

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



**“MODELO ANALÍTICO-COMPUTACIONAL (TIF) PARA LA APLICACIÓN DE
ANÁLISIS PREDICTIVOS EN POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA
FRACTURADOS POR INDUCCIÓN TERMAL”**

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

HUMBERTO CÁRDENAS OCHOA

PROMOCIÓN 1991-II

LIMA – PERU

ABRIL - 2009

CONTENIDO

	Pag.
CAPITULO I	
1.- SUMARIO	1
CAPITULO II	
2.- INTRODUCCIÓN	3
2.1.- Planteamiento y formulación del problema	
2.2.- Hipótesis	
2.3.- Variables de Investigación	
2.4.- Justificación de la investigación	
2.5.- Descripción del contenido de la investigación	
CAPITULO III	
3.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	8
3.1.- Objetivo General	
3.2.- Objetivos Específicos	
CAPITULO IV	
4.- MARCO TEÓRICO	9
4.1.- Antecedentes	
4.2.- Fundamentos	
4.3.- Análisis Matemático	20
4.3.1.- Orientación inicial de la fractura	
4.3.2.- Flujo de fluidos alrededor de una fractura	
4.3.3.- Tamaño y forma de la región enfriada y del frente de agua	
4.3.4.- Esfuerzo Termo-Elastico en regiones de sección transversal elíptica	
4.3.5.- Criterios del desarrollo de una fractura	
4.3.6.- Inicio de fracturas secundarias	
4.3.7.- Presión Fluyente de Inyección de fondo de pozo	

CAPITULO V

- 5.- DISEÑO METODOLÓGICO 38
- 5.1.- Tipo y Nivel de Investigación
 - 5.2.- Diseño de la Investigación
 - 5.3.- Recolección de datos
 - 5.4.- Técnicas de procesamiento y análisis de datos

CAPITULO VI

- 6.- APORTES A LA INVESTIGACIÓN 45
- 6.1.- Consistencia de unidades y validación de datos
 - 6.2.- Modificación de la ecuación empírica - Resistencia al flujo debido a daño Skin
 - 6.3.- Importancia del Índice Fraccional de Inyectividad en el proceso de Inyección
 - 6.4.- Implementación computarizada del Modelo Matemático

CAPITULO VII

- 7.- RESULTADOS NUMÉRICO Y GRÁFICO DE LA INVESTIGACIÓN 52
- 7.1.- Reporte Numérico y gráfico para: $Pr=2000$ psi, $K=100$ md, $S=1$ ppm
 - 7.2.- Reporte Numérico y gráfico para: $Pr=2000$ psi, $K=50$ md, $S=1$ ppm
 - 7.3.- Reporte Numérico y gráfico para: $Pr=1000$ psi, $K=100$ md, $S=1$ ppm
 - 7.4.- Reporte Numérico y gráfico para: $Pr=1000$ psi, $K=50$ md, $S=1$ ppm
 - 7.5.- Reporte gráfico comparativo de las cuatro condiciones de inyección
 - 7.6.- Reporte Numérico para: $Pr=1000$ psi, $K=100$ psi, $S=10$ ppm
 - 7.7.- Reporte Numérico para: $Pr=1000$ psi, $K=100$ psi, $S=50$ ppm
 - 7.8.- Efecto del contenido de sólidos en suspensión sobre el desarrollo de la fractura
 - 7.9.- Efecto del contenido de sólidos en suspensión sobre la Inyectividad de un Pozo

CAPITULO VIII

- 8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 80

CAPITULO IX

- 9.- BIBLIOGRAFÍA 85

CAPITULO X

- 10.- ANEXOS 92
- 10.1.- Tablas y Gráficos
 - 10.2.- Glosarios de términos

DEDICATORIA

A mi familia su consideración y comprensión
En especial a mi Madre por su eterno apoyo
Y a mi Padre que ya no esta entre nosotros

CAPITULO I

1.- SUMARIO

El presente estudio de investigación trata del efecto de la tensión Termo y Poro elástico en el fracturamiento de pozos inyectores y/o reinyectores, debido a inducción termal, entendiéndose por inducción termal al fracturamiento hidráulico por contraste de temperatura, entre la temperatura del fluido inyectado y la temperatura del reservorio.

Durante la inyección de agua, se dará inicio a un fracturamiento en una región cercana a la boca de pozo, cuando la presión fluvente al final de la extensión de la fractura (presión *tip*), excede a la suma de la tensión mínima horizontal mas la contribución de la energía superficial de la roca-formación oponiéndose a la fractura. El fracturamiento podrá iniciarse en estas condiciones aun a presiones menores a la presión de fractura, como es el caso de la presente investigación, se demostrará que a presiones menores a la presión de fractura se dará inicio y a la propagación del fracturamiento en la formación, a este modo de inyección de agua se le denomina Waterflooding bajo condiciones de fracturamiento; cuyos efectos son considerados y extendidos en la aplicación de análisis predictivos, monitoreando de esta forma el inicio y desarrollo de la fractura alrededor del pozo inyector; así como la forma de avance del frente de agua y de la región enfriada cercana al pozo, lo cual ayudará a evaluar y prevenir resultados no deseados en la eficiencia y optimización de la recuperación de petróleo en pozos inyectores, como también en pozos reinyectores de agua de producción para fines medio ambientales.

Efectos Termo-Mecánicos en el Fracturamiento por Inducción Termal (TIF):

- Efecto Termo-elástico, la roca se contrae por enfriamiento lo cual conlleva a una reducción de la Tensión mínima horizontal de la formación alrededor del pozo inyector; que es equivalente a la caída de la Presión de fractura de la formación el cual podría decrecer hasta estar por debajo de la Presión de inyección de agua.
- Efecto Poro-elástico, incremento de la presión poral, ya que al enfriarse la roca los poros se reducen, aumentando la Presión de inyección de agua; que equivale al incremento de la tensión mínima horizontal.
- Efecto de daño en la formación alrededor de la boca del pozo inyector, debido al taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura, produciendo un incremento de la presión fluyente de fondo de pozo.

Un método Analítico-Computacional (TIF) se desarrollará para la evaluación de análisis predictivos, en base a reportes numéricos-gráficos, tomando como fundamento principal el cálculo de la tensión Termo-elástica inducida.

El método consiste en diseñar y desarrollar un programa iterativo de prueba y error, asumiendo una longitud promedio de fractura a un tiempo de inyección dado, el cual evalúa el inicio de una fractura inmediatamente cuando se satisfaga que la presión fluyente (presión *tip*) exceda a la suma de la tensión mínima horizontal de la formación opuesta a la fractura y a la contribución de la energía superficial de la roca oponiéndose a la ruptura.

Para el diseño del modelo computacional que satisfaga la relación anteriormente mencionada, se dará a conocer previamente el análisis matemático de 33 ecuaciones que conforman el modelo que gobierna el flujo de fluidos alrededor de un pozo inyector, Waterflooding bajo condiciones de fracturamiento, lo cual es discutido en detalle en el capítulo 4 de la presente investigación.

CAPITULO II

2.- INTRODUCCION

Debido a que existe la necesidad de inyectar agua a través de pozos de inyección para efectos de recuperación secundaria, como también reinyectar agua de producción a formaciones no productivas, este último por razones medio ambientales, para evitar la contaminación de ríos y zonas adyacentes a los centros de operación, los ingenieros responsables de las compañías operadoras de estos proyectos, han observado y analizado que se produce fracturamiento en la formación a pesar que la presión de inyección de agua está por debajo de la tensión mínima horizontal de fractura de la formación, deduciéndose que es a causa del contraste térmico entre la temperatura del agua de inyección y la temperatura del reservorio, produciéndose de esta forma el efecto de la Termo-elasticidad y Poro-Elasticidad, lo cual puede conllevar a su vez a crear daño en la formación alrededor de la boca de pozo debido al taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura.

Por tal motivo es necesario para las empresas operadoras, efectuar el análisis y la investigación de modelos que estudian la teoría del fenómeno de fracturamiento por inducción termal, dicha teoría esta primordialmente basado en las ecuaciones que gobierna el transporte de fluidos en un medio fracturado, la teoría de la transferencia de calor, las leyes de la conservación de la energía aplicados al balance de presiones y de esfuerzos compresionales de la formación y en pruebas de laboratorio con cores en especial para hallar el daño en la formación debido al taponamiento de partículas sobre la cara de la formación, acarreado por sólidos en suspensión en el agua de inyección (partículas de formación, carbonatos y sulfatos insolubles, compuestos metálicos, trazas de petróleo, bacterias) los cual produce una reducción de la inyektividad en los pozos; asimismo estas pruebas sirven para hallar los parámetros de la roca y de los fluidos del reservorio; como es la porosidad, permeabilidad, viscosidad, densidad de los fluidos, compresibilidades entre otros.

Podemos decir que el **Fracturamiento por Inducción termal (TIF)** depende del caudal y/o la presión de inyección, de la calidad de agua inyectada, de la temperatura de inyección, de las propiedades de la roca-reservorio y de las propiedades de los fluidos del reservorio.

Como resultado del análisis de este fenómeno, se podrá tener un modelo computarizado, cuyo objetivo será hacer evaluaciones y predicciones que se precise conocer del proceso de inyección bajo las condiciones anteriormente mencionadas, en beneficio de una mayor información analítica y gráfica que ayude a monitorear en forma mas optima, pozos inyectoros y/o reinyectores expuestos al fenómeno de fracturamiento por inducción termal.

Es importante recalcar que el presente modelo analítico-computacional puede ser adaptado a las condiciones de cualquier campo petrolífero tanto para pozos inyectoros como reinyectores; actualmente en la zona norte de la selva del Perú tiene una vital aplicación, en especial para las operaciones de reinyección de agua de producción a formaciones no productivas, ya que la normatividad sobre medio ambiente exige que el agua que se produce conjuntamente con el petróleo no sean desechadas a los ríos o áreas adyacentes en beneficio de la conservación de la flora y fauna de la región.

2.1.- PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

SITUACIÓN EXISTENTE:

No hay disponibilidad de un Modelo Matemático computarizado para el monitoreo de pozos inyectoros y/o reinyectores donde el fracturamiento en la formación es debido al contraste térmico entre la temperatura del agua de inyección y la temperatura del reservorio, denominado Fracturamiento por Inducción Termal (TIF).

REQUERIDA:

Realizar análisis predictivos en el proceso de inyección de agua en un pozo inyector y/o reinjector expuesto al fracturamiento por inducción termal, haciendo uso de un modelo matemático computarizado.

ALTERNATIVA:

Desarrollar un Modelo Matemático computarizado, para realizar análisis predictivos del proceso de inyección por agua en un pozo inyector expuesto al fracturamiento térmico.

2.2.- HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

Se podrá realizar análisis predictivos en un pozo inyector y/o reinjector, expuesto a fracturamiento por inducción termal, dado un régimen de inyección de agua, usando un modelo matemático computarizado.

2.3.- VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

➤ FACTORES CONSTANTES (PARÁMETROS):

• PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN:

Porosidad, Permeabilidad, Compresibilidad, Saturaciones, Espesor de la formación, Densidad de los granos, Calor específico de los granos, Gradiente de fractura, Módulo de Young's, Energía Superficial de la Roca, Coeficiente Lineal de Expansión Termal, Razón de Poisson's.

• PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS :

Comprensibilidad, densidad, Calor específico, Viscosidad.

• PROPIEDADES DEL POZO :

Radio del pozo, perforados.

➤ VARIABLES INDEPENDIENTES:

- Caudal de Inyección de Agua.
- Sólidos en suspensión en el agua de inyección (calidad de agua)
- Temperatura de inyección de agua.
- Tiempo de inyección

➤ **VARIABLES DEPENDIENTES:**

- Longitud de la fractura
- Presión fluyente de inyección fondo de pozo
- Longitud de los semi-ejes de las región enfriada y del frente de agua
- Razón de Inyectividad (Índice fraccional de Inyectividad).

2.4.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

2.4.1.- ASPECTO TÉCNICO-OPERATIVA

Existe un interés por parte de las empresas petroleras que operan especialmente en la selva norte del Perú o cualquier otra empresa de petróleo, donde hay la necesidad de monitorear pozos inyectores y/o reinyectores enfrentados al fenómeno de fracturamiento por inducción termal, para los respectivos análisis predictivos.

2.4.2.- ASPECTO ECONÓMICO

Mediante el modelamiento de las ecuaciones que gobiernan el fracturamiento de la formación alrededor de un pozo inyector por inducción termal, podemos desarrollar un programa computacional que reporte resultados predictivos satisfactorios mucho más económicos que pruebas de pozos a largo plazo, pruebas de laboratorio y costosísimos simuladores especializados.

2.4.3.- ASPECTO SOCIAL

En forma indirecta tiene también una justificación social, cuando se aplica al monitoreo de pozos reinyectores, donde por cuestiones medio ambientales se tiene que reinyectar el agua de producción de los pozos productores nuevamente a la formación (no productiva) con el fin de no contaminar al enviarlos a los ríos o áreas adyacentes de la comunidad lugareña, preservando de esta manera la flora y la fauna original.

2.5.- DESCRIPCIÓN Y CONTENIDO DE LA INVESTIGACIÓN

En la presente investigación se detallará el efecto de la tensión termo-elástica sobre el fracturamiento de un pozo inyector y sus efectos colaterales como es el inicio y desarrollo de la fractura y los efectos de taponamiento debido a sólidos en suspensión sobre la cara de la fractura.

Sabemos que el fracturamiento hidráulico se da por dos razones, porque la presión de inyección supera la resistencia mínima de la tensión de la formación y por inducción termal cuando la formación es sometida a regimenes de inyección de agua con significativa diferencia de temperatura al de la formación, o en todo caso es repotenciado por esta última razón, también el fracturamiento hidráulico es repotenciado cuando los sólidos en suspensión en el agua taponan la cara de la fractura en la formación.

En el capítulo 4 se verá como el crecimiento de la fractura induce un cambio significativo en la geometría del flujo desde su forma circular, vista desde planta, a otra mas cercana a la elíptica.

Se analizará el desarrollo de la fractura alrededor de un pozo inyector, basándonos en estudios preliminares de investigadores los cuales se dan a conocer en el presente estudio en forma de ecuaciones matemáticas.

Para el análisis anteriormente mencionado, se ha dividido el sub-capítulo 4.3 Análisis Matemático, en siete acápite, en los cuales se enunciaran 33 ecuaciones que gobiernan el proceso de inyección de agua en un pozo inyector y/o reinjector, tomando como base principal el efecto de la tensión termo-elástica.

Los acápite a tratar son los siguientes:

- a) Orientación inicial de la fractura
- b) Flujo de fluidos alrededor de una fractura
- c) Tamaño y forma de la región enfriada y del frente de agua
- d) Esfuerzo termo-elástico en regiones de sección transversal elíptica
- e) Criterios del desarrollo de la fractura
- f) Inicio de fracturas secundarias
- g) Presión Fluyente de Inyección de fondo de pozo (P_{wf})

CAPITULO III

3.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.- OBJETIVO GENERAL

El presente estudio tiene como objetivo plantear un grupo de ecuaciones matemáticas debidamente analizadas y sustentadas por investigadores expertos, lo cual servirá para diseñar un método numérico iterativo para el cálculo de la longitud promedio de una fractura, durante el proceso de inyección por agua, bajo condiciones de fracturamiento de la formación por inducción termal; en donde se tiene en cuenta primordialmente en el efecto de la tensión Termo y Poro elástica.

3.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Con el desarrollo del modelo obtendremos los resultados numéricos y gráficos necesarios para realizar las siguientes predicciones:

- a) Comportamiento de la presión fluyente de fondo de pozo en el tiempo.
- b) Predecir el desarrollo de la longitud de la fractura en el tiempo
- c) Comportamiento de los frentes de las regiones delimitadas (zona enfriada y del frente de agua) en cuanto al desarrollo y espaciamiento de sus ejes elípticos en función del tiempo.
- d) Evaluar y comparar el comportamiento del proceso de inyección, bajo diferentes condiciones de: presión de reservorio, permeabilidad y contenido de sólidos en suspensión en el agua de inyección.
- e) Predecir el efecto del contenido de sólidos en suspensión del agua inyectada, sobre el desarrollo de la longitud de fractura y de las dimensiones de las regiones delimitadas.
- f) Predecir el efecto del contenido de sólidos en suspensión del agua inyectada, sobre el comportamiento de la Razón de Inyectividad de un pozo, para condiciones específicas.

CAPITULO IV

4.- MARCO TEÓRICO

4.1.- ANTECEDENTES

- La presente investigación, tiene muchas fuentes y estudios complementarios, como se indica en artículos y publicaciones sobre el tema, pero desde que se identificó a este fenómeno se le denominó TIF (Fracturamiento por inducción termal), basado científicamente en la Ley de la conservación de la Energía y/o Masa; esto es el fracturamiento por inducción termal ocurre cuando la diferencia de temperatura del líquido inyector con el de la formación induce una caída en la tensión de la formación por enfriamiento de tal forma que la presión fluyente al final de la extensión de la fractura pueda superar a la presión de propagación de la fractura; basándose en el principio de la conservación de la energía, involucrando a la teoría Termo-elástica y Poro-elástica.
- Settari, 1980, mostró que el coeficiente de pérdida de fluido es válido solamente cuando la permeabilidad en la cara de la fractura o cuando el Leakoff (proceso de inyección teniendo en cuenta la filtración de sólidos en suspensión) es pequeño.
- Perkins and Gonzalez, 1985, desarrolló un modelo para el cálculo de las tensiones Termo y Poro elásticas, las cuales inducen el desarrollo de formas elípticas de espesor finito alrededor de la fractura.
- Koning, 1988, formuló un modelo analítico para calcular la longitud de una fractura, presión de inyección de fondo de pozo y las dimensiones del frente de agua para un volumen de inyección especificado.
- Fan and Economides, 1995, describe una relación para la presión que depende de Leakoff, su método fue basado en flujo de fluido No-Newtoniano en medio poroso.

- Mayerhofer and Economides, 1993, presentan un modelo el cual separa el comportamiento del reservorio y del Filter Cake como flujo en la formación de una fractura transiente de infinita-conductividad con una tasa de cambio dependiente del efecto Skin.
- Valko et al., 1997, desarrolló un modelo de flujo radial, para representar el flujo de reservorio en dos dimensiones que es asociado a un alto incremento de la permeabilidad por fracturación.
- Morales et al., 1986, usando un simulador de fracturamiento en tres dimensiones, simuló el crecimiento de una fractura inducida por un frente de agua; resultado de la filtración de la inyección de agua de mar dentro de un reservorio de limonita.
- En 1995 Detienne et al., presenta un modelo básico que lo trabaja con un historial de matching de presiones en la cabeza de pozo y tasas de inyección, para un tiempo de 3 a 5 años de inyección. El algoritmo es simple para ser implementado en un simulador de reservorio convencional, se da énfasis en el concepto del Fracturamiento por Inducción Termal (TIF); la tensión del reservorio cerca de la boca de pozo es reducido cuando el reservorio es enfriado por la inyección de agua a una temperatura mas baja que la del reservorio, luego el fracturamiento ocurrirá si la tensión del reservorio cae por debajo de la presión fluyente de fondo de pozo; hacen cálculos asumiendo inyección radial e inyección fracturada, hallándose la longitud promedio de fractura por un método iterativo de prueba y error, cuando la presión fluyente de fondo se iguala a la tensión del reservorio.
Este método no contempla el análisis del desarrollo de la fractura en crecimiento.
- En 1996 Dan den Hoek et al., describe un modelo numérico que encaja bien con la ingeniería de reservorios y los mecanismos de fracturamiento en la reinyección de agua de producción. Este modelo contempla el desarrollo de la fractura así también introduce el concepto de Filter Cake y la teoría de filtración.

4.2.- FUNDAMENTO TEÓRICO

Para abordar el análisis matemático de las ecuaciones que gobiernan el proceso de inyección bajo el fracturamiento de la formación por inducción termal, debemos tener en cuenta los siguientes conceptos:

- El efecto del fenómeno TIF, Produce como resultado un frente de inundación del flujo de inyección de barrido elíptico no Radial visto de planta, producto del fracturamiento lineal a ambos lados del pozo (izquierdo y derecho) formándose 3 regiones delimitadas producto no sólo del fracturamiento si no también del taponamiento de partículas y/o coloides en la cara de la fractura.

Región Enfriada: desde el pozo hasta la línea del frente enfriado

Región Inundada: desde el frente enfriado hasta el frente de inundación de agua

Región Virgen: desde el frente de agua hasta los límites del Reservorio donde se puede asumir un flujo radial en estado estable.

- El índice de productividad sólo depende de las propiedades del reservorio, no de las condiciones fuera del reservorio, como si sucede con el Índice de Inyectividad, por lo tanto calcularlo se torna mas complejo, como el agua de inyección es mucha mas fría que el reservorio, ocurre el fenómeno de inducción termal a los pocos días o semanas de iniciada la inyección.
- Desde que comienza la inyección, la Temperatura fluyente en el fondo del pozo decrece y finalmente alcanza un valor estable dependiendo de la Temperatura de la superficie y del reservorio, caudal de inyección, profundidad y complejidad del pozo.
- Cuando el agua desplaza al petróleo hay un efecto en la permeabilidad relativa (K_r) relacionado al crecimiento en la zona en la cual el petróleo ha sido desplazado.
- Al mismo tiempo, los efectos mecánicos tenderían a decrecer inversamente a la inyectividad, la tensión del reservorio cercano al pozo (región enfriada) es reducida cuando el reservorio es enfriado; luego el fracturamiento ocurrirá si la

tensión en el reservorio cae por debajo de la presión fluyente de fondo de pozo. Luego continuara un incremento en la inyektividad con el desarrollo de la fractura.

- La gradiente de fractura de la formación puede caer por debajo de la gradiente de inyección de agua por efecto de la inducción termal (termo-elasticidad), la roca en la región enfriada se contrae y esto lleva a una reducción en la tensión horizontal de la formación alrededor del pozo de inyección, añadido al efecto del incremento de la presión poral (poro-elasticidad) ya que al enfriarse los poros se reducen aumentando la presión de inyección, debe considerarse que este ultimo tiene un efecto mucho menor que el de la termo-elasticidad; adicionalmente la presión fluyente se incrementa por taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura.
- Por lo tanto el incremento de la presión fluyente de fondo debido al taponamiento de partículas, la reducción en la gradiente de fractura por enfriamiento de la formación a causa de la inyección de agua fría y el cambio en la presión poral de la roca-formación, definen el control de inicio y propagación del fracturamiento hidráulico en pozos de inyección y/o reinyección.
- La propagación y geometría de la fractura dependen de las propiedades de la formación, del caudal de inyección, de la calidad de agua y de la diferencia de temperatura entre del fluido de inyección y el reservorio.
- La Inyektividad depende tanto del Upstream (equipo en la boca de pozo y facilidades de superficie) y downstream (propiedades del reservorio).
- Haciendo un modelamiento de la Inyección de Agua nos lleva a diseñar un programa en el cual las complejidades de ambos modelos de reservorio y un método analítico computacional de fracturamiento serán combinados.
- El comportamiento del pozo es modelado como una secuencia de intervalos de tiempo.

- Nuestro modelo empieza en la cabeza de pozo con un caudal de inyección dado y una Temperatura de inyección.

Como el fracturamiento por inducción termal en pozos de inyección es debido a la tensión termal, a los cambios en la presión poral y al incremento de la presión de inyección debido al taponamiento de partículas sobre la cara de la formación, se fundamentará con más detalle en los siguientes acápite estos tres efectos muy importantes en la comprensión y el análisis matemático de las mismas.

4.2.1.- Efecto de la Tensión Termal

Si la temperatura del fluido de inyección es diferente de la formación, un frente termal con una temperatura diferente de la original de la roca-reservorio se propagara desde el pozo de inyección; lo cual producirá una fractura vertical en ambos sentidos del pozo inyector (Fig. 5 y 6), teniendo por esta razón un frente de flujo mas elíptico que radial durante la inyección. Si un fluido de viscosidad constante es inyectado, el límite exterior del frente de flujo en cualquier momento será aproximadamente una elipse con foco en el eje mayor de la fractura. Este contraste en la temperatura causa que la formación afectada se contraiga o expanda, la tensión es alterada en ambas regiones, en el frente de flujo de agua y en la zona enfriada cercana al pozo inyector.

Perkins y Gonzales han determinado la tensión termo-elástica para una región de sección transversal elíptica y de espesor finito por un procedimiento numérico, esto se verá con más detalle en el acápite (4.3.4) Esfuerzo termo-elástico en regiones de sección transversal elíptica. Ecuaciones empíricas han sido desarrollados para dar un método explícito en la estimación de la tensión en la región enfriada de la formación con frente de flujo elíptico de cualquier espesor; dichas ecuaciones nos servirá para implementar un modelo analítico-computacional para la aplicación de análisis predictivos.

4.2.2.- Efecto de la Presión Poral

El peso de sobrecarga se debe tanto a lo granos y a los fluidos dentro de los poros. Una variación en la presión poral induciría una variación en el estado de la roca. Lubinski, A., en su trabajo “Theory of Elasticity for Porous Bodies Displaying a Strong Pore Structure”, demostró que para una estructura poral no deformable, asumiendo que la porosidad y la permeabilidad son independientes de la presión, la variación de la tensión debido al fenómeno termal es análogo a los debido por efecto de presión poral. El coeficiente lineal de expansión poral J , es análogo al coeficiente lineal de expansión termal β . La tensión inducida por la variación de la presión poral ΔP , puede ser calculado de manera similar al cálculo de la tensión inducida debido a la variación de temperatura ΔT , reemplazando J en β y ΔP en ΔT .

Luego la variación total de la tensión inducida por efecto termal será:

$$\Delta\sigma_{Total} = \Delta\sigma_{1T} + \Delta\sigma_{1P}$$

Desde el punto de vista de la teoría de la elasticidad lineal de un material, denominada la Ley de Hooke`s, adaptada a la expansión termal y poral se tiene:

$$\Delta\sigma_{1T} = \frac{E\beta\Delta T}{1-\nu} \quad , \quad \Delta\sigma_{1P} = \frac{EJ\Delta P}{1-\nu}$$

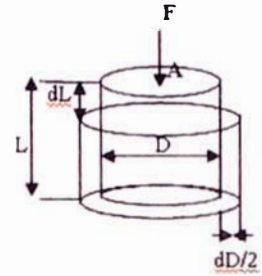
En el acápite (4.3.4) Esfuerzo termo-elástico en regiones de sección transversal elíptica; se describe la adaptación de las ecuaciones anteriores para efectos de nuestro estudio.

Donde el Modulo de Young`s (E), la razón de Poisson (ν) y el coeficiente lineal de expansión termal (β), son datos obtenidos en laboratorio, en cuanto al coeficiente lineal de expansión poral (J), es deducida por la ecuación (20), descrito en el acápite 4.3.4.

Por definición: $E = \frac{\text{Esfuerzo}_{\text{compresional}}}{\text{deformación}} = \frac{F/A}{dL/L}$

Y:

$$\nu = \frac{\text{Alargamiento}_{\text{longitudinal}}}{\text{Acortamiento}_{\text{longitudinal}}} = \frac{dD/D}{dL/L}$$



Por lo tanto: $\beta \Delta T =$ Factor de deformación termal, y

$J\Delta P =$ Factor de deformación poral.

4.2.3.- Efecto de Taponamiento de Partículas

La deposición de partículas en una región cercana a la boca de pozo tiene una importante influencia sobre el fracturamiento en pozos de inyección de agua.

La deposición de sólidos inyectados y trazas de petróleo lleva a la declinación de la inyectividad en el pozo. Por lo tanto un incremento en la presión de fondo de pozo es requerido para mantener un caudal de inyección dado.

En las operaciones de campo, la presión de fondo de pozo no necesariamente tiene que ser mayor que la presión de fractura para iniciar una fractura hidráulica.

Luego que una fractura es iniciada, se pierde volumen de agua a través de la cara de la fractura dentro de la formación, ocurre taponamiento y declinación de la inyectividad, a este efecto se le denomina *Leaks off*. Las partículas en suspensión taponan la cara de la fractura creada en la formación y reducen la permeabilidad.

Cuando la presión *tip* (presión promedia al final de la extensión de la fractura) excede la presión de propagación de la fractura (Tensión mínima horizontal mas la contribución de la energía superficial de la roca oponiéndose a la fractura), la fractura se propaga. La fractura en pozos de inyección crece muy lentamente. La razón del crecimiento de una fractura variara desde unas pocas pulgadas por día a unos pocos pies por día. La nueva fractura expuesta en el *tip* tiene una alta permeabilidad comparada con el resto de la cara de la fractura porque esta parte no ha sido todavía invadido por partículas en suspensión. Por lo que una gran porción del fluido *Leaks off* se pierde a través de la cara de la nueva fractura expuesta. El alto flujo *Leaks off* en el *tip* significaría una alta razón de deposición de partículas y una alta razón de declinación de la permeabilidad. Por lo tanto, la

permeabilidad en la fractura *tip* crece por encima del resto de la cara de la fractura muy rápidamente para luego caer de tal forma que el perfil de permeabilidad en cualquier punto de la cara de la fractura comienza hacerse uniforme.

Cuando las partículas en suspensión y/o contaminantes son inyectadas dentro de una fractura, primero las partículas invaden la formación adyacente a la cara de la fractura formando un Filter Cake interno y luego invaden la cara de la fractura formando un Filter Cake externo, lo cual reducen la permeabilidad. El tiempo entre el término de la formación del Filter Cake interno e inicio de la formación del Filter Cake externo se le denomina tiempo de transición.

Pang y Sharma en su trabajo “A Model for Predicting injectivity Decline in Water-Injection Wells” (1997), propuso una relación para hallar el tiempo de transición:

$$t^* = \frac{1}{C_n \nu a_g} \int_0^{n^*} \frac{d_n}{\eta(n)} \quad y \quad \int_0^{n^*} \frac{d_n}{\eta(n)} = \frac{1}{b} \ln \frac{1}{\eta_o}$$

Donde:

t^* = Tiempo de transición

n = Número de partículas atascadas en un grano de roca

n^* = Número de partículas atascadas en un grano de roca, cuando $\eta = 1$

ν = Velocidad de flujo intersticial

a_g = Área de sección transversal de un grano de roca

C_n = Número de partículas suspendidas por unidad de Volumen (1/m³)

Siendo η la probabilidad total de colisión de las partículas con los granos de la roca, debido a la difusión η_D , intercepción η_I , impactación η_{Im} , sedimentación η_S y tensión superficial η_E , es decir igual a su suma:

$$\eta = \eta_D + \eta_I + \eta_{Im} + \eta_S + \eta_E$$

La probabilidad total de colisión, puede ser utilizada para hallar el coeficiente de filtración, definido como la variación de la deposición de partículas en el tiempo. Para calcular $\eta(n)$, Pang determinó la función de simulación dinámica de Stokesian y encontró que: $\eta = \eta_o + b'n$

En anexos se ilustran gráficos alusivos a esta teoría, (Fig. 39 al 46).

Como la presión de inyección se eleva debido al taponamiento sobre la cara de la fractura, el incremento (ΔP_s) de la presión debido al taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura (daño Skin), crece con el tiempo de inyección, primero por acumulación de partículas en el Filter Cake interno y luego con la formación del Filter Cake externo.

Para calcular ΔP_s , como función del tiempo de inyección, debemos calcular el total de la resistencia Skin debido al taponamiento en la cara de la fractura (R_s), el cual es calculado de la siguiente forma:

$$R_s = R_{int} + R_c - (L / A_f K)$$

Donde:

R_{int} = Resistencia al flujo debido a la formación del Filter Cake interno debido a la deposición de partículas en la zona dañada.

Definida matemáticamente como:
$$R_{int} = \frac{1}{A_f} \int_0^{L_{DZ}} \frac{dx}{K(x)}$$

Donde: L_{DZ} = Longitud de la zona dañada

Para determinar la reducción de la permeabilidad $K(x)$ en el tiempo debido al daño en la zona interna, la concentración de partículas atrapadas es determinada como una función de la distancia desde la boca de pozo y el tiempo de duración del proceso de inyección, para lo cual se podrá usar las siguientes ecuaciones:

$$\sigma(x,t) = \lambda_o u t c_m e^{-\lambda_v x}$$

$$\phi(x,t) = \phi_o - \sigma(x,t)$$

$$\lambda / \lambda_o = (1 + b\sigma)$$

$$K / K_o = K_{dp} K_{ds} K_{dt}$$

Donde:

$$K_{dp} = \frac{\phi^3 (1 - \phi_o^2)}{\phi_o^3 (1 - \phi^2)}$$

$$K_{ds} = \left(\frac{1 + \sigma / (1 - \phi_o)}{1 + \sigma / (1 - \phi_o) (d_g / d_p)} \right)^2$$

$$K_{dt} = \frac{1}{1 + \beta\sigma}$$

R_c = Resistencia al flujo debido a la formación del Filter Cake externo
(de permeabilidad Kc y espesor hc).

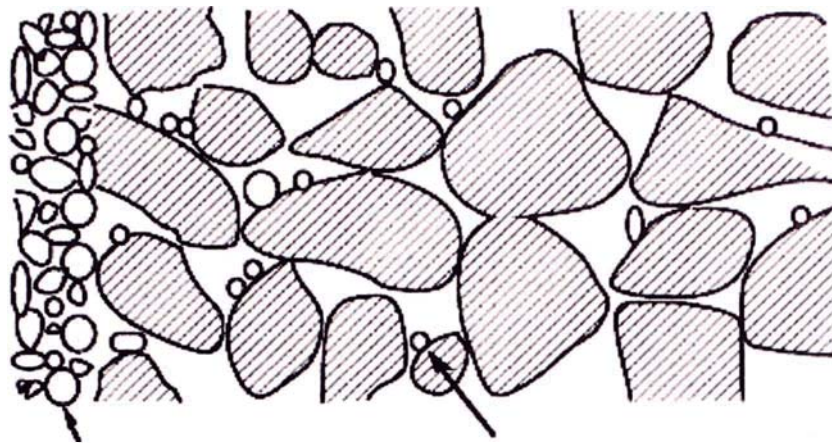
Definida matemáticamente como: $R_c = \frac{h_c}{K_c A_f}$

Donde: $h_c = \frac{i_w (t - t^*) c_m}{A_f}$

Y:

$\frac{L}{KA_f}$ = Resistencia original Darcy al flujo a través del reservorio no dañado

Para el presente Modelo no se hace uso de estas ecuaciones formuladas en este acápite, ya que estos datos casi en su mayoría se encuentran con pruebas de laboratorio de core, mas bien se usa una correlación empírica que ha sido modificada para fines del presente estudio, lo cual se menciona en el acápite 4.3.7 como ecuación (31) y en el acápite 6.2 como ecuación (31) modificada.



External Filter Cake

Internal Filter Cake

Fig. 1 Formación de daño debido a filtración de partículas

Internal Filter Cake Formation - Small Solids

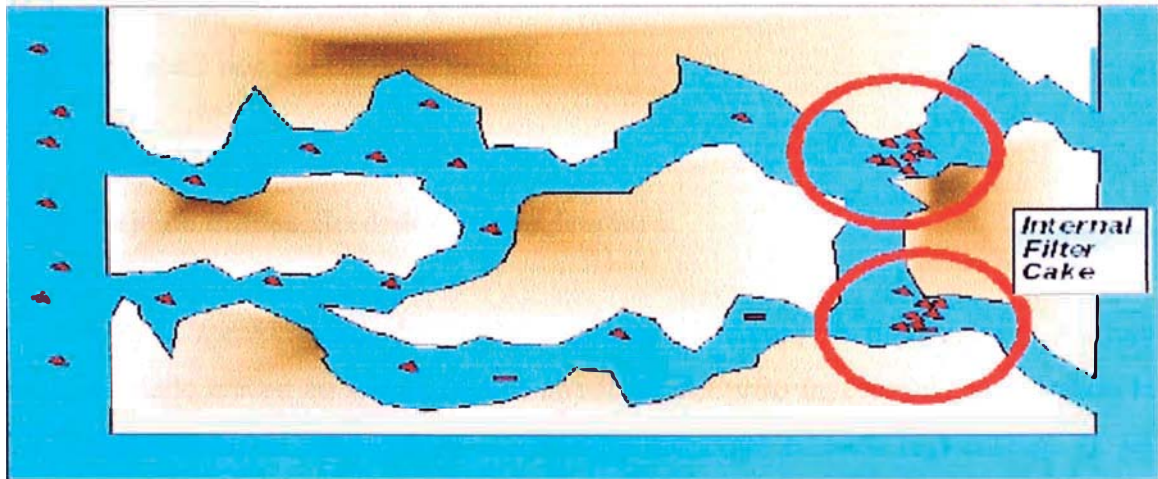


Fig. 2 Formación del Filter Cake Interno

External Cake Formation - Larger Solids (>25% Dp)

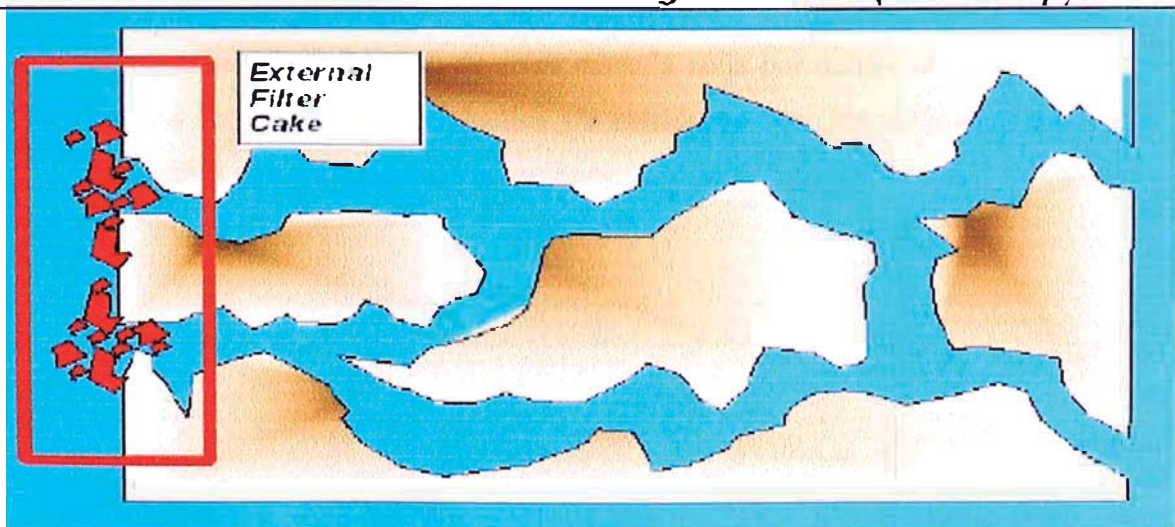


Fig. 3 Formación del Filter Cake Externo

4.3.- ANÁLISIS MATEMÁTICO

4.3.1.- Orientación inicial de la fractura

Normalmente la formación esta en un estado de compresión triaxial con la tensión principal mayor orientada verticalmente, por lo tanto existe una máxima y mínima tensión horizontal principal, $(\sigma_H)_{\max}$ y $(\sigma_H)_{\min}$, estas magnitudes son menores que la tensión vertical principal. La fractura hidráulica vertical tiende a iniciarse y propagarse perpendicularmente a la tensión mínima horizontal.

Cuando un fluido frío es inyectado dentro de un pozo no fracturado, la región de la roca enfriada debe ser radialmente simétrica con respecto a la boca de pozo. Con la superposición de la tensión termo-elástica la tensión máxima y mínima decrecerá por una cantidad igual.

4.3.2.- Flujo de fluidos alrededor de una fractura

Con la aproximación de que las regiones del frente de flujo agua y de flujo enfriado crecen en forma elíptica alrededor del pozo inyector y considerando la distribución de saturación y temperatura constante en cada región (Fig. 4), así como las propiedades de los fluidos y de la formación, podemos calcular por balance de energía el volumen total de la región enfriada (V_c) y del frente de agua (V_w) en cualquier tiempo (t) después de iniciada la inyección, no considerando transferencia de calor entre la zona por debajo de la formación y encima de la formación productiva y/o barrida, se tiene los volúmenes totales de los frentes con las siguientes ecuaciones:

$$V_c = \frac{\rho_w C_w W_i}{\rho_{gr} C_{gr} (1 - \phi) + \rho_w C_w \phi (1 - S_{or}) + \rho_o C_o \phi S_{or}} \quad (1)$$

$$V_w = \frac{W_i}{\phi (1 - S_{or} - S_{wi})} \quad (2)$$

Donde:

W_i = Volumen acumulado de agua de inyección a un caudal constante i_w

ρ_w = Densidad del agua, (lbm/ft³)

C_w = Calor específico del agua, (Btu/(lbm-°F))

ρ_{gr} = Densidad de los granos, (lbm/ft³)

C_{gr} = Calor específico de los granos, (Btu/lbm-°F)

S_{or} = Saturación de petróleo residual

S_{wi} = Saturación de agua inicial

Para un tiempo (t) el volumen acumulado será:

$$W_i = i_w t \quad (3)$$

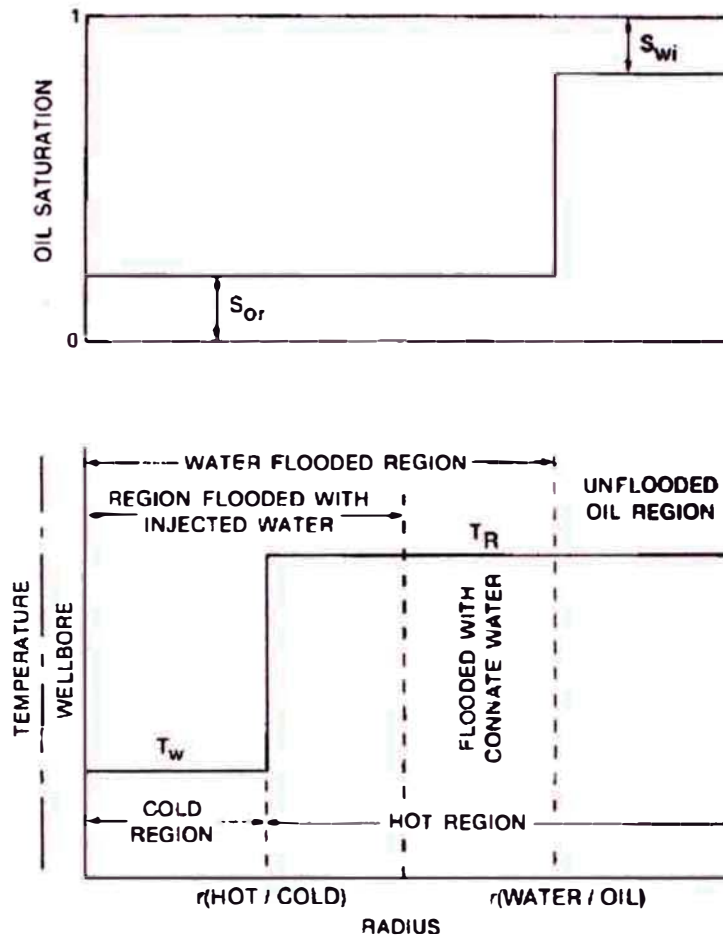


Fig. 4 Vista Simplificada de la distribución de saturación y temperatura durante la inyección de agua bajo el fenómeno de la inducción termal

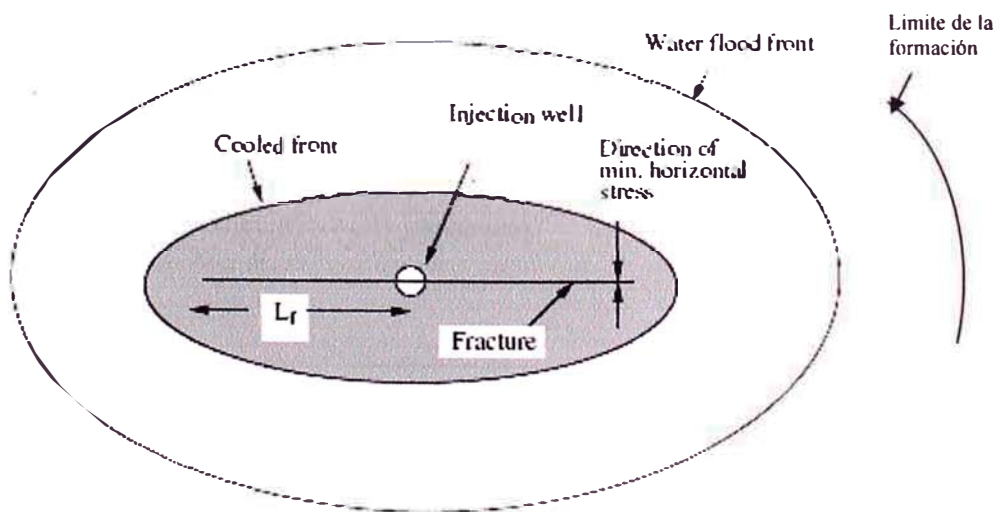


Fig. 5 Vista de Planta del Flujo de Fluidos alrededor de un pozo inyector con fractura en crecimiento, en dos dimensiones, mostrando la zona del frente de inundación y la zona enfriada.

4.3.3.- Tamaño y forma de la región enfriada y del frente de agua

La región de flujo de agua es aproximadamente de forma elíptica vista de planta con eje focal en la fractura vertical, como se ilustra en la Fig. 6, donde los semiejes mayor y menor de la región enfriada están dados en coordenadas elípticas por la siguiente relación:

$$a_o = L_f \cosh \xi_o \quad (4)$$

$$b_o = L_f \sinh \xi_o \quad (5)$$

Donde:

L_f = Longitud de la fractura, (ft)

(medida desde la boca de pozo hasta el borde de la fractura)

ξ_o = El valor en coordenadas elípticas que describe el límite exterior de la región enfriada.

Y:

$$V_c = \pi L_f^2 h \sinh \xi_o \cosh \xi_o = \frac{\pi L_f^2 h}{4} \left[\exp(2\xi_o) - \frac{1}{\exp(2\xi_o)} \right] \quad (6)$$

Haciendo $F_1 = \exp(2\xi_o)$. Se tiene:

$$F_1^2 - \frac{4V_c}{\pi L_f^2 h} F_1 - 1 = 0, \text{ entonces:}$$

$$F_1 = \frac{2V_c}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{4V_c}{\pi L_f^2 h} \right)^2 + 4} \quad (7)$$

Por lo tanto:

$$a_o = L_f(\sqrt{F_1} + 1/\sqrt{F_1})/2 \quad (8)$$

y

$$b_o = L_f(\sqrt{F_1} - 1/\sqrt{F_1})/2 \quad (9)$$

De la misma manera para la región del frente de agua, con volumen total (V_w), se tiene la siguiente relación en coordenadas elípticas:

$$a_1 = L_f \cosh \xi_1 \quad (10)$$

$$b_1 = L_f \sinh \xi_1 \quad (11)$$

Donde:

ξ_1 = El valor en coordenadas elípticas que describe el límite exterior de la región del frente de agua.

Y:

$$F_2 = \frac{2V_w}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{4V_w}{\pi L_f^2 h}\right)^2 + 4} \quad (12)$$

Por lo tanto:

$$a_1 = L_f(\sqrt{F_2} + 1/\sqrt{F_2})/2 \quad (13)$$

$$b_1 = L_f(\sqrt{F_2} - 1/\sqrt{F_2})/2 \quad (14)$$

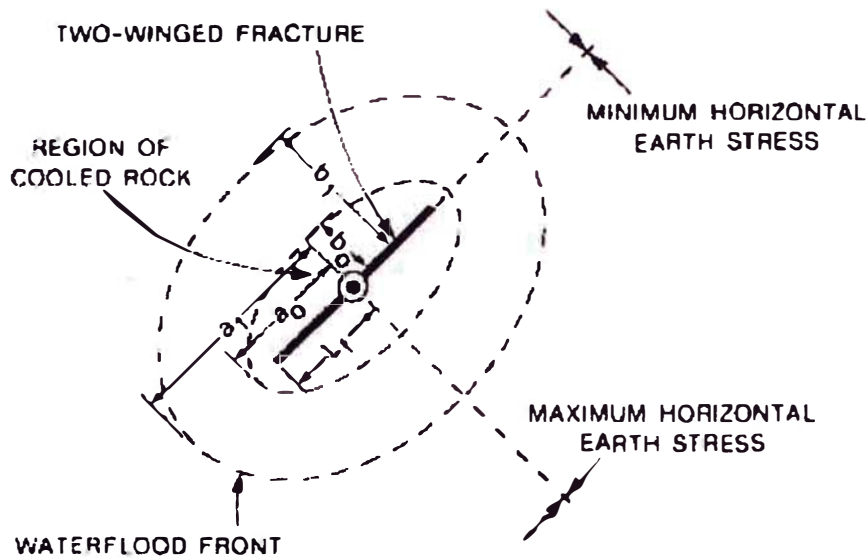


Fig. 6 Vista de planta de una fractura vertical, orientada perpendicularmente a el Plano de mínimo esfuerzo horizontal

4.3.4.- Esfuerzo Termo-elástico en regiones de sección transversal elíptica

Como sabemos el límite exterior de los frentes de flujo, bajo la tensión termo-elástica, siempre serán elípticas vistas de planta con eje focal en el eje mayor de la fractura (Fig.5 y 6). La tensión dentro de la zona de contraste de temperatura, así como la tensión alrededor de la roca-reservorio, el cual permanece a su temperatura inicial, será cambiada debido a la expansión o contracción de la roca dentro de la zona de contraste de temperatura. Según el trabajo realizado por Mindlin, R.D. y Cooper, H.L. sobre la "Tensión termo-elástica alrededor de una inclusión cilíndrica de tamaño infinito y de sección transversal elíptica", la variación de la tensión interior termo-elástica perpendicular y paralelo al eje mayor de la elipse esta dada por la ecuación (15) y (16) respectivamente.

$$\Delta\sigma_{1T} = \frac{E\beta\Delta T(b_o/a_o)}{(1-\nu)(1+(b_o/a_o))} \quad (15)$$

$$\Delta\sigma_{2T} = \frac{E\beta\Delta T}{(1-\nu)(1+(b_o/a_o))} \quad (16)$$

Perkins, T.K. y Gonzales, usa la solución de Myklestad para el cálculo de la tensión termal en un cilindro semi-infinito con sección transversal circular incrustado y la adapta para dar la tensión tangencial para un cilindro circular incrustado de altura finita.

Un procedimiento de superposición similar ha sido usado para obtener la tensión termo-elástica radial en un cilindro circular de altura finita.

La tensión termal dentro de de una inclusión cilíndrica con sección transversal elíptica y de altura finita, puede ser calculado aproximadamente con la ayuda de estas soluciones. La Fig. 7-b muestra una inclusión de sección transversal elíptica. La inclusión esta aproximadamente calculado por un arreglo de gridblocks cuadrados, que se sustituyen por inclusiones cilíndricas circulares cuyos volúmenes son iguales a los volúmenes de los gridblocks.

Existe un método numérico que ha sido realizado para inclusiones elípticas de tamaño infinito, comparando la ecuaciones numéricas con las ecuaciones analíticas (15) y (16). El método numérico también ha sido aplicado para inclusiones circulares de espesor finito.

Perkins, T.K. y Gonzales, usan un método numérico para aproximar la tensión promedio interna para inclusiones de altura finita de sección transversal elíptica, los resultados para cilindros elípticos de altura finita e infinita son combinados y ploteados gráficamente en la Fig. 8 y reajustados empíricamente para dar un método explícito del cálculo de la tensión interior promedio de la región enfriada elíptica para cualquier altura, ecuaciones (17) y (18) y (19).

$$\Delta\sigma_{1r} = \frac{E\beta\Delta T(b_o/a_o)}{(1-\nu)(1+(b_o/a_o))} + \frac{E\beta\Delta T}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{1+(b_o/a_o)} \right] \left(1 / \left\{ 1 + 1/2 \left[1.45 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^{0.9} + 0.35 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^2 \right] \left[1 + \left(\frac{b_o}{a_o} \right)^{0.774} \right] \right\} \right)$$

(17)

$$\Delta\sigma_{2T} = \frac{E\beta\Delta T}{(1-\nu)(1+(b_o/a_o))} + \frac{E\beta\Delta T}{(1-\nu)} \left[\frac{(b_o/a_o)}{1+(b_o/a_o)} \right] \left(1/\left\{ 1 + \left[1.45 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^{0.9} + 0.35 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^2 \right] \left[1 + \left(1 - \frac{b_o}{a_o} \right)^{1.36} \right] \right\} \right)$$

(18)

$$\Delta\sigma_{1P} = \frac{EJ\Delta P(b_o/a_o)}{(1-\nu)(1+(b_o/a_o))} + \frac{EJ\Delta P}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{1+(b_o/a_o)} \right] \left(1/\left\{ 1 + 1/2 \left[1.45 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^{0.9} + 0.35 \left(\frac{h}{2b_o} \right)^2 \right] \left[1 + \left(\frac{b_o}{a_o} \right)^{0.774} \right] \right\} \right)$$

(19)

Y:

$$J = \frac{1-2\nu}{E} - \frac{C_{gr}}{3}$$

(20)

Donde:

$\Delta\sigma_{1T}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia (T°-Tr) entre el cilindro elíptico y los alrededores, perpendicular al eje mayor, (psi)

$\Delta\sigma_{1P}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia (P-Pr) entre el cilindro elíptico y los alrededores, perpendicular al eje mayor, (psi)

$\Delta\sigma_{2T}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia (T°-Tr) entre el cilindro elíptico y los alrededores, paralelo al eje mayor, (psi)

ΔT = Diferencia de T° utilizada para calcular el cambio de tensión en la roca causado por el cambio de temperatura, (T - T_f) en (°F)

ΔP = Diferencia de presión utilizada para calcular el cambio de tensión en la roca causado por un cambio en la presión poral, (P - P_f) en (psi)

E = El Módulo de Young's, (psi)

ν = Razón de Poisson's

β = Coeficiente lineal de expansión termal, (in/in-°F)

J = Coeficiente lineal de expansión poral.

C_{gr} = Calor específico de los granos, (Btu/lbm-°F)

h = Espesor de la formación, (ft)

a_o = Semieje mayor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

b_o = Semieje menor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

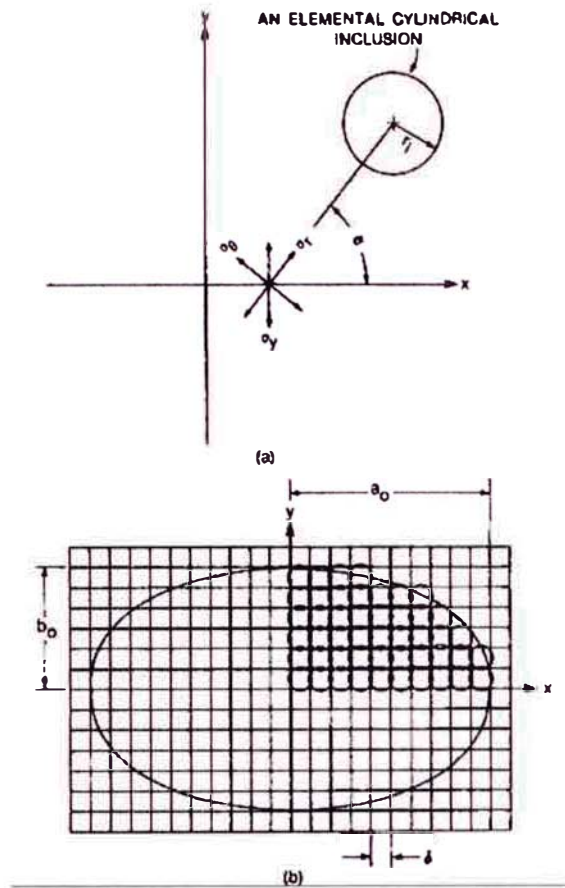


Fig. 7 Método para calcular la tensión dentro de una inclusión elíptica de altura finita.

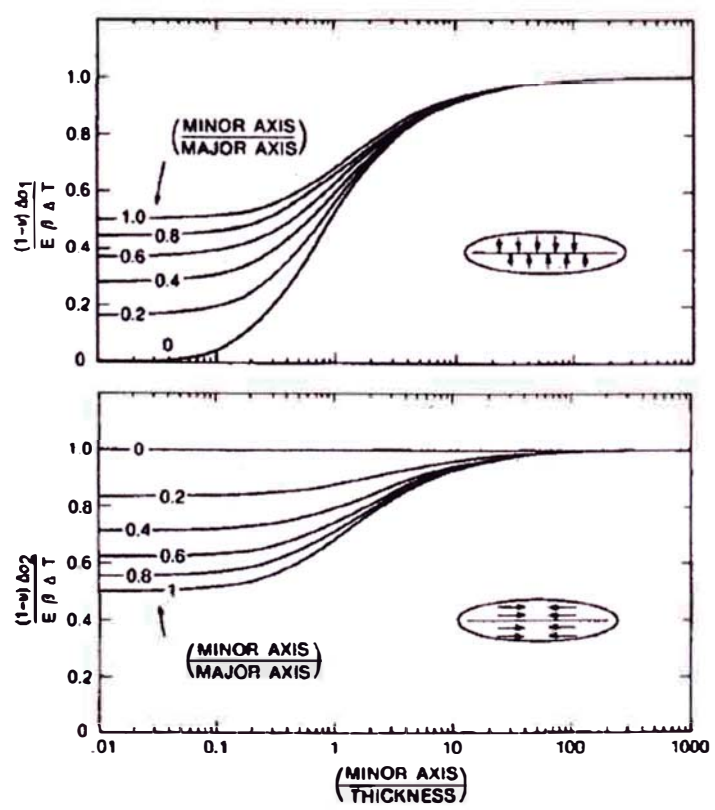


Fig. 8 Tensión Termo-elástica interior, perpendicular y paralela al eje mayor de una inclusión de sección transversal elíptica.

4.3.5.- Criterios del desarrollo de una fractura

Según estudios sobre la mecánica de las fracturas, hechos por Perkins, T.K. y Krech, en su trabajo “The Energy Balance Concept of Hydraulic Fracturing”, demuestra que durante la inyección de agua, una fractura puede ser iniciada en una región cercana a la boca de pozo, cuando la presión fluyente de pozo (P_1) exceda a la suma de la tensión que se oponen (σ_1) mas la contribución de la energía superficial de la roca oponiéndose a la ruptura, lo cual satisface la siguiente relación:

$$P_1 = \sigma_1 + \sqrt{\frac{\pi UE}{2(1-\nu^2)r_f}} \quad (21)$$

Por otro lado:

$$P_1 = P_{wf} - \Delta P_p - \Delta P_f \quad (22)$$

Y Según Perkins, T.K y Kerm en su trabajo “Widths of Hydraulic Fractures”, se tiene:

$$\Delta P_f = 3\Delta\bar{P}_f \quad (23)$$

Además:

$$\sigma_1 = (\sigma_H)_{\min} + \Delta\sigma_{1T} + \Delta\sigma_{1P} \quad (24)$$

Donde:

P_1 = Presión fluyente promedio del pozo, en el área circular al final de la extensión de la fractura, (psi).

σ_1 = Tensión total al final de la extensión de la fractura, perpendicular a la fractura, (psi).

$(\sigma_H)_{\min}$ = Tensión mínima horizontal de la roca oponiéndose a la fractura, (psi)

ΔP_p = Incremento de la presión debido a los perforados, (psi)

ΔP_f = Caída de la presión total desde la boca de pozo al final de la extensión de la fractura, (psi)

$\Delta\bar{P}_f$ = Diferencia entre la presión en la boca de pozo y la presión promedio en la cara de la fractura, (psi)

U = Energía superficial de la roca, (ft-lbf/in²)

r_f = Radio de la extensión final de la fractura, igual al menor valor de L_f ó $h/2$

La ecuación (21) y (22), son expresiones que se calculan en forma independiente, para calcular P_1 con la ecuación (21), necesitamos calcular los efectos Termo y Poro elásticos y por otro lado para calcular P_1 con la ecuación (22), necesitamos calcular el Flujo de fluidos alrededor de una fractura, el cual es ampliamente desarrollado en detalle en el acápite 4.3.7.

La Fig. 9 es un modelo conceptual del desarrollo de una fractura vertical que es usado en el presente estudio.

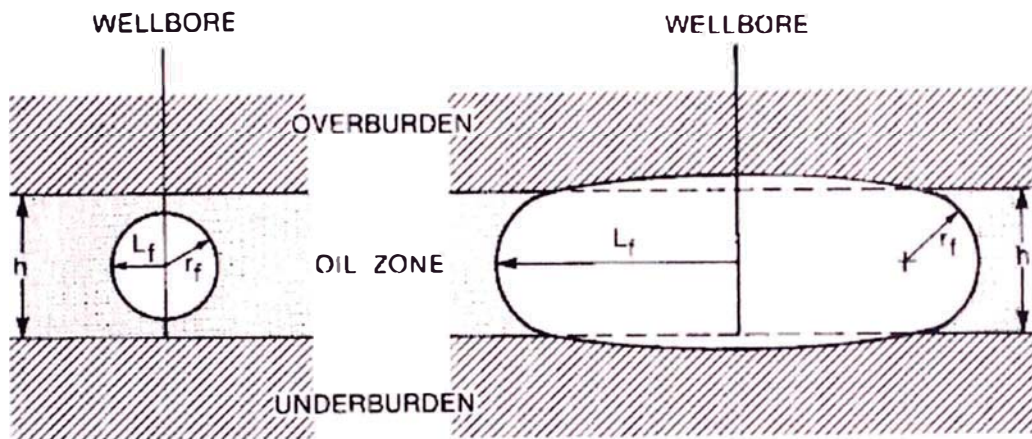


Fig. 9 Vista lateral de la fractura vertical antes y después de iniciado el fracturamiento

4.3.6.- Inicio de fracturas secundarias

La Fig. 10 muestra las fracturas esperadas para tres condiciones de inyección. Para el caso 1, el régimen de inyección excede ligeramente la capacidad de la formación no fracturada para aceptar fluido. Una fractura corta se extiende desde la boca de pozo hasta los alrededores de la región enfriada, aunque es ligeramente elíptica es más circular en su forma, la reducción termo-elástica de la tensión horizontal es aproximadamente uniforme en todas sus direcciones.

La dirección de la tensión mínima permanece igual como es inicialmente en la formación y la fractura es orientada perpendicularmente a la tensión mínima.

En el caso 2, el régimen de inyección es mayor (o algún daño a ocurrido en la cara de la fractura); así la fractura se extiende a mayor distancia del pozo; la región enfriada comienza a ser más alargada en su forma, luego como la región enfriada se alarga, entonces el cambio de la tensión termo-elástica interior paralela a la fractura ($\Delta\sigma_{2T}$) se reduce con respecto al cambio de la tensión

termo-elástica interior perpendicular a la fractura ($\Delta\sigma_{1T}$). Esto tiende a reducir la diferencia entre las tensiones σ_1 (perpendicular a la fractura vertical) y σ_2 (paralela a la fractura vertical) dentro de la región enfriada. Hay una forma alargada de la región enfriada donde todas las tensiones dentro de la región enfriada son uniformes. La forma requerida para que se igualen las tensiones dentro de la región enfriada depende en gran medida de la diferencia en la tensión horizontal principal inicialmente presente en la formación.

Para un cambio de temperatura, la tensión dentro de la región de forma elíptica será uniforme cuando se satisfaga la siguiente ecuación:

$$(\sigma_H)_{\min} - \Delta\sigma_{2T} = (\sigma_H)_{\max} - \Delta\sigma_{1T} \quad (25)$$

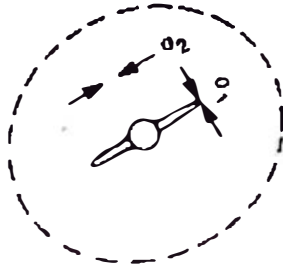
Donde:

$(\sigma_H)_{\max}$ = Tensión máxima horizontal, igual a la tensión neta original de la roca mas la presión poral, (psi).

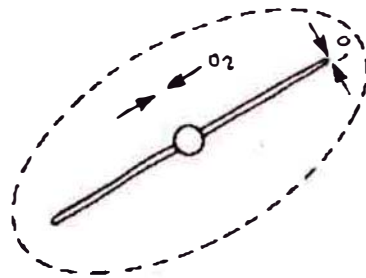
Para el presente estudio la $(\sigma_H)_{\max} = 1.35 (\sigma_H)_{\min}$.

Estos datos son realizados en laboratorio y escapan al objetivo de la presente investigación.

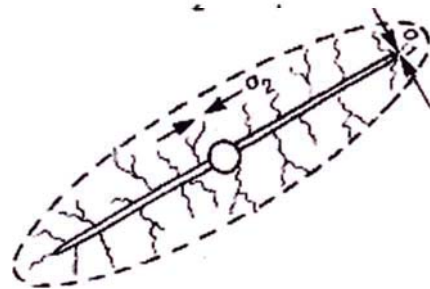
A continuación se presenta los diferentes casos para el desarrollo de una fractura alrededor de un pozo inyector, bajo fracturamiento por inducción termal.



CASO 1.- Fractura corta, $\sigma_2 \gg \sigma_1$



CASO 2.- Fractura larga, $\sigma_2 > \sigma_1$



CASO 3.- Fractura muy larga, con inicio de fracturas secundarias $\sigma_2 = \sigma_1$

Fig. 10 Vista de plata mostrando el desarrollo de la fractura según el tipo de caso.

Considerando que la inyección continuara esto causaría una fractura ampliada o también llamada fracturas secundarias que son perpendiculares a la fractura vertical principal, esto se ilustra en el caso 3 de la Fig. 10. Para este caso la forma de la región fisurada presumiblemente debería ajustarse continuamente para mantener las fracturas abiertas en ambas direcciones así como el tamaño de la región enfriada expandida. Este tema ha sido trabajado por Bazant, Z.P. y Barr, D.T. en la estabilidad y crecimiento post-crítico de un sistema de rupturas por enfriamiento, en conexión con el fracturamiento de pozos geotérmicos.

4.3.7.- Presión Fluuyente de Inyección de fondo de pozo (P_{wf})

Durante la inyección de agua con frente radial ó elíptico, la presión de fondo de pozo (P_{wf}) será igual a la suma de la presión de la formación (P_f) más una serie de incrementos debido a la resistencia que ofrece el flujo entre la boca de pozo y los límites de la formación (Fig. 11), de tal forma que satisfaga la siguiente relación:

$$P_{wf} = P_f + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_s + \Delta \bar{P}_f + \Delta P_p \quad (26)$$

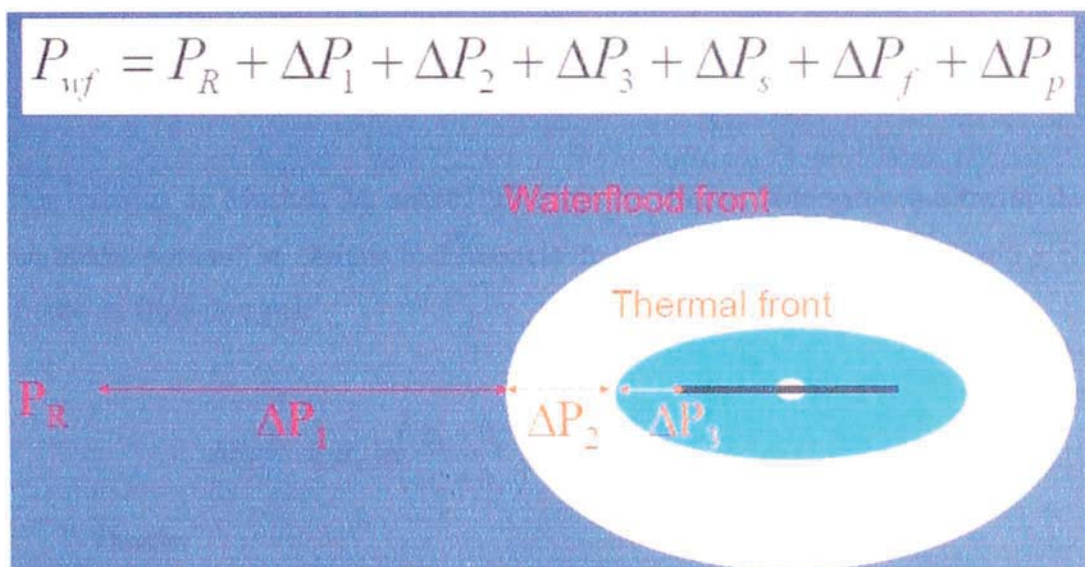


Fig. 11 Frente de agua y frente enfriado y los diferenciales de presión

Donde:

P_{wf} = Presión fluuyente de fondo de pozo del agua de inyección, (psi)

P_f = Presión promedio de la formación, (psi)

ΔP_1 = Diferencia de presión entre el frente de flujo de agua y los límites de la formación, (psi).

ΔP_2 = Diferencia de presión entre el frente enfriado y el frente de flujo de agua

ΔP_3 = Diferencia de presión entre los límites de la fractura y el frente enfriado

ΔP_f = Diferencia entre la presión en la boca de pozo y la presión promedio en la cara de la fractura, (psi)

ΔP_s = Incremento de la presión debido al taponamiento de partículas en la cara de la fractura (daño Skin), (psi)

ΔP_p = Incremento de la presión debido a los perforados, (psi)

Por trabajos de Kucuk, F. y Brigham sobre: “Flujo transiente en sistemas elípticos” se obtiene la diferencia de presión entre el frente de flujo de agua y los límites de la formación:

$$\Delta P_1 = i_w \mu_w \ln(2r_f / a_1 + b_1) / (2\pi k h) \quad (27)$$

Donde:

i_w = Tasa de flujo volumétrico, (B/D)

a_1 = Eje mayor de la elíptica del frente de agua, (ft)

b_1 = Eje menor de la elíptica del frente de agua, (ft)

h = Espesor de la formación, (ft)

Por trabajos de Muskat, M. sobre: “El Flujo de fluidos homogéneos a través de un medio poroso” se obtiene la diferencia de presión entre el frente enfriado y el frente de flujo de agua:

$$\Delta P_2 = i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_1 + b_1}{a_o + b_o} \right) / (2\pi k k_{rw} h) \quad (28)$$

Donde:

a_o = Eje mayor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

b_o = Eje menor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

Y también por trabajos de Muskat, M sobre: “El Flujo de fluidos homogéneos a través de un medio poroso” se obtiene la diferencia de presión entre los límites de la fractura y el frente enfriado:

$$\Delta P_3 = i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_o + b_o}{L_f} \right) / (2\pi k k_{rw} h) \quad (29)$$

Donde: L_f = Longitud de la fractura, (ft)

El incremento de la presión por daño Skin debido al taponamiento en la cara de la fractura, esta dado por la siguiente relación:

$$\Delta P_s = \frac{i_w \mu_w}{A_f} R_s \quad (30)$$

Donde:

R_s = Resistencia al flujo causado por daño Skin, (1/ft)

A_f = Área en la cara de la fractura, (ft²)

R_s se calcula haciendo pruebas de laboratorio de inyectividad con core, análisis que ha sido ya referido en el acápite 4.2.3 (Efecto de Taponamiento de Partículas).

También R_s puede ser representado aproximadamente por la siguiente expresión matemática, hallada por correlaciones empíricas:

$$R_s = F \left(\frac{n_\sigma W_i}{A_c} \right)^n \quad (31)$$

R_s es calculado de las mediciones de laboratorio y pueden ser correlacionado con $\left(\frac{n_\sigma W_i}{A_c} \right)$, La Fig. 12 muestra un ploteo típico para la inyección de agua dentro de un core de permeabilidad variable tomada de una formación.

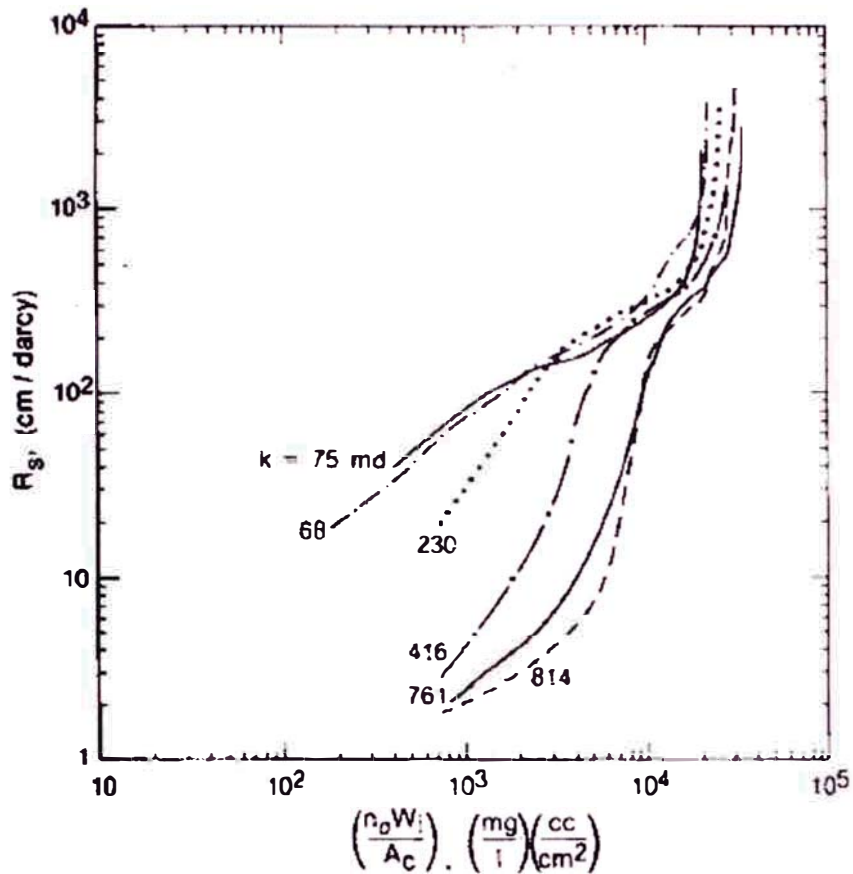


Fig. 12 Resistencia al flujo en un core, debido a la inyección de agua dentro del core a permeabilidad variable, tomada de una formación típica.

Para un arreglo de la distribución de tamaño de partículas, el desarrollo adicional del Filter Cake interno y externo es directamente proporcional al producto del volumen inyectado (W_i) por la concentración total de sólidos en suspensión filtrados contenidos en el agua inyectada (n_o) e inversamente proporcional al área del core (A_c).

El coeficiente F y el exponente n son función de la permeabilidad del core y dependen de la calidad de agua inyectada.

Por trabajos de Perkins, T.K. y Kern, L.R. sobre: "Anchos de fracturas hidráulicas" se obtiene el Incremento de presión entre la presión en la boca de pozo y la presión promedia sobre la cara de la fractura, por la siguiente relación:

$$\Delta \bar{P}_f = 0.00074 \left[\frac{i_w \mu_w L_f (E)^3}{(1 - \nu^2)^3 (h)^4} \right]^{1/4} \quad (32)$$

Y por trabajos de Kraemer, J.W. sobre: “Velocidad del flujo de fluidos a través de perforados” se obtiene el incremento de la presión debido a los perforados por la siguiente relación:

$$\Delta P_p = 0.00018 [\rho_w (\nu_p)^2] \quad (33)$$

ν_p = Velocidad del agua inyectada cuando pasa a través de los perforados, (ft/seg)

La ν_p es un dato que se halla en laboratorio, para nuestro estudio se halló el valor de 44 ft/seg, teniendo como dato el radio de los perforados igual a 0.45”.

Luego:

$$\nu_p = \frac{Q}{A} = \frac{3000 B / D}{\pi * r^2} = \frac{3000 * 5.614}{\pi * (0.45 / 12)^2} = 44 \text{ ft / seg}$$

Donde: Q = Caudal de inyección
A = Área de los perforados
r = Radio de los perforados

Haciendo las transformaciones para la consistencia de unidades, se halla que la velocidad de agua inyectada a través de los perforados es de 44 pies por segundo.

CAPITULO V

5.- DISEÑO METODOLÓGICO

El objetivo del diseño de la investigación, es facilitar el desarrollo de un modelo analítico-computacional, con fines predictivos y para ello, tal como se mencionó en el acápite 4.3.5 se debe calcular en forma independiente P_1 con la ecuación (21), usando la teoría Termo-Poro elástica ya anteriormente fundamentada y por otro lado calcular P_1 con la ecuación (22), usando la teoría del flujo de fluidos alrededor de una fractura, fundamentada en el acápite 4.3.2, para hacer los cálculos de las longitudes de los frentes elípticos usando las ecuaciones del acápite 4.3.3 y de la presión fluyente de inyección de fondo de pozo haciendo uso de las ecuaciones que se mencionó en detalle en el acápite 4.3.7.

El Modelo computacional debe ajustar el cálculo de la longitud de la fractura hasta que las ecuaciones (21) y (22) sean satisfechas simultáneamente, para tal efecto se asumirá una longitud de fractura, usando un método iterativo de prueba y error.

5.1.- Tipo y Nivel de Investigación

La presente investigación es del tipo cuantitativo y cualitativo aplicado, cuantitativo porque obtienen reportes numéricos y gráficos concretos (longitud de fractura, forma y tamaño de las regiones, presión fluyente de fondo de pozo y cálculo del índice fraccional de inyectividad), que pueden ser comprobados por correlaciones matemáticas y cualitativo aplicado porque en base a los resultados cuantitativos se hace evaluaciones y predicciones, teniendo un significativo impacto sobre la eficiencia de barrido en la recuperación de Petróleo.

El nivel de la investigación es analítica explicativa computacional deductiva.

5.2.- Diseño de la Investigación

Para el diseño de la investigación se ha seguido los siguientes pasos:

- a) Planificación de la investigación, que trata desde el capítulo 1 al capítulo 4.
- b) Recolección y preparación de datos, basados en fuentes de información, específicamente en publicaciones, sustentados por libros de consulta.
- c) Análisis de los datos e interpretación de los resultados, con la ayuda de un programa computacional codificado en lenguaje científico MatLab, lo cual facilitará el procesamiento de datos para aplicaciones predictivas del proceso de inyección de agua bajo inducción termal.

5.3.- Recolección de datos

Para la obtención de datos se ha recurrido básicamente a tres publicaciones, las cuales asumen condiciones típicas, según información de registros de pozos y pruebas de laboratorio, para una formación de areniscas de una sola capa productiva uniforme y de extensión infinita.

Las tres publicaciones en orden de importancia son:

- “The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing”
T.K., Perkins, SPE, ARCO Oil y gas Co. J.A. Gonzales, ARCO Oil and Gas Co.
- “Flow and Solute Transport around Injection Wells Through a Single, Growing Fracture”. Steven L. Bryant, Ramoj K. Paruchuri, K Prasad Saripalli. Ed. 2003
- “Role of Fracture Face and Formation Plugging in injection Well Fracturing and Injectivity Decline”. K. Prasad Saripalli, SPE, Steven L. Bryant and Mukul M. Sharma, SPE 52731, University of Texas at Austin. Ed. 1999.

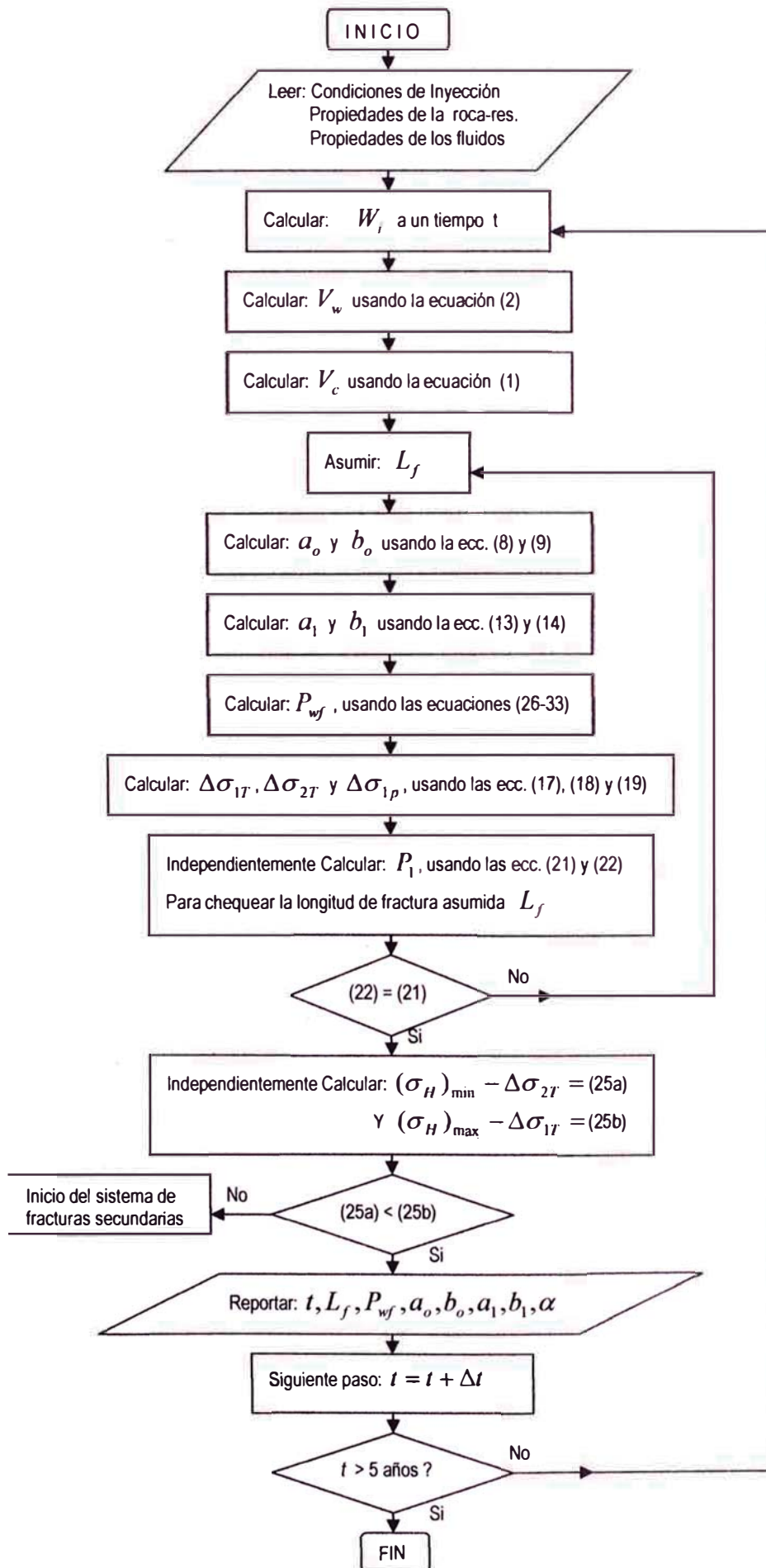
Los datos obtenidos son los siguientes:

Datos de Inyección				
Nº	Descripción	Nom	Unidades	Cantidad
1	Profundidad del pozo inyector	D	ft	5000
2	Espesor de la formación	h	ft	100
3	Caudal de inyección de agua	i w	B/D	3000
4	Presión del Reservorio (dos condiciones)	Pr	psi	1000 – 2000
5	Diferencial de Presión (cuatro condiciones) debido a la variación de la presión poral de la Roca	ΔP	Psi	320 - 510 230 - 470
6	Temperatura inicial de la formación	Tf	°F	150
7	Temperatura de inyección de agua de fondo de pozo	Tw	°F	70
Propiedades de la Roca (arenisca)				
Nº	Descripción	Nom	Unidades	Cantidad
1	Compresibilidad de los granos	Cgr	1/psi	0,00000015
2	Compresibilidad de la formación	Cf	1/psi	0,0000033
3	Módulo de young's	E	psi	2000000
4	Permeabilidad de la Roca (dos condiciones)	K	md	50 - 100
5	Permeabilidad relativa al agua	Krw		0,29
6	Porosidad	Φ		0,25
7	Saturación residual del Petróleo	Sro		0,25
8	Saturación inicial de agua	Swi		0,2
9	Energía Superficial de la roca	U	ft-lbf/in2	0,024
10	Coefficiente lineal de expansión termal	β	in./(in.-°F)	0,00001
11	Razón de Poisson's	ν		0,15
12	Densidad de los granos	ρ_{gr}	lbm/ft3	62,34
13	Calor específico de los granos	Cgr	Btu/(lbm-°F)	0,5614
14	Tensión mínima horizontal de la roca oponiéndose a la fractura	(σ_H)min	psi	3500
15	Tensión máxima horizontal de la roca oponiéndose a la fractura	(σ_H)max	psi	4725
Propiedades de los fluidos				
Nº	Descripción	Nom	Unidades	Cantidad
1	Compresibilidad del Petróleo	co	1/psi	0,00001
2	Calor específico del petróleo	Co	Btu/lbm-°F	0,5
3	Compresibilidad del agua	cw	1/psi	0,0000036
4	Calor específico del agua	Cw	Btu/lbm-°F	1
5	Viscosidad del agua a °T de reservorio	μ_{wr}	cp	0,43
6	Viscosidad del agua a °T fluyente	μ_{wf}	cp	0,995
7	Densidad del petróleo	ρ_o	lbm/ft3	55
8	Densidad del agua	ρ_w	lbm/ft3	62,4
Datos de Laboratorio				
Nº	Descripción	Nom	Unidades	Cantidad
1	Resistencia al flujo debido a daño Skin, taponamiento en la cara de la fractura	Rs	1/ft	Correlación *
2	Velocidad del agua inyectada cuando pasa a través de los perforados	Vp	ft/sec	44
3	Contenido de sólidos en suspensión en el agua de inyección (3 condiciones)	$n\sigma$	ppm	1, 10 y 50

* La correlación se describe en detalle en el acápite 4.3.7 y 6.2

5.4.- Técnicas de procesamiento y análisis de datos

5.4.1.- Elaboración del diagrama de flujo del Modelo, se muestra en la página siguiente:



5.4.2.- Algoritmo del Modelo Matemático

DISEÑO DEL ALGORITMO TIF

- **Leer Condiciones de Inyección**

Profundidad del pozo (ft) = D

Espesor de la formación (ft) = h

Caudal de inyección de agua (B/D) = iw

Temperatura inicial del reservorio (°F) = Tr

Temperatura del agua en el fondo de pozo (°F) = Tw

Presión del reservorio (psi) = Pr

Diferencial de presión debido a la variación de la presión poral de la roca (psi) = ΔP

Velocidad del agua inyectada por los perforados (ft/sec) = vp

Sólidos en suspensión en el agua inyectada = no

- **Leer Propiedades de la Roca-Reservorio**

Compresibilidad de los granos (1/psi) = cgr

Compresibilidad de la formación (1/psi) = cf

Módulo de Young's (psi) = E

Permeabilidad del reservorio (md) = K

Permeabilidad relativa al agua = Krw

Porosidad de la roca = po

Saturación residual del petróleo = Sor

Saturación inicial del agua = Swi

Energía superficial de la roca (ft-lbf/in²) = U

Coefficiente de lineal de expansión termal (in/in-°F) = B

Razón de Poisson's = v

Densidad de los granos (lbm/ft³) = dgr

Calor específico de los granos (BTU/lbm-°F) = Cgr

Tensión horizontal mínima de la roca (psi) = Thm

Tensión horizontal máxima de la roca (psi) = Thx

- **Leer propiedades de los fluidos**

Compresibilidad del petróleo (1/psi) = c_o

Calor específico del petróleo (Btu/lbm-°F) = C_o

Compresibilidad del agua (1/psi) = c_w

Calor específico del agua (Btu/lbm-°F) = C_w

Viscosidad del petróleo a °T del reservorio (cp) = μ_o

Viscosidad del agua a °T del reservorio (cp) = μ_w

Viscosidad del agua a °T fluyente (cp) = μ_{wf}

Densidad del petróleo (lbm/ft³) = ρ_o

Densidad del agua (lbm/ft³) = ρ_w

Sólidos en suspensión en el agua inyectada = ρ_{no}

Factor de resistividad = F

- **Inicialización de variables**

Asuma una longitud de fractura

- **Inicio de la rutina cíclica**

Hacer lo siguiente mientras tiempo es menor igual a 5 años

Calcular la ecuación (3)

Calcular la ecuación (2)

Calcular la ecuación (1)

Calcular la ecuación (7)

Calcular la ecuación (8)

Calcular la ecuación (9)

Calcular la ecuación (12)

Calcular la ecuación (13)

Calcular la ecuación (14)

Si longitud de fractura es menor que la mitad del espesor de la formación entonces:

$$r_f = L_f;$$

Calcular la ecuación (27)

Calcular la ecuación (28)

Calcular la ecuación (29)

En caso contrario

$$r_f = h/2;$$

Finalizar

Calcular la ecuación (31)

Calcular la ecuación (30)

Calcular la ecuación (32)

Calcular la ecuación (33)

Calcular la ecuación (26)

Calcular la ecuación (17)

Calcular la ecuación (18)

Calcular la ecuación (19)

Si la longitud de fractura es menor que la mitad del espesor de la formación

Calcular la ecuación (21)

Caso contrario

$$L_f = 0.5h$$

Finalizar

Calcular la ecuación (22)

Si (22) es igual a (21)

Calcular la ecuación (25a)

Calcular la ecuación (25b)

Si (25a) es menor que (25b)

Reportar: Tiempo, Longitud de fractura, Longitud de los ejes del frente de agua y de la zona enfriada, Presión fluente de fondo de pozo y el Índice de Inyectividad Fraccional.

Caso contrario

Notificar: inicio de fractura secundaria

Finalizar

Caso contrario

Asumir otra Longitud de Fractura

Continuar

Finalizar

Pasar a otro dato

Contadores

• **Fin del programa**

CAPITULO VI

6.- APORTES A LA INVESTIGACIÓN

Para el presente estudio de investigación, se ha recopilado 33 publicaciones referente al tema de estudio, tres de los cuales como se mencionó en el acápite 5.3 sirvieron para la recopilación de datos, para alcanzar los objetivos deseados se ha tenido necesariamente que hacer la consistencia de unidades y la validación de la data gráfica, aspectos que no están explícitos en ninguna publicaciones consultadas, no se ha tenido acceso a ninguna de las patentes de los autores por cuestiones de seguridad del derecho de autor y económicas.

Por lo tanto se ha tenido que consistenciar unidades, validar datos, modificar una ecuación empírica por falta de datos de laboratorio e implementar un programa en lenguaje MatLab en base al Modelo Algorítmico.

6.1.- Consistencia de Unidades y Validación de Datos

Las siguientes ecuaciones han sido transformadas a unidades de campo y a condiciones del presente estudio, a partir de las unidades de la data obtenida:

a) Modificación de la ecuación (7)

La ecuación (7) fue enunciada de la siguiente manera:

$$F_1 = \frac{2V_c}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{4V_c}{\pi L_f^2 h}\right)^2 + 4} \quad (7)$$

En la ecuación (1), V_c se calcula en barriles, ya que en esta ecuación V_c depende de W_i , y este último se calcula en barriles, luego para que la ecuación (7) sea consistente, V_c debemos de trasformarlo en pies, sabiendo que un barril es igual a 5.614 pies, la ecuación (7) modificada estará dada por:

$$F_1 = \frac{11.228V_c}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{22.456V_c}{\pi L_f^2 h}\right)^2 + 4} \quad (7) \text{ Modificada}$$

b) Modificación de la ecuación (12)

La ecuación (12) fue enunciado de la siguiente manera:

$$F_2 = \frac{2V_w}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{4V_w}{\pi L_f^2 h}\right)^2 + 4} \quad (12)$$

De la misma forma que en la parte (a), la ecuación (12) será modificada a las condiciones del presente estudio, luego la ecuación (12) modificada estará dada por:

$$F_2 = \frac{11.228V_w}{\pi L_f^2 h} + 1/2 \sqrt{\left(\frac{22.456V_w}{\pi L_f^2 h}\right)^2 + 4} \quad (12) \text{ Modificada}$$

c) Modificación de la ecuación (27)

La ecuación (27) fue enunciado de la siguiente manera:

$$\Delta P_1 = i_w \mu_w \ln(2r_f / a_1 + b_1) / (2\pi kh) \quad (27)$$

La ecuación (27) no es consistente en sus unidades, para ΔP_1 (psi), i_w (B/D), μ_w (cp), r_f, a_1, b_1, h (pies), k (md), para que sea consistente, tenemos que multiplicar el segundo miembro de la ecuación por un factor igual a $141.2(2\pi)$. Luego la ecuación (27) modificada estará dada por:

$$\Delta P_1 = 141.2 i_w \mu_w \ln(2r_f / a_1 + b_1) / (kh) \quad (27) \text{ Modificada}$$

d) Modificación de la ecuación (28)

La ecuación (28) fue enunciado de la siguiente manera:

$$\Delta P_2 = i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_1 + b_1}{a_o + b_o} \right) / (2\pi k k_{rw} h) \quad (28)$$

Por las mismas razones del anterior apartado la ecuación (28) modificada estará dado por:

$$\Delta P_2 = 141.2 i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_1 + b_1}{a_o + b_o} \right) / (k k_{rw} h) \quad (28) \text{ Modificada}$$

e) Modificación de la ecuación (29)

La ecuación (29) fue enunciado de la siguiente manera:

$$\Delta P_3 = i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_o + b_o}{L_f} \right) / (2\pi k k_{rw} h) \quad (29)$$

Por las mismas razones del anterior apartado la ecuación (29) modificada estará dado por:

$$\Delta P_3 = 141.2 i_w \mu_w \ln \left(\frac{a_o + b_o}{L_f} \right) / (k k_{rw} h) \quad (29) \text{ Modificada}$$

f) Modificación de la ecuación (30)

La ecuación (30) fue enunciado de la siguiente manera:

$$\Delta P_s = \frac{i_w \mu_w}{A_f} R_s \quad (30)$$

La ecuación (30) no es consistente en sus unidades, para ΔP_s (psi), i_w (B/D), μ_w (cp), A_f (pies), R_s (1/pie), para que sea consistente, tenemos que multiplicar el segundo miembro de la ecuación por 4,981.3, factor que es el resultado de considerar la ecuación (30) semejante a las anteriores ecuaciones (27), (28) y (29) en cuanto a sus unidades. Luego la ecuación (30) modificada estará dada por:

$$\Delta P_s = 4981.3 \frac{i_w \mu_w}{A_f} R_s \quad \text{--- (30) Modificada}$$

La validación de datos obtenidos y modificados a las condiciones del presente estudio, ha sido obtenida en base al reporte gráfico de la primera publicación ya mencionada en el acápite 5.3 para la obtención de datos, el reporte gráfico de la publicación se muestra en la Fig. 47, Fig. 48 y Fig. 49 de Anexos.

Comparando el resultado gráfico del presente estudio, que es mostrado en el capítulo 7 (Resultados Numérico-Gráfico de la Investigación), notamos una clara igualdad con la gráfica reportada por la publicación mas antes mencionada, lo cual valida los resultados obtenidos del presente estudio, considerando que estas últimas han sido obtenidas con datos de laboratorio, por lo cual no podríamos esperar el cien por ciento de igualdad, existe un mínimo margen de error en los primeros días del proceso de inyección, esto sucede porque usamos una correlación empírica corregida de la mencionada publicación, lo cual lo veremos en el siguiente acápite.

Es importante mencionar, que la correlación empírica suple de alguna manera la simplificación de datos de laboratorio para hallar especialmente las dimensiones del Filter Cake Interno y Externo así como el tiempo de transición, lo cual dependerá de la alteración de los parámetros de la formación y de los fluidos especialmente en cuanto a la permeabilidad en una zona muy cerca de la boca de pozo.

6.2.- Modificación de la ecuación empírica – Resistencia al Flujo por daño Skin

La correlación empírica para la Resistencia al Flujo por daño Skin por taponamiento de partículas en suspensión sobre la cara de la fractura, enunciado en el acápite 4.3.7, por la ecuación (31) es:

$$R_s = F \left(\frac{n_\sigma W_i}{A_c} \right)^n \quad (31)$$

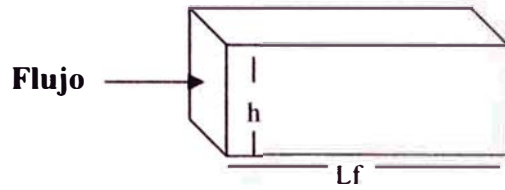
Notamos que la concentración de sólidos en suspensión n_σ y el área de la sección transversal de un core de prueba A_c (área de la sección transversal del core de prueba), son medibles en laboratorio, en el caso de n_σ , por ser una variable independiente para el presente estudio, esta dado como dato, luego necesitaríamos hallar el valor de A_c en laboratorio; adicionalmente los datos F y n son factores que dependen de la permeabilidad y la calidad de agua, para ello tendríamos que usar graficas del tipo de la Fig. 12 ya mostrada en el acápite 4.3.7.

En el presente estudio se ha modificado la ecuación (31), usando pruebas de ensayo y error, haciendo uso del mismo programa computacional confeccionado en el presente estudio para análisis predictivos del proceso de inyectividad.

Luego, teniendo en cuenta que la Resistencia al Flujo por daño Skin es inversamente proporcional a la permeabilidad, de los ensayos y análisis numérico-gráfico se llego a la conclusión que n es un factor de curvatura de la longitud de fractura y puede tomar el valor constante e igual a 0.7, luego la ecuación (31) modificada será:

$$R_s = F \left(\frac{n_\sigma W_i}{Kh^2} \right)^{0.7} \quad (31) \text{ Modificada}$$

Como se nota se ha reemplazado A_c por h^2 , donde h será el lado del área de sección transversal de fractura, y F es un valor de compensación de n_σ , para la estabilidad de R_s , que están en proporción inversa, K en el denominador de la ecuación estabiliza el factor F y n de la ecuación anterior (31) modificada.



Esbozo ideal de una Fractura

6.3.- Importancia del Índice Fraccional de Inyectividad en el proceso de inyección

Se sabe que el Índice Fraccional de Inyectividad esta dado por la relación del Índice de Inyectividad a un tiempo de inyección cualquiera entre el Índice de Inyectividad al inicio de la inyección de un pozo inyector y/o reinjector, y cuyo valor variable se le denominará α .

En el presente estudio α es utilizado para predecir el comportamiento de la Inyectividad en el tiempo, así como el efecto que produce el contenido de sólidos en suspensión del agua inyectada en el proceso de inyectividad de un pozo inyector.

La Gráfica de la *Razón de Inyectividad* α versus *tiempo* para pozos no fracturados o para procesos de recuperación secundaria nos ayuda a calcular la Vida Media del pozo, en el presente estudio notaremos que esta gráfica nos indica un valor infinito para la Vida Media por lo menos para tiempos no muy lejanos a los 5 años (ver Fig. 38), un posible taponamiento completo de partículas sobre la cara de la fractura haría posible la declinación forzosa de la inyectividad, pero esto podría ocurrir a un tiempo mucho mayor a los 5 años de inyección.

Sabemos:

$$\text{Indice_Fraccional_Inyectividad} = \alpha = \frac{\frac{i_w}{P_{wft} - P}}{\frac{i_w}{P_{wfo} - P_r}} = \frac{P_{wfo} - P_r}{P_{wft} - P_r}$$

Por lo tanto:
$$\alpha = \frac{P_{wfo} - P_r}{P_{wft} - P_r}$$

Donde:

P_{wft} = Presión fluyente a cualquier tiempo t

P_{wfo} = Presión fluyente inicial

P_r = Presión del Reservorio

6.4.- Implementación computarizada del Modelo Matemático

El diseño Algorítmico del modelo se mostró en el acápite 5.4 del capítulo 5, con dicho modelo se obtendrá los reportes numéricos y gráficos mostrados en el capítulo 7. Dicho modelo algorítmico es una contribución a la investigación, explica en forma explícita el desarrollo lógico a seguir para el procesamiento de la data y del modelo matemático sustentado en 33 ecuaciones ya mencionadas en capítulos anteriores, el Algoritmo consiste en ejecutar un método iterativo, capaz de modelar el inicio y desarrollo de una fractura alrededor de un pozo inyector, basándonos primordialmente en el efecto de la tensión Termo-Poro elástica en el fracturamiento de un pozo inyector y cuyo objetivo principal está dirigido a la aplicación predictiva del proceso de inyección de agua, bajo condiciones de fracturamiento por inducción termal.

El Algoritmo traduce en lenguaje verbal la lógica del modelo computarizado, basándose en un proceso iterativo de prueba y error, el cual determinará la longitud media de la fractura para un intervalo de tiempo, con la condición de que se satisfaga simultáneamente la ecuación (21) y (22), asumiendo que en cada uno de estos intervalos se alcanza un estado estable del flujo de inyección.

Con el diseño del Algoritmo, será simple la implementación de un programa codificado en cualquier lenguaje de programación, inclusive podría ser implementado en una hoja de cálculo.

Para el presente estudio el Algoritmo del modelo ha sido implementado con código del Lenguaje de Programación Científico MatLab.

CAPITULO VII

7.- RESULTADO NUMÉRICO Y GRÁFICO DE LA INVESTIGACIÓN

El reporte numérico y gráfico, es producto del procesamiento de la data y de las ecuaciones debidamente ordenadas en un modelo matemático que gobierna el proceso de inyección de agua en un pozo, bajo condiciones de fracturamiento por inducción termal.

El proceso de inyección por agua, para el presente estudio tiene un tiempo de duración de 5 años, para lo cual se harán los ajustes debidos en intervalos de 20 días.

Obtendremos para cada intervalo de tiempo, la longitud promedio de fractura (L_f), las longitudes del eje mayor y menor de los frentes de agua (a_1) y (b_1) y de la región enfriada (a_0) y (b_0), la presión fluyente de fondo de pozo (P_{wf}) y el Índice Fraccional de Inyectividad ó Razón de Inyectividad (α).

Para el análisis de los resultados, se hará seis procesos ó corridas, las cuales representan seis condiciones diferentes, cuatro tendrán reporte numérico y gráfico (20 gráficos), las mismas que se utilizarán para hacer gráficas comparativas (4 gráficos) y las dos últimas corridas se utilizarán sólo para hacer reportes gráficos comparativos variando la concentración de sólidos en suspensión (2 gráficos), en total este capítulo mostrará: 6 reportes numéricos (6 tablas) y 26 reportes gráficos (26 figuras).

Para las 4 primeras corridas se variará la Presión del Reservorio y la Permeabilidad del Reservorio, manteniendo constante la concentración de sólidos suspendidos (1 ppm) y para las dos últimas corridas se variará la concentración de sólidos en suspensión para una misma presión del Reservorio (1000 psi) y una misma Permeabilidad (100 md).

El programa computacional implementado para este fin, hará un procesamiento cíclico de aproximadamente unas 100,000 iteraciones, con un error de 0.1 pie en el cálculo de la longitud promedio de fractura, para el total de corridas.

Se debe indicar que el caudal de inyección en todos los casos es de 3000 B/D.

Los reportes numéricos y gráficos son los siguientes:

7.1.- 1ra condición: Pr=2000 psi, K=100 md, S=1 ppm, $\Delta P=320$ psi, F=0.5.

tiempo (días)	Lf (pies)	ao (pies)	bo (pies)	a1 (pies)	b1 (pies)	Pwf (psi)	Razón Inyectiv.
20	16.3	42.717	39.485	89.06	87.556	2551.5	1
40	32.4	62.76	53.75	127.00	122.8	2480.5	1.148
60	47.8	79.56	63.6	156.73	149.26	2445	1.2395
80	61.9	94.494	71.397	182.11	171.27	2425.1	1.2973
100	75.4	108.36	77.826	204.78	190.39	2410.9	1.3423
120	88.4	121.47	83.312	225.51	207.47	2400.0	1.3789
140	101.0	134.02	88.095	244.79	222.98	2391.2	1.4098
160	113.3	146.15	92.324	262.93	237.26	2383.9	1.4368
180	125.2	157.87	96.158	280.1	250.56	2377.8	1.4598
200	137.0	169.37	99.585	296.52	262.98	2372.3	1.4814
220	148.5	180.58	102.74	312.26	274.69	2367.6	1.5004
240	159.8	191.57	105.65	327.43	285.78	2363.4	1.5178
260	170.9	202.36	108.36	342.08	296.33	2359.6	1.5336
280	181.9	213.02	110.85	356.31	306.38	2356.2	1.5486
300	192.7	223.49	113.2	370.13	316.01	2353.0	1.5623
320	203.4	233.86	115.4	383.61	325.24	2350.1	1.5752
340	213.9	244.04	117.49	396.73	334.13	2347.5	1.587
360	224.3	254.13	119.47	409.57	342.7	2345.1	1.5983
380	234.6	264.12	121.33	422.15	350.96	2342.8	1.6089
400	244.8	274.01	123.11	434.48	358.95	2340.7	1.619
420	255.0	283.89	124.77	446.61	366.66	2338.6	1.629
440	265.0	293.6	126.39	458.5	374.16	2336.7	1.638
460	274.9	303.21	127.94	470.18	381.45	2334.9	1.6467
480	284.8	312.82	129.4	481.71	388.5	2333.2	1.6552
500	294.6	322.34	130.82	493.06	395.37	2331.6	1.6633
520	304.3	331.77	132.18	504.24	402.07	2330.1	1.6709
540	313.9	341.11	133.5	515.26	408.61	2328.7	1.6782
560	323.5	350.45	134.76	526.16	414.96	2327.2	1.6854
580	333.0	359.7	135.99	536.92	421.18	2325.9	1.6922
600	342.5	368.94	137.15	547.57	427.22	2324.6	1.699
620	351.9	378.1	138.29	558.08	433.15	2323.4	1.7054
640	361.3	387.25	139.38	568.5	438.92	2322.2	1.7118
660	370.6	396.32	140.44	578.8	444.59	2321.1	1.7178
680	379.8	405.3	141.49	588.97	450.15	2320.0	1.7236
700	389.0	414.28	142.5	599.06	455.58	2319.0	1.7292
720	398.2	423.25	143.46	609.08	460.89	2317.9	1.7349
740	407.3	432.14	144.41	618.99	466.11	2316.9	1.7402
760	416.4	441.03	145.33	628.83	471.21	2316.0	1.7455
780	425.4	449.83	146.23	638.57	476.24	2315.1	1.7505
800	434.4	458.63	147.1	648.24	481.16	2314.2	1.7555
820	443.3	467.34	147.97	657.82	486.01	2313.3	1.7602
840	452.3	476.14	148.78	667.38	490.74	2312.5	1.7651
860	461.1	484.76	149.61	676.8	495.43	2311.7	1.7695

880	470.0	493.47	150.39	686.22	499.99	2310.9	1.7742
900	478.8	502.1	151.17	695.54	504.5	2310.1	1.7785
920	487.6	510.72	151.92	704.81	508.93	2309.4	1.7829
940	496.3	519.25	152.67	714.00	513.3	2308.6	1.787
960	505.1	527.87	153.37	723.19	517.56	2307.9	1.7913
980	513.7	536.32	154.1	732.24	521.81	2307.2	1.7951
1000	522.4	544.85	154.78	741.3	525.95	2306.6	1.7992
1020	531.0	553.29	155.47	750.28	530.05	2305.9	1.803
1040	539.6	561.74	156.14	759.22	534.08	2305.3	1.8068
1060	548.2	570.18	156.78	768.12	538.04	2304.6	1.8106
1080	556.8	578.62	157.41	776.99	541.93	2304.0	1.8143
1100	565.3	586.98	158.04	785.78	545.8	2303.4	1.8178
1120	573.8	595.33	158.66	794.54	549.59	2302.8	1.8214
1140	582.3	603.68	159.26	803.27	553.33	2302.2	1.8249
1160	590.7	611.95	159.86	811.92	557.04	2301.7	1.8282
1180	599.2	620.3	160.43	820.59	560.65	2301.1	1.8316
1200	607.6	628.57	161.00	829.19	564.25	2300.6	1.8349
1220	616.0	636.83	161.56	837.76	567.78	2300.0	1.8382
1240	624.3	645.01	162.13	846.25	571.3	2299.5	1.8412
1260	632.7	653.27	162.66	854.77	574.73	2299.0	1.8445
1280	641.0	661.45	163.2	863.21	578.14	2298.5	1.8475
1300	649.3	669.62	163.72	871.63	581.5	2298.0	1.8505
1320	657.6	677.8	164.24	880.03	584.82	2297.6	1.8535
1340	665.8	685.88	164.76	888.35	588.11	2297.1	1.8564
1360	674.1	694.06	165.25	896.71	591.33	2296.6	1.8594
1380	682.3	702.14	165.75	904.99	594.53	2296.2	1.8622
1400	690.5	710.23	166.24	913.25	597.69	2295.7	1.865
1420	698.7	718.31	166.71	921.5	600.81	2295.3	1.8678
1440	706.9	726.4	167.18	929.72	603.88	2294.9	1.8705
1460	715.0	734.39	167.66	937.87	606.95	2294.4	1.8732
1480	723.2	742.48	168.1	946.06	609.93	2294.0	1.8759
1500	731.3	750.47	168.56	954.18	612.92	2293.6	1.8785
1520	739.4	758.47	169.01	962.29	615.86	2293.2	1.8811
1540	747.5	766.46	169.44	970.37	618.76	2292.8	1.8836
1560	755.6	774.46	169.87	978.44	621.63	2292.4	1.8862
1580	763.6	782.36	170.31	986.44	624.49	2292.0	1.8886
1600	771.7	790.36	170.72	994.49	627.28	2291.6	1.8911
1620	779.7	798.26	171.15	1002.5	630.07	2291.3	1.8935
1640	787.7	806.17	171.56	1010.4	632.83	2290.9	1.8959
1660	795.7	814.07	171.97	1018.4	635.55	2290.6	1.8983
1680	803.7	821.98	172.37	1026.3	638.23	2290.2	1.9006
1700	811.7	829.88	172.76	1034.2	640.89	2289.8	1.903
1720	819.6	837.69	173.16	1042.1	643.54	2289.5	1.9052
1740	827.6	845.6	173.53	1050.0	646.13	2289.1	1.9075
1760	835.5	853.41	173.92	1057.8	648.72	2288.8	1.9097
1780	843.4	861.22	174.3	1065.6	651.28	2288.5	1.9119
1800	851.3	869.04	174.68	1073.4	653.81	2288.2	1.914

Tabla 1

Los gráficos respectivos a estas condiciones son las siguientes:

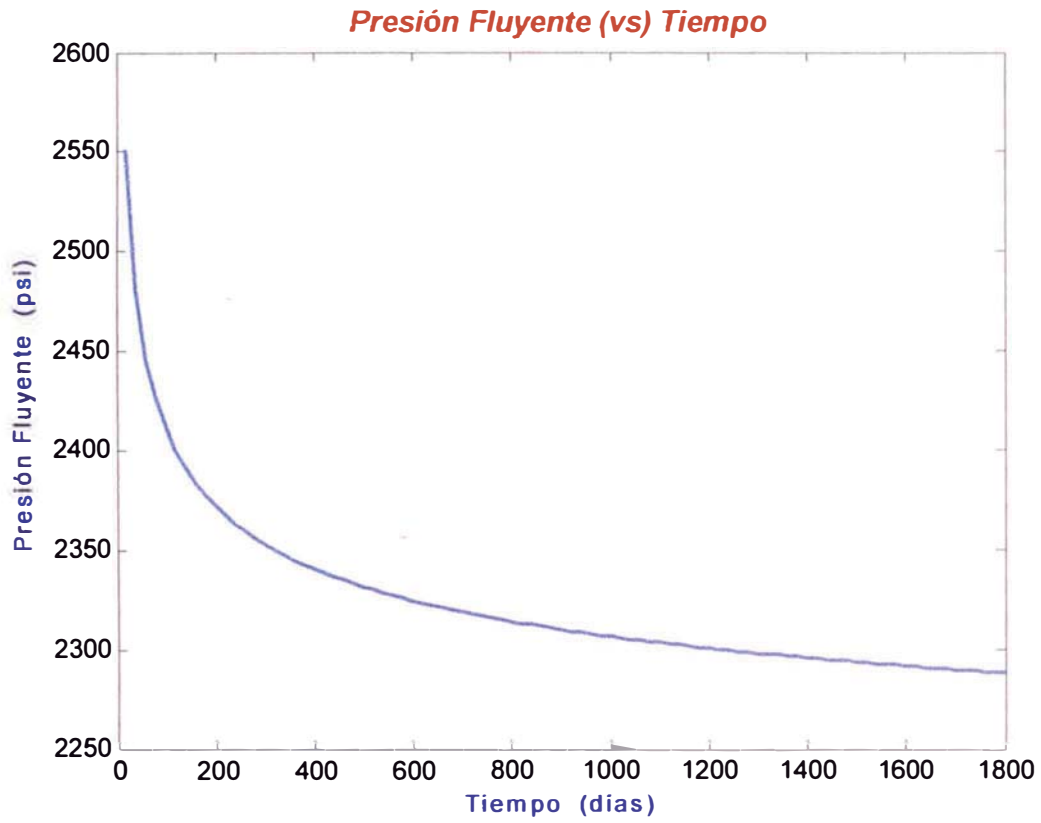


Fig. 13 Presión fluyente de fondo de pozo en función del tiempo

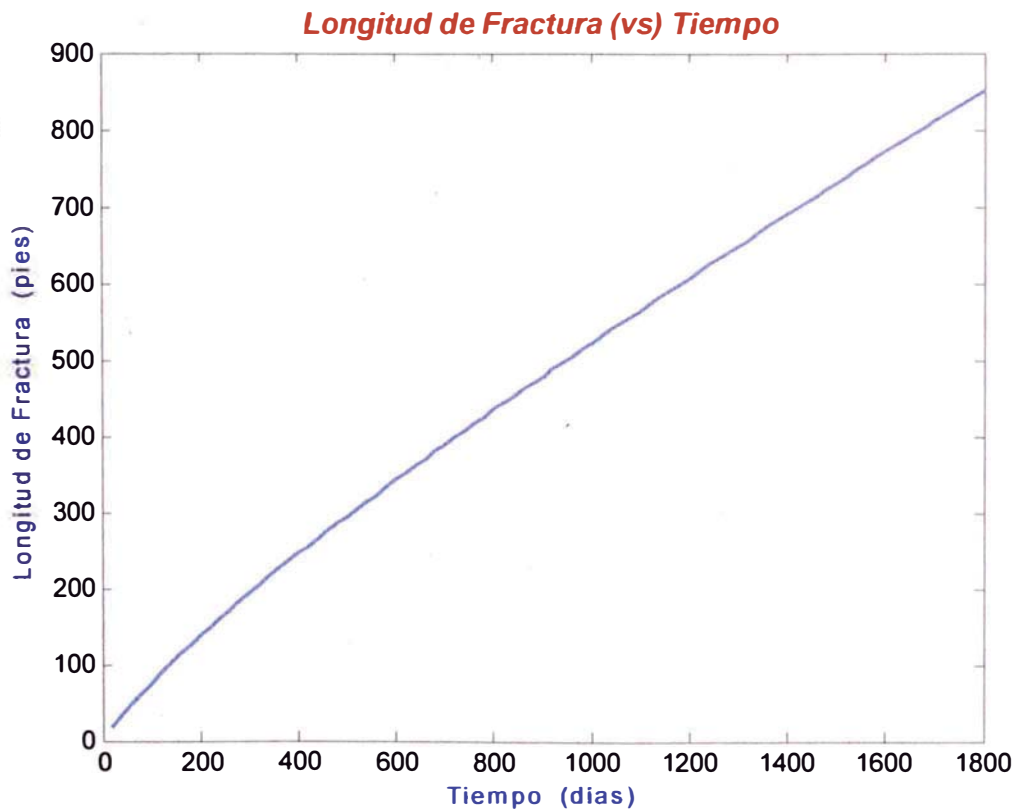


Fig. 14 Longitud de la fractura en las dos direcciones en función del tiempo

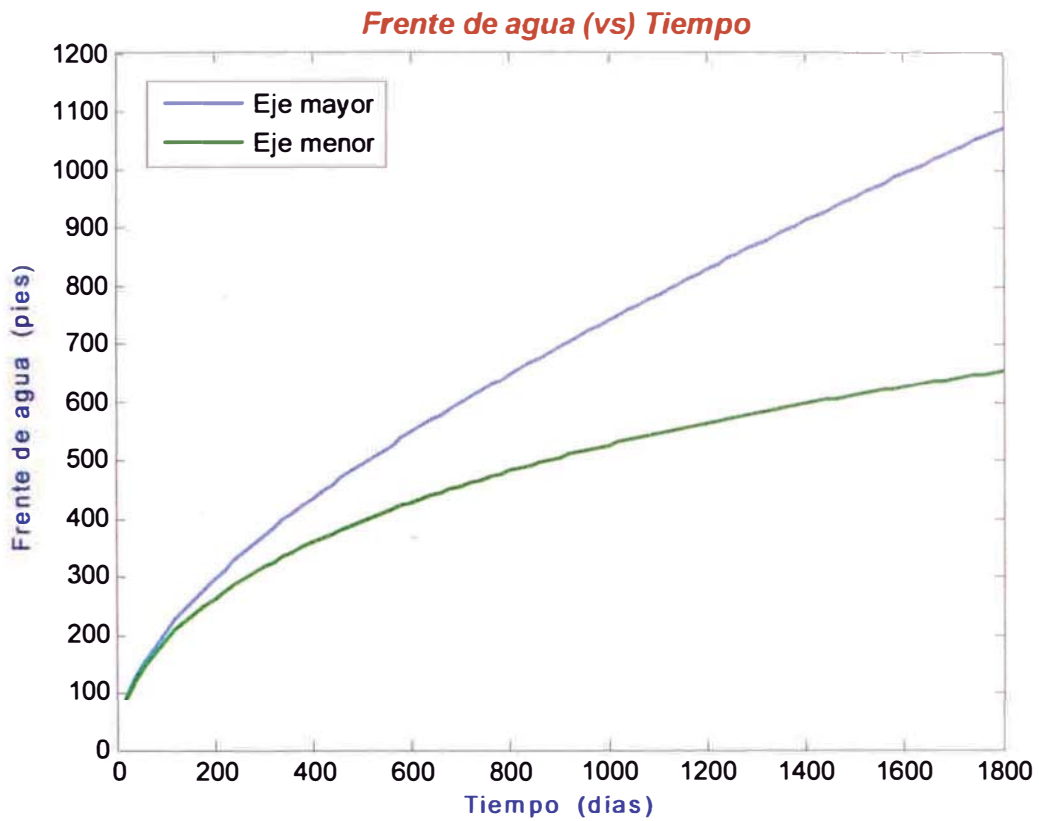


Fig. 15 Longitudes de los ejes menores y mayores del frente de agua en función del tiempo

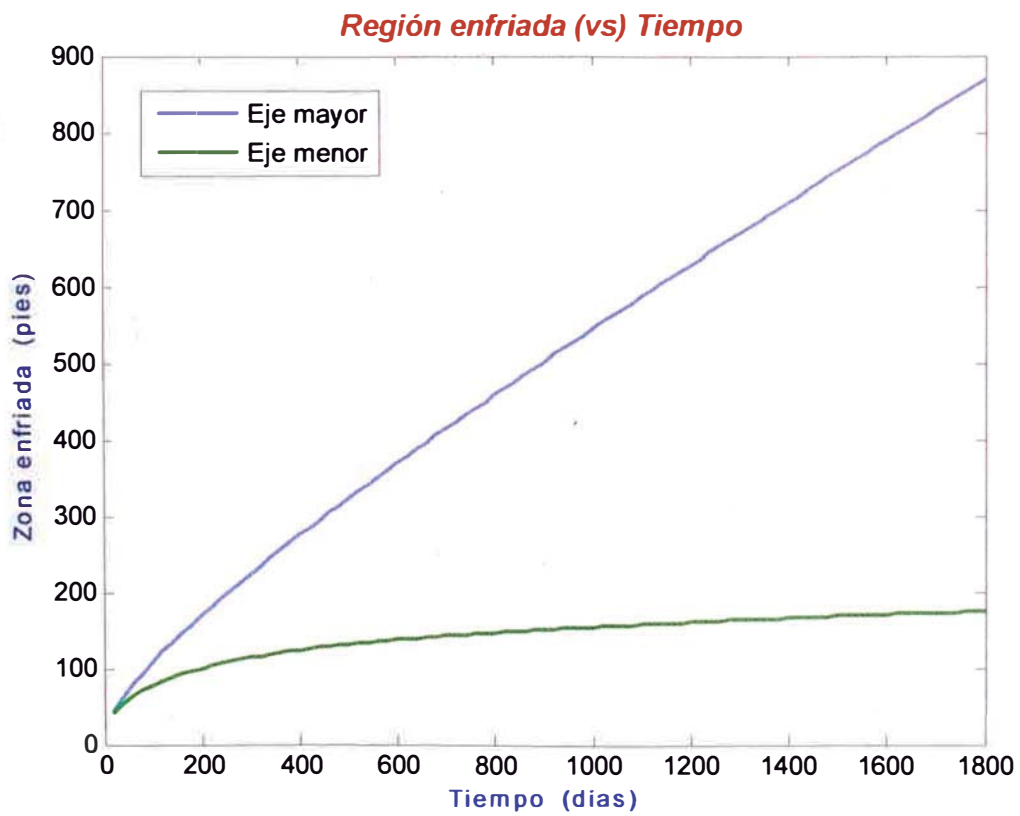


Fig. 16 Longitudes de los ejes menores y mayores de la región enfriada en función del tiempo

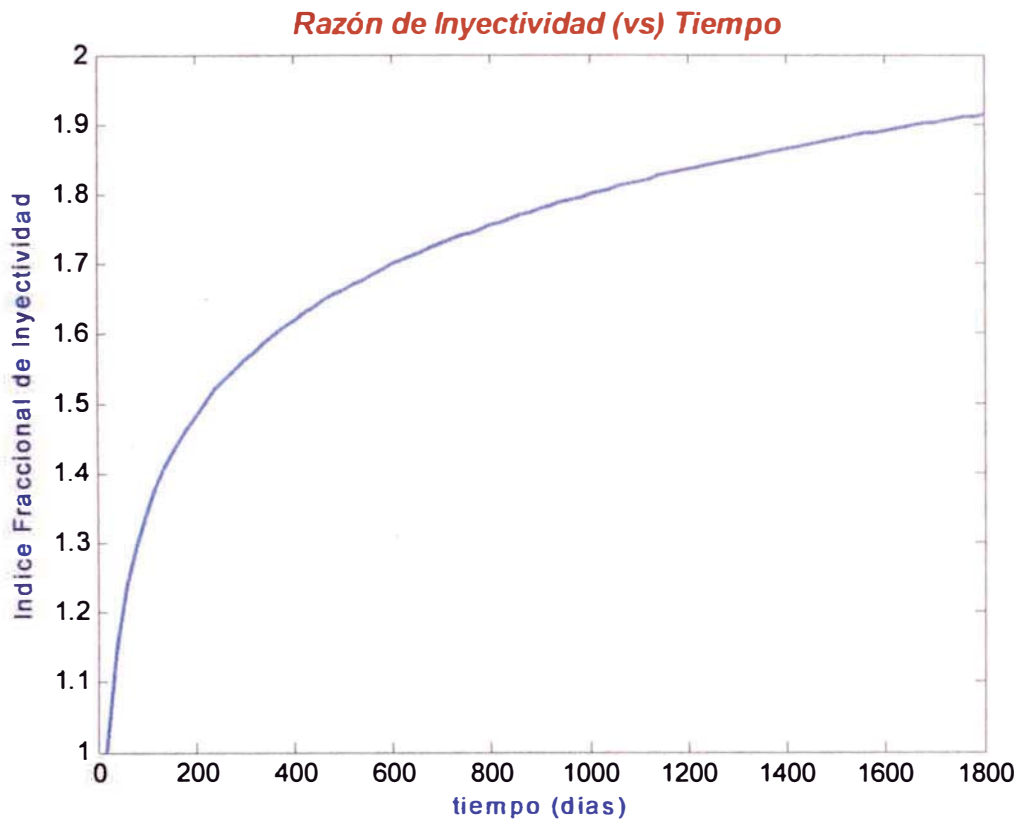


Fig. 17 Razón de Inyectividad en función del tiempo

7.2.- 2da. Condición: $P_r=2000$ psi, $K=50$ md, $S=1$ ppm, $\Delta P=510$ psi, $F=0.7$

tiempo (días)	Lf (pies)	ao (pies)	bo (pies)	a1 (pies)	b1 (pies)	Pwf (psi)	Razón Inyect.
20	35.2	49.157	34.312	91.88	84.87	2703.9	1
40	59.6	74.756	45.125	132.18	117.98	2660.3	1.066
60	80.7	96.299	52.545	163.94	142.7	2637.9	1.1034
80	100.3	115.95	58.184	191.37	162.98	2621.6	1.1324
100	118.7	134.29	62.8	216.02	180.49	2609.4	1.155
120	136.3	151.74	66.692	238.72	195.99	2599.4	1.1742
140	153.2	168.47	70.082	259.94	209.99	2591.2	1.1905
160	169.6	184.67	73.067	280.00	222.79	2584.1	1.205
180	185.5	200.37	75.758	299.1	234.63	2578.0	1.2177
200	201.1	215.76	78.173	317.45	245.63	2572.4	1.2296
220	216.3	230.76	80.401	335.11	255.96	2567.5	1.2402
240	231.3	245.55	82.428	352.24	265.65	2563.0	1.2503
260	246.0	260.05	84.317	368.85	274.83	2558.8	1.2595
280	260.4	274.26	86.097	384.99	283.56	2555.2	1.2679
300	274.6	288.28	87.761	400.74	291.87	2551.7	1.2758
320	288.7	302.2	89.302	416.19	299.78	2548.4	1.2835
340	302.5	315.83	90.787	431.26	307.38	2545.4	1.2905
360	316.2	329.36	92.178	446.08	314.65	2542.6	1.2972
380	329.8	342.79	93.487	460.66	321.62	2539.9	1.3038

400	343.2	356.04	94.746	474.97	328.35	2537.4	1.3099
420	356.5	369.18	95.941	489.08	334.82	2534.9	1.3158
440	369.6	382.14	97.102	502.94	341.1	2532.7	1.3213
460	382.6	395.00	98.21	516.62	347.16	2530.6	1.3266
480	395.6	407.86	99.25	530.19	352.98	2528.5	1.3319
500	408.4	420.53	100.27	543.53	358.66	2526.5	1.3368
520	421.1	433.1	101.25	556.73	364.17	2524.7	1.3416
540	433.7	445.58	102.2	569.77	369.52	2522.9	1.3461
560	446.3	458.05	103.1	582.73	374.68	2521.1	1.3507
580	458.7	470.34	104.0	595.49	379.75	2519.5	1.3549
600	471.1	482.63	104.84	608.18	384.64	2517.9	1.3592
620	483.4	494.81	105.67	620.75	389.42	2516.3	1.3632
640	495.6	506.91	106.48	633.18	394.09	2514.9	1.3671
660	507.8	519.00	107.24	645.56	398.61	2513.4	1.371
680	519.8	530.9	108.02	657.77	403.07	2512.1	1.3746
700	531.9	542.9	108.74	669.97	407.36	2510.7	1.3783
720	543.8	554.71	109.46	682.01	411.61	2509.4	1.3818
740	555.7	566.51	110.16	694.00	415.73	2508.1	1.3852
760	567.5	578.22	110.85	705.88	419.78	2506.9	1.3885
780	579.3	589.93	111.5	717.72	423.72	2505.7	1.3918
800	591.0	601.55	112.16	729.46	427.59	2504.6	1.3949
820	602.7	613.16	112.78	741.16	431.36	2503.4	1.3981
840	614.3	624.68	113.4	752.76	435.07	2502.4	1.4011
860	625.9	636.2	114.0	764.33	438.69	2501.3	1.4041
880	637.4	647.62	114.59	775.8	442.26	2500.3	1.407
900	648.9	659.04	115.17	787.24	445.73	2499.2	1.4099
920	660.3	670.37	115.74	798.59	449.16	2498.3	1.4126
940	671.7	681.69	116.29	809.91	452.52	2497.3	1.4154
960	683.0	692.92	116.84	821.14	455.82	2496.4	1.418
980	694.3	704.15	117.37	832.34	459.06	2495.5	1.4206
1000	705.6	715.38	117.89	843.52	462.22	2494.6	1.4232
1020	716.8	726.51	118.4	854.6	465.35	2493.7	1.4257
1040	728	737.65	118.9	865.67	468.4	2492.8	1.4282
1060	739.1	748.68	119.4	876.65	471.43	2492.0	1.4306
1080	750.2	759.72	119.89	887.61	474.4	2491.2	1.4329
1100	761.3	770.76	120.36	898.55	477.3	2490.4	1.4353
1120	772.3	781.7	120.83	909.41	480.18	2489.6	1.4375
1140	783.3	792.64	121.29	920.24	483.00	2488.9	1.4398
1160	794.3	803.58	121.74	931.06	485.76	2488.1	1.4421
1180	805.2	814.42	122.19	941.8	488.5	2487.4	1.4442
1200	816.1	825.26	122.63	952.52	491.19	2486.7	1.4463
1220	827.0	836.1	123.05	963.22	493.83	2485.9	1.4485
1240	837.8	846.85	123.48	973.84	496.45	2485.3	1.4505
1260	848.6	857.6	123.9	984.45	499.02	2484.6	1.4525
1280	859.4	868.34	124.31	995.04	501.54	2483.9	1.4546
1300	870.1	878.99	124.73	1005.6	504.05	2483.3	1.4565
1320	880.9	889.74	125.12	1016.1	506.49	2482.6	1.4585
1340	891.6	900.39	125.51	1026.6	508.91	2482.0	1.4604
1360	902.2	910.94	125.91	1037.0	511.32	2481.4	1.4622
1380	912.9	921.59	126.28	1047.5	513.66	2480.7	1.4642

1400	923.5	932.15	126.66	1057.9	515.98	2480.1	1.466
1420	934.1	942.7	127.03	1068.2	518.27	2479.5	1.4678
1440	944.6	953.15	127.41	1078.5	520.56	2479.0	1.4695
1460	955.2	963.71	127.76	1088.9	522.77	2478.4	1.4713
1480	965.7	974.16	128.12	1099.2	524.97	2477.8	1.473
1500	976.2	984.62	128.48	1109.4	527.14	2477.3	1.4748
1520	986.6	994.98	128.83	1119.6	529.31	2476.8	1.4764
1540	997.1	1005.4	129.17	1129.9	531.41	2476.2	1.4781
1560	1007.5	1015.8	129.51	1140.0	533.51	2475.7	1.4797
1580	1017.9	1026.1	129.85	1150.2	535.58	2475.2	1.4813
1600	1028.3	1036.5	130.18	1160.4	537.61	2474.6	1.483
1620	1038.6	1046.8	130.52	1170.4	539.65	2474.2	1.4845
1640	1049	1057.1	130.83	1180.6	541.62	2473.6	1.4861
1660	1059.3	1067.4	131.15	1190.6	543.59	2473.2	1.4876
1680	1069.6	1077.6	131.47	1200.7	545.53	2472.7	1.4891
1700	1079.9	1087.9	131.78	1210.7	547.45	2472.2	1.4907
1720	1090.1	1098.1	132.1	1220.7	549.36	2471.7	1.4921
1740	1100.3	1108.2	132.41	1230.7	551.25	2471.3	1.4935
1760	1110.6	1118.5	132.7	1240.7	553.08	2470.8	1.4951
1780	1120.8	1128.7	133.0	1250.6	554.91	2470.3	1.4965
1800	1130.9	1138.7	133.31	1260.5	556.75	2469.9	1.4978

Tabla 2

Los gráficos respectivos a estas condiciones son las siguientes:

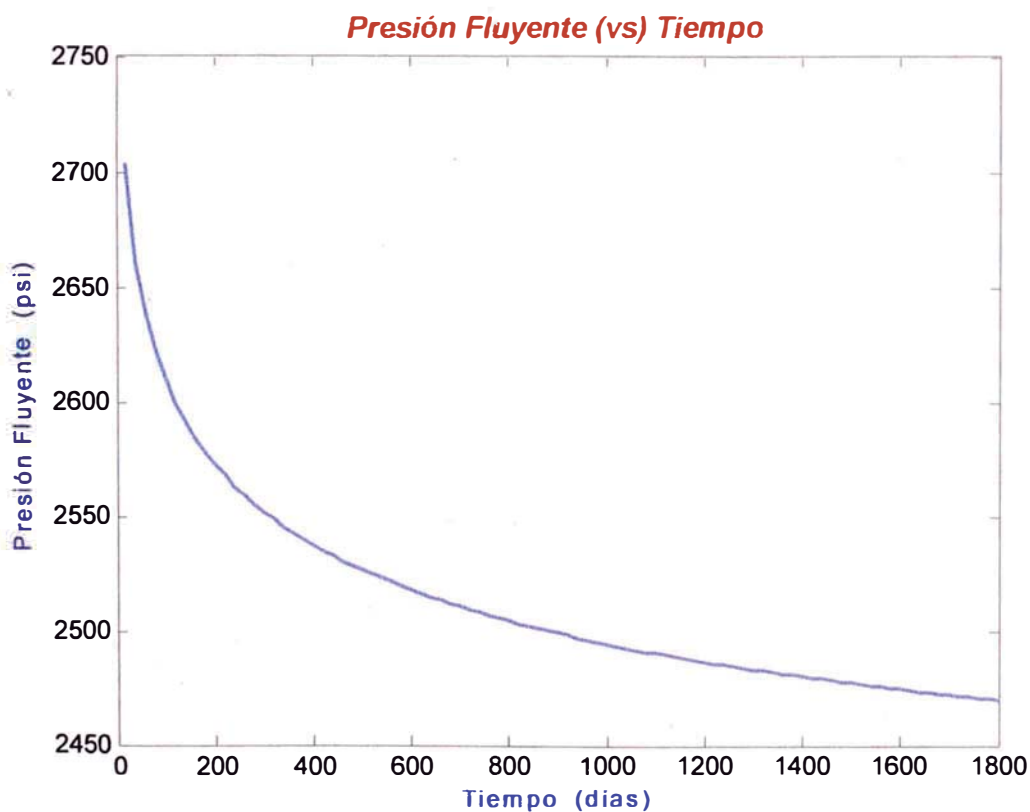


Fig. 18 Presión fluyente de fondo de pozo en función del tiempo

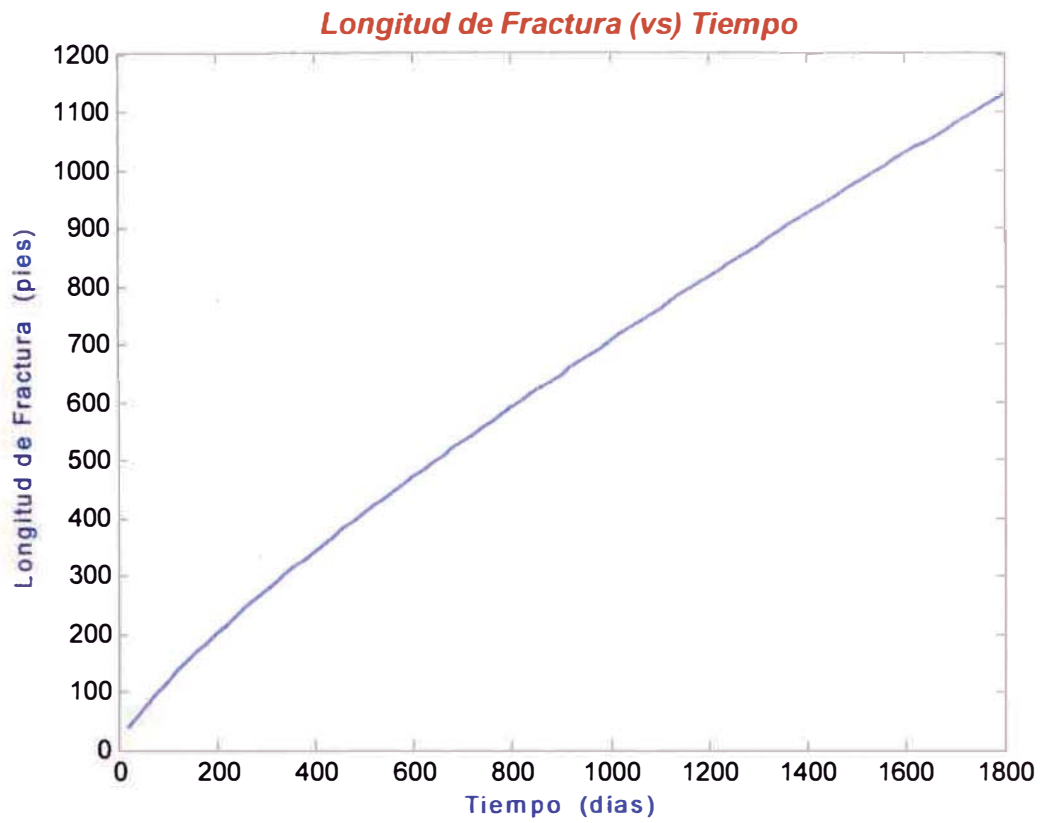


Fig. 19 Longitud de fractura en las dos direcciones en función del tiempo

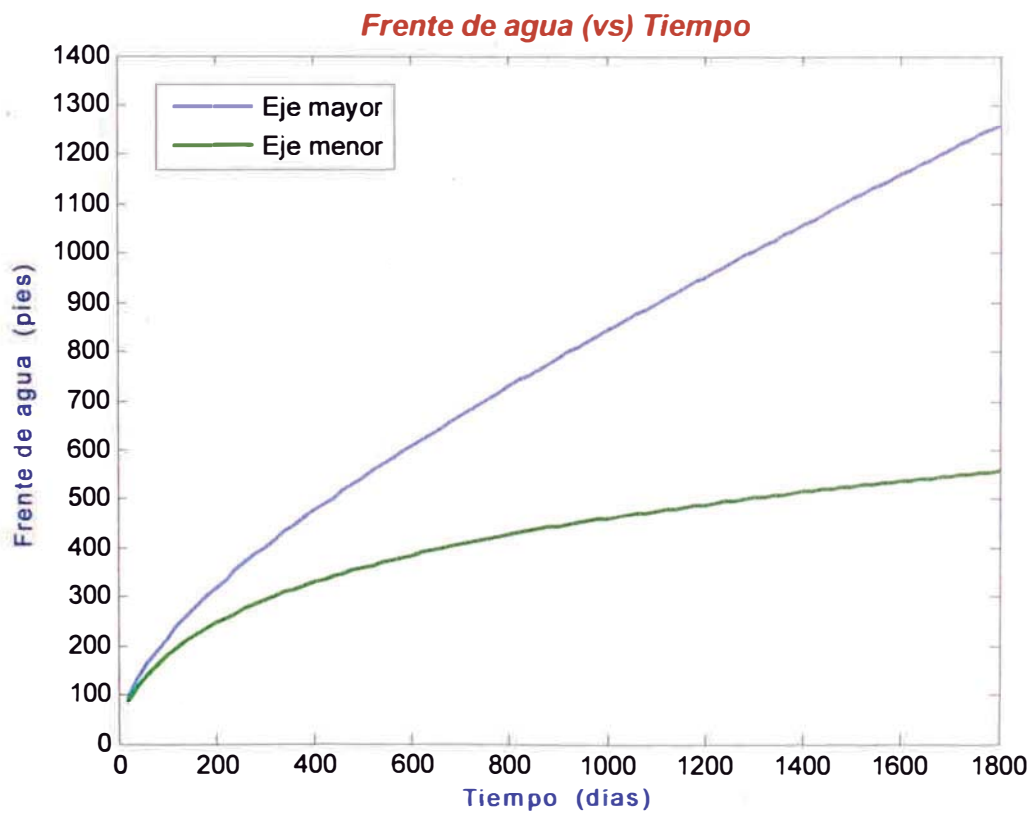


Fig. 20 Longitudes de los ejes menores y mayores del frente de agua en función del tiempo

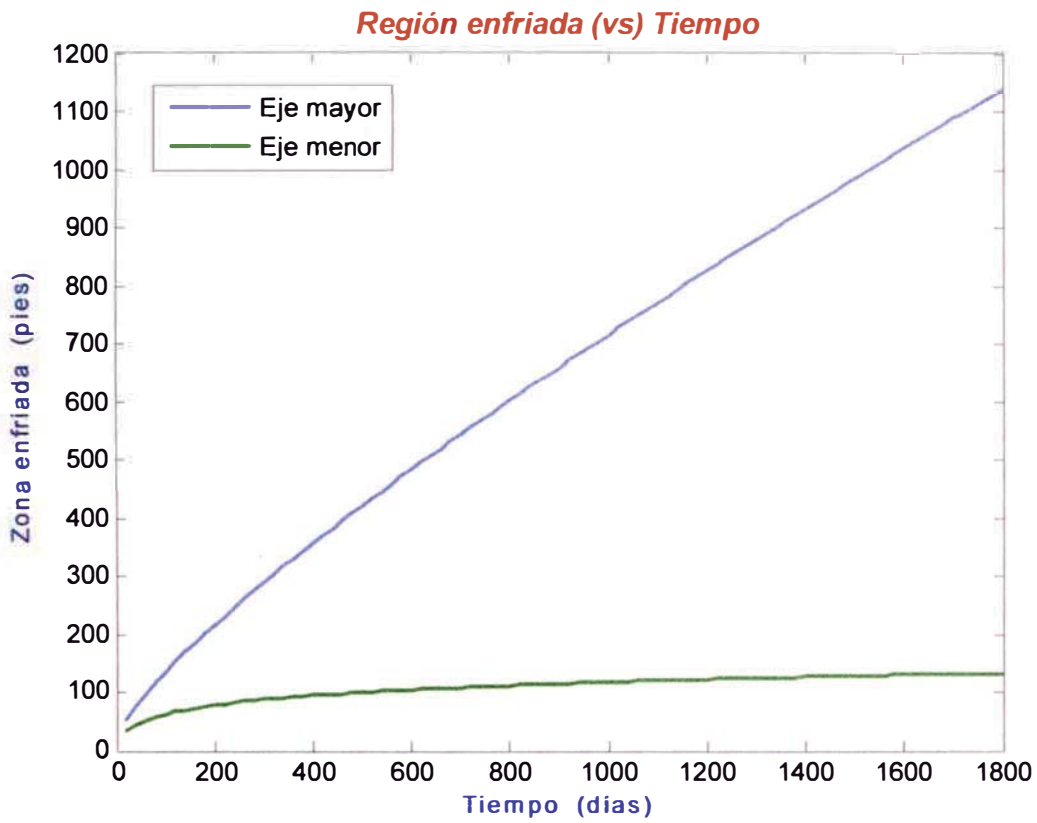


Fig. 21 Longitudes de los ejes menores y mayores de la región enfriada en función del tiempo

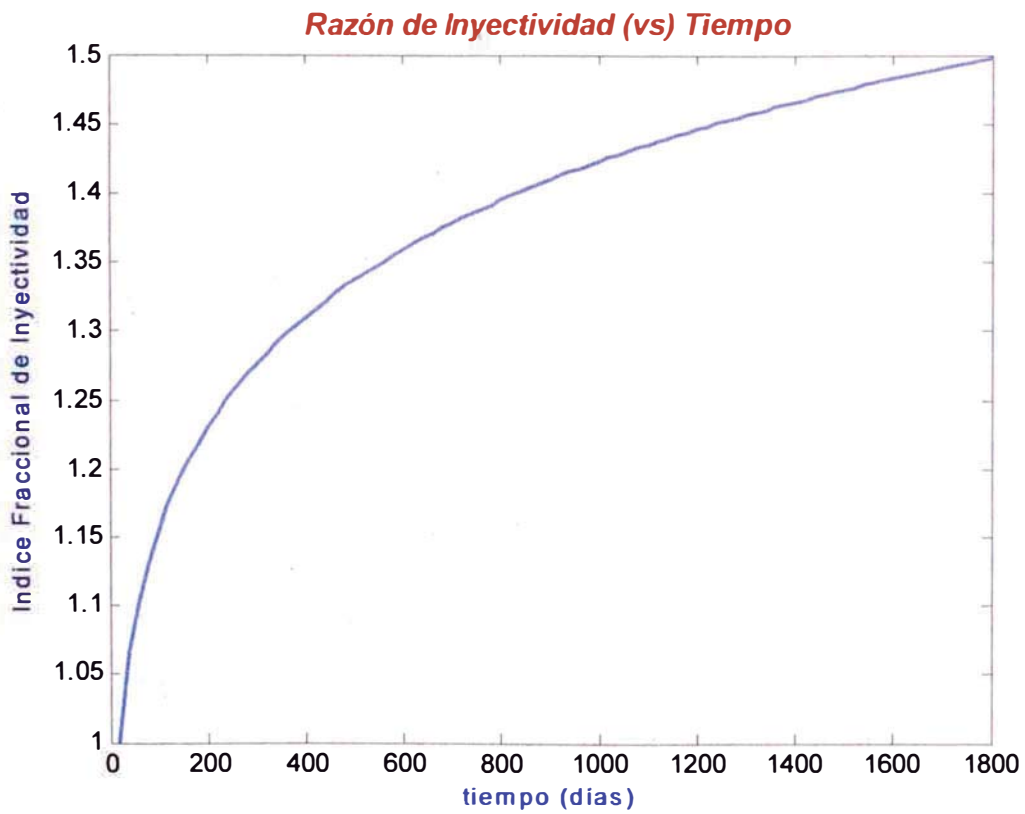


Fig. 22 Razón de Inyectividad en función del tiempo

7.3.- 3ra. Condición: Pr=1000 psi, K=100 md, S=1 ppm, ΔP =230 psi, F=0.28

tiempo	Lf	ao	bo	a1	b1	Pwf	Razón
(días)	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	(psi)	Inyectiv.
20	1.6	41.085	41.053	88.312	88.298	2634.9	1
40	2.9	58.117	58.044	124.9	124.87	2511.6	1.0816
60	4.1	71.193	71.075	152.98	152.92	2445.5	1.1311
80	5.3	82.224	82.053	176.65	176.57	2390.8	1.1755
100	6.5	91.948	91.718	197.51	197.4	2345.8	1.2148
120	7.6	100.74	100.45	216.37	216.24	2318.7	1.2398
140	8.7	108.83	108.48	233.71	233.55	2293.8	1.2637
160	9.7	116.36	115.96	249.86	249.67	2279.1	1.2782
180	10.7	123.44	122.98	265.02	264.81	2264.6	1.2928
200	11.8	130.14	129.6	279.37	279.12	2244.1	1.3141
220	12.8	136.51	135.91	293.01	292.73	2231.2	1.3279
240	13.7	142.6	141.94	306.05	305.74	2224.3	1.3354
260	14.7	148.44	147.71	318.56	318.22	2212.1	1.3489
280	15.6	154.06	153.27	330.59	330.22	2205.1	1.3567
300	16.6	159.49	158.63	342.21	341.8	2193.7	1.3696
320	17.5	164.74	163.81	353.44	353.0	2187	1.3774
340	18.4	169.83	168.83	364.32	363.86	2180.3	1.3852
360	19.3	174.78	173.71	374.9	374.4	2173.6	1.393
380	20.2	179.59	178.45	385.18	384.65	2167.1	1.4008
400	21.1	184.27	183.06	395.19	394.63	2160.7	1.4085
420	22.0	188.85	187.56	404.96	404.37	2154.5	1.4162
440	22.8	193.31	191.96	414.5	413.87	2151.4	1.42
460	23.7	197.67	196.25	423.83	423.16	2145.3	1.4276
480	24.5	201.94	200.45	432.95	432.26	2142.1	1.4315
500	25.4	206.13	204.56	441.89	441.16	2136.2	1.439
520	26.2	210.23	208.59	450.65	449.89	2133.0	1.443
540	27.0	214.26	212.55	459.24	458.45	2129.8	1.4472
560	27.9	218.21	216.42	467.68	466.85	2124.1	1.4545
580	28.7	222.1	220.23	475.97	475.1	2120.9	1.4586
600	29.5	225.91	223.98	484.12	483.22	2117.7	1.4628
620	30.3	229.67	227.66	492.13	491.2	2114.5	1.4669
640	31.1	233.36	231.28	500.01	499.04	2111.4	1.4711
660	31.9	237.00	234.85	507.78	506.77	2108.2	1.4753
680	32.7	240.59	238.36	515.42	514.38	2105.0	1.4795
700	33.4	244.12	241.82	522.95	521.89	2103.9	1.4811
720	34.2	247.6	245.23	530.38	529.28	2100.7	1.4853
740	35.0	251.04	248.59	537.71	536.57	2097.6	1.4895
760	35.8	254.44	251.9	544.94	543.76	2094.5	1.4938
780	36.5	257.78	255.18	552.07	550.86	2093.2	1.4955
800	37.3	261.09	258.41	559.11	557.87	2090.2	1.4997
820	38.0	264.35	261.6	566.07	564.79	2088.8	1.5015
840	38.8	267.58	264.75	572.94	571.62	2085.8	1.5058
860	39.5	270.76	267.86	579.73	578.38	2084.4	1.5077
880	40.3	273.92	270.93	586.44	585.06	2081.4	1.5119
900	41.0	277.03	273.98	593.08	591.66	2080.0	1.5138

920	41.7	280.11	276.99	599.64	598.19	2078.6	1.5158
940	42.5	283.16	279.96	606.14	604.64	2075.6	1.52
960	43.2	286.18	282.9	612.56	611.03	2074.2	1.522
980	43.9	289.16	285.81	618.92	617.36	2072.7	1.5241
1000	44.6	292.12	288.69	625.21	623.62	2071.3	1.5262
1020	45.3	295.05	291.55	631.44	629.81	2069.8	1.5283
1040	46.1	297.95	294.36	637.61	635.94	2066.9	1.5324
1060	46.8	300.82	297.16	643.72	642.02	2065.4	1.5345
1080	47.5	303.67	299.93	649.78	648.04	2064.0	1.5366
1100	48.2	306.49	302.68	655.78	654.00	2062.5	1.5388
1120	48.9	309.28	305.39	661.72	659.91	2061.0	1.541
1140	49.6	312.05	308.09	667.61	665.77	2059.5	1.5431
1160	50.2	314.79	310.76	673.45	671.58	2059.3	1.5435
1180	50.9	317.52	313.41	679.24	677.33	2057.7	1.5457
1200	51.6	320.22	316.03	684.98	683.04	2056.2	1.5479
1220	52.2	322.89	318.64	690.67	688.7	2055.9	1.5484
1240	52.9	325.55	321.22	696.32	694.31	2054.4	1.5506
1260	53.6	328.19	323.78	701.93	699.88	2052.8	1.5529
1280	54.2	330.8	326.32	707.48	705.4	2052.5	1.5534
1300	54.9	333.39	328.84	713.00	710.88	2050.9	1.5557
1320	55.5	335.96	331.35	718.47	716.32	2050.5	1.5563
1340	56.2	338.52	333.82	723.9	721.72	2049.0	1.5586
1360	56.8	341.05	336.29	729.29	727.08	2048.6	1.5592
1380	57.4	343.57	338.74	734.64	732.39	2048.1	1.5599
1400	58.1	346.07	341.16	739.96	737.67	2046.5	1.5622
1420	58.7	348.55	343.57	745.23	742.91	2046.1	1.563
1440	59.4	351.02	345.96	750.47	748.12	2044.5	1.5653
1460	60.0	353.47	348.34	755.67	753.29	2044.0	1.5661
1480	60.6	355.9	350.7	760.84	758.42	2043.5	1.5668
1500	61.2	358.31	353.05	765.97	763.52	2042.9	1.5676
1520	61.9	360.72	355.37	771.07	768.58	2041.4	1.57
1540	62.5	363.1	357.68	776.13	773.61	2040.8	1.5708
1560	63.1	365.47	359.98	781.17	778.61	2040.2	1.5717
1580	63.7	367.82	362.26	786.17	783.58	2039.7	1.5726
1600	64.3	370.16	364.53	791.13	788.52	2039.1	1.5735
1620	65.0	372.49	366.77	796.08	793.42	2037.5	1.5758
1640	65.6	374.8	369.01	800.98	798.29	2036.9	1.5768
1660	66.2	377.1	371.24	805.86	803.14	2036.3	1.5777
1680	66.8	379.38	373.45	810.71	807.95	2035.7	1.5786
1700	67.4	381.65	375.65	815.53	812.74	2035.0	1.5796
1720	68.0	383.91	377.84	820.32	817.5	2034.4	1.5806
1740	68.6	386.15	380.01	825.08	822.23	2033.7	1.5816
1760	69.2	388.38	382.17	829.82	826.93	2033.1	1.5826
1780	69.8	390.6	384.31	834.53	831.61	2032.4	1.5836
1800	70.4	392.81	386.45	839.22	836.26	2031.8	1.5846

Tabla 3

Los gráficos respectivos a estas condiciones son las siguientes:

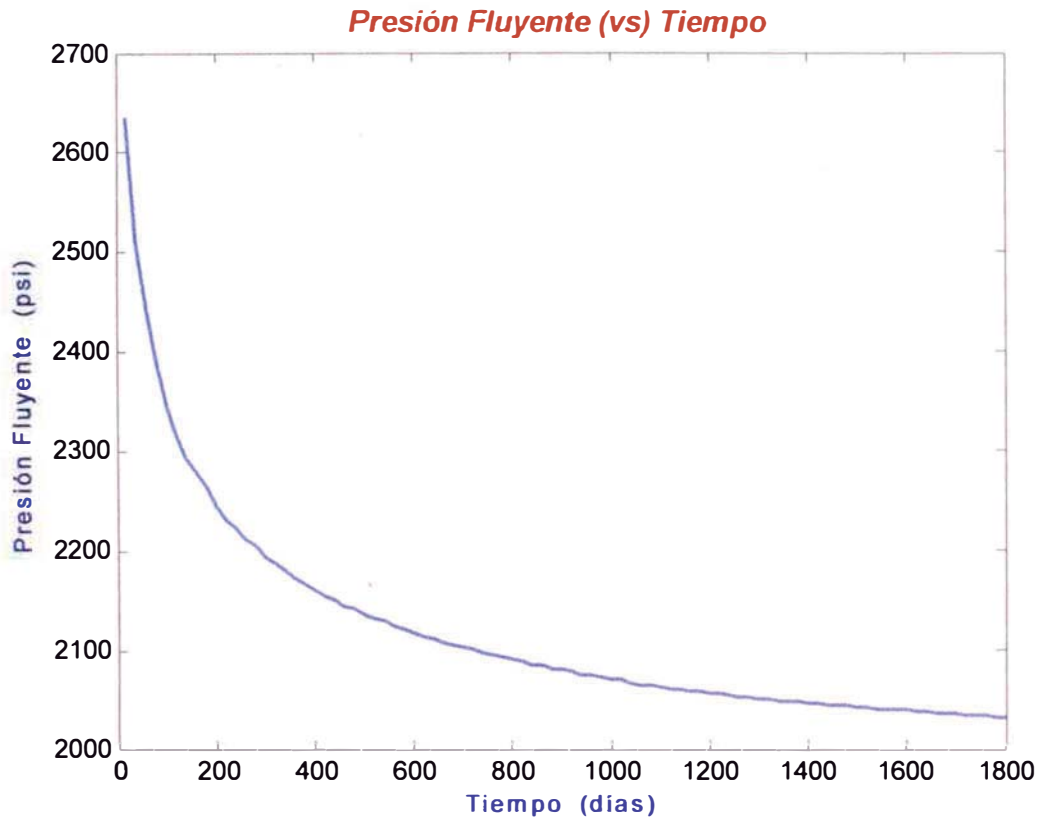


Fig. 23 Presión fluyente de fondo de pozo en función del tiempo

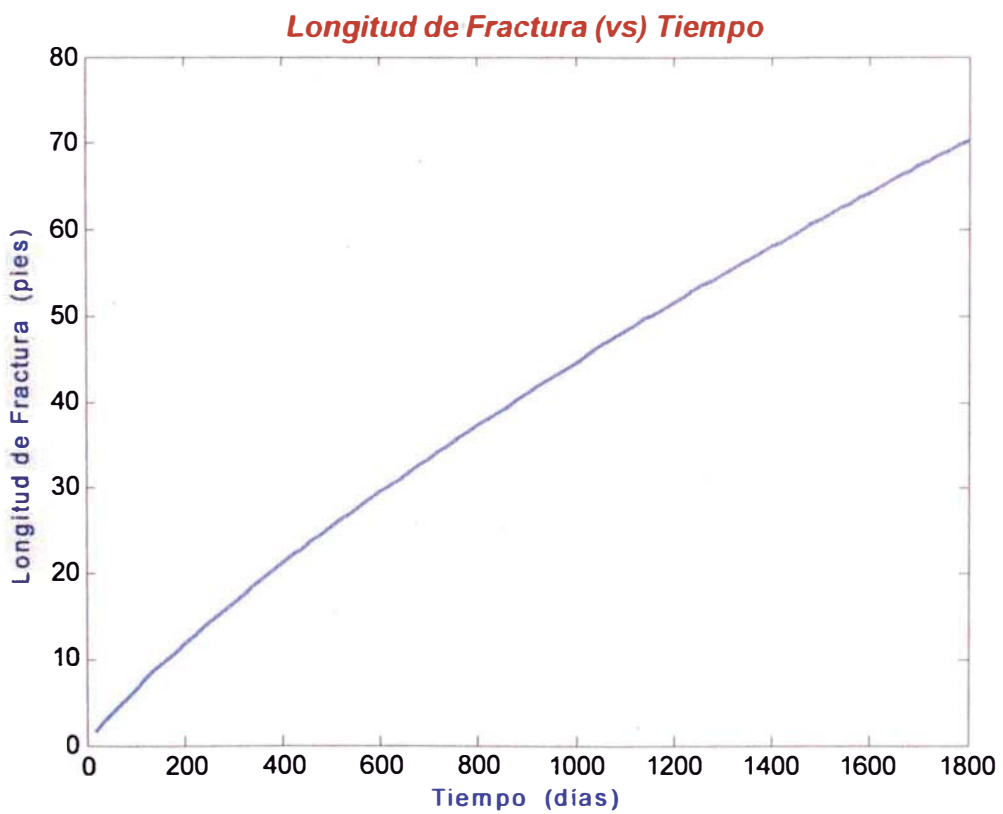


Fig. 24 Longitud de fractura en las dos direcciones en función del tiempo

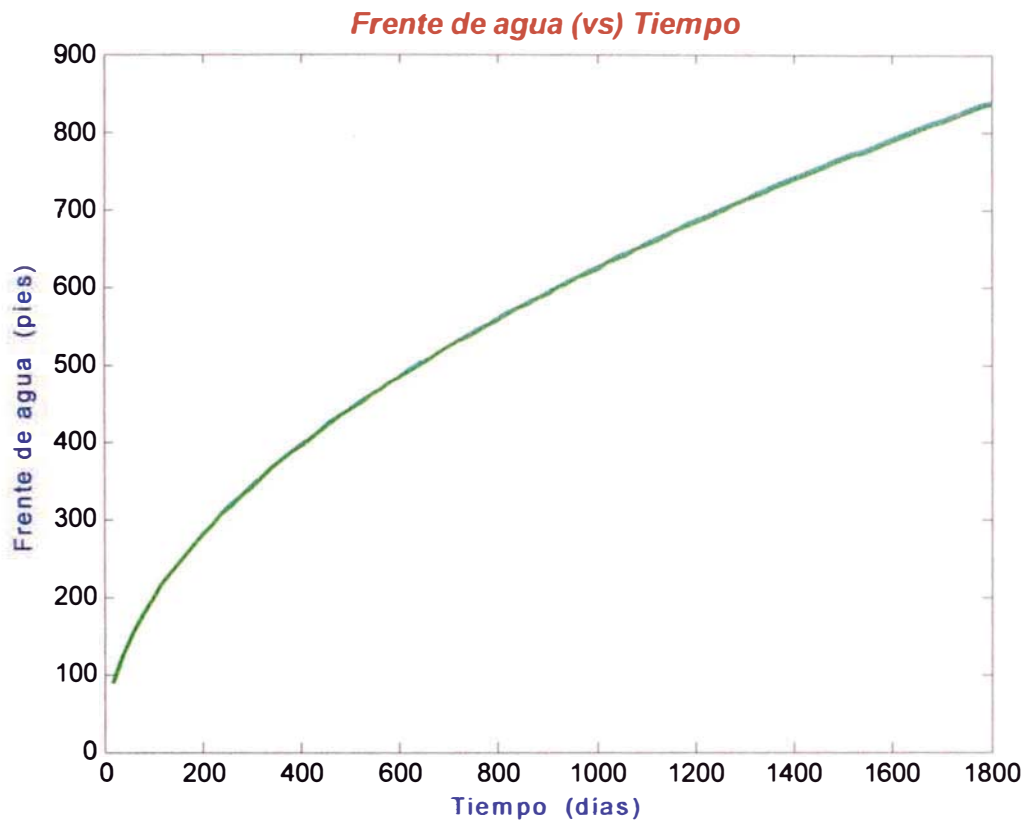


Fig. 25 Longitudes de los ejes menores y mayores del frente de agua en función del tiempo

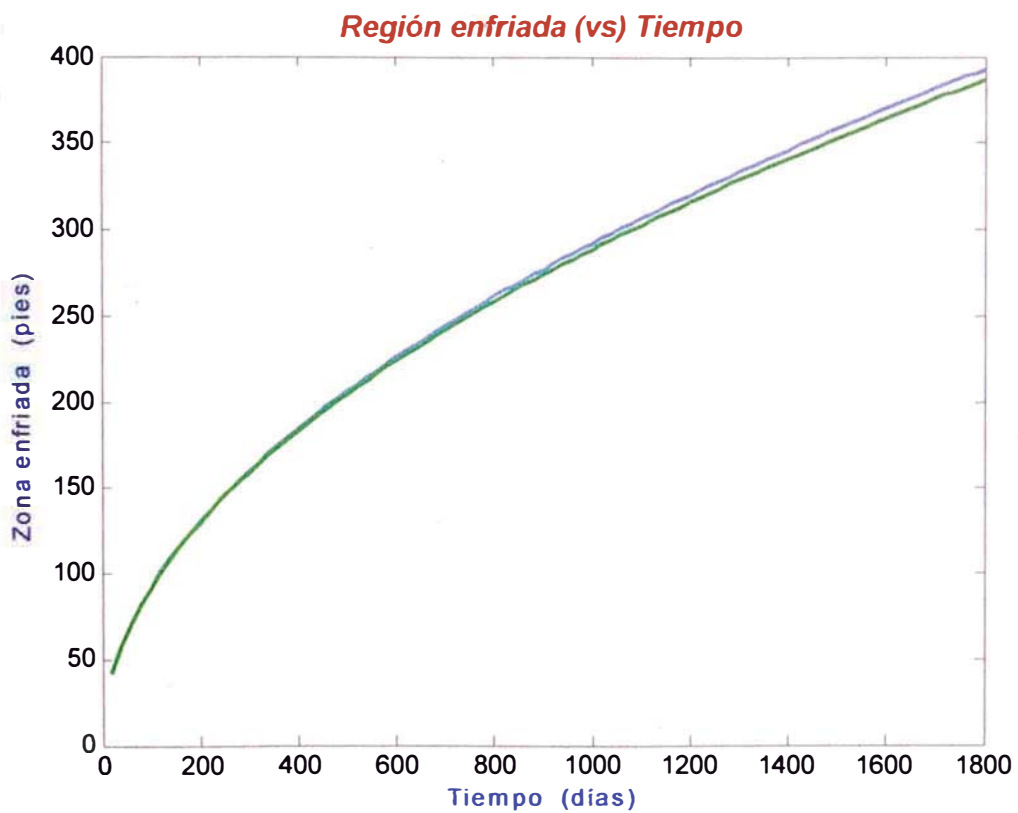


Fig. 26 Longitudes de los ejes menores y mayores de la región enfriada en función del tiempo

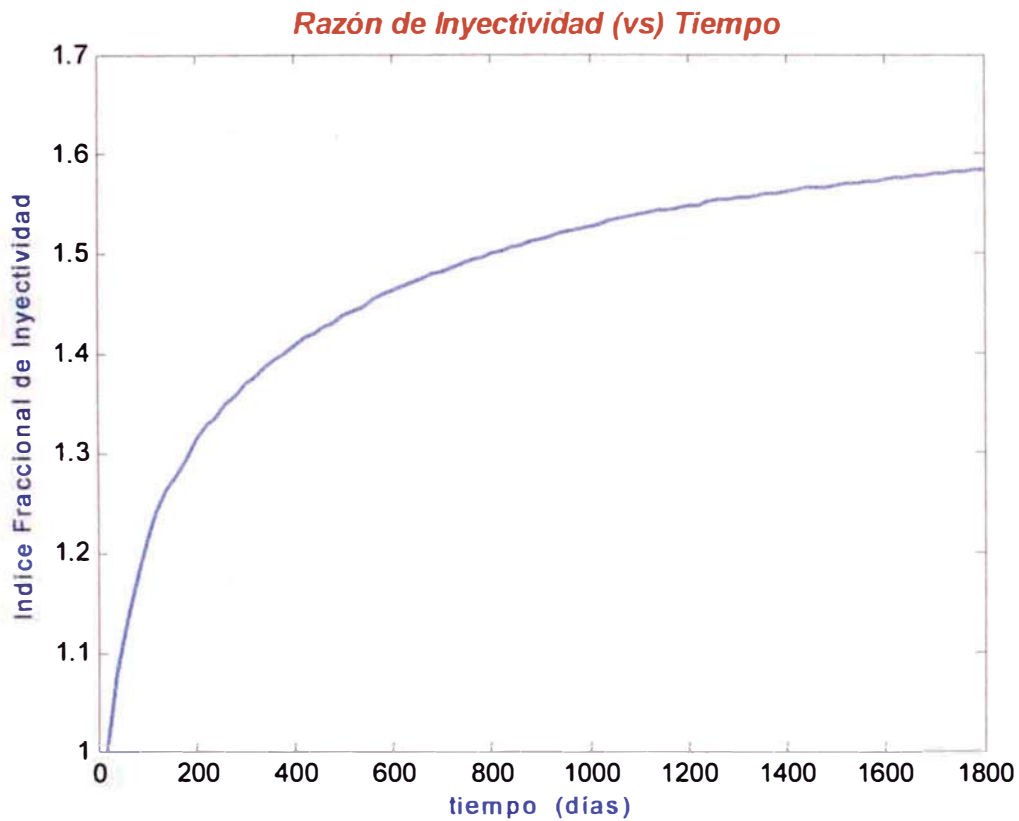


Fig. 27 Razón de Inyectividad en función del tiempo

7.4.- 4ta. Condición: $P_r=1000$ psi, $K=50$ md, $S=1$ ppm, $\Delta P=470$ psi, $F=0.15$

tiempo (días)	Lf (pies)	ao (pies)	bo (pies)	a1 (pies)	b1 (pies)	Pwf (psi)	Razón Inyectiv.
20	2.9	41.12	41.018	88.329	88.281	2692.8	1
40	5.3	58.201	57.96	124.94	124.83	2583.1	1.0693
60	7.6	71.337	70.931	153.04	152.85	2516.5	1.1163
80	9.7	82.425	81.852	176.74	176.48	2478.0	1.1454
100	11.7	92.207	91.461	197.63	197.28	2449.6	1.1678
120	13.7	101.07	100.13	216.52	216.09	2423.9	1.1889
140	15.5	109.21	108.11	233.89	233.38	2408.4	1.202
160	17.4	116.81	115.51	250.07	249.46	2389.8	1.218
180	19.2	123.96	122.46	265.26	264.57	2375.7	1.2305
200	20.9	130.72	129.03	279.64	278.85	2365.0	1.2402
220	22.6	137.15	135.28	293.31	292.44	2354.5	1.2498
240	24.3	143.31	141.23	306.38	305.42	2344.3	1.2593
260	25.9	149.21	146.95	318.92	317.86	2336.7	1.2664
280	27.6	154.91	152.43	330.98	329.83	2327.0	1.2757
300	29.1	160.4	157.73	342.62	341.39	2321.7	1.2808
320	30.7	165.72	162.85	353.89	352.55	2314.3	1.288
340	32.3	170.88	167.8	364.81	363.38	2307.2	1.295
360	33.8	175.89	172.61	375.41	373.89	2301.9	1.3003

380	35.3	180.76	177.28	385.72	384.1	2296.6	1.3056
400	36.7	185.51	181.84	395.77	394.06	2292.9	1.3093
420	38.2	190.15	186.27	405.57	403.76	2287.7	1.3146
440	39.6	194.68	190.61	415.14	413.24	2283.9	1.3185
460	41.1	199.12	194.83	424.49	422.5	2278.8	1.3238
480	42.5	203.45	198.96	433.65	431.56	2275.1	1.3276
500	43.9	207.7	203.01	442.62	440.44	2271.3	1.3315
520	45.3	211.88	206.98	451.41	449.13	2267.6	1.3355
540	46.6	215.96	210.87	460.03	457.66	2265.1	1.3381
560	48.0	219.98	214.68	468.5	466.04	2261.4	1.3421
580	49.3	223.93	218.43	476.82	474.26	2258.8	1.3448
600	50.6	227.81	222.12	484.99	482.35	2256.2	1.3476
620	51.9	231.63	225.74	493.03	490.29	2253.6	1.3504
640	53.1	235.38	229.31	500.94	498.12	2252.0	1.3521
660	54.4	239.08	232.81	508.73	505.82	2249.3	1.355
680	55.6	242.72	236.27	516.41	513.4	2247.7	1.3568
700	56.8	246.31	239.67	523.97	520.88	2246.0	1.3586
720	58.1	249.86	243.01	531.43	528.24	2243.3	1.3616
740	59.3	253.36	246.32	538.78	535.5	2241.5	1.3635
760	60.5	256.81	249.58	546.03	542.67	2239.7	1.3655
780	61.6	260.2	252.8	553.19	549.75	2238.8	1.3665
800	62.8	263.57	255.98	560.26	556.73	2237.0	1.3685
820	64.0	266.89	259.11	567.24	563.62	2235.1	1.3706
840	65.2	270.18	262.2	574.14	570.43	2233.2	1.3727
860	66.3	273.42	265.26	580.96	577.16	2232.2	1.3738
880	67.4	276.62	268.28	587.69	583.81	2231.1	1.3751
900	68.6	279.8	271.26	594.36	590.39	2229.2	1.3772
920	69.7	282.94	274.22	600.95	596.89	2228.0	1.3785
940	70.8	286.04	277.14	607.46	603.32	2226.9	1.3798
960	72.0	289.13	280.02	613.92	609.68	2224.9	1.382
980	73.1	292.17	282.87	620.3	615.98	2223.7	1.3833
1000	74.2	295.18	285.7	626.62	622.21	2222.5	1.3847
1020	75.3	298.16	288.5	632.88	628.38	2221.3	1.3861
1040	76.3	301.11	291.28	639.07	634.5	2220.7	1.3867
1060	77.4	304.04	294.02	645.2	640.55	2219.5	1.3882
1080	78.5	306.94	296.73	651.29	646.54	2218.2	1.3896
1100	79.6	309.82	299.42	657.31	652.47	2216.9	1.3911
1120	80.6	312.66	302.09	663.28	658.36	2216.3	1.3918
1140	81.7	315.49	304.73	669.2	664.19	2215.0	1.3933
1160	82.7	318.29	307.35	675.06	669.97	2214.3	1.3941
1180	83.8	321.07	309.94	680.88	675.7	2212.9	1.3956
1200	84.8	323.82	312.52	686.64	681.38	2212.2	1.3964
1220	85.9	326.56	315.06	692.36	687.01	2210.9	1.398
1240	86.9	329.27	317.59	698.04	692.6	2210.2	1.3988
1260	87.9	331.95	320.1	703.66	698.15	2209.4	1.3997
1280	88.9	334.62	322.59	709.24	703.65	2208.6	1.4006
1300	89.9	337.27	325.06	714.78	709.11	2207.9	1.4015
1320	91.0	339.91	327.5	720.29	714.51	2206.5	1.4031
1340	92.0	342.52	329.93	725.74	719.89	2205.7	1.404
1360	93.0	345.11	332.34	731.16	725.22	2204.9	1.405

1380	94.0	347.68	334.73	736.53	730.51	2204.0	1.4059
1400	95.0	350.24	337.11	741.87	735.77	2203.2	1.4069
1420	95.9	352.76	339.47	747.17	740.99	2202.9	1.4072
1440	96.9	355.28	341.81	752.43	746.17	2202.1	1.4082
1460	97.9	357.79	344.13	757.66	751.31	2201.2	1.4093
1480	98.9	360.28	346.44	762.85	756.42	2200.3	1.4103
1500	99.8	362.74	348.74	768.01	761.5	2200.0	1.4107
1520	100.8	365.2	351.01	773.13	766.53	2199.1	1.4117
1540	101.8	367.64	353.26	778.22	771.54	2198.2	1.4128
1560	102.7	370.05	355.52	783.28	776.52	2197.9	1.4132
1580	103.7	372.47	357.74	788.31	781.45	2197.0	1.4143
1600	104.6	374.85	359.96	793.3	786.37	2196.6	1.4147
1620	105.6	377.24	362.16	798.26	791.25	2195.6	1.4158
1640	106.5	379.6	364.35	803.19	796.1	2195.2	1.4163
1660	107.5	381.96	366.52	808.1	800.91	2194.3	1.4174
1680	108.4	384.29	368.68	812.97	805.71	2193.9	1.4179
1700	109.3	386.61	370.83	817.81	810.47	2193.4	1.4185
1720	110.3	388.93	372.96	822.63	815.2	2192.5	1.4196
1740	111.2	391.22	375.08	827.42	819.91	2192.0	1.4202
1760	112.1	393.5	377.2	832.18	824.59	2191.5	1.4207
1780	113.0	395.77	379.29	836.91	829.25	2191.0	1.4213
1800	113.9	398.03	381.38	841.62	833.87	2190.6	1.4219

Tabla 4

Los gráficos respectivos a estas condiciones son las siguientes:

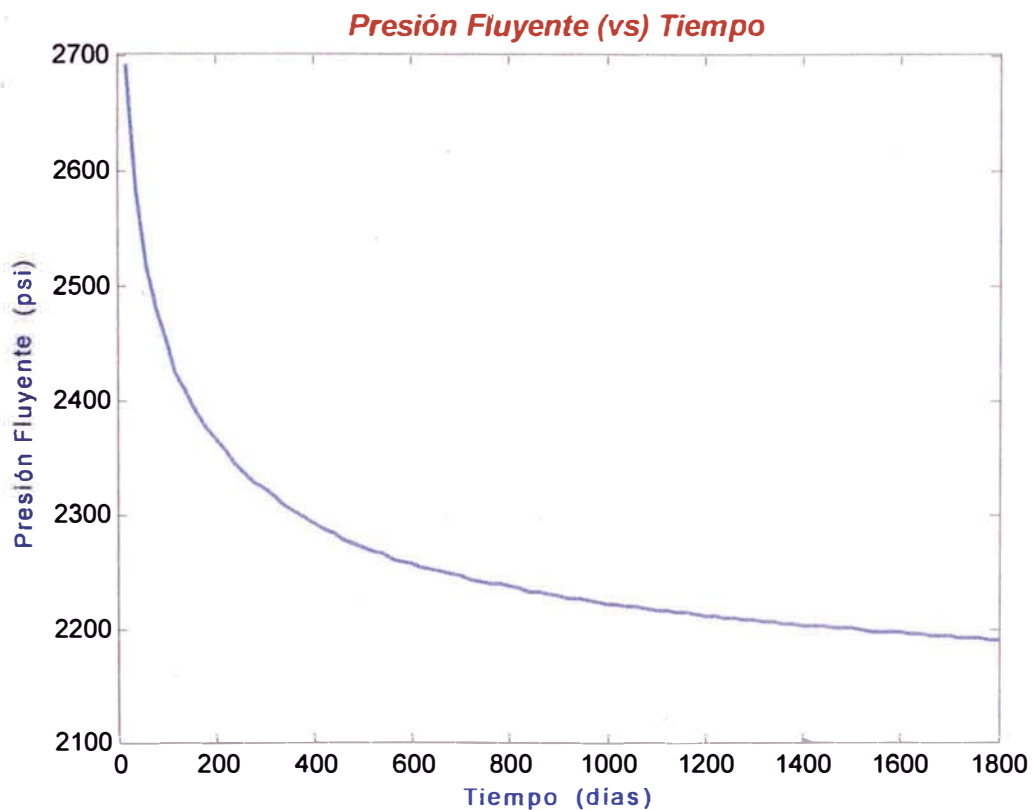


Fig. 28 Presión fluyente de fondo de pozo en función del tiempo

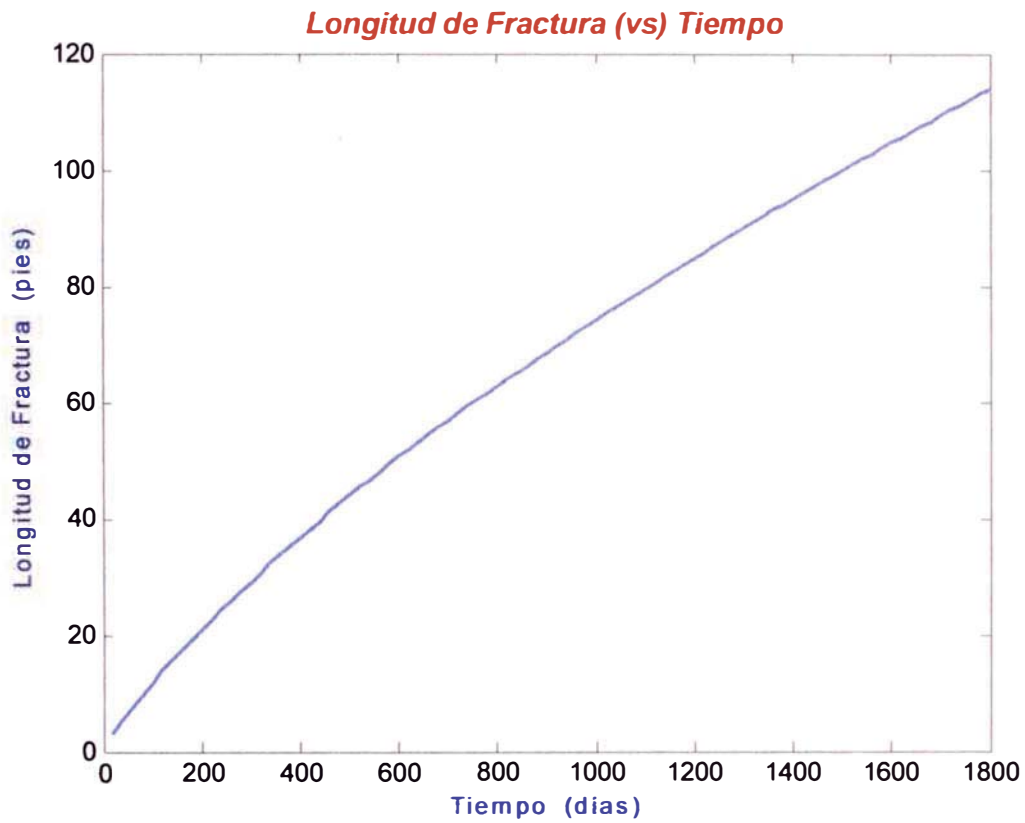


Fig. 29 Longitud de fractura en las dos direcciones en función del tiempo

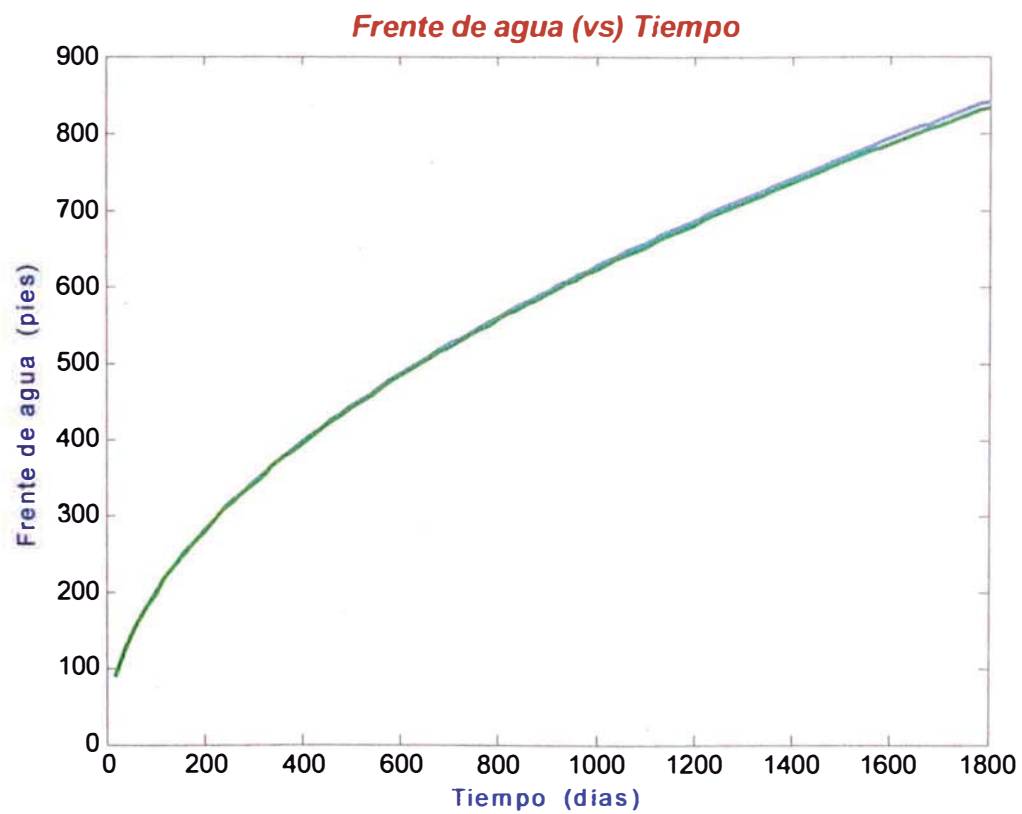


Fig. 30 Longitudes de los ejes menores y mayores del frente de agua en función del tiempo

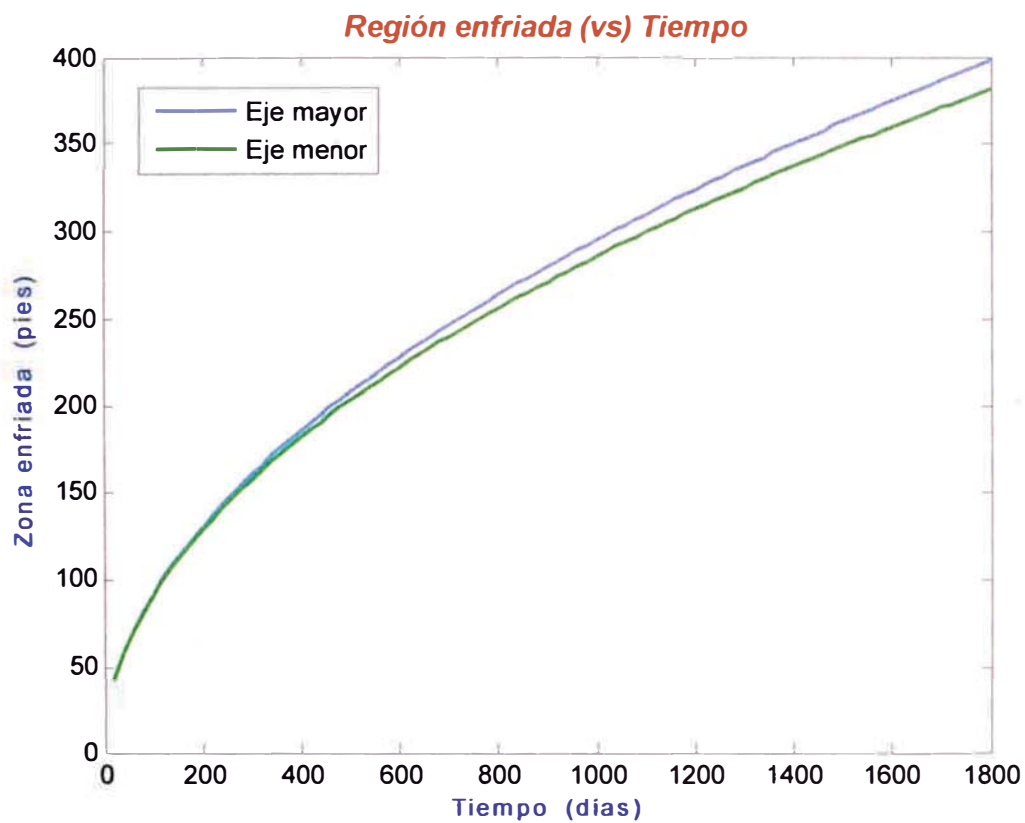


Fig. 31 Longitudes de los ejes menores y mayores de la región enfriada en función del tiempo

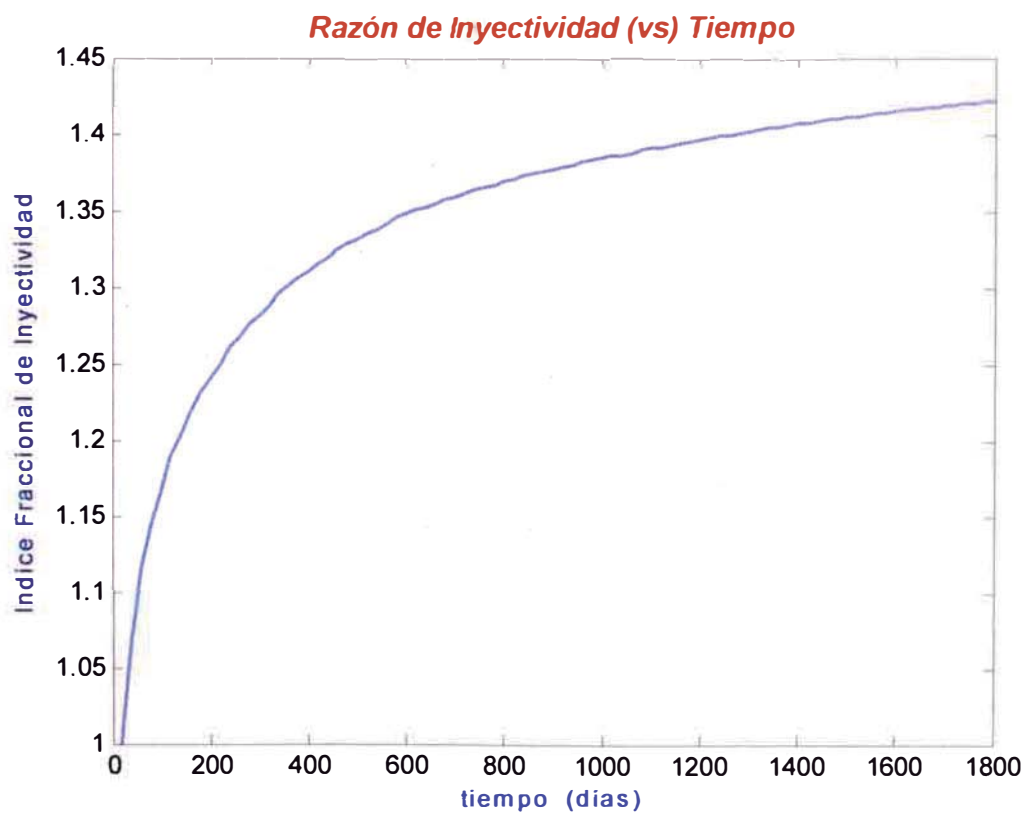


Fig. 32 Razón de Inyectividad en función del tiempo

7.5.- Reporte gráfico comparativo para cuatro condiciones de inyección

Las siguientes gráficas, han sido validadas con las gráficas de la primera publicación mencionada en el acápite 5.3, el reporte gráfico de estas últimas se muestra en la Fig. 47 y 48 de Anexos.

Los cuadros gráficos muestran la comparación de la presión fluyente, la longitud de la fractura, las dimensiones de los ejes menores y mayores del frente de agua y de la región enfriada, para cuatro diferentes condiciones combinadas de Presión de Reservorio y Permeabilidad, todos a una misma concentración de sólidos en suspensión en el agua inyectada igual a 1 ppm.

Los gráficos comparativos son los siguientes:

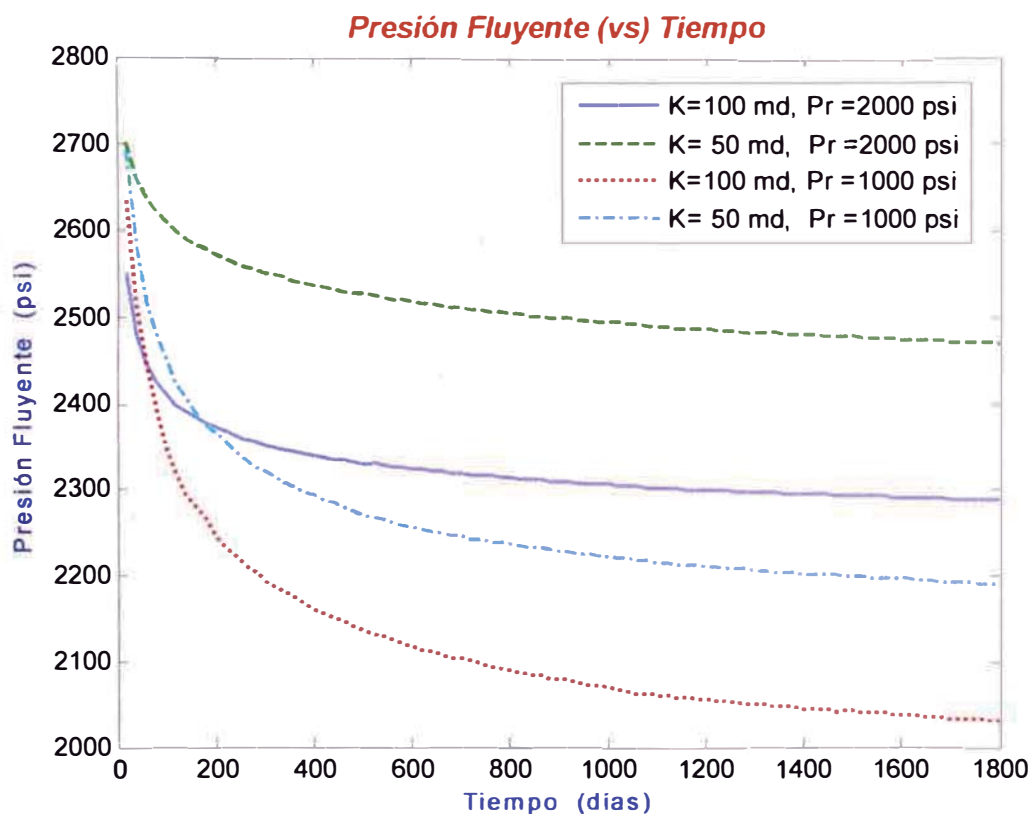


Fig. 33 Presión fluyente de fondo de pozo para diferentes Pr y K en función del tiempo

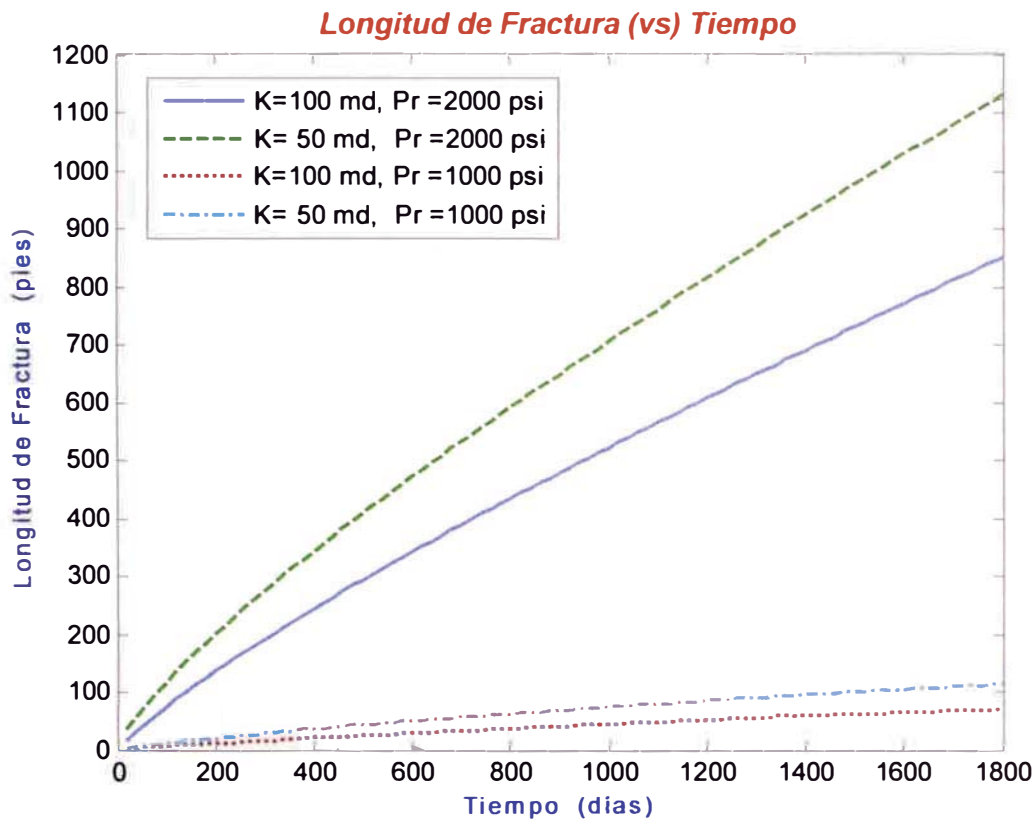


Fig. 34 Longitud de fractura para diferentes Pr y K en función del tiempo

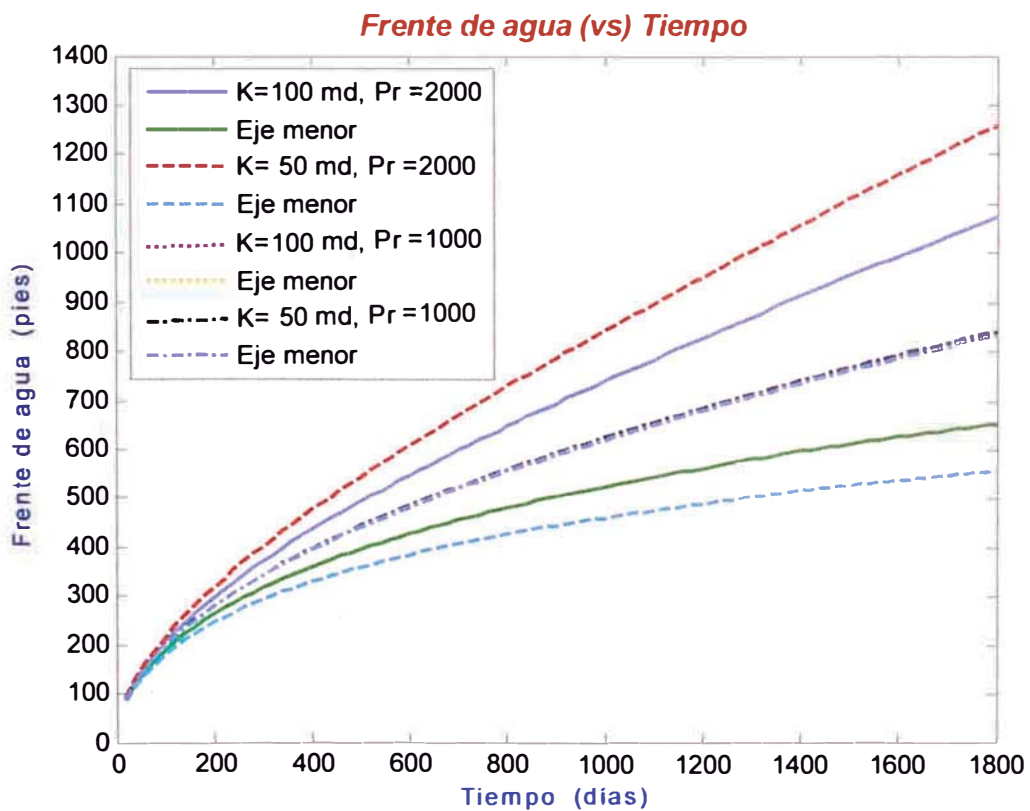


Fig. 35 Efecto de la Pr y la K sobre la forma del frente de agua en función del tiempo

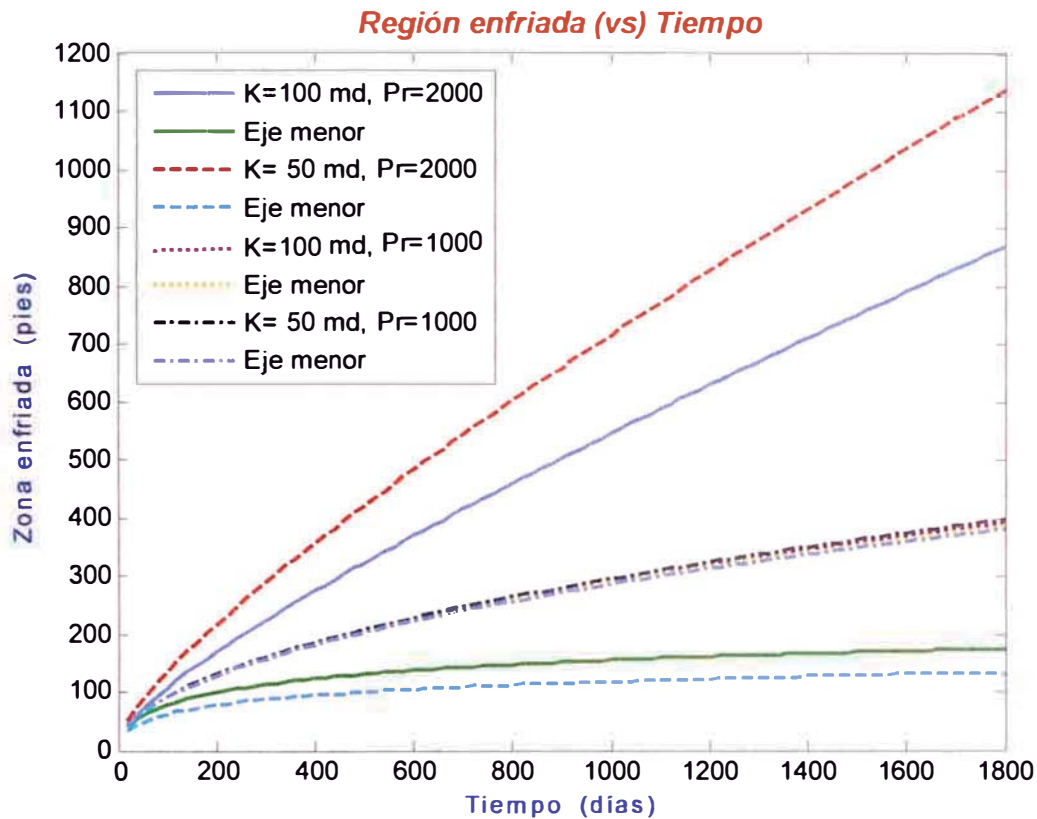


Fig. 36 Efecto de la Pr y la K sobre la forma de la zona enfriada en función del tiempo

7.6.- 5ta. Condición: $Pr=1000$ psi, $K=100$ md, $S=10$ ppm, $\Delta P = 230$ psi, $F=0.285$

tiempo (días)	L_f (pies)	a_o (pies)	b_o (pies)	a_1 (pies)	b_1 (pies)	P_{wf} (psi)	Razón Inyectiv.
20	7.3	41.395	40.746	88.456	88.154	2523.1	1
40	12.8	58.79	57.379	125.21	124.55	2424.2	1.0694
60	17.7	72.243	70.041	153.46	152.44	2373.6	1.1088
80	22.4	83.679	80.625	177.32	175.9	2333.0	1.1426
100	26.8	93.809	89.899	198.37	196.55	2305.5	1.1667
120	31.1	103.03	98.224	217.42	215.19	2281.1	1.1889
140	35.2	111.55	105.85	234.96	232.31	2262.8	1.2062
160	39.1	119.5	112.92	251.3	248.24	2249.1	1.2193
180	43.0	127.01	119.51	266.67	263.18	2234.9	1.2334
200	46.8	134.15	125.73	281.21	277.29	2222.6	1.2457
220	50.5	140.97	131.61	295.06	290.71	2212.1	1.2565
240	54.0	147.48	137.24	308.29	303.52	2204.9	1.2641
260	57.5	153.76	142.6	320.99	315.8	2197.1	1.2723
280	60.9	159.81	147.76	333.23	327.61	2190.6	1.2792
300	64.2	165.66	152.72	345.03	339.0	2185.3	1.285
320	67.5	171.35	157.49	356.46	350.01	2179.6	1.2912
340	70.8	176.89	162.1	367.55	360.67	2173.7	1.2977
360	74.0	182.27	166.57	378.32	371.01	2168.8	1.3031

380	77.1	187.5	170.92	388.79	381.07	2165.0	1.3074
400	80.2	192.62	175.13	399.00	390.86	2160.9	1.312
420	83.3	197.63	179.22	408.97	400.4	2156.6	1.3169
440	86.4	202.55	183.2	418.72	409.71	2152.2	1.3219
460	89.4	207.35	187.09	428.24	418.8	2148.7	1.3259
480	92.3	212.05	190.9	437.56	427.71	2146.0	1.329
500	95.3	216.68	194.6	446.7	436.41	2142.3	1.3334
520	98.2	221.22	198.23	455.65	444.95	2139.3	1.3368
540	101.1	225.69	201.78	464.45	453.31	2136.3	1.3404
560	103.9	230.07	205.27	473.08	461.53	2134.0	1.3432
580	106.7	234.38	208.69	481.56	469.59	2131.5	1.346
600	109.5	238.64	212.03	489.9	477.51	2129.0	1.349
620	112.3	242.84	215.31	498.12	485.29	2126.4	1.3522
640	115.1	246.99	218.53	506.2	492.94	2123.7	1.3554
660	117.8	251.06	221.7	514.16	500.48	2121.7	1.3578
680	120.5	255.08	224.82	522.0	507.9	2119.7	1.3603
700	123.2	259.05	227.88	529.73	515.21	2117.5	1.3629
720	125.9	262.98	230.89	537.36	522.4	2115.3	1.3656
740	128.5	266.85	233.87	544.88	529.51	2113.7	1.3676
760	131.1	270.67	236.8	552.3	536.51	2112.1	1.3696
780	133.8	274.48	239.66	559.64	543.41	2109.7	1.3725
800	136.4	278.22	242.49	566.88	550.22	2107.9	1.3747
820	138.9	281.9	245.31	574.02	556.96	2106.7	1.3762
840	141.5	285.58	248.06	581.09	563.6	2104.8	1.3786
860	144.0	289.19	250.79	588.08	570.17	2103.5	1.3802
880	146.6	292.8	253.46	594.99	576.65	2101.5	1.3827
900	149.1	296.35	256.11	601.82	583.06	2100.1	1.3845
920	151.6	299.87	258.73	608.58	589.4	2098.7	1.3863
940	154.1	303.37	261.31	615.27	595.66	2097.2	1.3882
960	156.5	306.8	263.88	621.88	601.87	2096.2	1.3895
980	159.0	310.24	266.4	628.44	608.0	2094.6	1.3915
1000	161.4	313.62	268.9	634.93	614.07	2093.5	1.3928
1020	163.8	316.98	271.38	641.35	620.08	2092.4	1.3943
1040	166.3	320.34	273.79	647.73	626.01	2090.7	1.3964
1060	168.7	323.65	276.2	654.03	631.9	2089.5	1.3979
1080	171.0	326.9	278.61	660.27	637.74	2088.8	1.3989
1100	173.4	330.17	280.97	666.46	643.51	2087.5	1.4005
1120	175.8	333.41	283.3	672.61	649.23	2086.3	1.4021
1140	178.1	336.6	285.62	678.69	654.9	2085.4	1.4032
1160	180.5	339.8	287.89	684.73	660.51	2084.1	1.4049
1180	182.8	342.95	290.17	690.71	666.08	2083.2	1.4061
1200	185.1	346.08	292.42	696.64	671.6	2082.3	1.4073
1220	187.4	349.19	294.64	702.53	677.07	2081.3	1.4086
1240	189.7	352.28	296.84	708.37	682.5	2080.3	1.4098
1260	192.0	355.36	299.02	714.17	687.88	2079.3	1.4111
1280	194.3	358.41	301.18	719.92	693.21	2078.3	1.4125
1300	196.6	361.45	303.31	725.64	698.5	2077.2	1.4139
1320	198.8	364.45	305.45	731.3	703.76	2076.6	1.4147
1340	201.1	367.45	307.54	736.93	708.96	2075.5	1.4161
1360	203.3	370.41	309.64	742.51	714.13	2074.8	1.4171

1380	205.6	373.39	311.69	748.06	719.25	2073.7	1.4185
1400	207.8	376.32	313.74	753.57	724.35	2073.0	1.4195
1420	210.0	379.23	315.78	759.03	729.4	2072.2	1.4205
1440	212.2	382.13	317.8	764.46	734.42	2071.4	1.4216
1460	214.4	385.02	319.8	769.86	739.4	2070.6	1.4226
1480	216.6	387.89	321.78	775.22	744.35	2069.8	1.4237
1500	218.8	390.74	323.74	780.55	749.26	2069.0	1.4248
1520	220.9	393.56	325.71	785.83	754.15	2068.5	1.4254
1540	223.1	396.39	327.64	791.1	758.98	2067.6	1.4266
1560	225.2	399.17	329.58	796.31	763.8	2067.1	1.4273
1580	227.4	401.98	331.48	801.51	768.58	2066.2	1.4285
1600	229.5	404.74	333.38	806.67	773.33	2065.7	1.4292
1620	231.7	407.52	335.25	811.81	778.04	2064.7	1.4305
1640	233.8	410.26	337.12	816.9	782.73	2064.2	1.4312
1660	235.9	412.98	338.98	821.97	787.39	2063.6	1.432
1680	238.0	415.7	340.82	827.01	792.03	2063.0	1.4329
1700	240.1	418.4	342.65	832.02	796.63	2062.3	1.4337
1720	242.2	421.09	344.47	837.01	801.2	2061.7	1.4346
1740	244.3	423.77	346.27	841.96	805.74	2061.0	1.4355
1760	246.4	426.45	348.06	846.9	810.26	2060.4	1.4364
1780	248.5	429.11	349.83	851.8	814.75	2059.7	1.4373
1800	250.5	431.72	351.62	856.67	819.22	2059.3	1.4378

Tabla 5

7.7.- 6ta. Condición: Pr=1000 psi, K=100 md, S=50ppm, $\Delta P=230$ psi, F=0.246

tiempo (días)	Lf (pies)	ao (pies)	bo (pies)	a1 (pies)	b1 (pies)	Pwf (psi)	Razón Inyectiv.
20	17.4	42.951	39.269	89.166	87.452	2517.0	1
40	29.9	62.047	54.367	126.68	123.11	2433.9	1.0579
60	41.0	77.265	65.489	155.72	150.23	2388.1	1.0928
80	51.3	90.497	74.552	180.37	172.92	2356.2	1.1185
100	60.8	102.38	82.372	202.19	192.83	2336.4	1.1352
120	69.9	113.37	89.262	222.02	210.73	2319.6	1.1496
140	78.6	123.67	95.473	240.33	227.12	2306.2	1.1614
160	87.0	133.41	101.14	257.45	242.31	2294.7	1.1717
180	95.1	142.69	106.38	273.58	256.52	2285.3	1.1802
200	103	151.61	111.25	288.9	269.91	2276.8	1.1881
220	110.8	160.25	115.78	303.53	282.59	2268.2	1.1962
240	118.3	168.56	120.07	317.54	294.68	2261.7	1.2024
260	125.7	176.65	124.12	331.03	306.23	2255.2	1.2086
280	132.9	184.5	127.98	344.03	317.32	2249.8	1.2138
300	140.0	192.18	131.65	356.62	327.99	2244.5	1.2189
320	147.0	199.68	135.15	368.83	338.27	2239.5	1.2238
340	153.9	207.04	138.49	380.7	348.21	2234.8	1.2285
360	160.7	214.25	141.7	392.26	357.83	2230.4	1.2329
380	167.3	221.28	144.83	403.5	367.18	2226.9	1.2364

400	173.9	228.23	147.81	414.5	376.25	2223.1	1.2403
420	180.4	235.06	150.69	425.24	385.08	2219.6	1.2439
440	186.8	241.77	153.48	435.76	393.69	2216.3	1.2472
460	193.2	248.42	156.16	446.07	402.06	2212.9	1.2507
480	199.4	254.91	158.8	456.16	410.27	2210.3	1.2534
500	205.6	261.35	161.34	466.07	418.27	2207.5	1.2563
520	211.7	267.69	163.82	475.8	426.11	2204.9	1.259
540	217.8	273.98	166.22	485.38	433.77	2202.2	1.2618
560	223.8	280.18	168.56	494.79	441.28	2199.9	1.2643
580	229.7	286.28	170.86	504.03	448.65	2197.8	1.2665
600	235.6	292.34	173.08	513.15	455.87	2195.5	1.2689
620	241.5	298.38	175.24	522.15	462.95	2193.1	1.2714
640	247.3	304.32	177.36	531.01	469.91	2191.1	1.2737
660	253.0	310.18	179.45	539.74	476.77	2189.3	1.2756
680	258.7	316.0	181.47	548.35	483.49	2187.4	1.2776
700	264.3	321.74	183.48	556.84	490.12	2185.7	1.2794
720	269.9	327.46	185.43	565.24	496.64	2184.0	1.2812
740	275.5	333.15	187.32	573.54	503.04	2182.2	1.2832
760	281.0	338.76	189.2	581.73	509.37	2180.6	1.2849
780	286.5	344.35	191.03	589.84	515.59	2179.0	1.2867
800	292.0	349.91	192.81	597.87	521.71	2177.3	1.2886
820	297.4	355.4	194.58	605.79	527.76	2175.8	1.2902
840	302.7	360.8	196.34	613.6	533.74	2174.6	1.2915
860	308.1	366.25	198.02	621.38	539.62	2173.0	1.2933
880	313.4	371.62	199.7	629.05	545.43	2171.7	1.2947
900	318.6	376.91	201.38	636.64	551.18	2170.6	1.2959
920	323.9	382.24	202.98	644.18	556.83	2169.1	1.2976
940	329.1	387.5	204.58	651.64	562.42	2167.9	1.2989
960	334.3	392.75	206.14	659.03	567.95	2166.6	1.3003
980	339.4	397.91	207.7	666.34	573.42	2165.6	1.3015
1000	344.5	403.06	209.23	673.59	578.83	2164.5	1.3027
1020	349.6	408.2	210.73	680.78	584.16	2163.4	1.304
1040	354.7	413.33	212.2	687.93	589.43	2162.2	1.3053
1060	359.7	418.38	213.67	694.99	594.66	2161.2	1.3064
1080	364.7	423.41	215.11	702.00	599.83	2160.2	1.3075
1100	369.7	428.44	216.52	708.96	604.94	2159.1	1.3087
1120	374.7	433.46	217.91	715.88	609.99	2158.0	1.31
1140	379.6	438.39	219.3	722.72	615.0	2157.2	1.311
1160	384.5	443.32	220.67	729.52	619.96	2156.3	1.312
1180	389.4	448.24	222.01	736.27	624.87	2155.3	1.3131
1200	394.3	453.15	223.32	742.98	629.72	2154.3	1.3142
1220	399.1	457.98	224.65	749.62	634.54	2153.5	1.3151
1240	404.0	462.88	225.92	756.25	639.29	2152.5	1.3163
1260	408.8	467.69	227.2	762.81	644.02	2151.6	1.3173
1280	413.5	472.43	228.49	769.3	648.72	2151.0	1.318
1300	418.3	477.23	229.73	775.78	653.35	2150.1	1.319
1320	423.1	482.02	230.94	782.23	657.93	2149.1	1.3201
1340	427.8	486.74	232.17	788.61	662.49	2148.4	1.321
1360	432.5	491.45	233.38	794.96	667.01	2147.6	1.3219
1380	437.2	496.15	234.57	801.27	671.49	2146.8	1.3228

1400	441.8	500.77	235.77	807.52	675.95	2146.2	1.3235
1420	446.5	505.46	236.92	813.77	680.34	2145.4	1.3245
1440	451.1	510.07	238.08	819.96	684.72	2144.7	1.3252
1460	455.7	514.68	239.23	826.11	689.06	2144.0	1.326
1480	460.3	519.28	240.36	832.24	693.36	2143.3	1.3268
1500	464.9	523.87	241.47	838.33	697.62	2142.6	1.3277
1520	469.4	528.39	242.6	844.37	701.87	2142.0	1.3283
1540	474.0	532.97	243.68	850.4	706.05	2141.3	1.3292
1560	478.5	537.47	244.77	856.38	710.23	2140.7	1.3299
1580	483.0	541.97	245.86	862.33	714.37	2140.0	1.3306
1600	487.5	546.47	246.92	868.26	718.48	2139.4	1.3314
1620	492.0	550.96	247.97	874.15	722.55	2138.7	1.3322
1640	496.4	555.37	249.04	879.99	726.62	2138.3	1.3327
1660	500.9	559.85	250.06	885.84	730.62	2137.6	1.3336
1680	505.3	564.25	251.09	891.63	734.63	2137.0	1.3342
1700	509.7	568.65	252.12	897.39	738.6	2136.5	1.3348
1720	514.1	573.04	253.13	903.14	742.53	2135.9	1.3355
1740	518.5	577.43	254.13	908.85	746.44	2135.3	1.3362
1760	522.9	581.81	255.11	914.55	750.32	2134.7	1.3369
1780	527.3	586.19	256.08	920.22	754.17	2134.1	1.3376
1800	531.6	590.50	257.07	925.84	758.01	2133.7	1.3381

Tabla 6

Estas dos últimas tablas 5 y 6 son utilizados para hacer los gráficos de los dos siguientes acápite, que conjuntamente con la Tabla 3 son corridas a la misma presión de reservorio y a la misma permeabilidad, variando el contenido de la concentración de sólidos suspendidos en el agua inyectada, igual a 1 ppm (Tabla 3), 10 ppm (Tabla 5), 50 ppm (Tabla 6).

Estas tres tablas son utilizadas en los siguientes acápite para mostrar los efectos que produce el contenido de sólidos en la longitud de la fractura y en los ejes elípticos de los frentes de agua, así como también los efectos que produce el contenido de sólidos sobre la Razón de Inyectividad en el proceso de inyección de un pozo inyector.

7.8.- Efecto del contenido de sólidos en suspensión sobre el desarrollo de la fractura

En la Fig. 37, se esboza el efecto que produce los sólidos en suspensión sobre la longitud de fractura y el rango de fluctuación de los ejes menores y mayores de los frentes de agua para tres diferentes concentraciones de sólidos en suspensión.

Para esbozar este efecto se ha utilizado tres corridas (Tabla 3, Tabla 5 y Tabla 6), a tres diferentes concentraciones de: 1 ppm, 10 ppm y 50 ppm, manteniendo la Presión de Reservorio a 1000 psi y la Permeabilidad del Reservorio a 100 md.

El siguiente reporte gráfico, ha sido validado con la gráfica de la primera publicación mencionada en el acápite 5.3, el reporte gráfico de esta última se muestra en la Fig. 49 de Anexos.

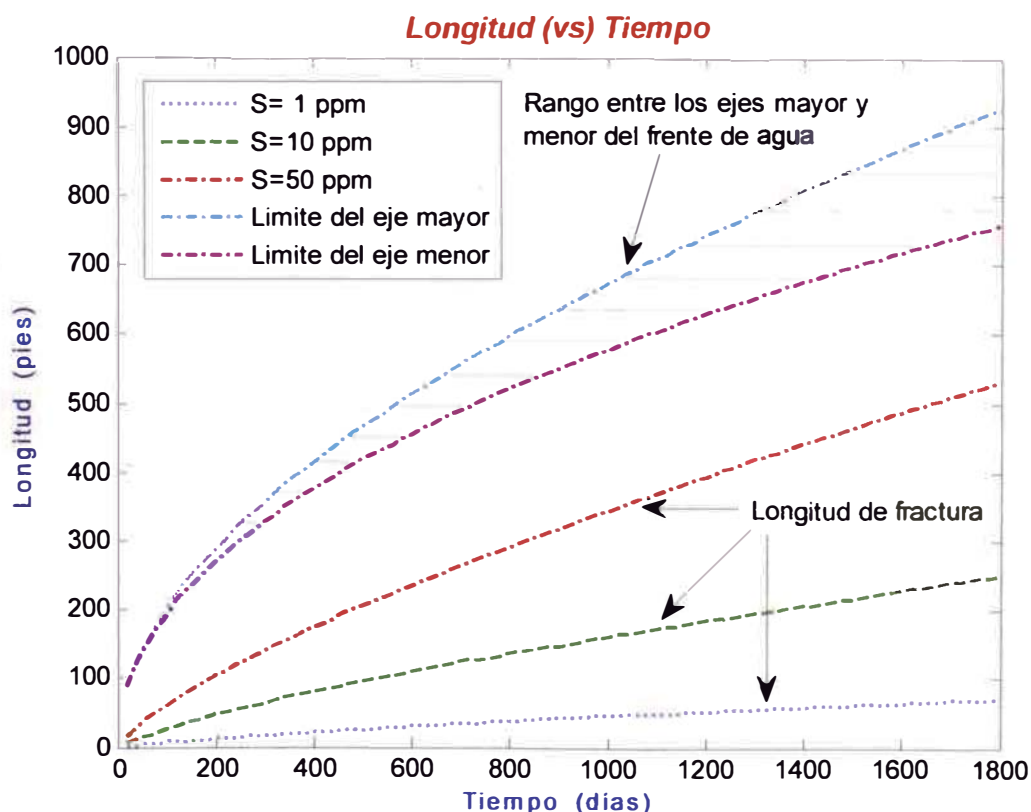


Fig. 37 Efecto de la concentración de sólidos sobre la longitud de fractura y de las dimensiones del frente de agua en función del tiempo. Pr=1000 psi, K=100 md

7.9.- Efecto del contenido de sólidos en suspensión sobre la Inyectividad de un pozo

En la Fig. 38 se esboza un gráfico comparativo, mostrando el efecto que produce el contenido de sólidos en suspensión sobre la Razón de Inyectividad para tres diferentes concentraciones de sólidos en suspensión.

De la misma forma que en el acápite 7.8, para esbozar este efecto se utilizó tres corridas (Tabla 3, Tabla 5 y Tabla 6), a diferentes concentraciones de: 1 ppm, 10 ppm y 50 ppm, manteniendo la Presión de Reservorio a 1000 psi y la Permeabilidad del Reservorio a 100 md.

La gráfica comparativa *Índice Fraccional de Inyectividad* versus el *tiempo*, para tres concentraciones diferentes es la siguiente:

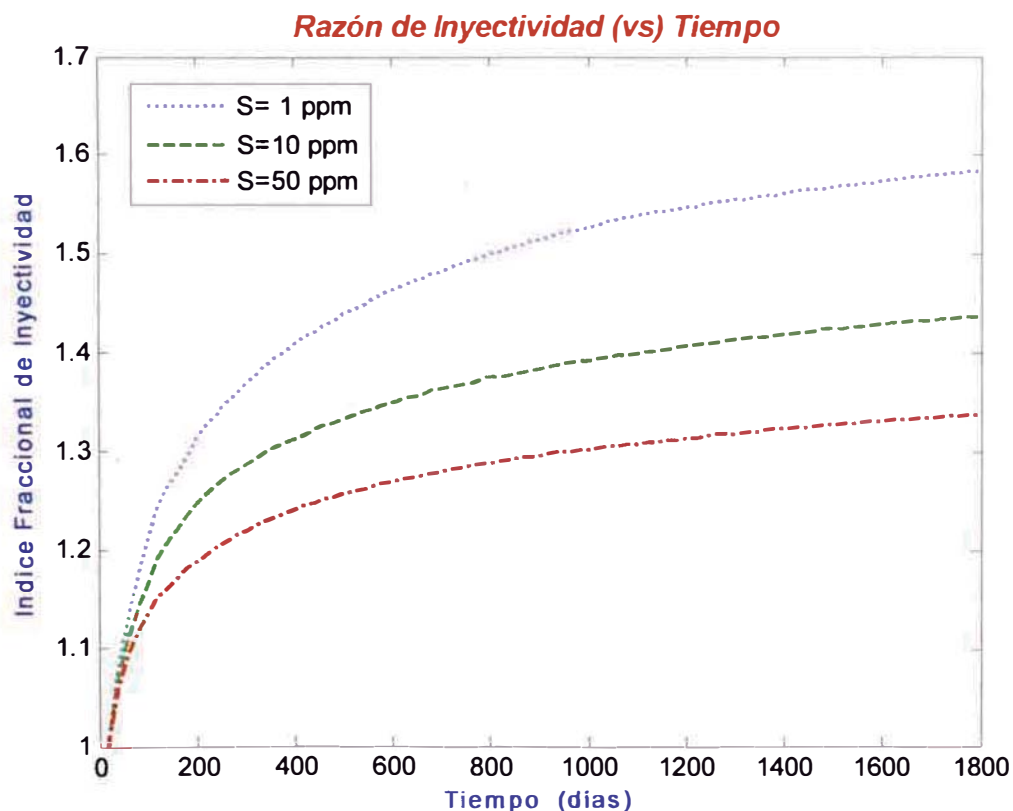


Fig. 38 Razón de Inyectividad (vs) Tiempo
Pr=1000 psi, K= 100 md

CAPITULO VIII

8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- Un método analítico computacional, implementado con código de lenguaje de programación MatLab ha sido desarrollado para calcular el inicio y desarrollo de una fractura alrededor de un pozo inyector y/o reinyector, debido al contraste térmico entre la temperatura del fluido de inyección y la temperatura del reservorio, corroborándose la formación de dos regiones (frente de agua y zona enfriada) elípticas vistas de planta, para un reservorio de espesor finito y de radio de drenaje infinito.
- La variación de la tensión horizontal ha sido calculada por efecto Termo-Poro elástico, la cual ha sido correlacionada y ajustada empíricamente por medio de ecuaciones que nos dan una solución muy aproximada a la real, las cuales facilitan su cálculo.
- Se ha usado un ejemplo típico, para demostrar las propiedades Termo-Poro elástica de la roca-formación en el proceso de inyección, demostrando que el contraste térmico entre el agua fría de inyección y la temperatura del reservorio puede reducir significativamente la tensión en la formación alrededor de un pozo inyector, causando luego una fractura a presiones considerablemente mas bajas que las que se podría esperarse en ausencia del efecto Termo-Poro elástico.
- El inicio y propagación de una fractura en las dos direcciones, se desarrollará perpendicular a la dirección de la Tensión mínima horizontal principal. Dependiendo de la forma de la región enfriada y de la diferencia entre la tensión horizontal mínima y máxima, podrían crearse fracturas secundarias, perpendiculares a la fractura principal.

- El incremento de la presión ΔP_s , debido a daño Skin, por taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura, es inversamente proporcional al área de la cara de la fractura. De tal forma, que el impacto de ΔP_s sobre el crecimiento de la fractura es mayor a inicio de la inyección cuando el área de la cara de la fractura es todavía pequeña. Así, un rápido y severo taponamiento de la fractura (Alto caudal de inyección y alta concentración de partículas en suspensión) dará lugar a un más severo impacto sobre la fractura y cuando es menor la deposición de partículas (bajo caudal y baja concentración de partículas) será menos severo el impacto sobre la fractura.
- La filtración de partículas sobre la cara de la fractura, tiene dos efectos sobre la inyectividad de un pozo inyector con fractura en crecimiento: a) incrementa la inyectividad por incremento de la longitud de la fractura debido al incremento de daño Skin y b) decrecimiento de la inyectividad, por aumento de la presión de inyección requerida para mantener un caudal de inyección constante.
- En general, tanto el fracturamiento y la filtración tienen un mayor impacto en reservorios de baja permeabilidad, donde un rápido crecimiento y taponamiento de partículas sobre la cara de la fractura puede ocurrir.
- Como se mostró en el reporte numérico y gráfico en el capítulo 7, la presión fluyente siempre esta por debajo de la Tensión mínima horizontal oponiéndose a la fractura que es de 3,500 psi (dato), esto demuestra que el efecto Termo-Poro-Elástico por contraste de temperatura, produce un efecto termo-mecánico en la roca-formación induciendo una caída en la presión de fractura de tal modo que ha presiones fluyentes menores a la presión de fractura se podrá fracturar la formación por efecto de la inducción termal, ver Fig. 33.
- La extensión de la fractura es función primordialmente de la presión del reservorio, permeabilidad y el tamaño de la región enfriada por la inyección de agua, y es directamente proporcional a la presión del reservorio, inversamente proporcional a su permeabilidad y directamente proporcional al tamaño de la región enfriada, como se muestra en la Fig. 34 y Fig. 35.

- Como se muestra en los reportes a menor permeabilidad mayor incremento de la longitud de fractura, mayor área en el rango de apertura entre los ejes mayor y menor del frente de agua y la zona enfriada, para una misma presión de reservorio y una misma cantidad de concentración de sólidos, como se esboza en la Fig. 34, Fig. 35 y Fig. 36.
- A mayor concentración de sólidos en suspensión, mayor extensión de la fractura y mayor área en el rango de apertura entre los ejes mayor y menor de la región del frente de agua, para una misma presión del reservorio y una misma permeabilidad, como se esboza en la Fig. 37.
- La Razón de Inyectividad es inversamente proporcional a la concentración de sólidos en suspensión, esto quiere decir que a menor concentración de sólidos en suspensión se esperaría una Razón de Inyectividad mayor, tal como se esboza en la Fig. 38, manteniendo la misma Presión de Reservorio y la misma Permeabilidad.

Lo anterior demuestra también que la curva de la Razón de Inyectividad con el Tiempo puede declinar si aumenta drásticamente el taponamiento de partículas en suspensión sobre la cara de la fractura (aumento drástico de la concentración de sólidos en suspensión).

- Así mismo podemos notar que ha diferentes presiones de reservorio, el cual es directamente proporcional a la extensión de la fractura, quiere decir que a bajas presiones de reservorio debería dar longitudes de fracturas mas cortas que ha presiones de reservorio más altas y en estas condiciones ambas regiones tendrían una forma mas aproximada a la circular que a la elíptica (menor rango de apertura de los ejes mayor y menor de ambos frentes). Y en forma inversa para altas presiones de reservorio se esperaría grandes longitudes de fractura y ambas regiones tendrían una forma más definidamente elíptica (mayor rango de apertura entre los ejes mayor y menor de ambas regiones), Fig. 34, Fig. 35 y Fig. 36; para una misma permeabilidad y concentración de sólidos en suspensión.

RECOMENDACIONES:

- Del reporte numérico-gráfico y el análisis de las conclusiones se podrá formular y recomendar pronósticos sobre el desarrollo y crecimiento de una fractura, esto es, si el interés es tener fracturas cortas, la recomendación sería: mantener un bajo caudal de inyección, considerando que el reservorio debería tener una alta permeabilidad o una baja presión, y por lo tanto se esperará un frente de agua más circular que elíptico. Y al contrario si el interés es tener grandes fracturas, la recomendación sería: mantener un alto caudal de inyección, considerando que el reservorio debería tener una baja permeabilidad y una alta presión o una pobre calidad de agua y por lo tanto se esperará una región de frente de agua más definitivamente elíptico.
- El desarrollo del fracturamiento de un pozo de inyección, puede tener un significativo impacto en el barrido y recuperación de petróleo. La recuperación puede aumentar o decrecer dependiendo de la orientación de la fractura y la velocidad con que desarrolla la fractura; por lo tanto se recomienda un monitoreo preventivo y predictivo del proceso de inyección en un pozo inyector.
- El presente modelo analítico-computacional, reporta información numérica y gráfica como resultado del procesamiento de la data específica de un yacimiento, lo cual nos ayuda a realizar análisis predictivos en cuanto a la selección de patrones de inyección de un pozo inyector, como es: caudal y/o presión de inyección, especificar la calidad de agua y temperatura de inyección, delimitar la duración de la inyección de agua en el pozo inyector y/o reinyector, para luego con esta información poder optimizar el proceso de Inyectividad y/o recuperación de petróleo; por tal razón se recomienda tomar en cuenta el diseño de un programa computacional a medida, con las características propias del campo en donde se opera y desarrolla un proyecto de inyección y/o reinyección de agua.

- En el presente estudio se desarrolló un modelo analítico computacional como una herramienta de ayuda para monitorear el proceso de inyección y/o reinyección de agua, con fracturamiento en la formación debido a la inducción termal; la cual utilizó una correlación modificada para el cálculo de la Resistencia Skin debido a daño por taponamiento sobre la cara de la fractura; tomando como base la presente investigación es necesario implementar el modelo tomando en cuenta las ecuaciones que modelan el transporte de partículas de inyección dentro de un medio poroso para el cálculo de la Resistencia Skin, estas ecuaciones contemplan datos de laboratorio que son necesarios para obtener un valor mas real en el cálculo de la Resistencia Skin y por consecuencia un modelo mas preciso en general; además tendríamos la opción de hacer comparaciones con el nuevo modelo implementado, lo cual ayudaría al afinamiento del análisis predictivo del proceso de inyección y/o reinyección de agua bajo condiciones de fracturamiento por inducción termal.

CAPITULO IX

9.- BIBLIOGRAFÍA

9.1.- Bibliografía Básica:

- T.K. Perkins and J.A. Gonzalez, SPE, ARCO Oil and Gas Co.
The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing
- K. Prasad Saripalli, Steven L. Bryant, Mukul M. Sharma. Ed. 1999.
SPE-52731: Role of Fracture Face and Formation Plugging in Injection Well
Fracturing and Injectivity Decline.
- Steven L. Bryant, Ramoj K. Paruchuri, K. Prasad Saripalli. Ed. 2002
Flow and solute transport around injection wells through a single, growing
fracture.
- Philippe A. Charlez. Ed. 2004
Rock Mechanics Vol II, Petroleum applications

9.2.- Bibliografía Complementaria y de consulta:

LIBROS:

- John R. Fanchi. Second Edition
Principles of Applied Reservoir Simulation
- John R. Fanchi. Ed. 2002
Shared Earth Modeling
- Tayfun Babadagli, Ed 2007. University of Alberta
Applied Reservoir Engineering
- Luciana Cunha, Ed. 2005 Canadian Petroleum Institute
Applied Reservoir Engineering
- Msc. Lucio Carrillo B. Ed. 2008
Simulación Numérica de Reservorios (curso de Maestría FIP)

- Jhon H. Mathews. Kurtis D. Fink. Tercera Edición. Ed. 2001
Métodos Numéricos con MATLAB
- G. Evans, J. Blackledge. Ed 2001
Numerical Methods for Partial Differential Ecuations
- Shoichiro Nakamura. Ed 1997.
Análisis Numérico y Grafico con MATLAB
- Eduardo Raffo Lecca, Primera Edicion. 2005
Métodos Numéricos para Ciencias e Ingeniería con MATLAB
- Peter Valkó Michael J. Economices, Texas A EM University, Collage Station.
Hydraulic Fracture Mechanics
- Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow, National Research
Council.
Rock Fractures and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications

PUBLICACIONES:

30 Publicaciones relacionadas con el proyecto de investigación:

SPE 38180

Injectivity Decline in Water Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study

Mukul. M. Sharma, SPE and Shutong Pang, The University of Texas at Austin, Kjell Erik Wennberg, SPE, IKU Petroleum Research, Lee Morgenthaler, SPE, Shell Oil Co

SPE 71614

Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance

Phani B. Gadde, SPE, and Mukul M. Sharma SPE, University of Texas at Austin

SPE 73740

An Experimental Investigation of Fracture Propagation during Water Injection

Roberto Suárez-Rivera, Jørn Stenebråten, TerraTek Inc., Phani B. Gadde and Mukul M. Sharma, SPE, The University of Texas at Austin

SPE 82235

Formation Damage vs. Solid Particles Deposition Profile during Laboratory Simulated

PWRI F.A.H. Al-Abduwani, SPE, A. Shirzadi, W.M.G.T. van den Broek, P.K. Currie, SPE / Delft University of Technology

SPE 94635

External Filter Cake Erosion: Mathematical Model and Experimental Study

Firas A.H. Al-Abduwani, SPE, Delft University of Technology; Pavel Bedrikovetsky, SPE, State North Fluminense University LENEPUENF; Rouhollah Farajzadeh, Delft University of Technology; Wim M.G.T. van den Broek, Delft University of Technology; and Peter K. Currie, SPE, Delft University of Technology

Investigation into the injectivity decline due to produced water re-injection under fracturing conditions

F.A.H. Al-Abduwani (Ph.D. student)
Department of Applied Earth Sciences
Section Petroleum Engineering

Filter Cake Formation in crossflow filtration of colloidal suspension

D. Jiao and Mukul M. Sharma. University of Texas At Austin

Modeling injection well performance during deep-well injection of liquid wastes

K.P. Saripalli^{a,b}, M.M. Sharma^{a,*}, S.L. Bryant^b

Journal of Hydrology 227 (2000) 41–55

A model for clay filter cake properties

Mukul M. Sharma and Lei Zongming

Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, CPE 2.502, Houston, TX 78712 (USA)

Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation

M. M. Sharma

Department of Petroleum Engineering
University of Texas
Austin, TX 78712

Reprinted from AIChE JOURNAL, October 1987

Fines Migration in Porous Media

M. M. Sharma

Department of Petroleum Engineering
University of Texas
Austin, TX 78712

SPE 17146

A One-Dimensional Formation Damage Simulator for Damage Due to Fines Migration

by S. Vitthal, M.M. Sharma, and K. Sepehrnoori, U. of Texas

SPE 73769

Filtration Properties of Oil-in-Water Emulsions containing Solids Kassim, Al-Riyamy, and Mukul M. Sharma, University of Texas at Austin

Size exclusion during particle suspension transport in porous media: stochastic and averaged equations

A. SANTOS¹ and P. BEDRIKOVETSKY²

¹Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio/DEC/GTEP)

Rua Marques de São Vicente 225, 22453-900, Rio de Janeiro, RJ, Brazil

²Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF/LENEP)

A Model for Predicting Injectivity Decline in Water-Injection Wells

Shutong Pang, SPE, and M.M. Sharma, SPE, U. Of Texas at Austin

Utilising Static Filtration Experiments to Test Existing Filtration Theories for Conformance

Firas A H Al-Abduwani, Delft University of Technology

Bert-Rik de Zwart, Delft University of Technology

Rouhollah Farajzadeh, Delft University of Technology

Wim M.G.T van den Broek, Delft University of Technology

Peter K Currie, Delft University of Technology

SPE 22107

Modeling of In-Situ Stress Change Due to Cold Fluid Injection

R.J. Clifton, Brown U., and J-J. Wang, * Terra Tek Inc.

SPE 81462

Water Injection and Water Flooding Under Fracturing Conditions

J.C. Noirof, P.J. Van Den Hoek, D. Zwarts, H.P. Bjoendal, G.Stewart SPE, Shell Internacional Exploration an Production.

An Analytical Model of Temperature and Stress fields during Cold-Water Injection into an oil Reservoir.

I. Kocabas, SPE United Arab Emirates U.

Geomechanical Effects of Waterflooding

II INTERNATIONAL SEMINAR ON OILFIELD WATER MANAGEMENT

OCTOBER 16 – 19, 2007

Dale Walters

A . (Tony) Settari

Taurus Reservoir Solutions

Impairment by Suspended Solids Invasión: Testing and Prediction

Eric Van Oort, SPE, J.F.G. Van Velzen and Klaas Leerlooifer, SPE Shell Research, Rijswijk

Thermally Induced Fractures: A Field-Proven Analytical Model

J-L. Detienne, SPE, Max Creusot, Nicolas Kessier, Bernard Sahuquet, SPE, and J-L Bergerot, SPE, Elf Aquitaine Production.

SPE 17417

Simulation of Thermally Induced Waterflood Fracturing in Prudhoe Bay

By A.M. Garon, * C.Y. Lin, and V.A. Dunayevsky ,* Siandard Oil Production Co.

SPE 20898

Thermally Induced Fracturing of Ula Water Injectors

A.P. Svendsen, SPE and M.S. Wright, SPE, BP Norway Ltd. And P.J. CHfford, SPE, and P.J. Berry BP Reserch Centre.

Declinación de la Inyectividad por Sólidos Suspendidos en el agua de Inyección en el Yacimiento Loma Alta Sur

Delia Diaz , Adriana Cavallaro, Gustavo Palma , Alejandro Warenica (Repsol YPF) Enrique Lanza (Lecor-Universidad Nacional de Cuyo), Jorge Costanzo (ITBA)

Detection of a Formation Fracture in a Waterflooding Experiment

R.H. Morales, SPE, Terra Tek Inc.
A.S. Abou.Sayed, I SPE, Terra Tek Inc.
A.H. Jones, SPE, Terra Tek Inc.
A. A1-Saffar, Qatar General Petroleum Co.

SPE 18142

Falloff Testing a Waterflood-Induced Fractured Well in Western Venezuela

by L.R. Prado,* INTEVEP S.A.; C. van Kruysdijk, Koninklijke/Shell E&P Laboratorium; H. Niko,* Shell Intl. Petroleum Mij.; and Z.A. Sancevic" and R. Rodriguez, Maraven S,A,

**Stress and Pore Pressure Distribution Around a Pressurized, Cooled
Crack in Low Permeability Rock**

A. Ghassemi University of North Dakota
P.O. Box 8358
Grand Forks, ND, 58202, USA.

SPE 68977

**Visual Observation of Produced Water Re-Injection Under Laboratory
Conditions**

F.A.H. Al-Abduwani, SPE, W.M.G.T. van den Broek, SPE, and P. K. Currie, SPE, Delft University of
Technology

Three Dimensional and Advanced Hydraulic Fracture Modeling

Edited by: R.G. Jeffrey - CSIRO Petroleum J.D. McLennan - TerraTek

A workshop held in conjunction with the Fourth North American Rock Mechanics Symposium

On The University of Washington Campus

Seattle, Washington

July 29, 2000

CAPITULO X

10.- ANEXOS

10.1.- Tablas y Gráficos

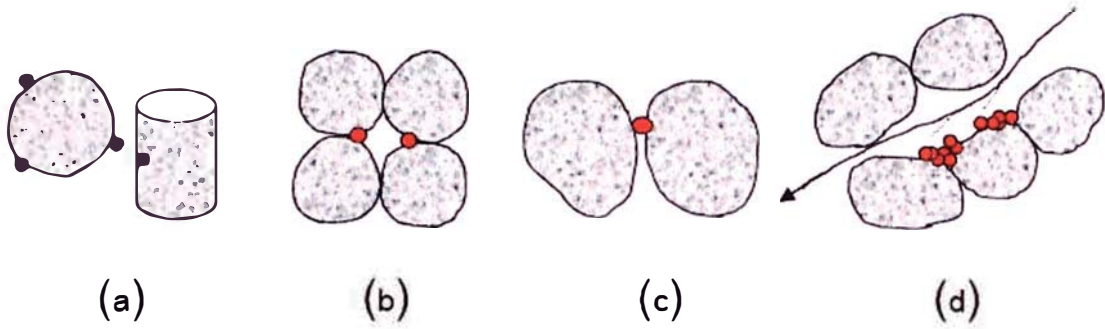


Fig. 39 Diferentes formas de retención de partículas:
(a) Superficial, **(b)** Grieta, **(c)** Constricción, **(d)** caverna

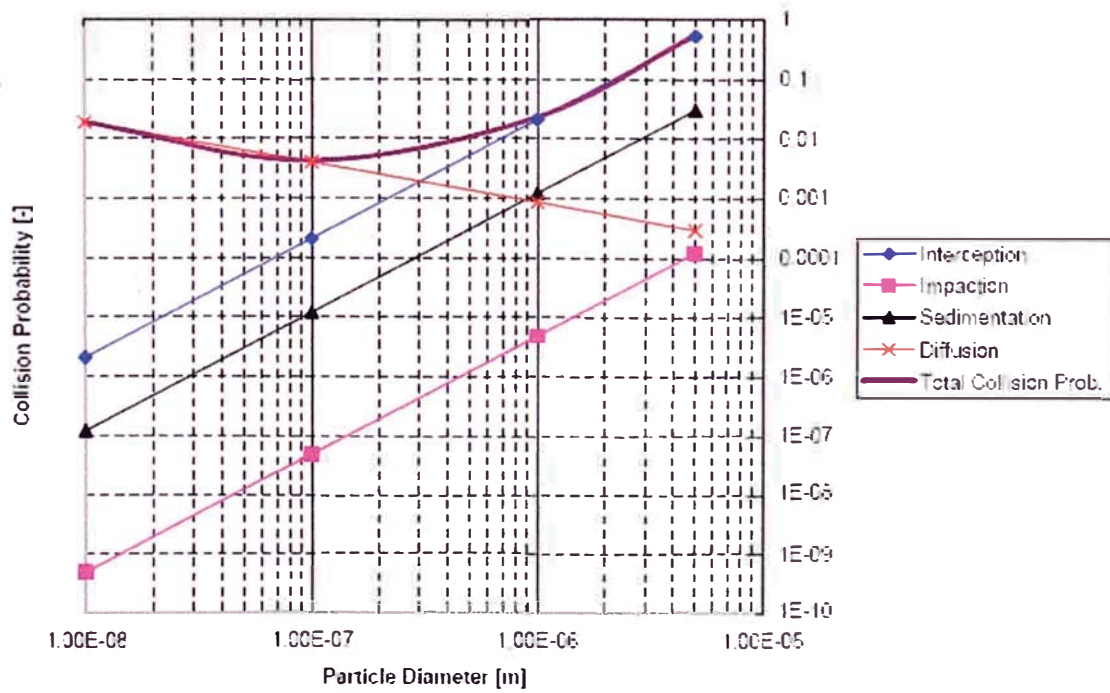


Fig. 40 Efecto del tamaño de partículas sobre la probabilidad de colisión

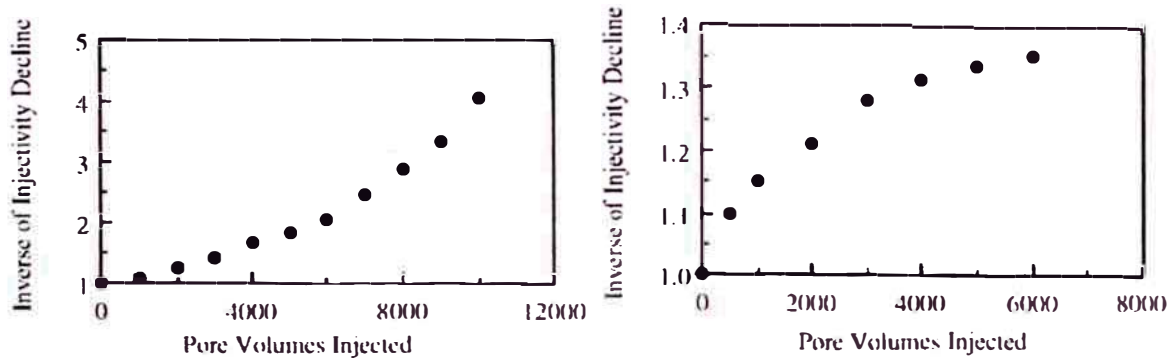


Fig. 41 Dos gráficas Inversa de la declinación de la inyectividad (vs) Volumen poroso inyectado, para diferentes datos.

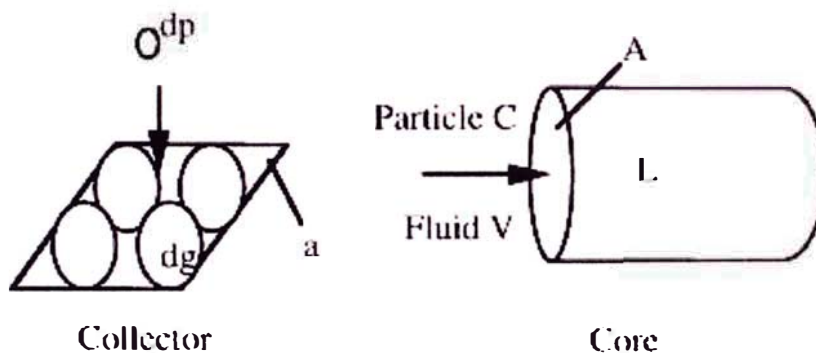


Fig. 42 Esquema de un colector y un core

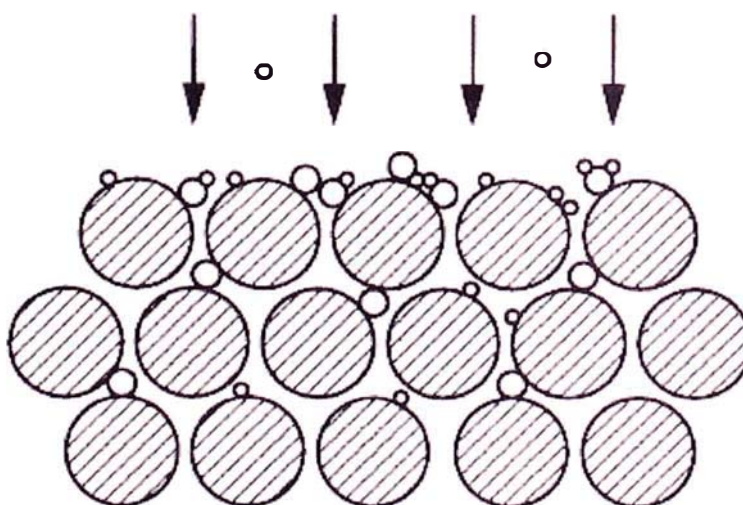


Fig. 43 Forma de la deposición de partículas atascadas en los granos de la roca

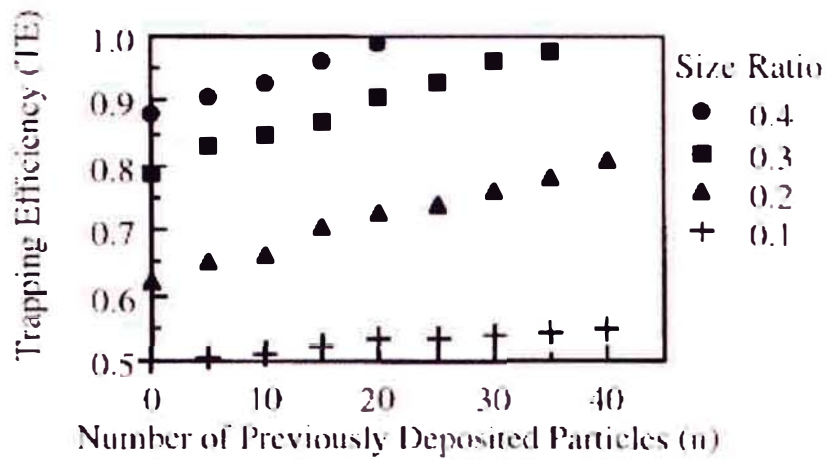


Fig. 44 Eficiencia de atrapamiento (vs) número de partículas depositadas (n)

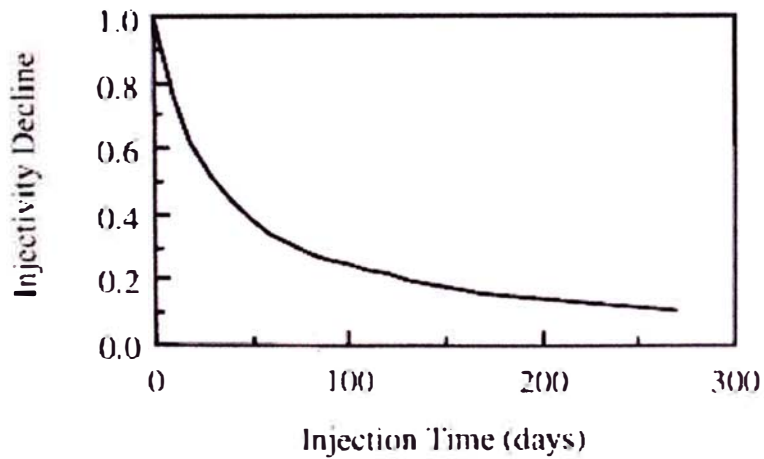


Fig. 45 Declinación de la inyectividad en un pozo en el tiempo

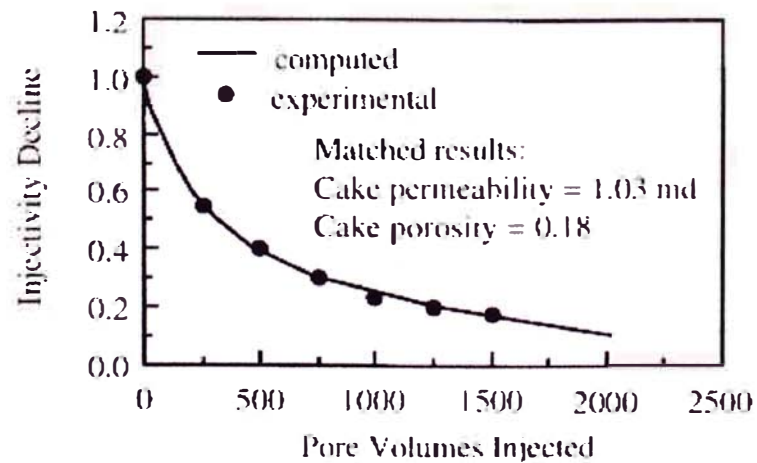


Fig. 46 Declinación de la inyectividad (vs) Volumen poroso inyectado

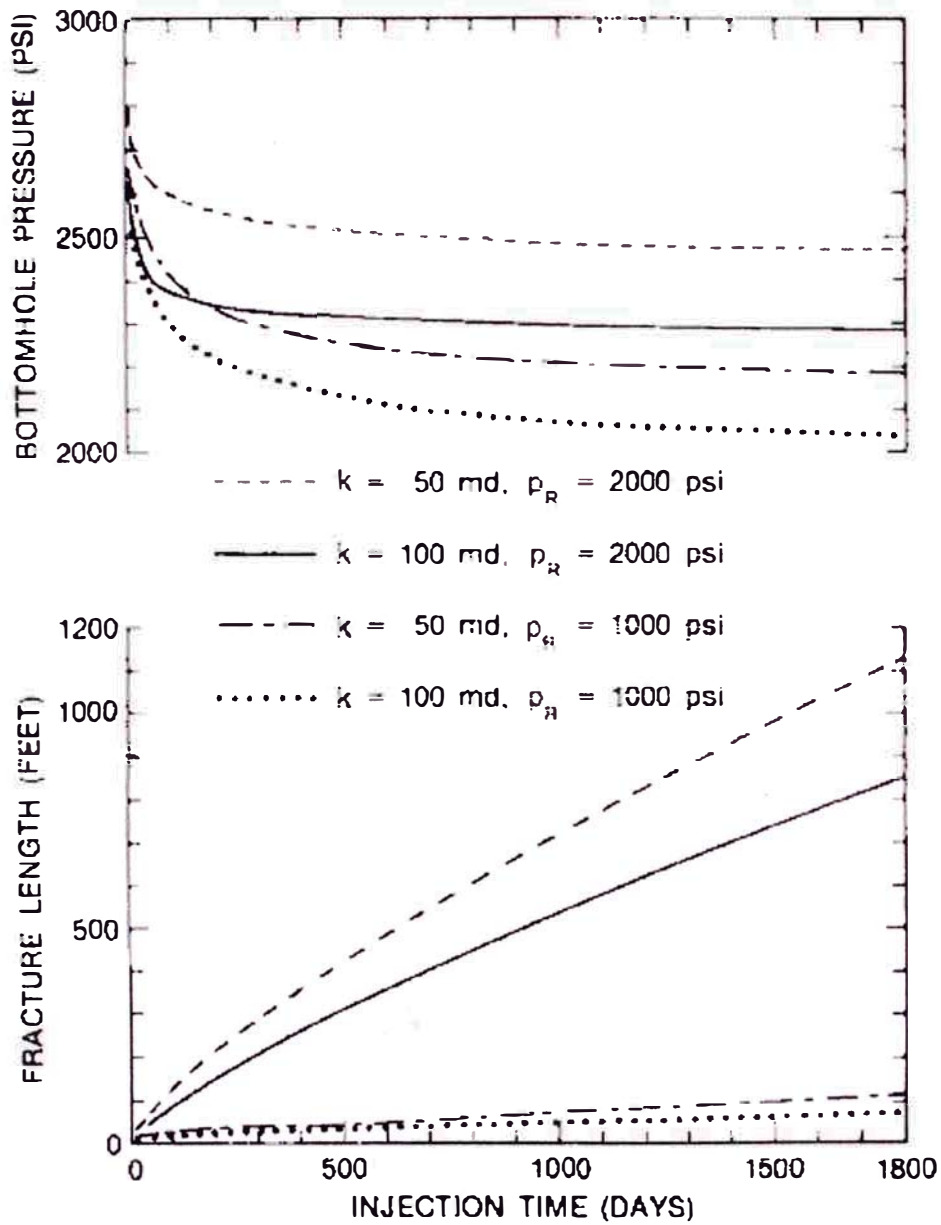


Fig. 47 Presión fluyente de fondo de pozo y Longitud de fractura para diferentes P_r y K en función del tiempo

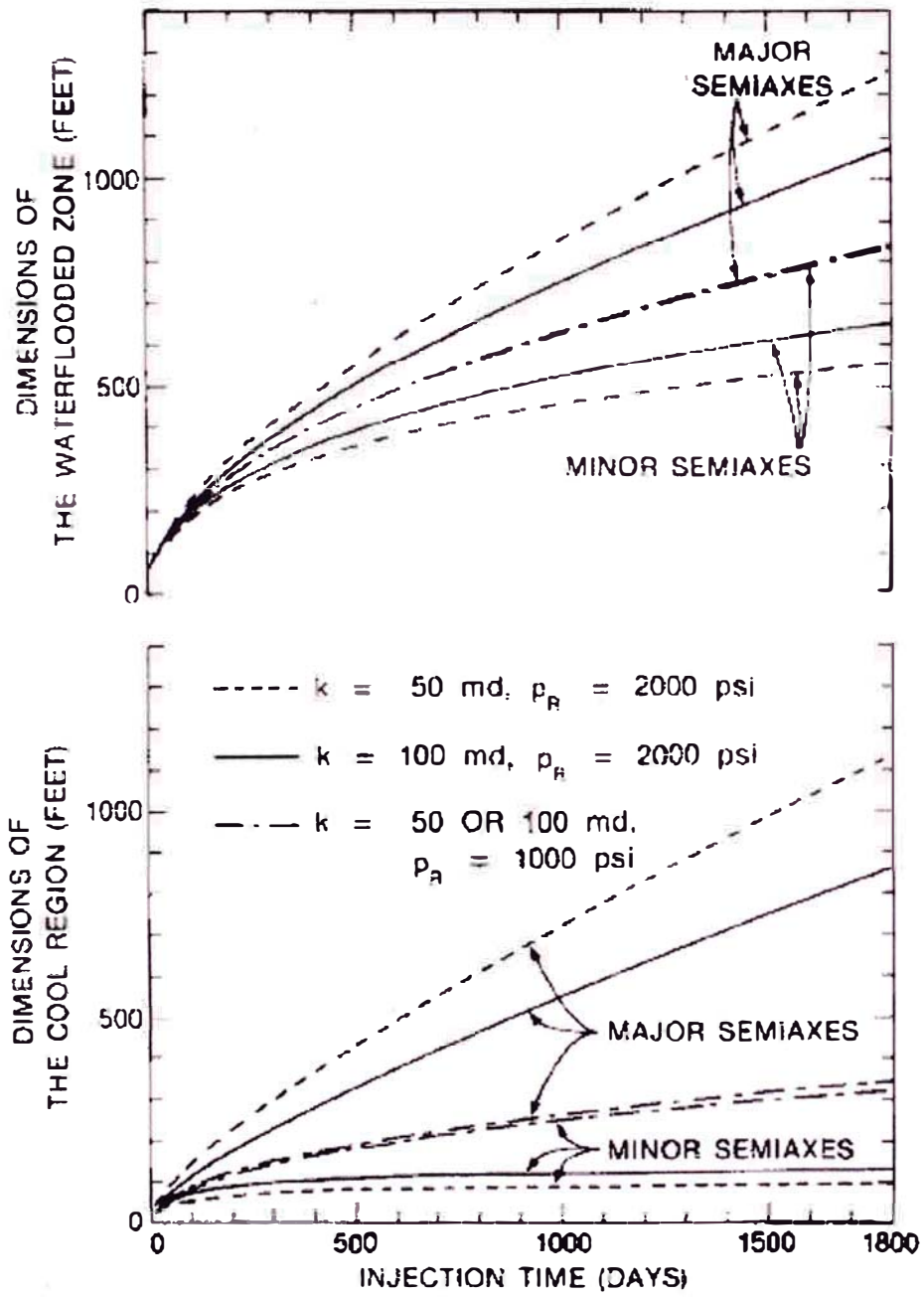


Fig. 48 Efecto de la P_r y la K en la forma del frente de agua y de la zona enfriada en función del tiempo

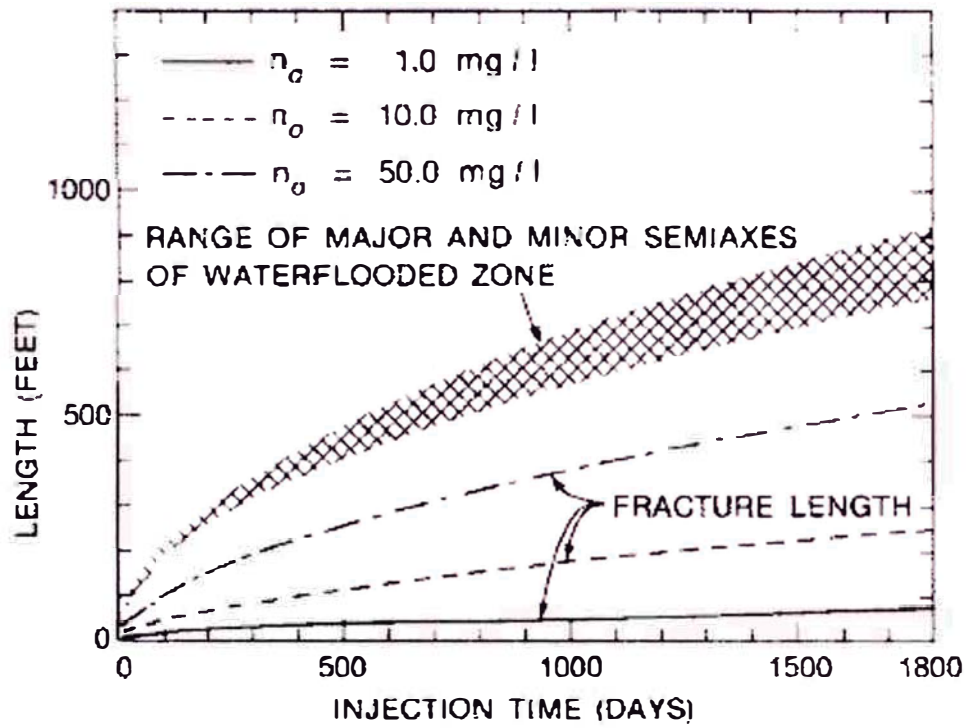


Fig. 49 Efecto de la concentración de sólidos sobre la longitud de fractura y de las dimensiones del frente de agua en función del tiempo

10.2.- Glosario de Términos

En el acápite 5.3, se mencionó la nomenclatura de los datos de inyección, propiedades de la roca reservorio y de las propiedades de los fluidos; a continuación, se muestra la lista conjunta de la nomenclatura de todos los términos usados en la presente investigación.

A_f = Área en la cara de la fractura, (ft²)

A_c = Área de la sección transversal de un core.

a_o = Semieje mayor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

b_o = Semieje menor de la elíptica de la región enfriada, (ft)

a_1 = Eje mayor de la elíptica del frente de agua, (ft)

b_1 = Eje menor de la elíptica del frente de agua, (ft)

a_g = Área de sección transversal de un grano de roca

C_n = Número de partículas suspendidas por unidad de Volumen (m³)

c_m = Concentración de partículas en el fluido inyectado (Vol/Vol)

C_w = Calor específico del agua, (Btu/lbm-°F)

C_{gr} = Calor específico de los granos, (Btu/lbm-°F)

E = El Módulo de Young's, (psi)

ν = Razón de Poisson's

β = Coeficiente lineal de expansión termal, (in/in-°F)

J = Coeficiente lineal de expansión poral

h = Espesor de la formación, (ft)

i_w = Tasa de flujo volumétrico, (B/D)

L_f = Longitud de la fractura, (ft)

(medida desde la boca de pozo hasta el borde de la fractura)

L_{DZ} = Longitud de la zona dañada

P_{wf} = Presión fluyente de fondo de pozo del agua de inyección, (psi)

P_f = Presión promedia de la formación, (psi)

- P_1 = Presión fluyente promedio del pozo, en el área circular al final de la extensión de la fractura, también denominada Presión Tip, (psi).
- ΔP_1 = Diferencia de presión entre el frente de flujo de agua y los límites de la formación, (psi).
- ΔP_2 = Diferencia de presión entre el frente enfriado y el frente de flujo de agua
- ΔP_3 = Diferencia de presión entre los límites de la fractura y el frente enfriado
- ΔP_f = Diferencia entre la presión en la boca de pozo y la presión promedio en la cara de la fractura, (psi)
- ΔP_f = Caída de la presión total desde la boca de pozo al final de la extensión de la fractura, (psi)
- ΔP_s = Incremento de la presión debido al taponamiento de partículas en la cara de la fractura (daño skin), (psi)
- ΔP_p = Incremento de la presión debido a los perforados, (psi)
- ΔP = Diferencia de presión utilizada para calcular el cambio de tensión en la roca causado por un cambio en la presión poral, $(P - P_f)$ en (psi)
- ΔT = Diferencia de T° utilizada para calcular el cambio de tensión en la roca causado por el cambio de temperatura, $(T - T_f)$ en (°F)
- $\Delta \sigma_{1T}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia $(T^\circ - T_r)$ entre el cilindro elíptico y los alrededores, perpendicular al eje mayor, (psi)
- $\Delta \sigma_{1P}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia $(P - P_r)$ entre el cilindro elíptico y los alrededores, perpendicular al eje mayor, (psi)
- $\Delta \sigma_{2T}$ = Variación de la tensión interior promedio debido a la diferencia $(T^\circ - T_r)$ entre el cilindro elíptico y los alrededores, paralelo al eje mayor, (psi)
- σ_1 = Tensión total al final de la extensión de la fractura, perpendicular a la fractura, (psi).
- $(\sigma_H)_{\min}$ = Tensión mínima horizontal de la roca oponiéndose a la fractura, (psi)
- $(\sigma_H)_{\max}$ = Tensión máxima horizontal, igual a la tensión neta original de la roca mas la presión poral, (psi).
- U = Energía superficial de la roca, (ft-lbf/in²)
- r_f = Radio de la extensión final de la fractura, igual al menor valor de L_f ó $h/2$

- v_p = Velocidad del agua inyectada cuando pasa a través de los perforados, (ft/seg)
- R_s = Resistencia al flujo causado por daño (skin), (1/ft)
- W_i = Volumen acumulado de agua de inyección a una tasa constante i_w
- S_{or} = Saturación de petróleo residual
- S_{wi} = Saturación de agua inicial
- t^* = Tiempo de transición
- n = Número de partículas atascadas en un grano de roca
- n^* = Número de partículas atascadas en un gramo de roca, cuando $\eta = 1$
- v = Velocidad de flujo intersticial
- R_{int} = Resistencia al flujo debido a la formación del Filter Cake interno debido a la deposición de partículas en la zona dañada.
- R_c = Resistencia al flujo debido a la formación del Filter Cake externo (de permeabilidad Kc y espesor hc).
- ξ_o = El valor en coordenadas elípticas que describe el límite exterior de la región enfriada
- ξ_1 = El valor en coordenadas elípticas que describe el límite exterior de la región del frente de agua.
- ρ_w = Densidad del agua, (lbm/ft³)
- ρ_{gr} = Densidad de los granos, (lbm/ft³)