozo. Los beneficios de un tratamiento de estimulación pueden no ser obtenidos si el pozo produce con una alta presión en la superficie.

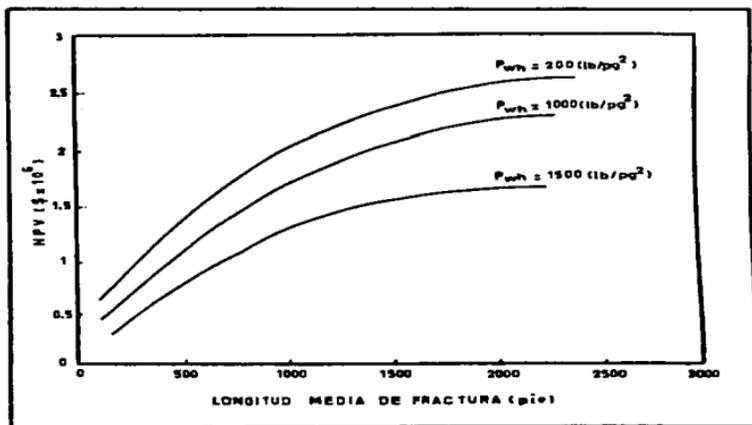


Fig. (VI. 15) Efecto de la variación de la presión en la cabeza del pozo¹²

El efecto del tamaño de la tubería sobre el NPV para varias longitudes de fractura se muestra en la FIGURA VI.16. Debido a que para fracturas pequeñas la producción es inicialmente controlada por las características del yacimiento, el efecto del tamaño de la tubería es insignificante. Conforme la longitud de fractura se incrementa, el yacimiento es capaz de aportar más fluido y el tamaño de la tubería viene a ser una limitante.

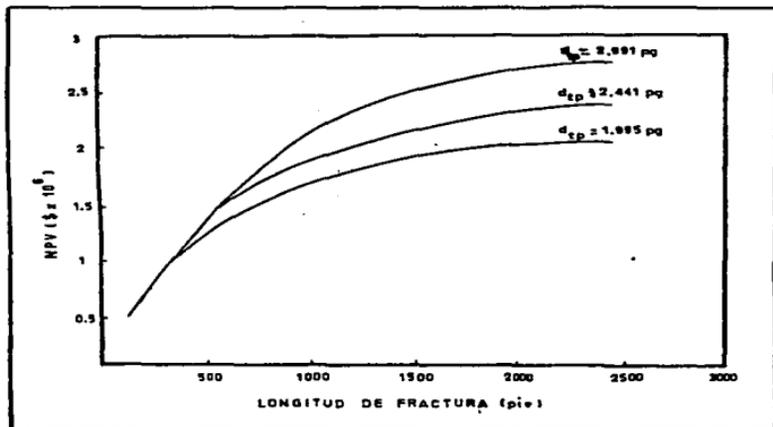


Fig. (VI.16) Efecto de la variación en el tamaño de la tubería¹⁸

Los efectos de la variación en el gasto de bombeo y la viscosidad del fluido sobre el NPV para varias longitudes de fractura se muestran en las FIGURAS VI.17 y VI.18 respectivamente. Conforme el tamaño del tratamiento se incrementa, el gasto de bombeo tiene un efecto más pronunciado sobre el NPV que la viscosidad del fluido. Esto sugiere que la inyección a alto gasto con fluidos de baja viscosidad (suponiendo que el transporte de sustentante se lleva a cabo satisfactoriamente) es mejor que bombear a bajo gasto con fluidos de alta viscosidad, especialmente para tratamientos masivos.

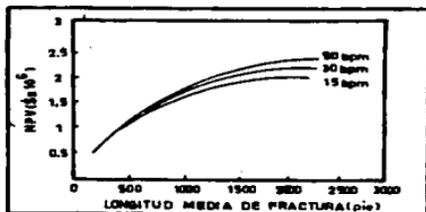


Fig. (VI. 17) Efecto de la variación en el gasto de bombeo¹²

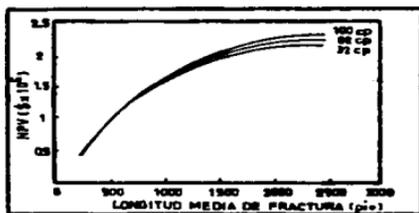


Fig. (VI. 18) Efecto de la variación en la viscosidad del fluido fracturante¹²

Las FIGURAS VI.19 y VI.20 muestran el efecto de el coeficiente de pérdida y la altura de fractura sobre el NPV para varias longitudes de fractura. Estas demuestran que el control de la pérdida de fluido y la altura de fractura es muy importante para un tratamiento efectivo.

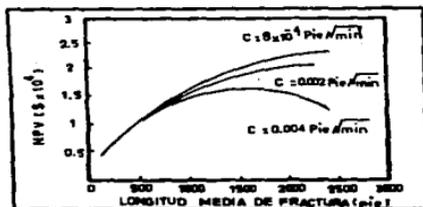


Fig. (VI. 19) Efecto de la variación en el coeficiente de pérdida total¹²

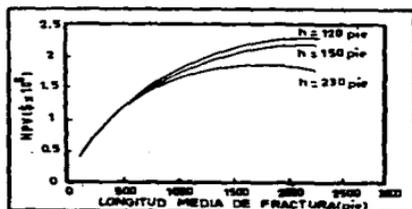


Fig. (VI. 20) Efecto de la variación en la altura de la fractura¹²

La FIGURA VI.21 muestra que la concentración de sustentante tiene un efecto insignificante sobre el NPV para fracturas pequeñas. El efecto de la conductividad de fractura sobre la producción viene a ser notable conforme la longitud de fractura se incrementa dentro de un rango óptimo. Por lo tanto, bombear con una concentración de sustentante alta o sustentante más permeable es generalmente recomendable.

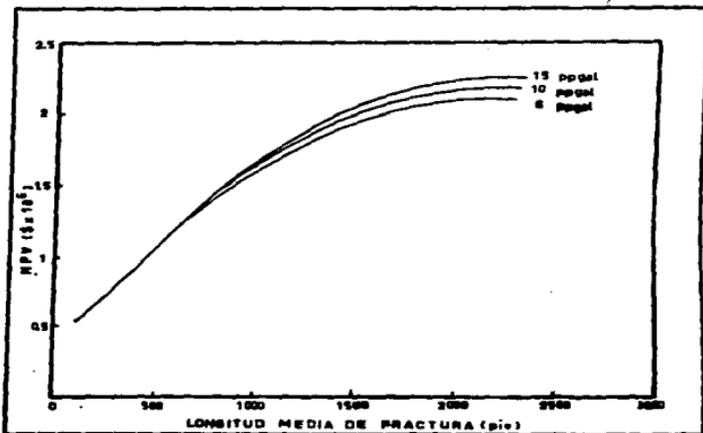


Fig. (VI. 21) Efecto de la variación en la concentración del sustentante²⁹

La permeabilidad del empaque de sustentante puede ser reducida significativamente debido a residuos de fluido y esto da como resultado un pobre rendimiento del pozo después del tratamiento. El efecto de la variación en el porcentaje de permeabilidad conservada del sustentante sobre el NPV para varias longitudes de fractura se muestra en la FIGURA VI.22. En esta gráfica resulta interesante notar que cada curva NPV empieza a declinar después de un punto máximo. Esto demuestra que el NPV viene a ser muy importante cuando se desea optimizar el tratamiento. También se puede observar que para una permeabilidad de sustentante muy dañada (10% de la permeabilidad original) la longitud de fractura óptima será de 600 pie y comparando con la curva NPV (90% de la permeabilidad original) se tendrá una longitud de fractura óptima de 1300 pie. Esto trae consigo un impacto económico substancial.

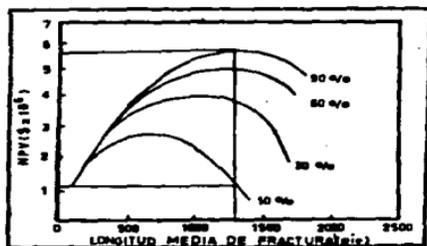


Fig. (VI. 22) Efecto de la permeabilidad final del empaque de sustentante sobre el NPV para varias longitudes de fractura para un año de producción.

CAPITULO VII

ANALISIS DE LA PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO

El Analisis de la presión durante y después del tratamiento nos permite tener una herramienta muy poderosa para determinar la forma en que se propaga la fractura y proporciona los parámetros para el diseño del tratamiento.⁴

VII.1 Balance de Materia Durante un Fracturamiento y su Cierre

El Analisis de la presión y el respectivo modelo de propagación usado, se basa en dos expresiones de balance de materia, las cuales fueron vistas en el capítulo II²⁰.

El área de fractura generada y consecuentemente la longitud y amplitud de fractura pueden ser evaluadas con respecto al tiempo, con la siguiente expresión:

$$A_1/A_2 = (t_1/t_2)^{1/m} \quad \text{..... (VII.1)}$$

Donde el exponente m es igual a la unidad cuando es despreciada la pérdida del fluido (límite superior) y es igual a dos para fluidos con pérdida predominante (límite inferior). Para el límite superior, los exponentes reales para los modelos más comunes de propagación son:

$$\text{PKN} : \quad 1/m < (2n' + 2)/(2n' + 3) \quad \text{..... (VII.2)}$$

$$\text{KGD} : \quad 1/m < (n' + 1)/(n' + 2) \quad \text{..... (VII.3)}$$

La cualidad del exponente n' está dado por el comportamiento reológico del fluido usado por el modelo.

²⁰ Ecuaciones (II.1 y II.2)

VII.1.1 Desarrollo de las Relaciones Fundamentales para los Parámetros de Fractura.

Relacionando, la pérdida de fluido durante el bombeo, a través del incremento del Área, dA^2 .

$$q_p(t, dA) = \frac{2 C r dA}{(t - t(A))^{1/2}} \dots\dots\dots (VII.4)$$

y se muestra que:

$$q_p(t, A) = \frac{2 C r A_p}{(t_p)^{1/2}} \left\{ \begin{array}{l} 2(t/t_p)^{1/2} (1 - (1 - A/A_p))^{1/2} \\ \text{sen}^{-1} (A/A_p) \end{array} \right. \dots\dots\dots (VII.5)$$

Donde, la expresión de arriba es para límite superior y la expresión de abajo es para límite inferior; A, es el Área sujeta a la pérdida de fluido en cualquier tiempo, t y Ap es el Área de pérdida de fluido al final del bombeo, tp. La ecuación (VII.5) puede ser extendida para un tiempo posterior (al final del bombeo). Donde el tiempo t, puede ser reemplazado por la suma.

$$t = t_p + \Delta t \dots\dots\dots (VII.6)$$

Donde, Δt es un tiempo dado, de aquí, usando la ecuación (VII.1) y (VII.6), donde se supone que el Área Ap es constante, entonces la ecuación (VII.5) viene a ser:

$$q_p(\Delta t, A_p) = \frac{2 C r A_p}{(t_p)^{1/2}} \left\{ \begin{array}{l} [2(1 + \Delta t/t_p)^{1/2} - (\Delta t/t_p)^{1/2}] \\ \text{sen}^{-1} (1 + \Delta t/t_p)^{-1/2} \end{array} \right. \dots\dots\dots (VII.7).$$

Donde Δt_p es la relación para un tiempo de cierre en el tiempo de bombeo.

El volumen total de fluido perdido durante el bombeo puede ser obtenido por la integración de la ecuación (VII.5) para un tiempo $t=0$ a t_p o cuando $A=A_p$, por lo tanto:

$$V_p = \int_c^{t_p} q_p \frac{2 C_r A_p}{(t_p)^{3/2}} \int_c^{t_p} 2(t/t_p)^{1/2} dt = 2C_r A_p (t_p)^{1/2} \left\{ \begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right.$$

..... (VII.8)

A través de este desarrollo es importante hacer notar que la diferencia entre límite superior e inferior nunca es mayor del 17 % y decrece significativamente durante el período de cierre.

El volumen de fluido perdido después del cierre puede ser obtenido por la integración de la ecuación (VII.7) entre los límites de $\Delta t_p=0$, ($\Delta t=0$) y Δt_p , por lo tanto:

$$V_{pc} = 2 C_r A_p (t_p)^{1/2} \left\{ \begin{array}{l} (4/3) [(1+\Delta t_p)^{3/2} - (\Delta t_p)^{3/2} - 1] \\ [(1+\Delta t_p) \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_p)^{1/2} + \Delta t_p^{1/2} - \pi/2] \end{array} \right. \quad \text{(VII.9)}$$

El valor A_p , es a menudo remplazado por $(r_p A_f)$, donde para los modelos con altura constante, r_p , está dado por:

$$r_p = h_p / h_f \quad \text{(VII.10)}$$

Donde h_f , es la altura vertical de la fractura y h_p , es la altura permeable (sección de pérdida de fluido).

La ecuación (VII.9) puede ser calculada a un tiempo de cierre, Δt_c , entonces V_{pc} puede ser igual al volumen de la fractura generada, V_f , sino esta sustentada, de aquí:

$$V_f = 2C_r r_p A_f (t_p)^{1/2} \left\{ \begin{array}{l} (4/3) [(1+\Delta t_c)^{3/2} - (\Delta t_c)^{3/2} - 1] \\ [(1+\Delta t_c) \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_c)^{1/2} + (\Delta t_c)^{1/2} - \pi/2] \end{array} \right. \quad \text{..... (VII.11)}$$

El volumen de fractura, V_f , es igual al producto (Afw), donde, w , es el promedio de la amplitud de la fractura, como resultado de :

$$w = V_f / Af \quad \dots\dots\dots(VII.12)$$

Por lo tanto la amplitud de la fractura (w), puede ser estimada usando las ecuaciones (VII.12) y (VII.11), si el tiempo de cierre y el coeficiente de pérdida de fluido son definidos.

La eficiencia del fluido al tiempo de inyección, η , estará definida por:

$$\eta = V_f/V_i \quad \dots\dots\dots(VII.13)$$

Donde, V_i , es volumen de fluido total inyectado y está dado por la ecuación $V_i = q_i t_p$.

Combinando (II.2) y (VII.13) resultará.

$$\eta = (V_f/V_p) / (1+V_f/V_p) \quad \dots\dots\dots(VII.14)$$

La relación V_f/V_p puede ser definida por una simple división de las ecuaciones (VII.11) y (VII.8), si las características de la pérdida son las mismas durante la inyección y al final (Despreciando la pérdida inicial).

Cuando la pérdida inicial en fracturas naturalmente abiertas es significativa, un factor de corrección debe ser introducido. Para casos con similares características de pérdida, se considera la siguiente ecuación:

$$V_f/V_p = \left\{ \begin{array}{l} (1 + Atc_p)^{3/2} - (Atc_p)^{3/2} - 1 \\ [(1 + Atc_p) \operatorname{sen}^{-1} (1 + Atc_p)^{-1/2} + (Atc_p)^{1/2} - \pi/2] / (\pi/2) \end{array} \right. \quad \dots\dots\dots(VII.15)$$

Este es un resultado interesante, por que la eficiencia del fluido puede ser obtenida por una simple incorporación del valor del tiempo de cierre en la ecuación (VII.15), entonces usando la relación V_f/V_p en la ecuación (VII.14). Estas relaciones son mostradas en la FIGURA (VII.D).

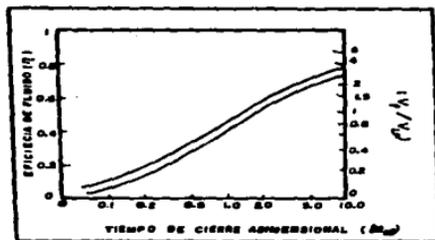


Fig. (VII.2) Relación del tiempo de cierre y la eficiencia del fluido sin sustentante⁹

Finalmente, la longitud de fractura puede ser determinada usando las ecuaciones (II.1) y (VII.8) y puede ser escrita como:

$$V_f = a t_p = (1 + V_f/V_p) [2CAf r_p (t_p)^{1/2}] \quad \left\{ \begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right. \quad (\text{VII.16})$$

Recordando que el Área de la fractura, A_f , es igual a $(2hf_l)$, para los modelos PKN y KGD.

VII.2 Análisis de la Declinación de la Presión

De desarrollos previos de balance de materia, de las relaciones entre el tiempo y la generación del Área de fractura. Los modelos de propagación relacionan la amplitud y la presión neta dentro de la fractura, lo cual permite desarrollar técnicas para el análisis, basadas en la presión.

En forma general estas relaciones han sido presentadas usando el concepto de "conformación de la fractura" con el promedio de la amplitud, (w).

$$w = cf \Delta P_f = cf (P_w - P_c) \quad \dots (VII.17)$$

y

$$cf = \frac{\pi \beta}{2E'} \begin{cases} hf & \text{PKN} \\ 1 & \text{KGD} \end{cases} \quad \dots (VII.18)$$

Donde, P_w y P_c son las presiones en el fondo del pozo y la presión del cierre respectivamente, cf es la conformación de fractura, E' es el módulo de esfuerzos planos y β esta dada por:

$$\beta = \begin{cases} (2n' + 2) / (2n' + 3 + a) & \text{PKN} \\ 0.9 & \text{KGD} \end{cases} \quad (VII.19)$$

Donde n' es el índice de comportamiento reológico del fluido y a es un coeficiente de degradación. El valor de β esta definido como la relación del promedio de la presión neta en la fractura, la cual determina el promedio de la amplitud. La diferencia entre el gradiente de presión debido al flujo en la fractura y la magnitud de la presión neta, reflejan el efecto de la viscosidad en el flujo, de aquí los resultados de β , por que el flujo continúa en la fractura hasta que ésta cierra.

La FIGURA (VII.2) ilustra el gradiente de presión para el flujo después del cierre, donde puede verse que β es relativamente constante durante el cierre. Se nota que inmediatamente y después del período de cierre, el volumen de fractura y el promedio de la presión, son iguales.

Sin embargo, el gradiente de presión reflejado por β cambia debido a la variación del ritmo de flujo.

Del balance de materia después del cierre, la ecuación (II.2) puede quedar:

$$-\frac{dVf}{dt} = Af \frac{dw}{dt} \quad q_p \quad \dots\dots\dots (VII.20)$$

Diferenciando la ecuación (VII.17) y sustituyendo en la ecuación (VII.20) con el valor de q_p (De la ecuación VII.7), resultando:

$$-Afcf \frac{dAPf}{dt} = \frac{2C_{rp}Af}{(tp)^{3/2}} \begin{cases} 2[(1+\Delta tp)^{3/2} (\Delta tp)^{1/2}] \\ \dots\dots\dots (VII.21) \\ \text{sen}^{-1}(1+\Delta tp)^{-1/2} \end{cases}$$

La ecuación (VII.21) puede ser integrada entre $\Delta tp = 0$ y Δtp , suponiendo constante P_c , resultando:

$$P_w(\Delta tp=0) - P_w(\Delta tp) = \frac{\pi C_{rp}(tp)^{3/2}}{2cf} \begin{cases} G(\Delta tp) \quad (\text{superior}) \\ \dots\dots\dots (VII.22) \\ G(\Delta tp) \quad (\text{inferior}) \end{cases}$$

donde:

$$G(\Delta tp) = \frac{16}{3\pi} [(1+\Delta tp)^{3/2} - (\Delta tp)^{3/2} - 1] \quad (\text{limite superior}) \dots\dots\dots (VII.23)$$

y

$$G(\Delta tp) = \frac{4}{\pi} = [(1+\Delta tp) \text{sen}^{-1}(1+\Delta tp)^{-1/2} + (\Delta tp)^{-1/2} - \pi/2] \quad (\text{limite inferior}) \dots\dots\dots (VII.24)$$

Donde el límite superior e inferior, que están en función del tiempo $G(\Delta t_p)$, los cuales forman una relación lineal con el cambio de la presión real, ecuación (VII.22) durante el periodo en que la fractura cierra.

La construcción de una línea recta a partir de P_{wi} y la función $G(\Delta t_p)$ da la interpretación indicada, donde en la FIGURA (VII.2) la pendiente estará dada por:

$$m = \frac{nC_{rp}(t_p)^{1/2}}{2cf} \quad \dots\dots\dots (VII.25)$$

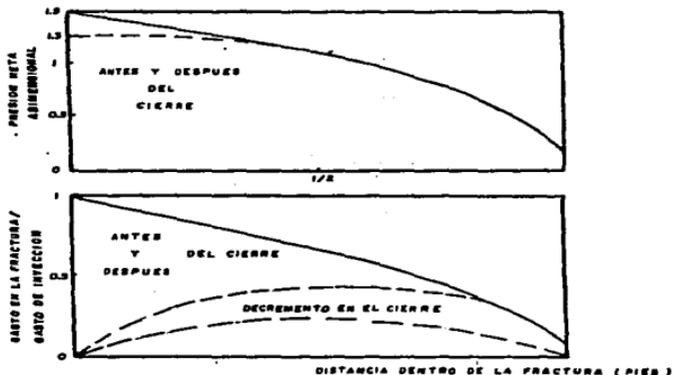


Fig. (VII.2) Ejemplo de la presión y el ritmo de flujo antes y después del cierre.

VII-2.1 Aplicación

Debido a la importancia de la altura en el análisis y de la definición de cf o rp en la ecuación (VII.25), una breve discusión será dada para que el valor de la altura, deba ser usado cuando su crecimiento ocurra a través de las barreras.

Se ha mostrado un incremento de la conformación con el crecimiento a través de las barreras, sin embargo, el cambio fue despreciado, durante el período de cierre cuando la presión neta ($P_{wi}-P_c$) fue menor que la mitad de la presión de cierre. Este valor casi constante puede ser definido por la altura inicial de la fractura, es decir, la altura entre las barreras y no la altura total (bruta) lograda al cierre. Esto implica que el c_f y r_p deberán ser definidas por la altura inicial, si las barreras existen arriba y abajo de la zona de interés. Si no se presenta una barrera en el fondo de la fractura, ésta tenderá crecer de una manera elíptica y radial.

El cambio de la conformación, durante el crecimiento y su subsecuente cierre, podría indicar el crecimiento de la altura dentro de los esfuerzos de la barrera. Si inicialmente la línea incorrecta en la FIGURA (VII.3) cae por debajo de la línea correcta.

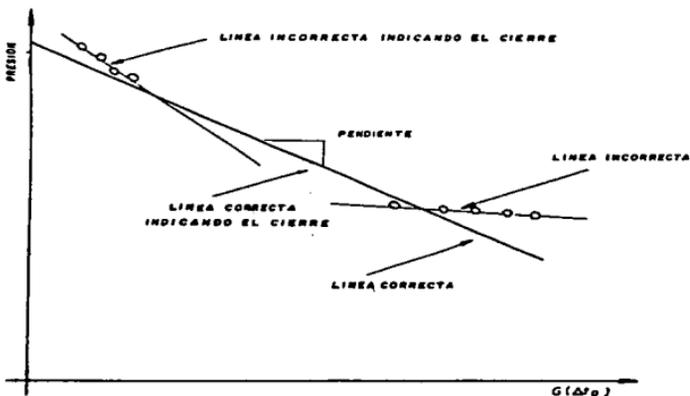


Fig. (VII. 8) Respuesta de la formación de la presión contra la función del tiempo*

VII.2.2 Ejemplo

Una prueba de inyección fue corrida en un pozo justo antes del tratamiento. Las variaciones aparecen en la TABLA (VII.1) considerando que la declinación de la presión es seguida del cierre, aparece en las primeras dos columnas de la TABLA (VII.2).

Tabla VII.1- Variables del Tratamiento y de la Roca para el Ejemplo de Aplicación

VARIABLES DEL TRATAMIENTO Y DE LA ROCA
PARA EL EJEMPLO DE APLICACION

$E = 4E-6 \text{ lb/pg}^2$	$h_p = 120 \text{ ft}$
$\nu = 0.26$	$h_f = 150 \text{ ft}$
$V_c = 507.5 \text{ bbl}$	$n' = 0.4$
$t_p = 35 \text{ min}$	$a = 1$ (viscosidad constante en la fractura)

El tiempo adimensional, Δt_D (relación del tiempo de bombeo y el tiempo de cierre), la función del tiempo G (Δt_D), como la da la ecuación (VII.21) para el límite superior. Han sido calculados y aparecen en las columnas tercera y cuarta de la Tabla (VII.2) respectivamente.

Una gráfica de presión contra la función del tiempo se presenta en la FIGURA (VII.4). Como ya se especificó una línea recta se presenta durante el cierre y se presenta una desviación después del cierre, cuando la respuesta del yacimiento llega a ser predominante. La gráfica tiene dos posibles líneas con dos esquemas de cierre y tiempo que están dados por los valores de la tabla VII.2.

Tabla VII.2 - Declinación de la Presión para el Ejemplo de Aplicación

$P_c=5700$ psi, $G(\Delta t_p) \approx 0.4$, $\Delta t_p=0.32$, $\Delta t=11$ min.

At (min)	P (psi)	Δt_p	$G(\Delta t_p)$
0.0	5090	0.00	0.000
0.9	5963	0.03	0.04
3.7	5882	0.11	0.14
6.5	5811	0.18	0.24
9.2	5748	0.26	0.33
12.0	5694	0.34	0.42
13.8	5659	0.40	0.47
15.7	5626	0.45	0.52
17.5	5594	0.50	0.58
19.4	5564	0.55	0.62
21.2	5534	0.61	0.67
23.0	5504	0.66	0.72
24.9	5474	0.71	0.77
26.7	5447	0.76	0.81
28.6	5418	0.82	0.85
30.4	5392	0.87	0.90
32.3	5364	0.92	0.94
34.1	5358	0.97	0.99
36.0	5314	1.03	1.03
37.8	5291	1.08	1.07
39.6	5269	1.13	1.11
41.5	5247	1.19	1.15
43.3	5228	1.24	1.19
46.1	5200	1.32	1.25
48.9	5174	1.40	1.30
51.6	5148	1.48	1.36
54.4	5126	1.55	1.41
57.2	5106	1.63	1.46
59.9	5087	1.71	1.52

$P_c=5225$ psi, $G(\Delta t_p) \approx 1.15$, $\Delta t_p=1.19$, $\Delta t=42$ min.

El primer valor podría tener una eficiencia menor que 0.2 FIGURA (VII.D), la cual es considerada muy pequeña. Por esto en último de los casos se usará para el cálculo de las variables de la ecuación VII.25 ($m=450$ psi). Este ejemplo indica la importancia de obtener una estimación independiente de la de la presión de cierre.

Aplicando el modelo PKN, la conformación de la fractura puede ser calculada aplicando las ecuaciones correspondientes utilizando $n'=0.4$ y $a=1$ de la tabla (VII.1), entonces:

$$\beta = (2n' + 2) / (2n' + 3 + a) = 0.58$$

Que refleja el efecto del flujo de fluido y su viscosidad durante el cierre:

El módulo de esfuerzos planos puede ser calculado usando el módulo de Young ($4E-6$ psi) y la relación de Poisson (0.26).

$$E' = E / (1 - \nu^2) = 4.3E6 \text{ psi}$$

De aquí, calculando la conformación de la fractura con la ecuación (VII.18):

$$c_f = \frac{\pi q h f}{2 E'} = \frac{(3.4)(0.58)(150)}{(2)(4.3E6)} = 3.2E-3 \text{ ft/psi}$$

Con la pendiente $m=450$ psi, se puede calcular el coeficiente de pérdida,

$$C_T = \frac{2(450)c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}} = \frac{2(450)(3.2E-3)}{\pi (120/150)(35)^{1/2}} = 1.9E-3 \text{ pie/min}^{1/2}$$

La eficiencia puede ser calculada usando las ecuaciones (VII.14) y (VII.15).

De la FIGURA (VII.4) se obtuvo un valor de A_{te} igual 1.19 y de la ecuación (VII.15) o de la fig. (VII.1), $V_f/V_p=0.8$. Utilizando la ecuación (VII.14) se obtiene el valor de la eficiencia que es igual a 0.44.

Con la ecuación (VII.16), usando un valor de V_f/V_p de 0.8 (recordando que $A_f = 2lhf$) y reordenando resultados en los cálculos de longitud de la fractura para un volumen de inyección de 2850 pie³.

$$l = \frac{2850}{(4)(1.9E-3)(150)(120/150)(5.9)(1.47)(1.8)} = 200 \text{ ft}$$

Finalmente de la ecuación (VII.11) y si es asociada con la ecuación (VII.12), el promedio de la amplitud de la fractura, puede ser calculada, de la eficiencia, el volumen de la fractura es $\eta V_i = 0.44 \times 2850 = 1250 \text{ ft}^3$. Calculando el promedio de la amplitud:

$$w = V_f/A_f = 1250/(2 \times 200 \times 150) = 0.021 \text{ ft} = 0.25 \text{ pg}$$

Para verificar si la ecuaciones fueron utilizadas correctamente, el resultado de la amplitud, puede ser comparado con el resultado de la ecuación (VII.17) al cierre, $P_w = 5990 \text{ psi}$.

$$w = cf(P_w - P_c) = 3.2E-5(5990 - 5225) = 0.24 \text{ ft}$$

Que es aproximadamente igual al valor anterior. La diferencia de resultados usando la presión de cierre instantánea a un tiempo cero e interceptándolo en la FIGURA (VII.4). Aun cuando el valor interceptado físicamente no tiene sentido, es consistente con el análisis y las ecuaciones.

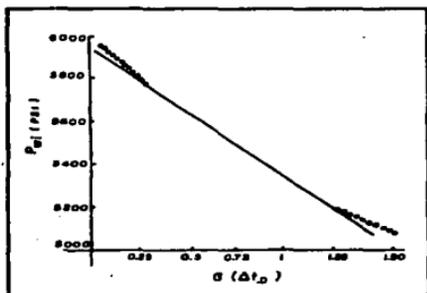


Fig. (VII. 4) Gráfica de diagnóstico para el ejemplo de aplicación.

VII.3 Efecto del Sustentante

Considerando que:

$$V_s = \frac{m_s}{\rho_s (1 - \phi_s)} \quad \dots\dots (VII.26)$$

Donde:

- m_s - masa del sustentante.
- ρ_s - densidad del sustentante.
- ϕ_s - porosidad del empaque del sustentante.

La fracción del volumen del sustentante con respecto al volumen del fluido inyectado es:

$$V_s = \frac{V_s}{V_L} = \frac{m_s}{\rho_s (1 - \phi_s) V_L} \quad \dots\dots (VII.27)$$

Se denotará el tiempo de cierre con sustentante como t_c , la presión neta, ΔP_s en el cierre, el promedio de la amplitud sustentada, \bar{W}_s y el volumen de fractura, V_s .

El promedio de la amplitud puede ser calculada por la relación.

$$\bar{W}_s = c_f \Delta P_s \quad \dots\dots\dots (VII.28)$$

Y para una amplitud hidráulica máxima a la presión de cierre, ΔP_{cs} , la relación de amplitud es obtenida por

$$\bar{W}_s / W_s = \Delta P_s / \Delta P_{cs} \quad \dots\dots\dots (VII.29)$$

Lo cual es un indicador de la "eficiencia del sustentante" en el tratamiento. Un análisis más completo fué dado con la eficiencia del fluido, η , y de la fractura sustentada puede ser inferida una eficiencia aparente η' . (es decir usando el tiempo de cierre para una fractura sustentada con la relación para una fractura no sustentada), FIGURA (VII.D).

$$\eta = V_s (1 - \eta') + \eta' \quad \dots\dots\dots (VII.30)$$

VII.4 Perfiles de Presión Durante el Fracturamiento

El gradiente de presión de un fluido considerando la ley de potencias dentro de la fractura, es dado por:

$$\frac{d\Delta P_f}{dx_f} = \frac{k' u^n}{W^{n+1}} \quad \dots\dots\dots (VII.31)$$

Donde, u es la velocidad del fluido y es igual a $q_L / W h_f$.
 Por lo tanto la ecuación (VII.31) viene a ser:

$$\frac{dP}{dx_f} = \frac{k'}{(c_f \Delta P_f)^{2n+1}} \left[\frac{q_L}{h_f} \right]^n \quad \dots\dots\dots (VII.32)$$

La ecuación anterior es una relación entre el gradiente de presión y el ritmo de flujo. Introduciendo el concepto de la conformación de fractura, ecuación (VII.18) y suponiendo que la presión de cierre es constante nos conduce a:

$$\frac{d\Delta p_f}{dx_f} \propto \frac{K'}{(c_f \Delta p_f)^{2n'+2}} \left[\frac{q_l}{hf} \right] \quad \dots (VII.33)$$

Integrando bajo la suposición que Δp_f es despreciable en el extremo de la fractura, resultará:

$$\Delta p_f \propto \left[\frac{K'}{c_f^{2n'+2}} \left[\frac{q_l}{hf} \right]^{n'} x_f \right]^{1/(2n'+2)} \quad \dots (VII.34)$$

Introduciendo la apropiada relación de conformación para dos modelos, ecuación (VII.18) y usando $l=hf/2$:

$$\text{PKN: } \Delta p_f \propto \left[\frac{E^{2n'+2} K' q_l^{n'} l}{hf^{n'} l^{2n'}} \right]^{1/(2n'+2)} \quad \dots (VII.35)$$

$$\text{KGD: } \Delta p_f \propto \left[\frac{E^{2n'+2} K' q_l^{n'}}{hf^{n'} l^{2n'}} \right]^{1/(2n'+2)} \quad \dots (VII.36)$$

Estas relaciones indican que los efectos de la viscosidad en la presión (K'), el ritmo de inyección (q_l), y el módulo de elasticidad (E), son iguales para cada modelo, no siendo así la extensión (l) y la altura (hf) las cuales son diferentes.

La ecuación (VII.35) también mostró que la ΔP_f aumenta con el incremento de l , para el modelo PKN, sin embargo decrece con la extensión, para el modelo KGD.

La amplitud de fractura, (w), es simplemente igual a $cf\Delta P_f$, por lo tanto, introduciendo la definición de cf y multiplicando el lado derecho de las ecuaciones (VII.35) y (VII.36), resultará la amplitud de fractura.

$$\text{PKN: } \bar{w} \propto \left[\frac{K' q l^{n'}}{E} \right]^{1/(2n'-2)} h f^{1-n'} l^{1/(2n'-2)} \dots (\text{VII.37})$$

$$\text{KGD: } \bar{w} \propto \left[\frac{K q l^n}{E} \right]^{1/(2n-2)} \left[\frac{l^2}{l^{n'}} \right] \dots (\text{VII.38})$$

La extensión de fractura para, $\eta \rightarrow 0$ es dada por la condición de ($Af \propto t^{1/2}$), para lo cual:

$$(l \propto t^{1/2}) \text{ para los modelos PKN y KGD.} \quad (\text{VII.39})$$

Para $\eta \rightarrow 1$, la extensión de la fractura estará fundamentada por la condición que $V_f = wAf = V_{lot}$ o que w_{lot} para los modelos PKN y KGD (hf constante).

Sustituyendo estas relaciones del tiempo en las ecuaciones (VII.36) y (VII.37), y resolviendo para la penetración obtenida.

$$\text{PKN: } l \propto t^{(2n'-2)/(n'-2)} \quad (\text{VII.40})$$

$$\text{KGD: } l \propto t^{(n'-2)/(n'-2)} \quad (\text{VII.41})$$

Finalmente sustituyendo las ecuaciones (VII.39) a (VII.41) para la extensión vs tiempo en las ecuaciones (VII.35) a (VII.36) para la presión neta obtenida.

PKN:	$\Delta P_f \propto t^{-1/4(n+2)}$	$(\eta \rightarrow 0)$... (VII.42)
	$\Delta P_f \propto t^{-1/(2n+2)}$	$(\eta \rightarrow 1)$... (VII.43)
KGD:	$\Delta P_f \propto t^{-n'/2(n'+2)}$	$(\eta \rightarrow 0)$... (VII.44)
	$\Delta P_f \propto t^{-n'/(n'+2)}$	$(\eta \rightarrow 1)$... (VII.45)

VII.4.1 Comportamiento de la Presión Durante el Fracturamiento

En la FIGURA (VII.5) muestra un registro del fondo del pozo con respecto a la presión del fluido durante y después del tratamiento para una formación compacta de gas.

El registro contiene todas las fases de la respuesta de la presión durante el fracturamiento. Período de inyección, período de declinación de la presión cuando se presenta el cierre de la formación, tiempo en el cual la fractura cierra sobre el sustentante y la recuperación en el incremento local de la presión del yacimiento causada por la pérdida de fluido durante el tratamiento.

La presión de cierre, PC, para la formación es indicada en la figura, esta presión debe ser excedida por la inyección del fluido para mantener abierta la fractura sin sustentante y la cual es la referencia para la presión neta. La presión neta es la que gobierna la propagación de la fractura, así como el resultado de sus dimensiones. El incremento de esta presión durante las primeras dos horas del tratamiento, indican un efecto como el indicado por el modelo PKN, para una altura de fractura confinada en el plano vertical (modelo básico más aplicado). Este es el único modelo que predice el incremento de la penetración con el aumento de presión, ecuación (VII.35). La presión durante las dos últimas horas del tratamiento es constante con el substancial crecimiento de la altura vertical dentro de los altos esfuerzos limitantes de la formación. Para esta suposición la presión

esta siendo gobernada por el crecimiento de la altura y regulada a un valor menor que el esfuerzo horizontal. Durante el cierre, el ritmo de declinación de la presión es proporcional al ritmo de pérdida de fluido como el indicado en las ecuaciones (VII.20) y (VII.21).

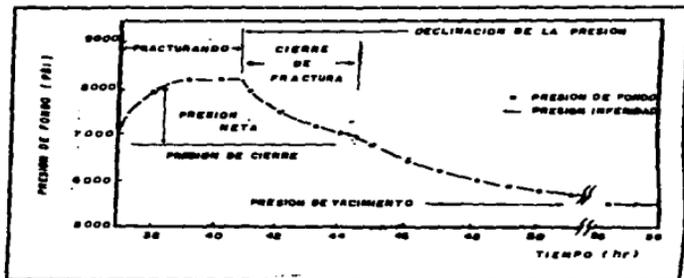


Fig. (VII.2) Ejemplo del comportamiento de la presión durante el fracturamiento⁴

El punto en el cual la fractura cierra sobre el sustentante puede ser inferido, del punto en el cual el ritmo de declinación se incrementa. La presión neta en este punto, AP_c , es cercana a $1/6$ de la presión neta en el final de la inyección. La relación de $1/6$ indica la misma relación para la amplitud al tiempo dado, con la ecuación (VII.29) y con eficiencia de sustentante relativamente pobre. Después que el cierre de la fractura es restringido por el sustentante, la presión declina y no es gobernada por la conformación de fractura y la pérdida de fluido, sino más bien por el decremento de la presión del yacimiento cerca de la fractura.

La presión decae a la presión del yacimiento y de ahí la presión de fracturamiento en el fondo del pozo, también proporciona la presión estática del yacimiento.

VII.4.2 Interpretación de la Presión Durante la Inyección

Las características del cambio en la presión en el fondo del pozo durante el proceso de inyección, es una herramienta para la interpretación de los procesos del fracturamiento. La FIGURA (VII.6), ilustra los cambios característicos en la presión, para la propagación de fractura, suponiendo condiciones casi constantes, de gasto de inyección y de las propiedades de los fluidos.

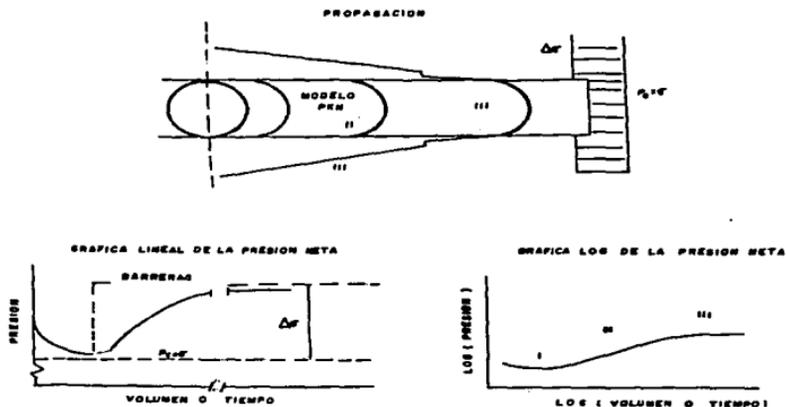


Fig. (VII.6) Características del cambio de presión con la propagación de la fractura⁶

VII. 4.2.1 Magnitud de la Presión

Para un estado normal de esfuerzos de la roca, los esfuerzos horizontales serán menores que los de sobrecarga o esfuerzos verticales. De este modo la fractura estará en plano vertical y sigue la región de menor resistencia, a un plano perpendicular al mínimo esfuerzo. La presión del fondo al momento de fracturar debe de exceder la presión de cierre, igual a los esfuerzos perpendiculares al plano de fractura. De aquí que cuando la presión del fondo del pozo es menor que los esfuerzos de sobrecarga la fractura puede estar solamente en el plano vertical. Cuando la presión excede a los esfuerzos verticales la fractura puede propagarse en el plano horizontal.

Esto ocurre cuando :

- 1) En bajas profundidades donde la tectónica o erosión producen esfuerzos verticales menores que el horizontal.
- 2) Las formaciones tienen un esfuerzo cortante (in-situ) inferior al de los esfuerzos de relajación, resultando un esfuerzo igual o cercano a los esfuerzos horizontales y verticales.
- 3) En un fracturamiento vertical en cual se crea una presión mayor que los esfuerzos de sobrecarga, se pueden desarrollar ambas fracturas (vertical y horizontal) esta condición ha sido reportada en fracturamientos sobre macizos de carbón superficiales y formaciones de calizas poco profundas. Esta geometría es llamada "fractura en forma de T".

VII. 4.2.2 Incremento o Decremento de la Presión

Como se muestra en la FIGURA (VII.6), durante la fase inicial de propagación (Etapa I), el área de fractura se incrementa como una elipse expandiéndose si el patrón de inyección se aproxima a la línea fuente. Para la línea fuente podrá ser el caso esperado para un intervalo perforado, la relación inicial del pequeño aspecto de elipse podrá ser aproximado por el modelo KGD y tiene una pendiente de línea recta entre $1/6$ y $1/4$ dependiendo de la eficiencia y sus condiciones. De este modo la figura (VII.6) indica una pequeña pendiente negativa log-log la cual indicará una

fractura propagándose de una manera similar al modelo KGD. Para la etapa I, se aplicará tanto para fracturas verticales como horizontales. El punto de entrada representa una condición para que resulte una fractura vertical ya sea de una limitada sección perforada o en la vecindad del pozo que este inclinada al plano de mínimo esfuerzo. Una fractura horizontal resultará si el punto de origen no tiene fracturas verticales asociadas ($\sigma_h > P_f > \sigma_v$). La FIGURA (VII.6) muestra que en la etapa II se desarrolla una propagación de fractura del tipo PKN en forma vertical con barreras tanto arriba como abajo, las barreras forzan a que la longitud de fractura sea mucho mayor que su altura dependiendo del incremento de presión. Para esta etapa de propagación (PKN) la pendiente log-log está entre 1/4 y 1/8 dependiendo de la eficiencia del fluido. Si la barrera superior e inferior resultan de esfuerzos grandes esto indica que existe una gran restricción vertical y la pendiente log-log en la fig. (VII.6) será válida hasta la presión Δp_f , aproximadamente a un valor ligeramente abajo al esfuerzo de la barrera que se quiere penetrar, $P_e + \Delta \sigma_v$, a este tiempo la presión será casi constante (Etapa III). Si la inyección es continua con un significativo crecimiento vertical la fractura puede encontrarse en una formación de bajos esfuerzos. Para esta condición la presión excede el esfuerzo de formación encontrado y resulta un crecimiento vertical sin límites a través de la formación.

De este modo, el decremento neto de la presión durante el período inicial de crecimiento puede ser interpretado como un indicador del crecimiento ilimitado de la fractura envolvente en cualquiera de los dos planos horizontal y vertical; donde se incrementa la presión neta con una pequeña pendiente negativa (es decir $<$ que 1/4) después del período inicial de crecimiento que es indicativo de una fractura vertical extendiéndose en longitud con un restringido crecimiento de altura. Si este período continúa, las presiones iniciales empiezan a aproximarse durante un período a un valor constante, una posible causa es el significativo crecimiento de la altura a través de la barrera de esfuerzos. Los

esfuerzos de barrera actúan como un regulador de presión, subsecuentemente el decremento de presión es indicativo de un ilimitado crecimiento vertical dentro de la zona de bajos esfuerzos.

VII.4.2.3 Presión Constante

Otra interpretación para el período de presión constante es la apertura natural de la fractura. Este fracturamiento secundario ocurre en fisuras naturales o rompimientos los cuales son cruzados por la fractura primaria. Estas fracturas tendrán mayor permeabilidad que la formación y el fluido puede penetrar más profundamente dentro de las fracturas con una presión cercana o igual a la presión en la fractura primaria. Las fisuras abrirán cuando la presión del fluido exceda los esfuerzos de la formación actuando en la sección transversal de ellos. Cuando esta magnitud de presión es incrementada; las fisuras abrirán y actuarán como un regulador de presión. Una significativa porción del fluido inyectado es perdido por la gran cantidad de fisuras, las cuales tenderán a abrir a la misma presión.

La presión neta requerida para abrir las fisuras es $\Delta\sigma/(1-2\nu)$ con $\Delta\sigma$ siendo la diferencia entre el esfuerzo principal en el plano horizontal y ν siendo la relación de Poisson de la roca.

De este modo, en la etapa de presión constante puede resultar una fractura vertical debido a:

- La presión excede la presión de sobrecarga y la iniciación de una fractura en forma de T empezando con una presión por abajo de los esfuerzos de sobrecarga.
- La presión aproximada al esfuerzo de barrera a una presión ligeramente abajo de los esfuerzos de barrera.
- La presión excede el esfuerzo actuando en la fractura natural.

Todos estos mecanismos dependen del estado de esfuerzos de la roca. Por lo tanto, la presión es limitada arriba y abajo por P_c cuando el sustentante es añadido, por un valor que depende del estado de esfuerzos de la formación. La formación, por lo tanto, actúa como presión de confinamiento con una capacidad de presión definida por los esfuerzos.

VII.4.2.4 Significado del Incremento de la Presión

Un incremento de la presión neta, es resultado de una fractura que posee restricciones al crecimiento a todo lo largo del plano cortante. Esto ocurre generalmente por puenteo del sustentante y es denominado arenamiento. Para este caso, si se continua inyectando resultará un aumento de la amplitud y la extensión será restringida. La presión neta uniforme $\overline{\Delta p_f}$, la cual define la amplitud promedio w , es relacionada con la conformación de la fractura, cf y la presión en el fondo del pozo por:

$$\overline{\Delta p_f} = \beta \Delta p_f \quad \dots \quad (\text{VII.46})$$

y

$$\overline{\Delta p_f} = w / cf \quad \dots \quad (\text{VII.47})$$

Donde β representa el gradiente de presión debido al flujo de fluidos y $w = V_f/A_f$; donde V_f y A_f son el volumen y Área de fractura respectivamente. Además $V_f = \eta V_i$ y $V_i = q_i t$, donde η , V_i y q_i son la eficiencia del fluido fracturante, volumen total inyectado y el gasto de inyección. Por lo tanto:

$$\overline{\Delta p_f} = \frac{w}{cf} = \frac{\eta V_i}{A_f cf} \quad \dots \quad (\text{VII.48})$$

y

$$\overline{\Delta p_f} = \frac{\eta q_i}{A_f cf} t = \eta t \quad \dots \quad (\text{VII.49})$$

donde:

$$m = \frac{\eta q_L}{Af Cf} \dots\dots\dots (VII.50)$$

De la ecuación (VII.18) para la conformación de la fractura, cf, y relacionandola con el Área. La ecuación (VII.50) viene a ser, para los dos modelos más comunes:

$$\text{PKN} \quad m = \frac{2E'\eta q_L}{\pi h f^2 l} \dots\dots\dots (VII.51)$$

$$\text{KGD} \quad m = \frac{2E'\eta q_L}{\pi h f l^2} \dots\dots\dots (VII.52)$$

La FIGURA (VII.7) muestra una pendiente logarítmica relacionando las ecuaciones (VII.46) y (VII.47). La parte superior de la figura muestra la relación entre Δp_r y $\overline{\Delta p_r}$ la cual define la amplitud promedio. Las ecuación (VII.51) indica que m decrece para una extensión continua de fractura. Para una extensión restringida o constante Af, a un tiempo t_0 el valor de m será constante, y se denotará como m_0 , como lo muestra la figura. La ecuación VII.51 indica que $\overline{\Delta p_r}$ viene a ser linealmente dependiente del tiempo de inyección y tendrá una pendiente unitaria. Como la amplitud de fractura se incrementa significativamente, el gradiente de presión del flujo de fluidos decrecerá significativamente y el valor de $\overline{\Delta p_r}$ se aproximará al de Δp_f y β será aproximadamente igual a la unidad. Para periodos de tiempo, después del crecimiento restringido que ocurre al tiempo t_0 , Δp_f empezará a incrementarse para gastos grandes y m se aproximará a uno. De aquí una pendiente unitaria, indicará que se tiene una fractura con restricciones en sus extremos.

La distancia para una fractura restringida puede ser estimada del ritmo del incremento de la presión, $d\Delta p_f/dt=m$, y q_L , E' y hf usando las ecuaciones (VII.51) y (VII.52) con $\eta=1$. Este mismo análisis puede ser extendido para restricciones cerca del fondo del pozo.

Una $m = 1$ indicará una extensión restringida de fractura en los extremos y requerirá grandes colchones; una $m > 1$ indicará restricciones dentro de la fractura como resultado de una deshidratación del colchón. En este caso aumentando el volumen del colchón se evitará el arenamiento.

En consecuencia, debido al puente del sustentante y extensión restringida de fractura, puede ocurrir una excesiva pérdida de fluido en los extremos de la fractura, el uso de partículas en el colchón causarán restricción en el extremo de la fractura y penetración en la región de grandes esfuerzos debido al gradiente de presión de poro de producción previa o debido a los cambios de litología.

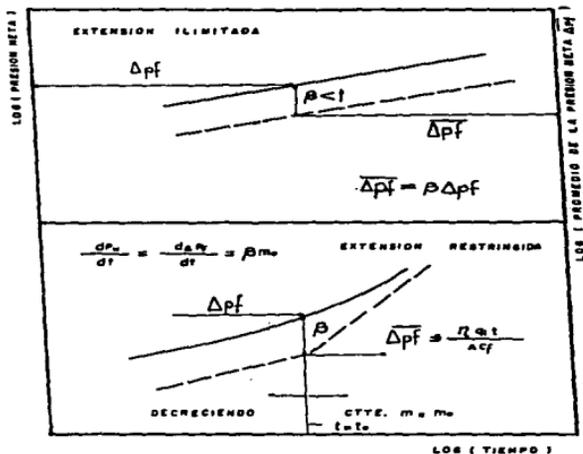


Fig (VII.7) Relaciones log-log: presión neta vs tiempo^o

VII.4.2.5 Ejemplo de Fracturas Verticales con Barreras

La interpretación se basa en las pendientes de los datos de campo mostrados en coordenadas log-log. **FIGURA VII.8** Para la parte superior de los datos, la porción indicada por II ($m = 0$) es el resultado de fisuras naturales, las cuales actúan como zonas ladronas. De este modo la capacidad de presión de la formación de 1700 psi es definida por la acción de los esfuerzos sobre las fisuras y depende de la diferencia en los esfuerzos principales horizontales. La apertura de las fisuras y una acelerada fuga del fluido fracturante resultados de un puenteo de sustentante y extensión restringida es indicada por una pendiente unitaria en la porción III.a. El ejemplo de la figura (VII.8) ilustra los cinco tipos de pendientes y su interpretación:

- I - Indica la extensión con altura restringida.
- II - Define la capacidad de presión de la formación resultado de la penetración a la barrera de esfuerzos.
- IV - Indica un crecimiento vertical ilimitado a través de pequeños esfuerzos de la formación hasta que es introducido el sustentante. También durante el periodo anterior a un crecimiento vertical significativo, el crecimiento horizontal estuvo retardado. Como resultado, la alta concentración de polímero en el fluido, formando un grueso enjarre de polímero filtrado en el extremo de la fractura, lo cual además restringe la extensión horizontal. Así los extremos de la fractura son restringidos por el sustentante o enjarre de polímeros y una inyección continua acumulada incrementa la amplitud, indicada por la pendiente unitaria IIIa. Subsecuentemente el incremento de la pendiente de 2:1 indicada por IIIb. Después esta pendiente indicará que la mitad del área de fractura viene a ser restringida al flujo.

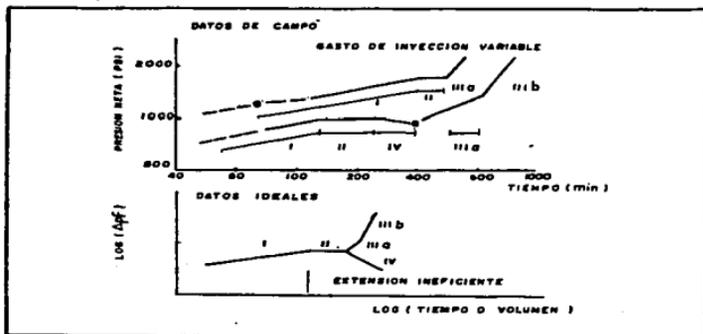


Fig. (VII. 6) Ordígrafo log-log: Interpretación de la pendiente para datos idealizados*

VII.4.3 Simulación de la Presión al Tiempo de Inyección

La herramienta más importante para modificar los diseños de fractura es el respectivo modelo de propagación usado para predecir la presión requerida para calibrar las presiones previas al tratamiento en las zonas señaladas. Esto es de particular importancia para zonas en las cuales la capacidad de presión de la formaciones es alcanzada durante un diseño normal. Para estos casos, el simulador calibrado puede ser usado para establecer cambios racionales en los parámetros de diseño (gasto de inyección, viscosidad del fluido, cambios del coeficiente de pérdida debido a los aditivos, etc.) y así establecer nuevos diseños. El objetivo de estos diseños es lograr una penetración deseada sin exceder la capacidad de presión o diseños alternativos para vencer esta limitación.

La FIGURA (VII.9) muestra una simulación de la presión con el desarrollo de la altura (region B) y arenamiento (presiones aumentando despues de B). La simulación predice una altura de 67 a 168 pies.

Otro ejemplo es mostrado en la FIGURA (VII.10). El valor de la capacidad de presión es del orden de 1700 psi de presión neta, debido a fracturas naturalmente abiertas es exhibido por una pendiente de cero para 100 min antes de parar. Este ejemplo ilustra la importancia de la determinación de la capacidad de presión. Porque la capacidad es gobernada por el estado de esfuerzos de la roca. Consecuentemente, se determina la capacidad y la presión es calibrada con ayuda de un simulador. Cambios racionales en el diseño pueden ser hechos para tratamientos mas eficientes. Para el resto de los pozos desarrollados. Para esta zona en particular, subsecuentes tratamientos serán diseñados para sostenerse abajo de 1700 psi usando la presión calibrada del simulador para obtener la penetración deseada. El diseño usando fluidos de baja viscosidad, 40% menos volumen de fluido y 50% más sustentante que el tratamiento mostrado en la FIGURA (VII.10).

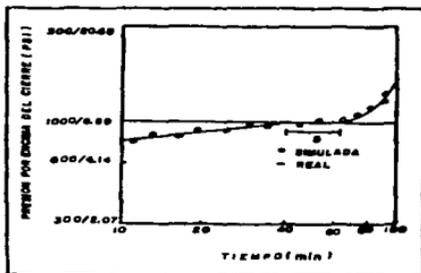


Fig. (VII.9) Presión registrada y simulada

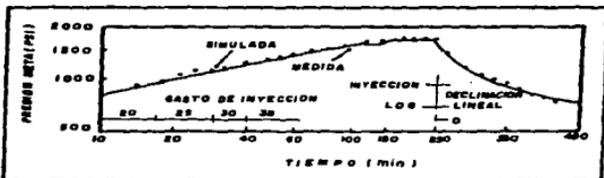


Fig. (VII.10) Comparación de las presiones medidas y simuladas

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El diseño y evaluación de una fractura está basado en modelos simples homogéneos que son adecuados para la mayoría de los casos. Sin embargo, cuando se desea una evaluación crítica y aproximada la más compleja situación debe ser simulada. Estos modelos requieren de una descripción aproximada de las propiedades del yacimiento, como sean deseadas las propiedades de la fractura creada.

Si la heterogeneidad del yacimiento no es analizada correctamente, el diseño de la longitud de la fractura calculada en la prueba del pozo será mucho menor que la real. Esto puede ser por la corta penetración de fractura estimada en la evaluación de la post-fractura después de largos tratamientos.

Durante el fracturamiento hidráulico de un pozo de aceite o gas, la presión del líquido en la vecindad se incrementa hasta que los esfuerzos de tensión en la formación alrededor del pozo, excedan la capacidad de la roca a estos esfuerzos. Una vez que una fractura se inicia, ésta es penetrada por líquido el que bajo su continua acción hidráulica, propicia la propagación de la fractura. El fluido fracturante acarrea un agente sustentante que asegura un canal altamente permeable al flujo, después de que la presión se aligera.

Los resultados de campo abarcan desde fracasos hasta el logro del incremento de producción. En todos los casos, incluyendo los éxitos, queda la incertidumbre de si los valores escogidos para los parámetros operacionales, tales como el gasto de inyección, tiempo de bombeo y viscosidad del fluido fracturante, fueron los más convenientes. En todos los casos la experiencia da la pauta para predecir los resultados

de una manera más satisfactoria, sometiendo los procesos de propagación de la fractura a un análisis teórico que:

- 1) Haga uso máximo de la información física más importante y
- 2) Que simplifique los resultados de los cálculos para que el ingeniero de campo obtenga datos prácticos que él mismo pueda manejar sin mayor problema.

El término Conductividad Adimensional de la Fractura, F_{cb} , es útil en la evaluación y diseño basado en el comportamiento y será usado con el correspondiente término Tiempo Adimensional, t_p . Una gráfica de F_{cb} v t_p para un diseño en particular en una curva tipo promoverá una simple y rápida descripción visual del comportamiento esperado.

Un parámetro determinante, en un fracturamiento hidráulico es el comportamiento de la presión; es por ello que se debe tener un amplio conocimiento de sus variaciones y lo que ellas implican, para lo cual se pueden mencionar algunos puntos importantes, como:

- 1) La presión neta es la que gobierna la propagación de fractura, así como el resultado de sus dimensiones.
- 2) Durante el cierre, la variación de la declinación de la presión es proporcional al ritmo de pérdida del fluido.
- 3) Cuando la presión en el fondo del pozo es menor que los esfuerzos de sobrecarga, la fractura se desarrollará solamente en un plano vertical. Cuando la presión excede los esfuerzos de sobrecarga, la fractura puede propagarse en un plano horizontal.
- 4) El incremento de la presión indicará una fractura que posee restricciones al crecimiento a todo lo largo del plano cortante.

Existe un número de consideraciones en el proceso del diseño de un tratamiento: La capacidad de aportación del yacimiento, el sistema de producción del pozo, la mecánica de fractura, las restricciones operacionales y las económicas. Todas estas consideraciones deben ser conjuntadas con el fin

de obtener el mejor diseño en cuanto a su costo y maximización de los beneficios del tratamiento del pozo.

En general un proceso de diseño consiste de: 1) Cálculo del volumen fluido y sustentante necesarios para la conductividad y geometría de fractura deseada. 2) Una técnica para buscar los parámetros óptimos de bombeo y maximizar la cobertura del sustentante en una penetración hidráulica que permita la optimización de la geometría de la fractura tomando en cuenta las restricciones operacionales y 3) Un algoritmo de acoplamiento que interrelacione la productividad del pozo, los sistemas de producción y la geometría de fractura optimizada, que a su vez permiten la optimización de la producción en la cabeza del pozo, tomando como base el equilibrio entre las características de fracturamiento. Finalmente un análisis económico para varios proyectos y de esta manera tener un amplio criterio. El mejor diseño de fracturamiento puede determinarse tomando como base el punto en el que las ganancias de un pozo empiezan a disminuir.

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
A	Area	[pie ²]
A	Area de drene	[acres]
Af	Area de fractura	[pie ²]
Af	Area de la sección transversal del enjarre	[cm ²]
Ap	Area de pérdida (laboratorio)	[cm ²]
Bg	Factor de volumen del gas	[adim]
cf	Conformación de la fractura	[pie/psi]
Ca	Concentración de sustentante por Area de fractura	[lb/pie ²]
Ce	Coefficiente de pérdida de fluido, debido a las propiedades de la formación y sus fluidos	[pie/√min]
Cd	Coefficiente de descarga	[adim]
Cr	Conductividad de la fractura	[D × m]
Cr	Conductividad de la formación	[D × pie]
CF	Concentración de sustentante en la fractura	[lb/gal _{ff}]
Cg	Concentración de sustentante	[lb/gal _{ff}]
Ce	Compresibilidad de los fluidos de la formación	[psi ⁻¹]
Cr	Coefficiente de pérdida total	[pie/√min]
Cv	Coefficiente de pérdida de fluido, debido a las propiedades del fluido fracturante	[pie/√min]
Cve	Coefficiente de pérdida combinado	[pie/√min]
Cv	Coefficiente de pérdida de fluido, debido a las propiedades de los aditivos de pérdida	[pie/√min]
dd	Diámetro del disparo	[pg]
diTP	Diámetro interior de TP	[pg]
deTP	Diámetro exterior de TP	[pg]
diTR	Diámetro interior de TR	[pg]
de	Diámetro medio del sustentante	[pg]
D	Profundidad del intervalo disparado	[pie]
E	Módulo de elasticidad	[lb/pg ²]
E'	Módulo de esfuerzos planos	[lb/pg ²]
f	Coefficiente de fricción del fluido	
Fa	Fuerza de aceleración	
Fcd	Conductividad adimensional de fractura	
Fr	Fuerza de fricción	

Símbolo	Descripción	Unidades
g	Aceleración de la gravedad	[pie/seg ²]
G _r	Gradiente de fractura	[psi/pie]
G _p	Volumen acumulativo de gas producido	[m ³ c.s]
hc	Espesor del enjarre	[pie]
h _o	Altura de fractura de diseño	[pie]
h	Espesor de la formación	[pie]
H	Altura de fractura	[pie]
HB	Altura del banco de sustentante	[pie]
H _{eq}	Altura del banco de sustentante al equilibrio	[pie]
(j/j _o)	Incremento de productividad	
k	Permeabilidad	[md]
k ^s	Constante de formación de banco	[adim]
K	Índice de consistencia	[lb-seg ⁿ /pie ²]
K _r	Permeabilidad fractura	[darcy]
K _{ff}	Permeabilidad al fluido fracturante	[md]
K _r	Permeabilidad formación	[darcy]
K _e	Permeabilidad del empaque de sustentante	[darcy]
l	Longitud media de fractura	[pie]
L	Longitud total de fractura	[pie]
LB	Longitud del banco de sustentante	[pie]
L _b	Longitud dimensional	
L _{ai}	Longitud de la zona invadida	[pie]
m	Pendiente (medida en laboratorio)	[cm ³ /min]
m	Pendiente	[lb/pg ²]
m _e	Masa del sustentante	[lb]
n	Índice de comportamiento de flujo	[adim]
N _p	Número de disparos	
P _c	Presión de cierre	[lb/pg ²]
P _e	Presión externa	[lb/pg ²]
P _f	Presión de fractura	[lb/pg ²]
P _i	Presión inicial	[lb/pg ²]
P _p	Presión permisible de operación	[lb/pg ²]
P _s	Presión de inyección en la superficie	[lb/pg ²]
P _{wf}	Presión de fondo fluyendo	[lb/pg ²]
P _{wi}	Presión de inyección en el fondo del pozo	[lb/pg ²]
P _{wa}	Presión estática	[lb/pg ²]

Símbolo	Descripción	Unidades
q_p	Gasto adimensional	
q_f	Gasto de fluido en la fractura	[BPM]
q_i	Gasto de inyección	[BPM]
q_{max}	Gasto máximo de inyección	[gal/min]
q_{min}	Gasto mínimo de inyección	[gal/min]
q_p	Gasto de fluido perdido en la formación	[BPM]
r_e	Radio de drenaje del pozo	[pie]
r_w	Radio del pozo	[pie]
Rep	Reynolds de la partícula	[adim]
SG	Peso específico del fluido fracturante	[adim]
S_{hmin}	Esfuerzo mínimo horizontal	[lb/pg ²]
S_p	Pérdida instantánea de fluido	[pie]
t	Tiempo	[min]
t_D	Tiempo adimensional	
t_{eq}	Tiempo al cual se alcanza el la altura del banco al equilibrio	[seg]
t_m	Tiempo para el bombeo del sustentante	[seg]
u_p	Ritmo de pérdida por unidad de área expuesta	[pie/min]
$(U_w)_{eq}$	Velocidad de fricción al equilibrio	[pie/seg]
v	Velocidad	[pie/seg]
v_p	Velocidad de la partícula	[pie/seg]
v_s	Velocidad de sedimentación	[pie/seg]
V	Volumen	[pie ³]
V_{eq}	Velocidad de equilibrio	[pie/seg]
V_f	Velocidad del fluido	[pie/seg]
V_f	Volumen de fluido en la fractura	[pie ³]
V_F	Volumen de fractura	[pie ³]
V_i	Volumen total de inyección	[pie ³]
V_i	Volumen del bache inicial	[gal]
V_m	Volumen de la mezcla	[gal]
V_p	Volumen de fluido perdido en la formación	[pie ³]
V_{pc}	Volumen de fluido perdido durante el cierre de la fractura	[pie ³]
V_s	Volumen de la fractura sustentada	[pie ³]
V_{max}	Volumen máximo de fluido fracturante	[gal]
V_{min}	Volumen mínimo de fluido fracturante	[gal]

Símbolo	Descripción	Unidades
\bar{w}	Amplitud media de fractura	[pg]
w	Amplitud de fractura	[pg]
w_D	Amplitud adimensional	
w_{max}	Amplitud máxima de fractura	[pg]
w_s	Amplitud de fractura sustentada	[pg]
x	Distancia longitudinal	[pie]
x_o	Distancia del fondo del pozo al límite del yacimiento (paralelo a la fractura)	[pie]
y_o	Distancia del fondo del pozo al límite del yacimiento (perpendicular a la fractura)	[pie]
α	Angulo del banco de sustentante en reposo	
β	Relación del promedio de la presión neta en la fractura	[lb/pg ²]
γ_g	Peso específico del sustentante	[adim]
ΔL	Diferencial de longitud	[pie]
ΔP	Diferencial de presión	[lb/pg ²]
ΔP_f	Presión neta en la fractura	[lb/pg ²]
Δt_c	Tiempo de cierre	[min]
Δt_D	Relación entre el tiempo de cierre y el tiempo de bombeo	[adim]
ϕ	Porosidad de la formación	[frac]
ϕ_a	Porosidad del empaque de sustentante	[frac]
η	Constante de difusividad	
η	Eficiencia del fluido	[adim]
η'	Eficiencia aparente del fluido	[adim]
λ	Tiempo a una distancia x	[min]
μ	Viscosidad	[cp]
μ_{ff}	Viscosidad del fluido fracturante	[cp]
μ_r	Viscosidad de los fluidos del yacimiento	[cp]
ν	Módulo de Poisson	[adim]
ρ_f	Densidad del fluido fracturante	[gr/cm ³]
ρ_m	Densidad de la mezcla	[lb/pie ³]
ρ_p	Densidad de la partícula	[lb/pie ³]
ρ_s	Densidad del sustentante	[gr/cm ³]
τ	Tiempo en el cual el fluido entra a la fractura	[min]

REFERENCIAS

- 1 M.I. Carlos Islas Silva
Apuntes de Estimulación y Reparación de Pozos
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1988)
- 2 Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte
"Design of Propped Fracture Treatments"
Reservoir Stimulation (Cap. 3)
Schlumberger Educational Services, Houston Texas (1987)
- 3 Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte
"Pre-Treatment Data Requirements"
Reservoir Stimulation (Cap. 6)
Schlumberger Educational Services, Houston Texas (1987)
- 4 Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte
"Pressure Analysis During Fracturing"
Reservoir Stimulation (Cap. 7)
Schlumberger Educational Services, Houston Texas (1987)
- 5 Craft, Holden Graves
"Hidraulic Fracturing"
Well Design: Drilling and Production
Prentice-Hall, Inc. (1962)
- 6 Geertsma, J, and Klerk, F.
"A rapid method of predicting width and extent of
hidraulically induced fractures"
J.P.T. Sept. (1961)

- 7 R.P Nordgren / Shell Development Co. Houston, Tex.
 "Propagation of a vertical hydraulic fracture"
 J.P.T. August(1972)
- 8 Howard, G. C. and Fast, C.R.
 "Hydraulic Fracturing"
 Monograph series
 Society of Petroleum Engineers, Dallas(1970) Vol II
- 9 Carter, R.D.
 "Derivation of the general equation for estimating the
 extent of the fracture area"
 Appendix to: Optimum fluid characteristics for extension,
 by G.C.
 Howard and C.R. Fast, Drill and Prod. Pract.
 API(1957) 261-270
- 10 Perkins T.K. and Kern, L.R.
 "Widths of hydraulic fractures"
 J.P.T. Sept.(1961) 937-949
- 11 Kristinovic S.A. and Zheltov Y.
 "Formulation of vertical fractures by means of highly
 viscous liquid"
 Proc. Fourth World Pet. Cong. Rome(1965) secc.2, 579-586
- 12 Michael J. Economides, Kenneth G.Nolte
 "Design of Propped Fracture Treatments"
 Reservoir Stimulation (Cap. 8)
 Schlumberger Educational Services, Houston Texas (1987)

- ¹³ Brown, K.E., and Lea, J.F.
"Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells"
JPT (Oct. 1985) 1751 - 1763
- ¹⁴ Brown, K.E., et al.:
"Production Optimization of Oil and Gas Wells by NODAL
Systems Analysis"
Technology of Artificial Lift Methods
Penn Well Publishing Co., Tulsa (1984) 4
- ¹⁵ M.I. Gomez Cabrera José Angel
"Explotación de Pozos Fluyentes"
Apuntes de Producción de Pozos I
Facultad de Ingeniería, UNAM (1988)
- ¹⁶ Joe Mach, Johnston-Macco/Schlumberger
"Apply Nodal Analysis to Production Systems"
Well Servicing (January/February 1981)
- ¹⁷ R.E. Babcock, C.L. Prokop, R.O. Kehle
"Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures"
Producers Monthly, (Noviembre 1967)
- ¹⁸ Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte
"Considerations in Fracture Design"
Reservoir Stimulation (Cap. 9)
Schlumberger Educational Services, Houston Texas (1987)