



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Diseño de un Tratamiento de Fracturamiento con Acido

T E S I S

Que para obtener el título de:
INGENIERO PETROLERO
p r e s e n t a :
JUAN MANUEL CASTAÑEDA SEGURA

México, D. F.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O.

I.- INTRODUCCION.

1.1 Historia de la acidificación.

II.- METODOS DE ACIDIFICACION

2.1 Procedimientos de acidificación.

III.-FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO CON ACIDO

3.1 Introducción.

3.2 Geometría de la fractura.

3.3 Distancia de penetración del ácido.

3.4 Conductividad de la fractura.

IV.- DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON ACIDO

4.1 Introducción.

4.2 Determinación de las propiedades de la matriz y de los fluidos.

4.3 Selección de los parámetros de diseño.

4.4 Cálculo de la geometría de la fractura y distancia de penetración del ácido.

4.5 Predicción de la penetración del ácido activo.

4.6 Predicción de la conductividad de la fractura y el incremento en la productividad del pozo.

V.- ADITIVOS PARA ACIDOS.

5.1 Introducción.

5.2 Inhibidores de corrosión.

5.3 Surfactantes.

5.4 Solventes mutuos.

5.5 Reductores de fricción.

5.6 Reductores de pérdida de filtrado.

- 5.7 Agentes desviadores.
- 5.8 Agentes secuestrantes.
- 5.9 Aditivos de limpieza.

VI.- ECONOMIA DEL FRACTURAMIENTO.

- 6.1 Introducción.
- 6.2 Análisis de flujo de dinero.
- 6.3 Período de pago.
- 6.4 Razón inversión-garancia.
- 6.5 Técnica de flujo descortado de dinero.
- 6.6 Uso de los índices económicos.

VII.-PROGRAMA DE COMPUTO.

- 7.1 Diagrama de flujo simplificado.
- 7.2 Codificación.
- 7.3 Explicación del programa .
- 7.4 Análisis cualitativo del comportamiento de las variables que intervienen en el diseño de un -
fracturamiento con ácido.

VIII.-CONCLUSIONES

C A P I T U L O I

INTRODUCCION.

El fracturamiento con ácido es una técnica comunmente usada para estimular la producción en yacimientos de rocas carbonatadas . El ácido , o el fluido que contiene el ácido , es inyectado al pozo a ritmos y presiones suficientes para fracturar la formación . El ácido fluye a través de la fractura y reacciona con la roca carbonatada , disolviéndola parcialmente . Cuando el tratamiento termina y la fractura cierra , un canal conductivo permanece abierto por el cuál los fluidos del yacimiento fluyen al pozo .

El grado de complejidad de las técnicas de estimulación ha aumentado en los ultimos años , por lo que ha sido necesario un mejor entendimiento de los procesos de acidificación y de los procedimientos para diseñar un tratamiento con ácido para incrementar la productividad de los pozos . En consecuencia , este trabajo comprende algunos capítulos sobre la ciencia y tecnología que sirven como base para el entendimiento de los fundamentos de la estimulación con ácido . Otros capítulos tratan sobre el procedimiento de diseño de estos tratamientos , así como de la selección apropiada de los fluidos y aditivos que se usan en los tratamientos . También se discuten tópicos de interés general , como el de la economía de la acidificación . Se hace un análisis de los parámetros que intervienen en el diseño de un fracturamiento con ácido . Finalmente , se incluye un programa de cómputo para el diseño de un tratamiento con ácido . La finalidad de este trabajo es ayudar a seleccionar el tratamiento óptimo , es decir: el que proporcione el mayor incremento en la productividad al mínimo costo .

1.1 Historia de la acidificación .

En una evaluación de la historia de procesos de estimulación

a pozos , la acidificación debe ser considerada la técnica más vieja que aún está en uso . Otra técnica tal como el fracturamiento hidráulico fué desarrollada mucho más recientemente . El conocimiento de la acidificación como método de estimulación de pozos empezó en el siglo pasado .

Los primeros registros indican que el primer tratamiento - fué desarrollado en 1895 . De mayor interés es que el ácido clorhídrico , el agente comunmente preferido en la actualidad , fué empleado en estas pruebas . A Herman Frash se le da el crédito de haber inventado esta técnica . De todas las patentes de acidificación , la primera - que emitió Frash en marzo de 1896 - es quizá la más instructiva . Registró en un breve documento algunos de los elementos de tratamientos de acidificación presentes hoy en día .Técnicamente no es importante , pero su interés es histórico , se encuentra una patente similar empleando ácido sulfúrico , obtenida por Jhon W. Van Dyke . Subsecuentemente , Frash y Van Dyke añadieron la otra mitad de interés en sus patentes - respectivas .

Patente de acidificación de Frash .- La patente de Frash involucró un reactivo (ácido clorhídrico) que reaccionaría con la caliza para producir productos solubles - dióxido de carbono y cloruro de calcio - que serían desalojados de la formación - con los fluidos del pozo que fueran producidos . En contraste , el proceso de Van Dyke , usó ácido sulfúrico , produciendo sulfato de calcio insoluble , el cual es capaz de taponar la formación .

El concepto de Frash de la acidificación contenía algunos de los elementos de las técnicas actuales . En su patente , él describió " Un método nuevo y superior basado en la acción química ataca la roca caliza " . Frash anticipó la necesidad de " poner (el ácido) bajo una gran presión " debe ser --

poderosa para " presionar dentro de la roca y hecha para actuar sobre la misma a una distancia del agujero original " . El también estableció que " grandes canales pueden ser formados " en el proceso . Esta patente indica " El uso del ácido muriático o clorhídrico (el cual contiene de treinta a cuarenta por ciento en peso de gas) " . El uso de un lavado posterior fué anticipado en la siguiente declaración " Es ventajoso para removerlo (el ácido) y obligarlo a penetrar más en la roca por el empuje de un líquido neutral barato , tal como el agua , dentro del - pozo " .

Frash no estuvo seguro de como se agotaría completamente el ácido . Para evitar regresar ácido activo al pozo , él propuso " introducir un líquido alcalino " para neutralizar algún rastro remanente de ácido . La ventaja de la neutralización , fué : -- " evitar el daño de corrosión de los aparatos usados posteriormente " . Dandose cuenta que su proceso requería de la inyección de un material altamente corrosivo , Frash propuso el uso de una tubería a prueba de corrosión . Finalmente , Frash anticipó la necesidad de usar empacadores de goma o de caucho para cerrar el espacio anular y forzar el ácido dentro de la formación .

Frash y Van Dyke concibieron el proceso de acidificación como un medio para incrementar la producción en pozos de aceite de Lima , Ohio , la cual en dicho tiempo , aportaba cerca de la tercera parte de la producción total en E.U. Algunos de los pozos en esta área producían poco en comparación con los pozos fluyentes más prolíficos . Los inventores concluyeron que la producción se incrementaría en estos pozos de baja productividad , si el ácido creara más canales conductivos hacia el pozo . Evidentemente , el método fué aplicado con éxito . La Oil City Derrick registró la historia detallada que explicaba dicho proceso . La primera aplicación fué descrita como sigue : " Hace dos meses , una prueba práctica de estos procesos se efectuó en la granja Crocley , propiedad de la Ohio Oil Company , cerca de Lima, Ohio. Se emplearon

65 barriles de ácido en el pozo . Los canales de la roca almacenadora en este pozo eran tan impermeables que con una presión de entre 800 y 900 lb/pg² la roca tomó apenas un barril de ácido y agua por hora . Sin embargo , como el ácido empezó a hacer su trabajo , los canales en la roca fueron gradualmente incrementándose , hasta que al final la roca aceptó seis barriles por hora . " Desde que se intervino , el pozo ha sido bombeado durante unos cuarenta días . La producción de aceite se ha incrementado en un 300 % y el gas sobre 400 % . El artículo finalizó con la siguiente declaración : " Mientras este proceso puede parecer demasiado simple , aún así ha requerido considerable ingeniosidad , destreza y un conocimiento práctico de los pozos productores de aceites, así como de conocimientos químicos para desarrollar una idea y aportarla a su grado de perfección actual ; ahora un pozo puede ser intervenido con ácido o puede ser torpedeado , y los resultados obtenidos no pueden ser esperados con el uso de la nitroglicerina "

Aunque el nuevo proceso^o fué usado muchas veces en los dos años siguientes , por alguna razón , que no está enteramente clara en los registros históricos , su uso declinó y no existe evidencia de acidificaciones durante los 30 años siguientes .

C A P I T U L O II

METODOS DE ACIDIFICACION .

2.1 Procedimientos de acidificación.

De acuerdo con la forma en que se introduce el ácido a la formación los tratamientos con ácido pueden quedar clasificados dentro de tres tipos :

- 1.- De limpieza o lavado.
- 2.- Acidificaciones intersticiales o a la matriz.
- 3.- Por fracturamiento con ácido .

Tratamiento de limpieza o lavado . El objetivo de estos -- tratamientos es remover las incrustaciones solubles en ácido que se presenten en el pozo o abrir las perforaciones .

La técnica consiste en la introducción de volúmenes relativamente pequeños de ácido en el lugar adecuado o deseado , permitiendo que reaccione con los depósitos o con la formación . El ácido que se introduce es principalmente el ácido para " lodos" o ácido intensificado ($HCl + HF$) con aditivos dispersantes o - agentes suspensores de arcillas para lavar las paredes del pozo y / o abrir las perforaciones en la tubería , propiciando canales para el regreso de los materiales de invasión . Así se acondiciona el pozo para estimulaciones posteriores , con volúmenes mayores de ácidos normales , lo cual es preferible hacerlo por etapas (a menos que se use ácido de acción retardada) doblando el volumen de ácido en cada etapa subsecuente .

El volumen de ácido para este primer tratamiento de lavado depende del espesor a tratar , del radio de invasión y de los - fluidos usados en la perforación y la terminación del pozo . Por lo general se seleccionan en forma experimental , variando entre 200 y 800 litros por metro expuesto a producción .

Acidificación a la matriz . Se define como la inyección de ácido a la formación , a una presión menor que la de fractura .

El objetivo de este tratamiento es aumentar la porosidad y permeabilidad de manera uniforme , en toda la vecindad del pozo , por disolución de parte de la roca .

Cuando la acidificación se efectúa correctamente , se obtienen incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas , la relación gas-aceite o la relación agua-aceite. Debido a la gran superficie de roca que establece contacto con el ácido , en un tratamiento a la matriz , el tiempo de reacción es muy corto . Por lo tanto la formación sólo queda tratada a unas cuantas pulgadas de la pared del pozo .

Uno de los problemas en el tratamiento de acidificación a la matriz es el desconocimiento de la presión de fracturamiento .

Como la presión de fracturamiento decrece al disminuir la presión del yacimiento , frecuentemente es necesario efectuar - pruebas de fracturamiento para determinar la presión de fractura de una zona o yacimiento específico (Fig. 2.1 *).

El procedimiento de prueba consiste en iniciar la inyección de agua o aceite limpios a la formación , a un gasto muy bajo , del orden de $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{2}$ barril por minuto , y medir la presión de bombeo . A continuación se incrementa el gasto de inyección , - hasta que la curva gasto-presión cambia de pendiente , como se observa en la Fig. 2.1 punto B . Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes de dicho punto B , la acidificación puede efectuarse a esa presión o a una ligeramente inferior .

Los tratamientos a la matriz se emplean en formaciones de porosidad intergranular y homogénea , donde se desea evitar el peligro de comunicar zonas de gas o de agua por medio de fracturas inducidas .

* Las figuras correspondientes se encuentran al final de cada capítulo.

Fracturamiento con ácido .- Consiste en inyectar ácido a la formación , a una presión suficientemente alta para fracturar - la formación o abrir las fracturas existentes . La estimulación se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un -- canal o una serie de canales altamente permeables . Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura solubles en ácido . Se formará una fractura con alta conductividad .

La fractura puede permanecer después del tratamiento si las caras de las fracturas quedan grabadas cuando se libera la presión y la fractura cierra . La longitud de la fractura creada - depende de una combinación del ritmo de reacción del ácido , el ritmo de pérdida de fluido (de la fractura a la formación) y del ritmo de inyección .

La longitud y amplitud serán mayores mientras sea menor la pérdida de fluido . La velocidad de reacción debe ser pequeña para que el ácido penetre y sea mayor la longitud de la fractura . A mayor gasto , mayor será la fractura ; y a menor temperatura , menor será la velocidad de reacción y mayor la longitud de la fractura .

El fracturamiento con ácido es la técnica de estimulación-- más usada para estimular las formaciones calizas o dolomías .

En un tratamiento de este tipo se inyecta un fluido a la - formación a un gasto mayor que el que puede aceptar la matriz - del yacimiento . Esta inyección rápida produce un incremento de la presión en las paredes del pozo , lo suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de la roca a la compresión y su - resistencia a la tensión . A esta presión la roca falla , formándose una fractura . La inyección continua del fluido incremen-- tará la longitud y la amplitud de la fractura .

Dos problemas que se presentan al fracturar con ácido son :

- 1) El cierre de la fractura , cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente homogéneas .
- 2) El taponamiento de la fractura , cuando se liberan apreciables cantidades de partículas finas insolubles en ácido .

Para combatir el cierre de la fractura en formaciones uniformemente solubles , debe considerarse el fracturamiento hidráulico con sustentante , así como técnicas especiales de acidificación que proporcionen canales de flujo . Esta técnica consiste en inyectar un colchón de fluido muy viscoso adelante del ácido . La digitación del ácido de baja viscosidad , a través del fluido viscoso , origina un arreglo en forma de valles y colinas que ayudan a formar y mantener canales de flujo .

Si la liberación de cantidades excesivas de partículas finas es el problema , se utilizan agentes suspensores , para reducir el asentamiento y puenteo de estas partículas en la fractura durante su limpieza después de la acidificación .

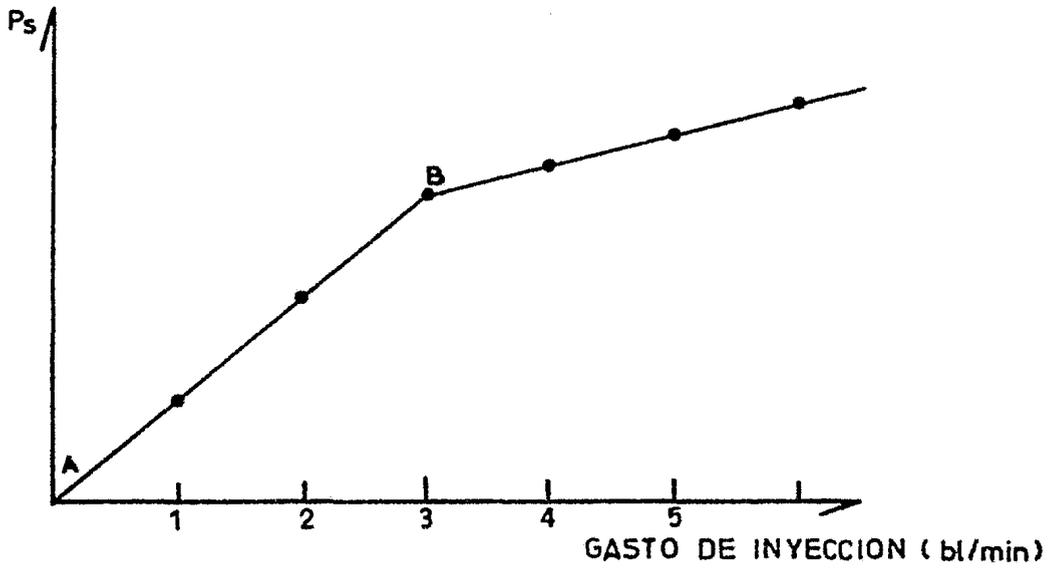


FIG. 2.1 DETERMINACION PRACTICA DE LA PRESION DE FRACTURAMIENTO

C A P I T U L O I I I

FUNDAMENTOS DE FRACTURAMIENTO CON ACIDO.

3.1 Introducción .

La razón de estimulación resultante de un tratamiento de -
fracturamiento con ácido (J/J_0) , está controlada por dos caracte-
rísticas de la fractura formada por la reacción del ácido : La
longitud de la fractura conductiva que permanece abierta después
del tratamiento , y la razón de conductividad de esta fractura
a la permeabilidad de la formación . La longitud de la fractura
acidificada y la conductividad de la fractura dependen esencial-
mente del diseño del tratamiento y la resistencia de la forma-
ción . La relación de estimulación de estas variables está ilus-
trada en la Fig . 3.1.

Para diseñar un tratamiento de fracturamiento con ácido ,
es necesario entender como varios parámetros alteran el trata-
miento . Este capítulo presenta estas relaciones en términos --
cualitativos . La secuencia de presentación corresponde a los -
pasos en un tratamiento . El efecto de las características del
fluido y de la formación sobre la geometría de la fractura crea-
da por el ácido , o el bache de fluido antes de la inyección --
del ácido, se describe primero . A continuación se describen las
variables que controlan la distancia que el ácido activo puede
recorrer a lo largo de la fractura (llamada distancia de pen-
etración del ácido) y la conductividad de la fractura creada --
como un resultado de la reacción del ácido .

3.2 Geometría de la fractura .

En un tratamiento de fracturamiento , el ácido , o el flui-
do usado como bache antes del ácido , se inyecta a ritmos mayo-
res de los que el yacimiento puede aceptar . Esto produce un --
incremento en la presión del pozo , hasta que se excede el esfu-
erzo de compresión de la formación y la resistencia a la tensión
de la roca . A esta presión la formación falla , permitiendo que
se forme una fractura . La fractura así formada se propaga por

inyección continua del fluido .

Ya que las rocas subsuperficiales están bajo esfuerzo compresivo debido al peso de sobrecarga , una fractura se orientará por si misma y crecerá perpendicular al eje del mínimo esfuerzo compresivo principal . Lo anterior se ilustra en la Fig. 3.2 .

Normalmente el esfuerzo vertical será mayor que el esfuerzo horizontal , por lo tanto la fractura se orientará verticalmente , como se ilustra en la figura 3.3 .

En pozos someros (normalmente , a menos de 2000 pies) el esfuerzo horizontal puede llegar a ser mayor que el esfuerzo vertical , en dicho caso la fractura se propagará en un plano horizontal . En este trabajo se suponen fracturas verticales .

La geometría de la fractura formada por la inyección de un fluido es controlada por : a) las propiedades elásticas de la formación ; b) la fuerza generada por el incremento de la presión en la fractura , debido a la resistencia por fricción al flujo de fluidos a lo largo de la fractura (llamada presión de propagación de la fractura) ; y c) el ritmo de flujo de fluidos dentro de la formación relativo al ritmo de fluido de inyección . La razón de la amplitud de la fractura medida en el pozo a la longitud de la fractura (Ww/L) es proporcional a las propiedades del fluido de la formación y de la fractura . La relación teorica que relaciona amplitud , longitud y propiedades de la formación se da en la ecuación 3.1

$$\frac{Ww}{L} \approx \left(\frac{\mu i}{EhL^2} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (3.1)$$

La relación muestra que la amplitud de la fractura se incrementará si la longitud de la fractura , L , la viscosidad del fluido , μ , o el ritmo de inyección por unidad de altura , i/h ,

aumentan , y disminuirá si el módulo de Young , E , de la formación aumenta . Algunas formaciones carbonatadas tienen un valor alto del módulo de Young y por lo tanto no es fácil conseguir que se formen fracturas de gran amplitud . La amplitud de la fractura puede maximizarse en dichas formaciones por : 1) usando un fluido bache con una alta viscosidad , 2) inyectando un fluido a un ritmo alto , 3) inyectando un gran volumen de fluido , y/o 4) reduciendo el ritmo de pérdida de fluido a la formación por adición de aditivos de pérdida de fluido .

En tratamientos de fracturamiento con ácido , comunmente se usan dos procesos : se inyecta el ácido sin aditivos ; o un fluido (llamado bache) , que creará una largay amplia fractura , se inyecta antes que el ácido . Cuando se usa ácido , sin un fluido bache , la fractura dinámica frecuentemente es corta y angosta , debido a que el ritmo de pérdida de fluido para el ácido sin aditivos es alto y , como un resultado de su baja viscosidad , la presión de propagación de la fractura es baja . Generalmente se produce una fractura larga y amplia mediante el uso de un fluido bache de alta viscosidad que permita controlar el ritmo de pérdida de fluido a la formación . Después de iniciar la inyección del ácido , la geometría se altera , dependiendo de las características de pérdida de fluido del ácido .

3.3 Distancia de penetración del ácido .

La distancia que el ácido activo recorre a lo largo de la fractura durante el tratamiento (llamada distancia de penetración del ácido) es una de las variables que determinan el éxito o fracaso del tratamiento . Esta distancia es controlada por las características de pérdida de fluido del ácido , el ritmo de reacción del ácido con la roca de la formación , y el ritmo de flujo de ácido a lo largo de la fractura .

La velocidad de reacción del ácido en la mayoría de los --

carbonatos está controlada principalmente por el ritmo de transferencia del mismo a las paredes de la fractura , y no por la - reacción cinética superficial . La velocidad de transferencia de ácido a las paredes de las fracturas es controlada por la distancia que el ácido debe moverse para alcanzar la pared (esto es , la amplitud de la fractura) , el ritmo de flujo de ácido a la pared de la fractura debido a la pérdida de fluido a la - formación , y por el flujo turbulento que puede ocurrir en la - fractura . Como se muestra esquemáticamente en la Fig. 3.4 , a ritmo bajos , el flujo es laminar y la transferencia de ácido - a la pared de la fractura será influenciada por un flujo secundario , inducido por cambios de densidad resultantes de la reacción . A velocidades de flujo mayores , el flujo llega a ser - turbulento y el ritmo de transferencia de ácido aumentará al - aumentar el ritmo de inyección .

Efecto del ritmo de pérdida de fluido del ácido .

Cuando el ácido entra a la fractura reacciona con las paredes de la misma y elimina el enjarre creado por los aditivos -- de pérdida de fluido usados en el fluido bache . Una vez que -- esto ocurre , la geometría de la fractura queda controlada principalmente por las características de pérdida de fluido del -- ácido .

La geometría de la fractura después de la inyección del ácido dentro de una fractura creada por un bache viscoso no puede ser predicha con exactitud . Sin embargo se puede concluir que si un aditivo efectivo de pérdida de fluido no es incluido en el ácido , el ritmo de pérdida de fluido , después de empezar la - inyección del ácido , será mayor que cuando sólo fué inyectado el bache , y eventualmente la fractura empezará a cerrarse debido a este incremento en el ritmo de pérdida de fluido .

Es claro que el uso de un aditivo efectivo de pérdida de -

fluido en el ácido es de gran importancia para maximizar la distancia de penetración del ácido . El control de pérdida de fluido de un ácido , cuando se estimulan formaciones carbonatadas , generalmente es mucho más difícil de lograr que cuando se lleva a cabo un fracturamiento en una arenisca con un fluido inerte debido a que el ácido continúa disolviendo la matriz de la roca que soporta el aditivo de pérdida de fluido . En adición, algunos carbonatos están naturalmente fracturados o contienen cavernas y por lo tanto tienen canales de flujo que son mucho más difícil de taponar con algún aditivo . En experimentos que se han realizado se ha encontrado que un aditivo efectivo de pérdida de fluido puede causar que la reacción del ácido sea más uniforme , produciendo varios "agujeros de gusano " en lugar de sólo uno , y con eso se reduce grandemente la velocidad de pérdida de fluido en la fractura . Cuando existen fracturas o cavidades , los aditivos comúnmente usados no pueden mejorar el control de pérdida de fluido .

Se dispone de varios aditivos de pérdida de fluido para el ácido . Los mejores aditivos disponibles en la actualidad son usualmente una mezcla de agentes gelificantes , que son relativamente estables en el ácido , y pequeñas partículas inertes , como la arena de sílice . El sistema puede ser mejorado cuando se usa una emulsión de ácido externa . Otros aditivos usados frecuentemente incluyen polímeros hidratables con el ácido y mezclas de resinas solubles en aceite . Estos aditivos deben usarse en altas concentraciones (de 100 a 200 lb/1000 gal) para ser efectivos .

Efecto de la amplitud de la fractura .

Un incremento en la amplitud de la fractura normalmente incrementa la distancia que el ácido activo penetra a lo largo de la fractura .Este efecto se ilustra en la figura 3.5 . Para el

ejemplo considerado , un incremento en la amplitud de 0.05 pulgadas a 0.20 pulgadas incrementa la distancia de penetración del ácido de 80 a 175 pies en una caliza . Si la formación es dolomía el incremento correspondiente es de 100 a 260 pies .

Efecto del ritmo de inyección .

Al variar el ritmo de inyección se altera el tratamiento - de fracturamiento con ácido . La distancia que el ácido activo penetra a lo largo de la fractura normalmente se incrementa cuando se aumenta la velocidad de flujo a lo largo de la fractura . Un incremento en el ritmo de inyección reduce la temperatura a la cual el ácido entra a la fractura , con eso se logran incrementos adicionales en la distancia de penetración del ácido por reducción del ritmo de reacción . En la Fig. 3.6 se ilustra --- como cambia la distancia de penetración del ácido con el ritmo de inyección , para formaciones tipo , suponiendo una temperatura constante . En este ejemplo se tiene una distancia de penetración de 280 pies para una caliza y de 400 pies para una dolomía , cuando el ritmo de inyección es de 1 bl/min por pie de -- altura de fractura . Nótese que el incremento en la distancia - de penetración del ácido , al aumentar el ritmo de inyección , es menor a ritmos altos . Esto se debe a que la ventaja de una velocidad de flujo grande a lo largo de la fractura se contra-- rresta por el incremento en la turbulencia que ocurre como un - resultado del aumento de la velocidad de flujo .

Efecto de la temperatura .

Es necesario obtener en forma precisa la temperatura del - fluido en la fractura para predecir la geometría de la misma y la distancia de penetración del ácido . Normalmente no es preci-- so suponer que el fluido se encuentra a la temperatura de la -- formación , después que éste entra a la fractura , cuando grandes volúmenes o altos ritmos de tratamiento son considerados , debi-- do a que el fluido puede alcanzar las perforaciones a una ----

temperatura cercana a la temperatura de inyección en la superficie . Por lo tanto , es necesario estimar el cambio en la temperatura del fluido cuando éste es bombeado hacia el pozo y a lo largo de la fractura .

El efecto del tiempo y ritmo de inyección sobre la -- temperatura de la formación se muestra en la Fig. 3.7 para un pozo de 10 000 pies de profundidad . Después de una hora de inyección , por ejemplo , la temperatura de fondo del pozo es unicamente 50 °F mayor que la temperatura de inyección en la su---perficie , a un ritmo de inyección de 4 bl/min . (A un ritmo - de inyección más común , de 10 bl/min , la temperatura de fondo del pozo es sólo 30 °F mayor que la temperatura de inyección en la superficie , después de 30 minutos de inyección de fluido) .

Debido a la diferencia en capacidad calorífica y caracterís- ticas de pérdida de fluido , la temperatura de la fractura depen- derá del tipo de fluido usado como bache . Los efectos del tipo de fluido , eficiencia (razón de volumen de fractura a volumen inyectado) , volumen inyectado , y amplitud de la fractura so- bre los perfiles de la temperatura predicha fueron estudiados - por Sinclair . El concluyó lo siguiente :

- Los fluidos con baja viscosidad y eficiencia (alto ritmo de pérdida de fluido) pueden enfriar efectivamente la formación en las cercanías de la fractura , y con eso reducir la tempera- tura del fluido en la fractura . Debido a la baja eficiencia , se requieren grandes volúmenes de fluido para formar una larga fractura y normalmente su amplitud será angosta . En esta cate- goría de fluidos se incluyen agua sola y aguas gelificadas de baja viscosidad , sin aditivos de pérdida de fluido . Estos --- fluidos se usan algunas veces como baches preenfriadores , para reducir la temperatura en la fractura e incrementar la distancia de penetración del ácido .

- Los fluidos viscosos normalmente tendrán una alta eficiencia y , por lo tanto , menos fluido será perdido a la formación para

enfriar la roca alrededor de la fractura . Cuando estos fluidos se usan , su temperatura en la fractura aumenta y es aproximadamente igual a la temperatura de la formación a una corta distancia del pozo .

Efecto del tipo de formación .

El ritmo de reacción en la pared de la fractura es una función compleja de la composición de la roca , temperatura del yacimiento , etc . Sin embargo se pueden hacer los siguientes postulados acerca del efecto de la composición de la formación sobre la distancia de penetración del ácido :

1.- El ácido reacciona con la dolomía más lentamente que con la caliza . Por lo tanto a bajas temperaturas de la formación la distancia de penetración del ácido es mayor para una dolomía que para una caliza . La reducción en la distancia de penetración al aumentar la temperatura ocurre debido a que se incrementa el ritmo de reacción con la temperatura , y a una temperatura lo suficientemente alta la reacción es controlada por la transferencia de masa . El ritmo de reacción para las calizas esta limitado por la transferencia de masa para todas las temperaturas consideradas .

2.- Las formaciones rara vez son pura dolomía o pura caliza . Cuando una mezcla de estos carbonatos esta presente , la distancia de penetración del ácido estará entre las predicciones para los componentes puros .

3.- Si la formación carbonatada contiene arena u otro elemento no reactivo con el ácido clorhídrico , deberán realizarse pruebas sobre núcleos de la formación para determinar los parámetros efectivos de cinética de superficie .

4.- El ácido clorhídrico no reacciona con algunas rocas tales como areniscas , calcedonia , u otros materiales silicosos . El fracturamiento con ácido en estas formaciones normalmente no tendrá éxito , a no ser que estén intercalados con la arena o -

calcedonia , carbonatos reactivos .

Efecto del tipo de ácido y aditivos .

Si el ritmo de pérdida de fluido en un ácido puede ser controlado , es posible usar algunas veces ácidos retardados para maximizar la distancia de penetración del ácido a lo largo de la fractura , antes de que reaccione completamente el ácido . Por definición , los ácidos son retardados para propósitos de fracturamiento con ácido sólo si su ritmo de reacción durante el flujo a lo largo de la fractura es significativamente menor que el ritmo de reacción del HCl solo . Algunos ácidos catalogados como retardados , bajo condiciones de laboratorio , fueron reportados por Nierode y Kruk y se llevó a cabo una simulación de la reacción en la fractura . De los sistemas probados , ellos concluyeron que el mejor ácido , cuando se necesita un ácido retardado , es un sistema emulsionado , ya sea ácido en aceite o aceite en ácido . Los aditivos que proporcionaron una retardación por revestimiento de la pared de la fractura , se encontraron útiles sólo a bajas velocidades de flujo .

Sistemas de ácidos viscosos .- Incluyen ácidos emulsificados y ácidos gelificados con goma u otros polímeros . La Fig. 3.8 ilustra el comportamiento de algunos de estos sistemas ácidos durante el flujo a lo largo de la fractura . Se incluyen en esta comparación el HCl al 28% gelificado , dos emulsiones ácidas de aceite externo , y una emulsión de ácido externo (la composición de estos ácidos está dada en la tabla 3.1)

La retardación que proporcionan los ácidos emulsionados es principalmente el resultado de la alta viscosidad de la emulsión, la cual tiende a reducir el ritmo de transferencia de masa a las paredes de la fractura . La protección de la superficie de la fractura , con una película de aceite , también puede ayudar

a reducir el ritmo de reacción . Los datos de la Fig. 3.8 muestran que tanto la emulsión de aceite externa como la de ácido - externa son retardadas y penetran significativamente más que -- el ácido clorhídrico gelificado . Nótese que después de penetrar 45 pies , la emulsión OE2 se rompe y el ritmo de reacción subsecuente (dada por la pendiente de gráfica concentración vs. distancia) es esencialmente la del clorhídrico sólo .

T A B L A 3.1
COMPOSICION DE ACIDOS VISCOSES.

Tipo de ácido	Descripción.
AE1	Emulsión de ácido externa , consiste de dos partes de kerosena y 1 parte de HCl al 28% , conteniendo 2 lb de goma guar por barril de ácido , y uno por ciento de emulsificador apropiado.
OE1	Emulsión de aceite externo , consiste de una parte de kerosena y 2 partes de HCl al 28% con 4% (por volumen de -- aceite) de emulsificador de ácido--- (duodecilbenzeno sulfónico).
OE2	Emulsión de aceite externo , consistiendo de una parte de kerosena y dos partes de HCl al 28% más 0.5 % (por volumen de aceite) de emulsificador apropiado.
HCl gelificado.	HCl al 15% conteniendo 50 lb de goma-guar por cada 1000 galones de ácido.

La emulsión de aceite externa descrita en la tabla 3.1 tiene un mayor poder de disolución que la emulsión de ácido externa . Esto ocurre debido a que la emulsión de aceite externo probada tuvo alrededor de dos terceras partes de HCl al 28% por volumen , mientras la emulsión de ácido externa contenía sólo una tercera parte de HCl al 28 % por volumen . La emulsión de ácido externa por lo tanto tiene doble poder de disolución .

Si se usa un ácido retardado , es particularmente importante considerar el volumen de roca disuelto por el ácido para asegurar que se forme una fractura conductiva adecuada . Frecuentemente , se requieren volúmenes muy grandes de emulsión .

Acidos gelificados .- Son comunmente preparados por adición de polímeros , tales como la goma guar , la goma karaya , o poliacrilamida . El ácido viscoso resultante es retardado tanto como el fluido sea viscoso . Desafortunadamente , la retardación en ácidos gelificados es rápidamente pérdida debido a que los agentes gelificantes se degradan con el tiempo y la temperatura . Cuando la temperatura de fondo del pozo es menor de 150 °F , la goma guar o la karaya pueden adicionarse al clorhídrico en rangos de 50 a 100 lb/1000 gal , lo que proveera algún control en la pérdida de fluido y retardación ; sin embargo , el carácter inestable del sistema frecuentemente hace su uso indeseable en operaciones de campo .

Acidos químicamente retardados .- Tales como los que contienen surfactante . No retardan el ritmo de reacción del HCl - bajo condiciones normales de fracturamiento con ácido en el campo . Estos aditivos funcionan formando una película delgada de aceite sobre parte de la cara de la fractura , por consiguiente , protegen algo del área de la fractura , de la reacción .

Acidos orgánicos .- Tales como el ácido acético y fórmico y mezclas de estos ácidos con el ácido clorhídrico , frecuentemente han sido propuestos para usarse como sistemas de ácidos - retardados . El uso recomendado de los ácidos orgánicos ha sido basado fundamentalmente sobre datos de pruebas de reacción estática , tales como los reportados por Diill (Fig. 3.9), originalmente interpretados para mostrar que el tiempo requerido para lograr la reacción total del ácido para sistemas mezclados es mayor que el tiempo para el ácido clorhídrico sólo . Realmente estos datos ilustran que bajo condiciones de yacimiento , el ácido acético reacciona hasta un 50 % . En dicho tiempo el equilibrio se alcanza y la reacción se detiene .

El ritmo de reacción superficial para los ácidos orgánicos es menor que para el ácido clorhídrico , pero normalmente es mayor que el ritmo de transferencia de ácido a la superficie a elevadas temperaturas del yacimiento . La distancia de penetración para estos ácidos , por lo tanto , será similar a la del ácido clorhídrico , debido a que la reacción de ambos será controlada por el ritmo de transferencia de ácido a la pared de la fractura por flujo turbulento durante el flujo a lo largo de la fractura .

Finalmente se puede decir que los ácidos orgánicos no proporcionan distancias de penetración apreciablemente diferentes de la del ácido clorhídrico .

3.4 Conductividad de la fractura .

Para ser efectivo , el ácido debe reaccionar con las paredes de la fractura para formar canales que permanezcan abiertos --- después del tratamiento de fracturamiento . Los canales de flujo pueden ser formados como un resultado de la reacción desigual - con la superficie de la roca o reacción preferencial con minerales

heterogéneos colocados en la formación . La conductividad de la fractura es determinada por el volumen de roca disuelto (algunas veces considerado como un tiempo de contacto del ácido), la resistencia de la roca , y el esfuerzo que trata de cerrar la fractura (presión de confinamiento) .

El efecto del volumen de roca disuelto , o tiempo de contacto con el ácido , es mostrado en la Fig . 3.10 . Si el tiempo de contacto es corto , la cantidad de roca disuelta puede ser insuficiente para prevenir que se cierre la fractura . Si un exceso de ácido es usado , es posible alcanzar una situación donde el área que debe soportar el esfuerzo de cierre falle cuando se aplica el esfuerzo . El tiempo de reacción ideal permite disolver la máxima cantidad de roca , sin destruir el apoyo para el esfuerzo de cierre . Es , sin embargo , importante reconocer que cada punto en la superficie de la fractura no está en contacto con el ácido por el mismo período de tiempo . Esto resulta en una variación de la cantidad de roca disuelta , y la conductividad final de la fractura es una función de la longitud de la misma .

El efecto de la resistencia al incrustamiento de la roca y esfuerzo de cierre es tal que , para un valor de resistencia al incrustamiento dado , al disminuir el esfuerzo de cierre de la fractura aumenta la conductividad de la misma .

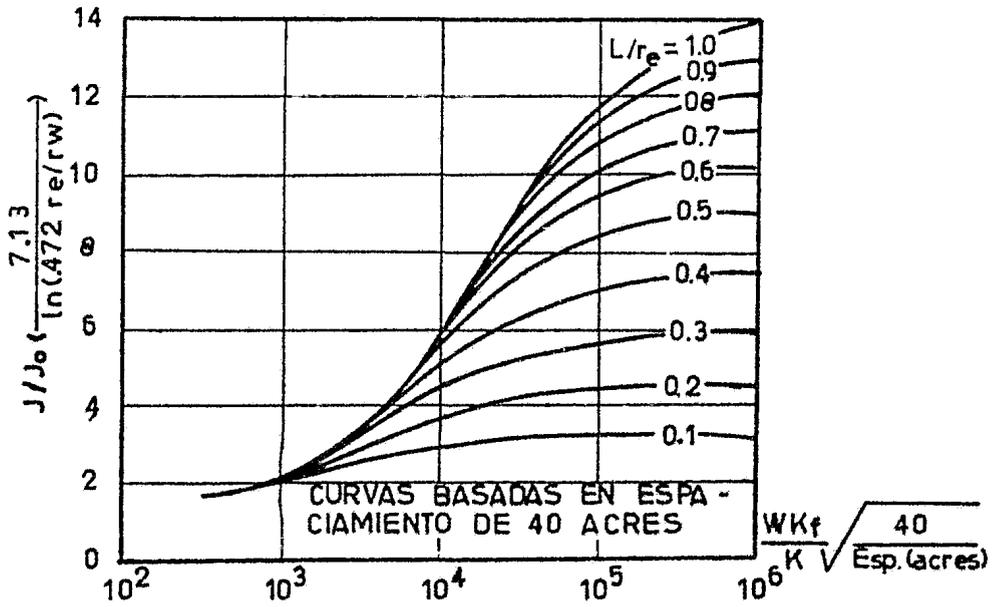


FIG.3.1 RELACION DE ESTIMULACION PARA FRACTURAS VERTICALES

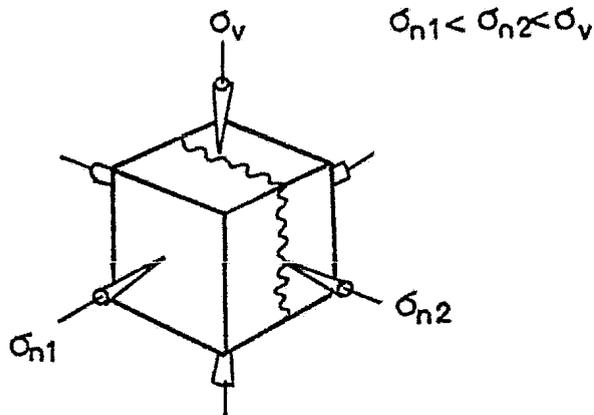


FIG.3.2 ESFUERZOS TRIAXIALES SOBRE LA ROCA

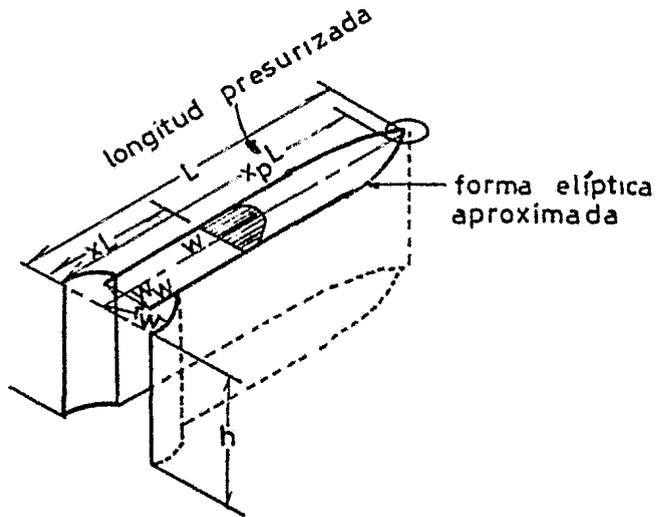


FIG.3.3 VISTA ESQUEMATICA DE LA PROPAGACION LINEAL DE UNA FRACTURA

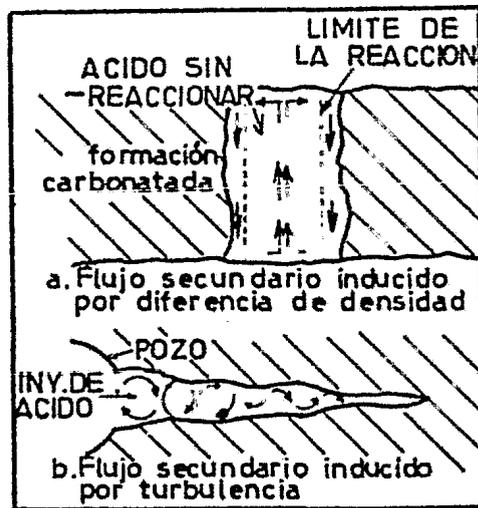


FIG.3.4 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ACIDO EN LA FRACTURA

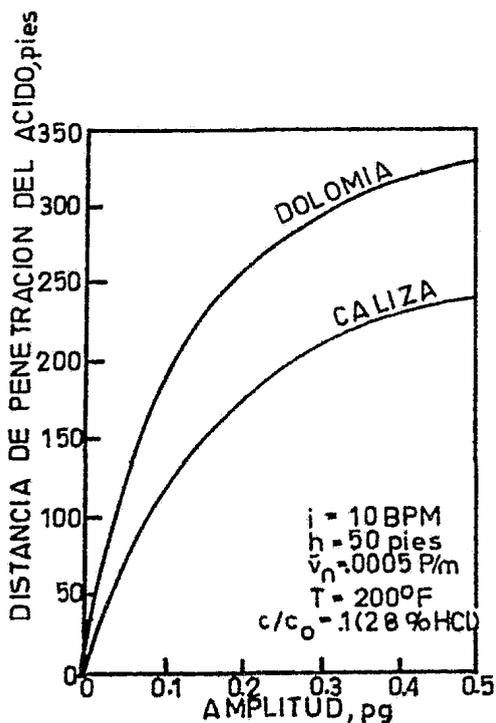


FIG.3.5. EFECTO DE LA AMPLITUD DE LA FRACTURA SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

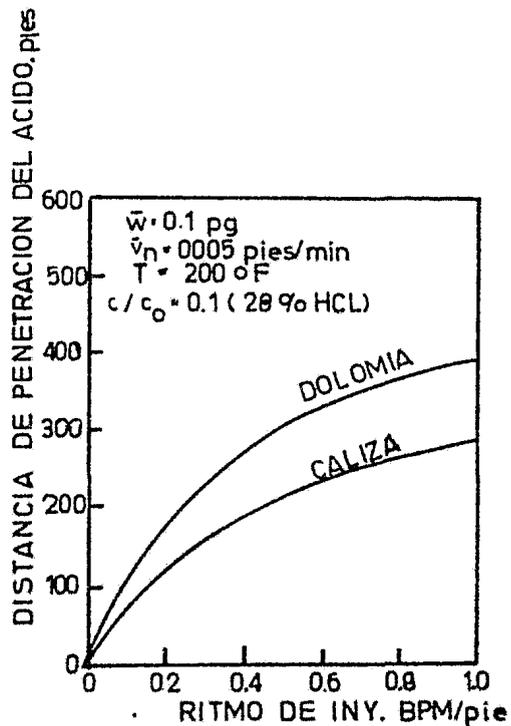


FIG.3.6. EFECTO DEL RITMO DE INY. SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO.

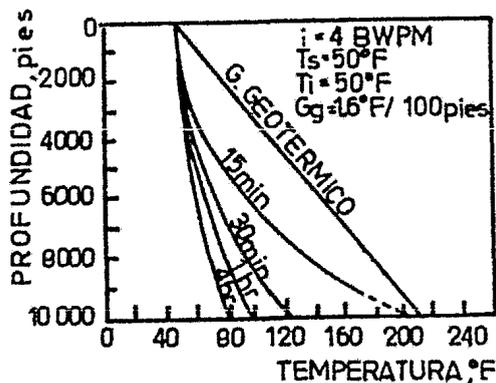


FIG.3.7. PERFILES DE TEMPERATURA CON LA PROFUNDIDAD DESPUES DE INYECTAR AGUA FRIA

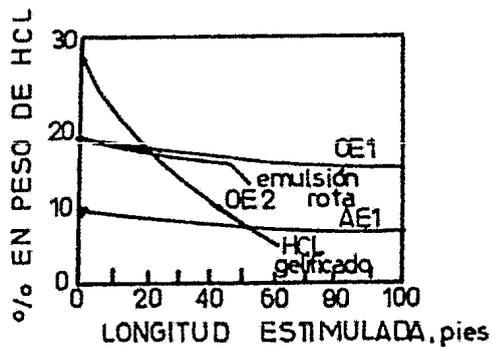


FIG.3.8. PERFILES DE CONCENTRACION DEL ACIDO A LO LARGO DE LA FRACTURA PARA ACIDOS EMULSIFICADOS CON HCL.

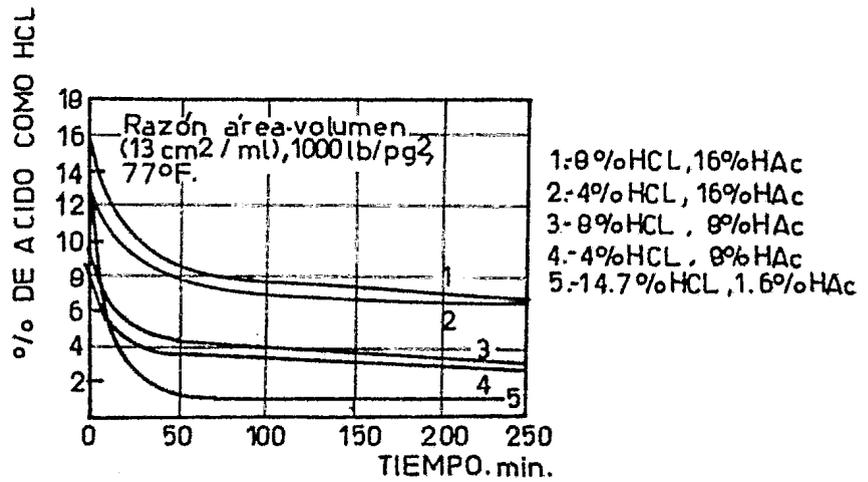


FIG.3.9. DATOS DE RITMO DE REACCION ESTATICA PARA MEZCLAS DE HCL Y HAC.

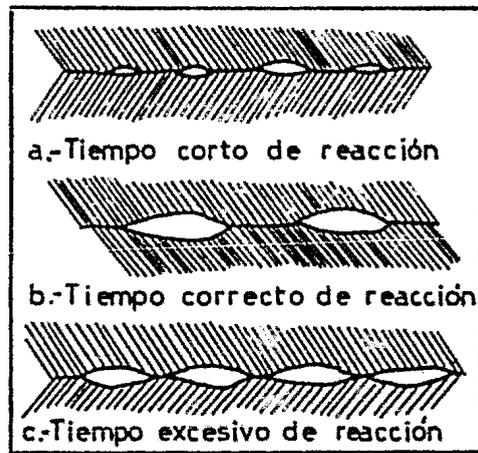


FIG.3.10. PATRONES DE GRABADO DEL ACIDO.

C A P I T U L O I V
DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON
ACIDO .

4.1 Introducción .

En este capítulo se define un procedimiento para diseñar un tratamiento de fracturamiento con ácido , después que el pozo candidato ha sido seleccionado . Normalmente , el tratamiento a ser usado se especifica sólo después de diseñar varios posibles tratamientos , estimando el incremento esperado en la productividad para cada tratamiento , y luego de llevar a cabo una -- evaluación económica detallada usando distintos procedimientos . El diseño del tratamiento (tipo y volumen del fluido bache , - concentración y volumen del ácido , ritmo de inyección , etc) que maximiza la recuperación económica normalmente es el sele-- ccionado .

La selección del pozo candidato es un paso importante en este proceso . El primer pozo para tratamiento en un yacimiento normalmente será el que se espera que de el mayor incremento en la productividad con el mínimo riesgo . Por esta razón , un --- estudio del yacimiento , incluyendo pruebas a pozos , debe ser llevado a cabo , cuando sea posible , para determinar una lista de prioridades para la estimulación . Esta lista de candidatos debe ser investigada por posibles problemas de producción - por ejemplo : viejas tuberías de producción o revestimiento , mala cementación en la zona a ser tratada , un acuífero adyacente , o una columna de agua dentro de la zona a ser tratada . Los --- pozos que tienen una alta probabilidad de presentar problemas - deben ser eliminados como posibles candidatos a la estimulación .

El diseño de un tratamiento de fracturamiento con ácido -- comprende los siguientes cinco pasos :

- 1.- Determinar las propiedades de la roca de la formación y de los fluidos .
- 2.- Selección de los parámetros variables , incluyendo el fluido fracturante a ser usado como bache , ritmo de inyección , etc .
- 3.- Predecir la geometría de la fractura y la distancia de penetración del ácido para el fluido fracturante y el fluido de interés .
- 4.- Predecir la conductividad de la fractura y la razón de estimulación esperada para el volumen de interés tanto para el fluido bache como para el ácido .
- 5.- Seleccionar el tratamiento más económico .

Los modelos elegidos para usarse en este trabajo se encuentran entre los más exactos y son de simplicidad suficiente como para realizar los cálculos con sólo una calculadora de bolsillo . Sin embargo , pueden usarse otros modelos .

4.4 Determinación de las propiedades de la matriz de la formación y de los fluidos .

Para predecir la geometría de la fractura creada por un tratamiento de fracturamiento con ácido , es necesario tener información exacta del yacimiento . La selección de buenos datos es frecuentemente la parte más importante del éxito de un diseño de tratamiento . Este punto no puede ser sobreemfatizado .

Generalmente se asignan valores promedio a las propiedades de la matriz y de los fluidos , dichos valores permanecen constantes para todos los cálculos en un yacimiento en particular . En la tabla 4.1 se da una lista de los parámetros constantes requeridos para diseñar un tratamiento de fracturamiento .

Espe^sor de la formaci^on .

- Bruto (hg) .Altura vertical total esperada de la fractura , pies .
- Neto (hn) .Porci^on de la altura vertical de la fractura que aceptar^a fluido durante el tratam^ento de fracturamiento .

Los c^olculos en el dise^o de la fractura son muy sensitivos a variaciones en estas alturas de la fractura ; por lo tanto , la extenci^on vertical de la fractura debe ser estimada tan exacta como sea posible .

Es importante reconocer que s^olo se puede medir la altura de la fractura en el pozo . No existe una t^ecnic^a probada para estimar la altura de la fractura a grandes distancias del pozo ; por lo tanto , la altura de la fractura raras veces se conoce con certeza .

Para determinar el espesor bruto y neto de una fractura - inducida se puede recurrir a registros tales como el SP , resistividad , etc . Si con estos registros no se tiene una base para estimar la altura de la fractura , se debe recurrir a datos previos , usualmente registros de temperatura de pozos fracturados previamente , (en algunos casos la arena ha sido marcada con minerales radiactivos y la altura determinada de un registro de radiaci^on) .

En formaciones masivas , la fractura se iniciar^a en las perforaciones y crecer^a sim^etricamente hasta que alcance un lⁱmite que restringir^a el crecimiento vertical adicional . Por esta raz^on , la altura esperada de la fractura es algunas veces ---- asignada como una funci^on del fluido total inyectado (volumen total de la fractura) o del ritmo de inyecci^on . Esta t^ecnic^a

para estimar la altura vertical de la fractura puede ser exacta cuando se usa para interpolar dentro del rango de las condiciones del tratamiento para la cual la correlación fué determinada . Es necesaria extrema precaución , sin embargo , cuando se intente extrapolar a nuevas formaciones , localizaciones geográficamente diferentes , fluidos fracturantes distintos , o tratamientos de gran volumen de fractura . Las correlaciones que relacionan la altura de la fractura con parámetros de tratamiento se derivan normalmente para un yacimiento dado y frecuentemente pueden obtenerse de las compañías de servicio .

T A B L A 4.1
PROPIEDADES DE LA FORMACION REQUERIDAS PARA DISEÑAR
UN TRATAMIENTO CON ACIDO .

Espesor de la formación , pies
 Bruto (altura de la fractura)
 Neto (permeable)
 Permeabilidad , md.
 Porosidad , fracción .
 Profundidad , pies .
 Gradiente de fractura , lb/pg²/pie .
 Razón de Poisson.
 Tiempo de tránsito sónico , μ seg / pie .
 Temperatura , °F
 Formación .
 Fluido de inyacción.
 Presión del yacimiento , lb/pg².
 Propiedades de los fluidos del yacimiento
 Viscosidad , cp
 Compresibilidad , pg²/lb
 Densidad , lb/pie³.

Permeabilidad de la formación.

Se requiere la permeabilidad promedio de la formación al fluido fracturante (no al aire) . Generalmente se prefieren datos de permeabilidad de datos de pruebas de incremento de presión o inyectividad . Si no se disponen datos de pruebas a pozos , se usan datos de núcleos o la mejor aproximación de la productividad inicial sin daño . Esta permeabilidad debe ser alterada para tomar en cuenta los efectos de la permeabilidad relativa , usando curvas de permeabilidad relativa determinadas en el laboratorio , cuando sea posible . Cuando no se disponen datos de permeabilidad relativa , frecuentemente se usa una regla práctica que consiste en dividir la permeabilidad absoluta entre 1.5 cuando es para fluidos fracturantes base aceite y entre 5 para fluidos fracturantes base agua .

Porosidad de la formación .

Se usa la porosidad promedio del yacimiento , determinada de registros o análisis de núcleos ; la porosidad normalmente no es un parámetro crítico en el diseño del tratamiento .

Profundidad de la formación .

Se usa la distancia del nivel del suelo a la mitad de la formación , expresada en pies .

Gradiente de fractura de la formación.

Se usa la presión , expresada como gradiente (lb/pg^2 por pie de profundidad , requerida para abrir la fractura de tal modo que las paredes de la fractura estén a punto de cerrarse) . Esta no es la presión requerida para iniciar una fractura , frecuentemente llamada presión de fracturamiento . La presión de fracturamiento normalmente excederá la presión de propagación de la fractura .

El gradiente de fractura se estima sumando la presión --- superficial observada instantáneamente después de parar las bomas a la carga hidrostática del fluido en el pozo , y dividiendo entre la profundidad de la formación :

$$g_f = \frac{\text{presión instantánea de cierre} + c. \text{hidrostática}}{\text{profundidad}} \dots\dots(4.1)$$

El gradiente de fractura para un yacimiento no es constante, cambia al variar la presión del yacimiento .

Se puede usar un método aproximado para estimar el gradiente de fractura . Se supone que este es proporcional a los gra--dientes de sobrecarga y presión del yacimiento :

$$g_f \cong \omega + \left(\text{gradiente de sobrecarga} - \omega \right) \cdot \frac{\text{presión del yacimiento}}{\text{profundidad}} \dots\dots (4.2)$$

donde ω = constante (0.33 a 0.5) y el gradiente de sobrecarga es alrededor de 1.0 lb/pg²/pie a profundidades menores de 10000 pies y 1.0 a 1.2 lb/pg²/pie a profundidades mayores de 10000 pies. Para extrapolar a un yacimiento que tiene una presión abatida - de un gradiente de fractura obtenido de una presión inicial de yacimiento , se sustituye el viejo gradiente de fractura y la - presión del yacimiento en la Eq. 4.2 y se calcula ω . Luego , - para la nueva presión del yacimiento y el valor calculado de ω , se estima el gradiente de fracturamiento en cuestión .

En un campo nuevo , el gradiente de fractura se puede aproximar usando la Eq. 4.2 con ω = 0.5 . Recuérdese , ésta es una

ecuación aproximada y el verdadero valor de ν debe ser verificado de datos de campo .

Razón de Poisson .

La geometría de la fractura predicha para una formación -- dada variará sólo ligeramente con la razón de Poisson . Por lo tanto , es suficiente seleccionar valores de la razón de Poisson basada en el tipo general de roca . Valores típicos son listados abajo .

tipo de roca	Razón de Poisson
carbonatada dura	0.25
carbonatada mediana	0.27
carbonatada suave	0.30

Tiempo de tránsito sísmico .

El tiempo de tránsito sísmico puede usarse para calcular el módulo de elasticidad de la formación (módulo de Young) . --- Cuando el módulo de Young , el cual es un importante parámetro en la predicción de la geometría de la fractura , es evaluado -- del tiempo de tránsito sísmico , el tiempo de tránsito debe ser medido tan exacto como sea posible . Si existe alguna duda , se debe seleccionar el tiempo de tránsito mínimo esperado , para -- asegurar que el error en la predicción de la geometría de la -- fractura sea conservador ; esto es , que la amplitud observada en la fractura sea mayor que la calculada . El módulo de Young para la formación puede estimarse midiendo el tiempo de tránsito sísmico y usando la Ec. 4.3

$$E = 2.16 \times 10^8 \frac{[e_{ma} (1 - \nu) + e_{fl} \nu] (1 - 2\nu) (1 + \nu)}{(1 - \nu) t_s^2} \dots\dots\dots (4.3)$$

donde :

- t_s = tiempo de tránsito sónico , $\mu\text{seg}/\text{pie}$.
- ϕ = porosidad , fracción .
- V = razón de Poisson .
- ρ_{ma} = densidad de la matriz de la formación , lb/pie^3
- ρ_{fl} = densidad de los fluidos de la formación , lb/pie^3
- E = módulo de Young , lb/pg^2 .

Temperatura de la formación.

Esta es la temperatura de la formación a ser tratada . La temperatura puede obtenerse con mayor exactitud de un registro de temperatura en el pozo de interés .

Temperatura del fluido de inyección.

La temperatura del fluido de inyección se define como la temperatura del fluido a la cual entra a la fractura .

Presión del yacimiento .

La presión promedio del yacimiento debe tomarse de los datos más recientes del mismo .

Viscosidad de los fluidos de la formación.

Esta es la viscosidad de los fluidos del yacimiento a condiciones de yacimiento . La variación de la viscosidad con la presión y densidad del aceite normalmente está disponible en tablas para el aceite del yacimiento . Se debe usar en los cálculos la viscosidad de los fluidos (agua , aceite , o gas) que se espera sean móviles en el yacimiento .

Compresibilidad de los fluidos de la formación.

El coeficiente isotérmico de compresibilidad es generalmente determinado de datos PVT . Si esta información no está disponible , la compresibilidad se puede estimar de la forma sig.

$$\bar{C}_{f1} = S_o \bar{C}_o + S_w \bar{C}_w + S_g \bar{C}_g \quad \dots\dots\dots(4.4)$$

donde :

\bar{C}_{f1} = coeficiente isotérmico de compresibilidad de los fluidos del yacimiento , pg^2/lb

S_o, S_w, S_g = saturación de aceites , agua y gas respectivamente , fracción .

$\bar{C}_o, \bar{C}_w, \bar{C}_g$ = coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite , agua , y gas respectivamente , pg^2/lb

La compresibilidad del aceite , \bar{C}_o , se puede determinar con la Ec. 4.5

$$\bar{C}_o = (a_1 + a_2 R_s + a_3 T + a_4 \rho_{gs} + a_5 API) / a_6 P_b \quad \dots\dots\dots(4.5)$$

donde :

$a_1 = -1433.0$

$a_2 = 5.0$

$a_3 = 17.2$

$a_4 = -1180.0$

$a_5 = 12.61$

$a_6 = 10^5$

P_b = Presión de burbujeo , lb/pg^2

R_s = Razón gas disuelto-aceite , $pies^3/bl$

ρ_{gs} = Densidad del gas a presión de separación de 100 lb/pg^2 .

La compresibilidad del agua , \bar{C}_w , se calcula mediante la Ec. 4.6

$$\bar{C}_w = A + BT + CT^2 \quad \dots\dots\dots(4.6)$$

donde :

$A = 3.8546 - 0.00013p$

$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

Finalmente la compresibilidad del gas, \bar{C}_g , es aproximadamente $1/p$, donde p es la presión del yacimiento. Para calcular un valor más exacto se usa la Ec. 4.7

$$\bar{C}_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \quad \dots\dots\dots(4.7)$$

donde :

$$\begin{aligned} T_c &= 167 + 316.67 \rho_g & T_r &= T/T_c \\ p_c &= 702.5 - 50 \rho_g & p_r &= p/p_c \\ \rho_r &= 0.27 p_r / (z T_r) \end{aligned}$$

El factor de supercompresibilidad, z , se calcula con la Ec. 4.8

$$\begin{aligned} z = 1 + & (A_1 + A_2/T_r + A_3/T_r^3) \rho_r \\ & + (A_4 + A_5/T_r) \rho_r^2 \\ & + (A_5 A_6 \rho_r^5) T_r \\ & + (A_7 \rho_r^2 / T_r^3) (1 + A_8 \rho_r^2) e^{(-A_8 \rho_r^2)} \end{aligned} \quad \dots\dots\dots(4.8)$$

donde :

$$\begin{aligned} A_1 &= 0.3151 \\ A_2 &= -1.0467 \\ A_3 &= -0.5783 \\ A_4 &= 0.5353 \\ A_5 &= -0.6123 \\ A_6 &= -0.1049 \\ A_7 &= 0.6816 \\ A_8 &= 0.6845 \end{aligned}$$

Densidad de los fluidos de la formación .

La densidad promedio de los fluidos de la formación esta en libras masa por pie cúbico .

4.3 Selección de los parámetros de diseño .

Los parámetros variables de diseño en un tratamiento de --fracturamiento con ácido , son aquellos sobre los cuales se tiene control , incluyen : 1) la viscosidad y tipo del fluido bache , 2) la concentración del ácido y aditivos a ser usados , 3) volumen del fluido bache y del ácido , y 4) ritmo de inyección para el fluido bache y el ácido .

Viscosidad y tipo del fluido bache.

El fluido fracturante ideal que se usa como bache prece---diendo al ácido , debe tener varias propiedades específicas . - Idealmente , el fluido : 1) debe tener un alto abatimiento de - presión por fricción mientras fluye a lo largo de la fractura , para permitir la creación de una fractura ancha ; 2) debe permitir el control adecuado de pérdida de fluido , para crear una fractura grande y ancha ; 3) no debe reaccionar con el ácido , para no formar precipitados u otros materiales que puedan restringir la productividad del pozo ; 4) debe poder bombearse con una pequeña caída de presión en las tuberías ; 5) debe ser extraído - fácilmente de la formación , sin causar daño a la permeabilidad de la misma ; 6) debe tener bajo costo ; y 7) debe ser seguro - su uso y de fácil manejo .

Obviamente , un fluido simple no puede reunir todos estos requerimientos a un mismo tiempo ; por lo tanto , no existe un fluido fracturante ideal simple para usarse como bache en tra--tamientos de fracturamiento con ácido .

Tanto el aceite como el agua se usan para preparar fluidos bache . Debido a que existe un gran número de fluidos y aditivos,

se deben revisar los sistemas más frecuentemente usados . Se pueden obtener las propiedades de los fluidos fracturantes de las compañías de servicios que venden estos fluidos . Para la obtención de datos exactos se deben seguir las normas del APIRP 42 (American Petroleum Institute Recommended Practices No. 42) .

Fluidos bache base agua .- Bajo algunas circunstancias , el agua sin agentes gelificantes puede ser un fluido bache satisfactorio . El agua , cuando se usa , puede estar sin aditivos de pérdida de fluido o con un aditivo que es preparado por revestimiento de una partícula inerte con un material gelatinoso . Debido a que el agua tiene una baja viscosidad , normalmente no puede crear una fractura ancha . La principal ventaja del agua como fluido fracturante es su bajo costo . algunas veces se usa agua sola en formaciones con alta temperatura para enfriar las tuberías del pozo , con esto se minimiza la corrosión y se incrementa la distancia de penetración del ácido .

Las aguas gelificadas con baja viscosidad preparadas con goma guar son los fluidos fracturantes más comunmente usados para preceder el ácido . Estos fluidos normalmente contienen arena sílica , como aditivo de pérdida de fluido ; sin embargo , partículas inertes comercialmente disponibles revestidas con goma guar también son usadas en formaciones con alta temperatura . Estos fluidos estan limitados debido a que su baja viscosidad se degrada rápidamente con la temperatura , especialmente en presencia de ácido . Debido a esta baja viscosidad , estos fluidos a base de goma guar normalmente crean una fractura angosta .

Los geles de alta viscosidad , desarrollados para crear fracturas anchas , pueden ser fluidos bache efectivos para el fracturamiento con ácido . Estos geles pueden ser clasificados

como fluidos para usarse a temperaturas abajo de 200 °F (preparados usando goma guar o un polímero celuloso) y fluidos que se intentan usar a temperaturas mayores de 200 °F (preparados usando polímeros sintéticos).

El fluido típico de alta viscosidad a base de goma guar , se prepara por disolución de 40 a 80 lb de goma guar por cada 1000 gal de agua , adicionando después algún producto químico que reaccione para enlazar las moléculas de goma guar . Debido a la estructura del gel formado después del enlazamiento , estos fluidos son muy viscosos . Su viscosidad varía con la concentración del polímero , la temperatura , y el ritmo de corte .

Los fluidos para aplicación a altas temperaturas , disponibles comercialmente , han sido desarrollados de polímeros --- sintéticos solubles en agua , incluyendo derivados de celulosa o tipos de poliacrilamida . En algunos casos , los polímeros de poliacrilamida pueden ser enlazados por productos de reacción - del ácido en un medio de bajo pH , resultando en la formación de un material como el caucho , que puede limitar la productivi--- dad del pozo después del tratamiento . Se debe tener cuidado en asegurar que esta posibilidad no exista antes de usar un fluido a base de poliacrilamida .

Los fluidos a base de celulosa generalmente se usan en apli--- caciones de fracturamiento con ácido , a cualquier temperatura del yacimiento , debido a que la gel es fácilmente rota al po--- nerse en contacto con el ácido . El uso de estos fluidos ha sido limitado por su alto costo en comparación con otros fluidos --- fracturantes .

Las emulsiones viscosas , preparadas con aceite como fase interna y agua dulce , salmuera , o ácido como fase externa ,

también pueden usarse como fluidos bache . Estos fluidos tienen una alta viscosidad debido a que el contenido de aceite de la emulsión es alto (normalmente 60 a 70 por ciento) y la fase externa acuosa contiene un polímero . El fluido es estable si se prepara apropiadamente , y se romperá cuando se ponga en contacto con ácido o con iones divalentes . La principal ventaja de estos fluidos es su alta viscosidad a un bajo costo .

Fluidos bache base aceite .- Los aceites viscosos pueden usarse efectivamente como bache antes del ácido si son seleccionados apropiadamente para la temperatura y permeabilidad específica de la formación , aunque no han sido usados ampliamente en esta aplicación . La viscosidad debe ser menor de 200 cp en formaciones con una permeabilidad abajo de 10 md , y debe ser menor de 50 cp, a temperatura del yacimiento, si la permeabilidad es menor de 1 md.

La mayoría de las compañías petroleras de servicio han desarrollado agentes gelificantes para aceites de baja viscosidad. Estos agentes incrementan la viscosidad del aceite sin aumentar la fricción en las tuberías . Los agentes gelificantes se bombean a relativamente baja presión de fricción , tienen una viscosidad moderadamente alta durante el flujo a lo largo de la fractura , y se rompen cuando se ponen en contacto con aceites de la formación o algún rompedor químico . Ya que estos fluidos frecuentemente son muy sensitivos al ácido , se deben realizar pruebas para asegurar que no se romperán inmediatamente al ponerse en contacto con el ácido y que no se formarán precipitados dañinos .

Concentración del ácido y aditivos .- la concentración del ácido es un importante parámetro en el diseño de un tratamiento. Frecuentemente se usan ácidos de alto poder (28 por ciento)

en lugar de ácido clorhídrico al 15 por ciento , debido a que -- tiene un poder de disolución mayor y genera un volumen significativo de CO_2 , que puede ayudar a acelerar la limpieza en la -- estimulación del pozo . También , el ácido de mayor concentra-- ción es más viscoso , lo que ayuda a reducir el ritmo de pérdida de fluido .

En el capítulo V se discuten los aditivos más usados en la acidificación . Los aditivos más importantes son el inhibidor de corrosión y el de pérdida de fluido . El inhibidor de corrosión debe ser seleccionado para controlar la corrosión del ácido --- sobre las tuberías del pozo a la temperatura esperada en la tu-- bería . Cuando es posible , debe seleccionarse un aditivo que -- permita controlar la corrosión a la temperatura del yacimiento. Generalmente el aditivo de pérdida de fluido es crítico en los resultados del tratamiento . Raras veces puede ser maximizada una estimulación sin un aditivo efectivo de pérdida de fluido .

Ritmo de inyección

Para asegurar que el tratamiento seleccionado es el más -- económico , deben considerarse varios ritmos de inyección en el procedimiento de diseño del tratamiento . Es particularmente -- importante reconocer que el incremento en el ritmo de inye-- ción no siempre mejora los resultados del tratamiento , pero -- normalmente sí incrementa los costos de bombeo .

El máximo ritmo de inyección para el fluido bache o para el ácido puede ser estimado calculando el gradiente de presión-fric-- ción máximo permisible , q_{pf} , y luego encontrando el máximo -- ritmo de bombeo de las curvas presión-fricción para el fluido de interés .

$$q_{pf} = (\text{presión de superficie máxima permisible} + c. \text{hidro} \underline{g} \text{tática} - \text{gradiente de fractura} \times \text{prof.}) / \text{prof.} .$$

4.4 Cálculo de la geometría de la fractura y distancia de penetración del ácido .

Las dimensiones de una fractura creada por un fluido bache , si es usado , o el ácido , si no es usado un bache , deben calcularse . La distancia que el ácido penetra a lo largo de la -- fractura se estima posteriormente , en base a la geometría de -- la fractura y otros parámetros del fracturamiento . Un procedi-- miento propuesto para estos cálculos se describe a continuación :

1.- Calcule la temperatura frente a las perforaciones al -- final y a la mitad de la inyección del bache inicial . Para pre-- decir la geometría de la fractura se usa la temperatura corres-- pondiente a la inyección de la mitad del bache inicial . La tem-- peratura del fluido después de inyectar este bache , se usa como la temperatura del ácido que entra a la fractura . En el ejem-- plo que se presenta a continuación estas temperaturas se propor-- cionan como datos .

2.- Calcule la geometría de la fractura creada por la in-- yección del bache inicial .

3.- Calcule la distancia que el ácido penetra a lo largo -- de la fractura . Estos cálculos deben hacerse para diferentes -- volúmenes de fluidos y ritmo de inyección de ácido , para deter-- minar el diseño que maximizará el beneficio del tratamiento .

Para ilustrar el procedimiento se supondrá un pozo termi-- rado en una formación caliza a 7500 pies de profundidad . La -- permeabilidad de la formación es de 0.5 md , su porosidad es de 0.10 , su módulo de Young 6.45×10^6 lb/pg² , la relación de -- Poisson es de 0.25 . Las propiedades de los fluidos de la forma-- ción son : viscosidad 0.9 cp , densidad 50 lb/pie³ , compresión -- bilidad 0.0001 pg²/lb ; el espaciamiento entre pozos es de ----

40 acres ; el radio del pozo es de 0.5 pies ; la resistencia de la roca al incrustamiento , determinada experimentalmente , es de 50 000 lb/pg² ; la altura vertical de la fractura es de 50 - pies ; pérdida de fluido inicial 0.000935 pie³/pie² . Las propiedades de los fluidos fracturantes se resumen en la tabla 4.2.

Predicción de la geometría de la fractura durante la inyección .

La geometría de la fractura durante el tratamiento , queda definida por su altura , su longitud y su amplitud . Para predecir la geometría de una fractura estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante . La mayoría de los procedimientos de cálculo combinan las soluciones analíticas de tres problemas interdependientes que describen el desarrollo de la fractura cuando se resuelven simultáneamente . Esto incluye ecuaciones que describen :

a) La geometría de la fractura .- Estas ecuaciones relacionan la longitud y amplitud de la fractura con el volumen de la misma , interviniendo el módulo de Young , la relación de Poisson para la roca de la formación , la presión de la fractura y el esfuerzo de la formación que debe vencerse para producir la fractura .

b) El volumen de la fractura .- Las ecuaciones que relacionan el volumen de fluido perdido a la formación , con las propiedades de la misma y el fluido , permiten predecir el volumen de la fractura , conocida su longitud .

c) La presión promedio dentro de la fractura .- La fuerza que mantiene abierta la fractura es generada por la resistencia al flujo del fluido fracturante a lo largo de la fractura . Esta presión se calcula usando una ecuación que relaciona el gradiente

de presión con la viscosidad del fluido fracturante , la velocidad del fluido , y la longitud y amplitud de la fractura .

Para calcular la geometría de la fractura , las ecuaciones correspondientes se resuelven simultáneamente , usando soluciones analíticas .

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo desarrollado por Geertma y Klerk , que permite predecir con precisión razonable la geometría de la fractura .

Geertsma y Klerk resolvieron simultáneamente las ecuaciones que :

a) Relacionan la amplitud de la fractura y la longitud de sus alas .

b) La longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante . Para simplificar la solución de estas ecuaciones , los resultados fueron combinados y presentados en forma gráfica , como se muestra en la Fig. 4.1 . Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura , K_u , con tres parámetros adimensionales que están definidos en las ecuaciones siguientes :

$$K_L = \frac{C L h}{i \sqrt{t}} \dots\dots\dots(4.9)$$

$$K_u = \frac{C \sqrt{t}}{W_w} \dots\dots\dots(4.10)$$

$$K_s = \frac{C \sqrt{t}}{V_{sept}} \dots\dots\dots(4.11)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left(\frac{i}{h C^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{E t} \right) \dots\dots\dots(4.12)$$

Los siguientes términos corresponden a dichos grupos adimensionales :

- C = Coeficiente total de pérdida de fluido
- E = Módulo de Young de la roca
- h = Altura de la fractura
- i = Gasto de inyección
- t = Tiempo total de inyección
- Vspt = Volumen de fluido perdido rápidamente
- Ww = Amplitud de la fractura en el pozo
- μ = Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura .

Cálculo de los grupos adimensionales (deben usarse unidades consistentes)

$$k_s = \frac{C \sqrt{t}}{V_{spt}} = \left[\frac{0.002 \text{ pies}/(\text{min})^{0.5}}{9.35 \times 10^{-4} \text{ pies}} \right] \sqrt{t \text{ (min)}}$$

$$= 2.14 \sqrt{t} \dots\dots\dots(4.13)$$

$$\frac{i}{h} = \frac{10 \text{ bl/min}}{50 \text{ pies}} \times \frac{5.615 \text{ pies}^3}{\text{bl}} = 1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} \dots\dots\dots(4.14)$$

$$\mu = 60 \text{ cp} \times 6.72 \times 10^{-4} \frac{\text{lbm}}{\text{pie seg-cp}} \times 60 \frac{\text{seg}}{\text{min}}$$

$$\mu = 2.42 \frac{\text{lbm}}{\text{min - pie}} \dots\dots\dots(4.15)$$

$$E = 6.45 \times 10^6 \frac{\text{lbf}}{\text{pg}^2} \times 32.2 \frac{\text{lbf}}{\text{seg}} \frac{\text{pie}}{\text{seg}} \times 12^2 \frac{\text{pg}^2}{\text{pies}^2} \times 60^2 \frac{\text{seg}^2}{\text{min}^2}$$

$$E = 1.08 \times 10^{14} \frac{\text{lbf}}{\text{pies-min}^2} \dots\dots\dots(4.16)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left[1.12 \frac{\text{pie}^2}{\text{min}} \times \left(\frac{1}{0.002 \text{ pie/min}^{1/2}} \right)^2 \right]^3 \times \left[\frac{2.42 \text{ lbf - pie - min}^2}{\text{min - pie} \times 1.08 \times 10^{14} \text{ lbf}} \frac{1}{t} \right]$$

$$K_{nL} = \frac{21.8 (2.22 \times 10^{16}) (2.25 \times 10^{-14})}{t} = \frac{1.08 \times 10^4}{t} \dots\dots\dots(4.17)$$

Donde t está ahora en minutos .

Rearreglando las ecuaciones 4.9 y 4.10 la longitud de la -- fractura y su amplitud pueden relacionarse con K_L y K_u , me--- diante las ecuaciones 4.18 y 4.19

$$L = K_L \frac{i \sqrt{t}}{h C}$$

$$= 1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} \times \frac{1}{0.002 \text{ pie/min}^{1/2}} K_L \sqrt{t}$$

$$L = 560 K_L \sqrt{t} , \text{ pies} \dots\dots\dots(4.18)$$

$$Ww = \frac{C \sqrt{t}}{K_u}$$

$$Ww = 12 \text{ pg/pie} \left(0.002 \text{ pie/min}^{1/2} \right) \frac{\sqrt{t}}{K_u}$$

$$Ww = \frac{0.024 \sqrt{t}}{K_u}, \text{ pg} \quad \dots\dots\dots(4.19)$$

La geometría de la fractura , en función del tiempo , se determina mediante :

a) Substituyendo el tiempo de interés , en las ecuaciones 4.13 y 4.17 ; b) entrando en la Fig. 4.1 con los valores calculados de K_s y K_{nL} ; c) leyendo valores de K_u y K_L ; d) calculando la longitud y la amplitud de la fractura con las ecuaciones 4.18 y 4.19 . Los resultados de los cálculos para el fluido bache , y resultados similares para el ácido sin aditivo de pérdida de fluido , se muestran en la tabla 4.3 .

4.5 Predicción de la penetración del ácido activo .

Los resultados de cada paso seguido para calcular la penetración del ácido activo (definido como el punto a lo largo de la fractura donde $c/c_0 = 0.1$) se muestran en la tabla 4.4 , -- para HCl al 15 % inyectado a 10 bl/min para diferentes volúmenes de bache inicial . Estos cálculos comprenden los siguientes pasos :

1) Calcule la velocidad promedio de pérdida de fluido a lo largo de la fractura a diferentes tiempos , usando la ecuación siguiente :

$$\bar{V}_n = \frac{\pi C}{2\sqrt{t}} \quad (\text{pies/min}) \quad \dots\dots\dots(4.20)$$

En este procedimiento se supone que el coeficiente de pérdida de filtrado para el ácido es igual que el del fluido ----- inyectado inicialmente , o sea $0.002 \text{ pies/min}^{1/2}$ (para estimar la máxima penetración esperada del ácido) . Del ácido gastado , su coeficiente de pérdida de fluido estimado es igual a 0.007 (para estimar la penetración del ácido si no se usara un aditivo de pérdida de fluido) .

2) Calcule el número de Reynolds para el flujo del ácido - dentro de la fractura :

$$N_{Re} = \frac{2 \bar{V}_A e Ww}{\mu} \dots\dots\dots(4.21)$$

El valor de \bar{V}_A , corresponde a la velocidad de flujo en un ala de la fractura , se calcula con la siguiente expresión :

$$\bar{V}_A = \frac{i}{2 h_g Ww} \dots\dots\dots(4.22)$$

El número de Reynolds es , por lo tanto , igual a :

$$N_{Re} = \frac{e i}{\mu h_g} \dots\dots\dots(4.23)$$

Para este ejemplo el número de Reynolds es :

$$N_{Re} = \frac{(71.1 \text{ lb/pie}^3) (10 \text{ bl/min} \times 5.614 \text{ pies}^3/\text{bl})}{(1.2 \text{ cp} \times 0.04 \text{ lb/pie-min/cp}) (50 \text{ pies})}$$

$$= 1.663$$

3) En la Fig. 4.2 , lea el valor del coeficiente de difusión efectivo para el número de Reynolds determinado en el paso

anterior .

Para este ejemplo :

$$De = 2.8 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

ó

$$\begin{aligned} De &= 2.8 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg} \times \text{pies}^2 / (30.48 \text{ cm})^2 \times 60 \text{ seg}/\text{min} \\ &= 1.8 \times 10^{-5} \text{ pies}^2/\text{min} \end{aligned}$$

4) Calcule el número de Peclet para la pérdida de fluido - usando la siguiente ecuación :

$$N_{pe}^* = \frac{\bar{w} \bar{V}_N}{2 De} \quad \dots\dots\dots(4.24)$$

Los resultados de estos calculos se muestran en la tabla 4.4 . Para $t = 15 \text{ min}$. Este valor se calcula de la siguiente manera :

$$\begin{aligned} N_{pe}^* &= \frac{(0.13 \text{ pg}/12 \text{ pg/pie}) (0.00081 \text{ pies}/\text{min})}{2 (1.8 \times 10^{-5} \text{ pies}^2/\text{min})} \\ &= 0.24 \end{aligned}$$

5) En la Fig. 4.3 lea los valores de la penetración adimensional del ácido . Los valores correspondientes están tabulados en la tabla 4.4 . Para $t = 15 \text{ min}$, $L_{90} = 0.27$.

6) Calcule la penetración del ácido , xL , a partir de la distancia adimensional , usando la ecuación siguiente :

$$L_{aD} = \frac{2 \times L}{\bar{W}} \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \dots\dots\dots(4.25)$$

despejando xL :

$$xL = \frac{\bar{W} L_{aD}}{2} \frac{N_{Re}}{N_{Re}^*} \dots\dots\dots(4.26)$$

Antes de realizar estos cálculos , es necesario obtener los valores del número de Reynolds de pérdida de fluido , N_{Re}^* . o sea :

$$N_{Re}^* = \frac{2 \bar{W} \bar{V}_N e}{\mu}$$

Los valores calculados se presentan en la tabla 4.4 . Para $t = 15$ min :

$$N_{Re}^* = \frac{2(0.13 \text{ pg}/12 \text{ pg/pies}) (0.00081 \text{ pies}/\text{min})(71.1 \text{ lb}/\text{pies}^3)}{1.7 \text{ cp}(0.04 \text{ lb}/\text{pies-min}/\text{cp})}$$

$$= 0.018$$

La penetración del ácido puede calcularse usando la ecuación 4.26 . Los valores calculados se muestran en la tabla 4.4. Para $t = 15$ min :

$$xL = \frac{0.13 \text{ pg} (0.27) (1.663)}{2 (12 \text{ pg}/\text{pie}) (0.018)} = 135 \text{ pies}$$

Los resultados de los cálculos de la penetración del ácido se resumen en la tabla 4.5 .

4.6 Predicción de la conductividad de la fractura y el incremento en la productividad del pozo .

Los valores de los parámetros necesarios para calcular la conductividad se obtienen en la forma siguiente :

Penetración del ácido xL : de la tabla 4.5

Poder de disolución del ácido , X_{15} ; de la tabla 4.6

T A B L A 4.6

Acidos	Poder de disolución de caliza , X (pies ³ /pie ³)			
	5 %	10 %	15 %	20 %
HCl	.026	.053	.082	.175
HCOOH	.020	.041	.062	.129
CH ₃ COOH	.016	.031	.047	.096

$$X_{15} = 0.082 \frac{\text{pie}^3 \text{ roca disuelta}}{\text{pie}^3 \text{ de ácido inyectado}}$$

Volumen de ácido inyectado ($V = it$) . Calcule el volumen mínimo de ácido recomendado para cada caso . En este ejemplo se usa un volumen de ácido igual a tres veces el volumen de la fractura contactado por el ácido . Este volumen fué seleccionado para obtener el efecto del volumen del ácido , por unidad de longitud de fractura , sobre la conductividad de la fractura

El volumen mínimo de ácido , para $t = 15$ min , en la tabla 4.7 , se calculó de la siguiente manera :

$$V_{15\%} = 3V_f = 3 \left[2 (135 \text{ pies }) \frac{ (50 \text{ pies }) (0.13 \text{ pg }) }{ 12 \text{ pg/pie } } \right]$$

$$= 438 \text{ pies}^3 \text{ ó } 78.2 \text{ bl}$$

donde $V_f = it = 2 \times L h_g \bar{W}$

$$P_c = (\text{gradiente de fractura} \times \text{profundidad}) - p. \text{ de fondo}$$

$$P_c = (0.7 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} \times 7500 \text{ pies}) - 1500 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_c = 3750 \text{ lb/pg}^2$$

Paso 1 .- Cálculo de la amplitud de la fractura , W_a , dada por la ecuación 4.27

$$W_a = \frac{X i t}{2 \times L h_g (1-\sigma)} \quad \dots\dots\dots(4.27)$$

Para el ejemplo de interés :

$$W_a = \frac{0.082 \text{ pies}^3 \text{ roca} (it) \text{ pies}^3}{2 (50 \text{ pies}) (1-0.1) \times L \text{ pies}} = \frac{0.00091 (it) \text{ pies}}{\times L}$$

Los valores de it pueden obtenerse de la columna 2 de la tabla 4.7 , Los de $\times L$, de la columna 5 de la tabla 4.4 . Para $t = 15 \text{ min}$, en la columna 3 de la tabla 4.7 , el cálculo de W_a , da :

$$W_a = \frac{0.00091 (438)}{135} = 0.0030 \text{ pies}$$

Paso 2 .- La conductividad ideal , obtenida con la ecuación 4.28 .

$$WK = 9.36 \times 10^{13} \left(\frac{W_a}{12} \right)^3 \quad \dots\dots\dots(4.28)$$

Para el ejemplo de interés :

$$\begin{aligned}WK &= 9.36 \times 10^{13} (0.0030)^3 \\ &= 9.36 \times 10^{13} (27 \times 10^{-9}) \\ &= 2.50 \times 10^6 \text{ md-pg}\end{aligned}$$

Paso 3 .- Cálculo de los coeficientes C_1 y C_2

$$C_1 = 0.265 (WK)^{0.822}$$

$$C_2 = [19.9 - 1.3 \ln S_{Re}] \times 10^{-3}$$

para $0 < S_{Re} < 20\ 000 \text{ lb/pg}^2$

y

$$C_2 = [3.8 - 0.28 \ln S_{Re}] \times 10^{-3}$$

para $20\ 000 < S_{Re} < 500\ 000 \text{ lb/pg}^2$

por lo tanto :

$$C_1 = 0.265 (2.5 \times 10^6)^{0.822} = 4.8 \times 10^4$$

$$C_2 = (3.8 - 0.28 \ln (50\ 000)) \times 10^{-3} = 0.77 \times 10^{-3}$$

Paso 4 .- La conductividad de la fractura es :

$$WK_f = C_1 \exp (- C_2 Pc) \quad \dots\dots\dots(4.29)$$

$$WK_f = 4.8 \times 10^4 \exp (- (0.77 \times 10^{-3}) (3750 \text{ lb/pg}^2))$$

$$WK_f = 4.8 \times 10^4 (0.0557) = 2700 \text{ md-pg.}$$

Los valores restantes se muestran en la tabla 4.7

Paso 5 .- Calcule la razón de conductividad de la fractura .

$$(WK_f h_g / K h_n) \sqrt{40 / A}$$

$$\frac{WK_f h_g}{Kh_n} \sqrt{40/A} = \frac{2700 \text{ md-pg}}{0.5 \text{ md}} \frac{50 \text{ pies}}{50 \text{ pies}} \sqrt{\frac{40 \text{ acres}}{40 \text{ acres}}}$$

$$= 5400 \text{ pg .}$$

Paso 6 .- Calcule la relación L / r_e . Para 40 acres de es paciamiento , r_e es igual a 660 pies

$$\frac{xL}{r_e} = \frac{135 \text{ pies}}{660 \text{ pies}} = 0.20$$

Paso 7 .- Lea la relación de estimulación en la Fig. 3.1

$$J/J_o = 3.2 , \text{ para espaciamento de 40 acres.}$$

Los valores restantes se muestran en la tabla 4.8 .

Si el espaciamento no fuera de 40 acres el factor de esca la $7.13/\ln (0.472 r_e / r_w)$ debe calcularse y dividirse entre - el valor leído para la ordenada de la Fig. 3.1.

Cuando la longitud de la fractura sea menor de una décima del radio de drene , se usa la ecuación 4.10 para obtener el --

valor aproximado de J/J_0 .

$$J/J_0 = \frac{\ln (r_e / r_w)}{\ln \left[\frac{xL\pi + \frac{WK_f h_g}{K h_n}}{\frac{WK_f h_g}{K h_n}} \right] + \ln \frac{r_e}{xL}} \quad \dots\dots\dots(4.30)$$

Un análisis de los resultados tabulados en la tabla 4.8 -- puede ayudar a comprender los factores que limitan la estimulación en un tratamiento de fracturamiento con ácido . Considérese lo siguiente :

1.- La razón de estimulación es mayor cuando se usa un fluido bache seguido por el ácido conteniendo un aditivo efectivo de pérdida de fluido , que cuando se inyecta ácido sólo .

2.- Puede obtenerse un tratamiento mejorado con el fluido bache al usar un aditivo efectivo de pérdida de fluido en el -- ácido , si se inyecta más que el volumen mínimo de ácido . Es -- decir , que es posible optimizar el diseño del tratamiento con un costo mínimo si se consideran diferentes combinaciones de -- volúmenes de ácido y fluido bache . También , el concepto de que el volumen de ácido requerido para dar la máxima estimulación se incrementará tanto como se incremente la distancia de penetración del ácido .

3.- La razón de estimulación variará con el espaciamiento entre pozos .

4.- Las razones de estimulación indicadas en la tabla 4.8 son esperadas sólo si el pozo no está dañado o estimulado antes

del fracturamiento . Si el pozo esta dañado antes del tratamiento de fracturamiento , la razón de producción observada será igual a la que se espera para remover el daño multiplicado por J/J_0 del tratamiento de fracturamiento . Si el pozo ha sido estimulado - previamente , y aún está produciendo a un ritmo estimulado , el J/J_0 observado será menor que el calculado . Para estimar la estimulación de un tratamiento de fracturamiento en un pozo es---timulado , divida la J/J_0 teorica entre la extensión a la cual el pozo fué estimulado en el tiempo en que fué realizado el segundo tratamiento .

5.- La razón de estimulación calculada aquí es la estabilizada , el estado estable incrementará la productividad . Debido al alto ritmo observado frecuentemente después de la estimulación , los datos de producción para utilizarse en la evaluación económica del tratamiento deben ser tomados después de que la producción se ha estabilizado .

En formaciones de baja permeabilidad , el flujo puede estabilizarse después de varios días o semanas .

T A B L A 4.2
 CARACTERISTICAS DEL TRATAMIENTO .

Fluido inicial :	
Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería de producción y a la presión superficial)	10 bl/min
Temperatura a la cual el fluido entra a la ---- fractura	150 °F
Viscosidad promedio durante su flujo a lo largo de la fractura	60 cp
Concentración del aditivo para pérdida de fluido	20lb/1000 gal
Características de pérdida de fluido :	
Pérdida inicial , Vspt	.007 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido	.002 pies/min ^{1/2}
Acido :	
Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería de producción y la presión superficial limite)	10 bl /min
Viscosidad promedio al fluir a lo largo de la - fractura	
(.175 °F , ácido parcialmente reaccionado)	
15 % HCl (conteniendo 50 lb poliacrilamida por cada 1 000 galones)	1.2 cp
Viscosidad del ácido reaccionado (200 °F)	1.7 cp
Densidad del ácido	
15 % HCl (conteniendo 50 lb poliacrilamida por cada 1 000 galones)	71.1 lb/pies ³
Características de pérdida de fluido :	
Pérdida inicial , Vspt	.007 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido , C (sin aditivo de pérdida de fluido)	.007 pies/min ^{1/2}
C (con aditivo de pérdida de fluido)	.002 pies/min ^{1/2}

T A B L A 4.3
GEOMETRIA DE LA FRACTURA.

Tiempo (min)	Volumen de fluido in- yectado(bl)	Amplitud promedio de la fractura (pg)		Longitud* de la frag- tura (pies)		Volumen de la fractura** (pies ³)	
		fluido bache	Acido	fluido bache	Acido	fluido bache	Acido
15	150	0.13	0.02	235	94	255	16
30	300	0.15	0.02	357	133	446	22
45	450	0.17	0.03	453	163	642	41
60	600	0.18	0.04	536	189	804	63

* Longitud de un ala de una fractura vertical-rectangular

** Volumen de ambas alas de la fractura.

T A B L A 4.4
RESUMEN DE CALCULO DE LA DISTANCIA DE PENETRACION
DEL ACIDO (C/Co = 0.1)

tiempo (min)	Promedio velocidad		Número de		Penetración del	
	Pérdida de fluido		Peclet		ácido adimensio	
	(pies/min)		N_{pe}		nal L_{aD}	
	<u>mínima</u>	<u>máxima</u>	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>
			Mín. de	Máy. de	Mín. de	Máy. de
			<u>fluido</u>	<u>fluido</u>	<u>fluido</u>	<u>fluido</u>
15	0.00081	0.0028	0.24	0.13	0.27	0.13
30	0.00057	0.0020	0.20	0.092	0.21	0.10
45	0.00047	0.0016	0.18	0.11	0.19	0.12
60	0.00041	0.0014	0.17	0.13	0.16	0.13

tiempo (min)	Escorrimento --		Distancia de penetración	
	Número de Reynolds		del ácido , xL (pies)	
	N_{Re}			
	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>	<u>Pérdida</u>
	Mín. de	Máy. de	Mín. de	Máy. de
	<u>fluido</u>	<u>fluido</u>	<u>fluido</u>	<u>fluido</u>
15	0.018	0.0098	135	18
30	0.015	0.0070	145	20
45	0.014	0.0084	160	30
60	0.012	0.0098	192	37

T A B L A 4.5
RESUMEN DE LA PENETRACION CALCULADA DEL ACIDO
($C/Co = 0.1$)

Volumen inyectado (bl)	Longitud de la fractura (pies)		Distancia de la penetración del ácido (pies)	
	fluido inicial	Acido	Pérdida Mín.de fluido	Pérdida Máx . de fluido
150	235	94	135	18
300	357	133	145	20
450	453	163	160	30
600	536	189	192	37

T A B L A 4.7
RESUMEN DEL CALCULO DE LA CONDUCTIVIDAD DE
LA FRACTURA .

Volumen del bache (bl)	Volumen Mín. del ácido (pies ³)	Amplitud de la fractura, Wa(pies)		Conductividad ideal de la fractura , ^{wk} fi (md-pg)	
		Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido	Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido
150	438	.0030	0.022	2.5×10^6	1.0×10^9
300	544	.0034	0.025	3.7×10^6	1.5×10^9
450	680	.0039	0.021	5.6×10^6	0.87×10^9
600	864	.0041	0.021	6.5×10^6	0.87×10^9

Volumen del bache (bl)	C ₁		Conductividad de la fractura (md-pg)	
	Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido	Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido
150	4.8×10^4	6.6×10^6	2700	370 000
300	6.6×10^4	9.2×10^6	3700	510 000
450	9.3×10^4	5.9×10^6	5200	330 000
600	10.6×10^4	5.9×10^6	5900	330 000

T A B L A 4.8
RESUMEN DEL CALCULO DE LA RELACION DE
ESTIMULACION

Volumen del bache (bl)	Volumen del ácido (bl)	$\frac{WK_f h_g}{kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}}$		xL/r_e	
		Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido	Pérdida Mín. de fluido	Pérdida Máx. de fluido
150	78	5400	740 000	0.20	0.03
300	97	7400	1 020 000	0.22	0.03
450	121	10400	660 000	0.24	0.05
600	154	11800	660 000	0.29	0.06

J/J_o	
Pérdida Mín de fluido	Pérdida Máx. de fluido
3.2	2.0
3.6	2.1
4.0	2.3
4.4	2.5

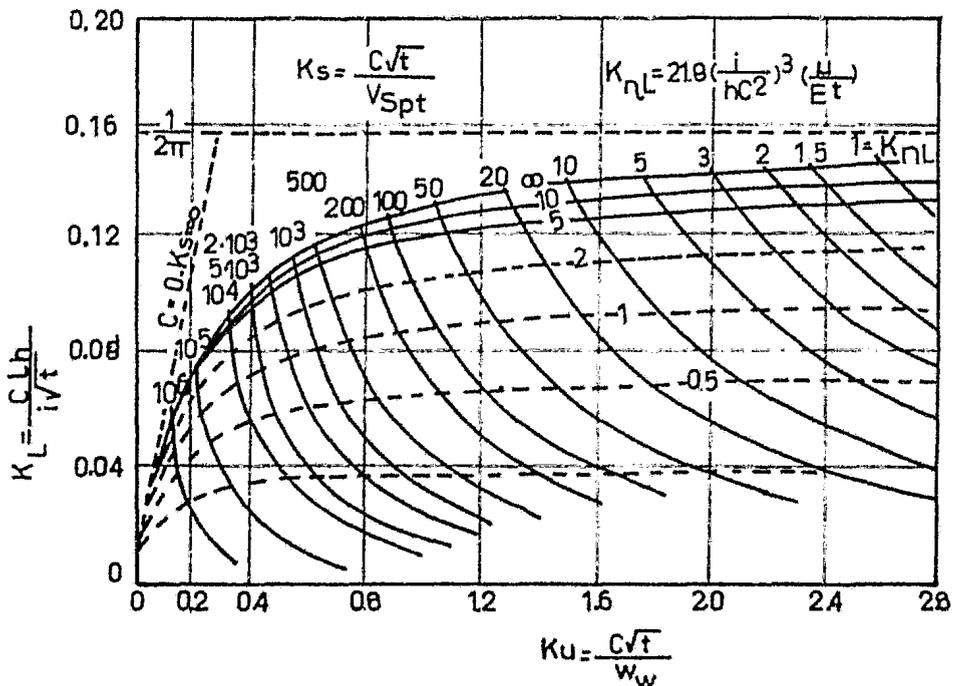


FIG.4.1. RELACIONES ADIMENSIONALES PARA FRACTURAS VERT.

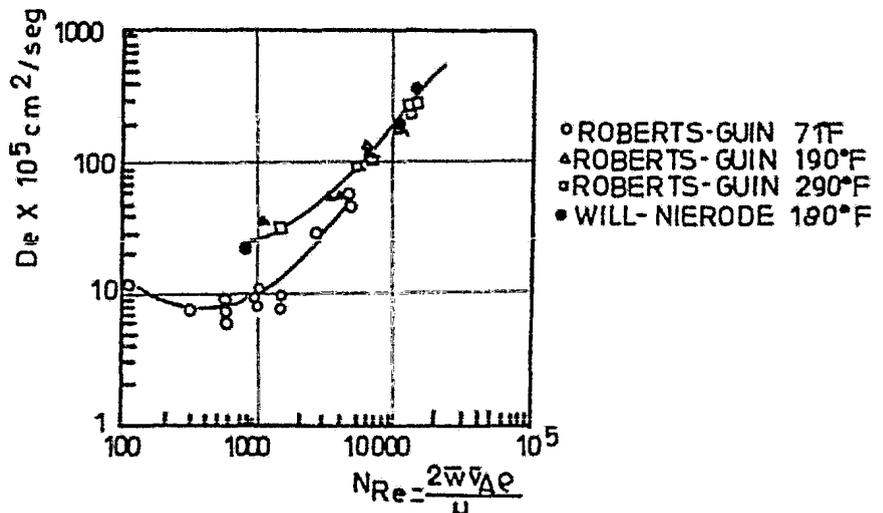


FIG. 4.2. CORRELACION DEL COEFICIENTE EFECTIVO DE DIFUSION CON N_{Re} .

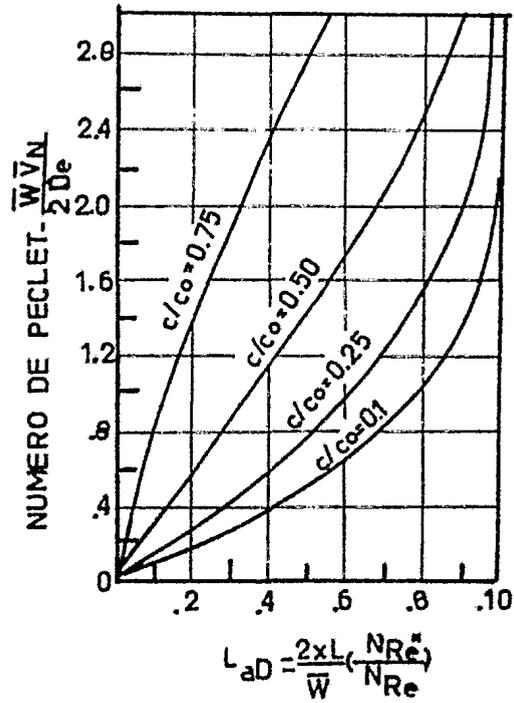


FIG.4.3. PENETRACION DEL ACIDO EN UNA FRACTURA.

C A P I T U L O V

ADITIVOS PARA ACIDOS .

5.1 Introducción .

Todos los ácidos usados en la estimulación requieren de :

- 1) un inhibidor de corrosión , para reducir el ritmo de ataque sobre las tuberías ;
- 2) un aditivo para eliminar la formación de emulsiones ;
- 3) un aditivo para alterar la mojabilidad de la formación , a fin de mejorar la limpieza de los productos de la -- reacción ;
- 4) un reductor de fricción , para incrementar los -- ritmos de bombeo o de inyección ;
- 5) un reductor de pérdida de filtrado ;
- 6) agentes desviadores , para obtener un tratamiento más uniforme ;
- 7) aditivos secuestrantes de fierro , para prevenir su precipitación ;
- y 8) aditivos para evitar la formación de lodos asfálticos en ciertos aceites.

Los aditivos deben evaluarse en el laboratorio antes de su aplicación . Los procedimientos de prueba se detallan en las no rmas APIRP - 42 . Los aditivos , además de cumplir con sus funciones específicas , deben de ser compatibles entre sí y con los fluídos de la formación .

5.2 Inhibidores de corrosión .

Efectividad de un inhibidor .- La efectividad de un inhibi dor depende de su capacidad para formar y conservar una pelí--- cula protectora sobre la superficie metálica . Por lo tanto los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor absor vidas reducirá la efectividad del inhibidor . El factor limi--- tante más importante es la temperatura . A altas temperaturas - el ritmo de corrosión aumenta y la habilidad del inhibidor para ser absorbido sobre las superficies del acero , decrece . Por - estas razones es difícil y costoso encontrar inhibidores efi---

cientes para ácidos fuertes a temperaturas superiores a 250 °F.

Evaluación de inhibidores de corrosión .- Un inhibidor de corrosión se evalúa en el laboratorio sometiendo un cupón , del metal que se desea proteger , al ataque del ácido que será usado .

Los cupones metálicos , se introducen en una celda calentada y presurizada (auto clave) que contiene el ácido y los inhibidores de corrosión que van a ser evaluados . La corrosión de cada cupón se determina pesándola antes y después de la prueba . La eficiencia del inhibidor se expresa en términos de la pérdida de metal por unidad de área expuesta por unidad de tiempo (generalmente en lb/pie²/día) .

Se efectúan pruebas de control para determinar la pérdida de peso al usar ácido sin inhibidor . Se anota también la tendencia del ácido a reaccionar uniformemente o a formar cavidades.

Los factores que afectan el ritmo de corrosión son : 1) la cantidad de agitación ; 2) el tipo de metal ; 3) el tiempo de exposición ; 4) la temperatura ; 5) el tipo de ácido y su concentración ; 6) el tipo de inhibidor y su concentración ; 7) la relación área metálica entre el volumen de ácido ; 8) la presión y ; 9) la presencia de otros aditivos , como surfactantes o solventes mutuos .

Un incremento en la agitación aumenta el ritmo de corrosión . El efecto de tipo de metal es muy importante . Es esencial que los cupones sean representativos de las tuberías que se desean proteger . La corrosión aumenta con el tiempo de exposición . La corrosión aumenta al incrementarse la temperatura .

El tipo de ácido y su concentración influyen grandemente en la efectividad de los inhibidores de corrosión . La corrosión - con HCl al 28% es mucho más difícil de controlar que la del HCl al 15 % .

Al aumentar la relación de volumen de ácido al área de cupón se reduce el ritmo de corrosión .

El efecto de la presión no es importante a presiones mayores de 80 Kg/cm^2 . Los aditivos presentes en el sistema ácido pueden modificar la efectividad del inhibidor de corrosión por lo que deben de incluirse en las pruebas .

Elección del inhibidor .- Se considera adecuado un inhibidor que proporciona durante el tratamiento una pérdida de metal inferior a 0.02 lb/pie^2 de área , siempre y cuando la corrosión sea uniforme . Algunas veces se acepta 0.05 lb/pie^2 .

Para aumentar la inhibición a temperaturas mayores a $250 \text{ }^\circ\text{F}$ se usan aditivos especiales , como yoduro de potasio que ciner-gísticamente mejora la inhibición .

5.3 Surfactantes .

Los agentes activos de superficie se usan para desemulsi-ficar el ácido y el aceite , para reducir la tensión interfa-cial , para alterar la mojabilidad de la formación , para accele-rar la limpieza , y para prevenir la formación de lodo asfáltico . Cuando se adicionen surfactantes , debe de asegurarse su compa-tibilidad con el inhibidor de corrosión y con los otros aditivos .

Generalmente se usa un desemulsificante al acidificar una formación carbonatada , para prevenir la formación de una emulsión

entre el ácido y el aceite de la formación .

Los inhibidores de precipitación de lodo asfáltico (constituidos por asfaltenos , parfinas , hidrocarburos de alto peso molecular , arcillas y partículas finas) , se requieren para los tratamientos de formaciones que contienen aceite asfáltico . El lodo asfáltico formado al contacto con el ácido puede tapar la formación y restringir severamente la producción . La necesidad de usar este aditivo debe determinarse mediante pruebas de laboratorio . La formación de lodo asfáltico es más severa al aumentar la concentración del ácido .

5.4 Solventes mutuos .

Los solventes mutuos son materiales que tienen una solubilidad apreciable en el agua y el aceite , como los alcoholes. El metanol o el propanol , en concentraciones del 5 al 20% en volumen de ácido , se emplean para reducir la tensión interfacial. El empleo de estos alcoholes acelera y mejora la limpieza de la formación , particularmente en pozos productores de gas . Un aditivo de este tipo muy efectivo es el Etilen-Glicol Monobutil Eter (EGMBE) que , además de su solubilidad mutua , reduce la tensión interfacial entre el agua y el aceite ; actúa como solvente para solubilizar aceite en el agua ; actúa como detergente , capaz de remover agentes o materiales que mojan de aceite la formación y , finalmente , mejora la acción de los surfactantes en contacto con la formación .

La productividad de pozos productores de aceite en formaciones areniscas , tratadas con HF-HCl se han incrementado de cinco a seis veces sobre la obtenida con tratamientos regulares de HF-HCl , empleando 10% de EGMBE en el aceite diesel usado , después del tratamiento , para sobredesplazar el ácido .

5.5 Reductores de fricción

Frecuentemente se desea bombear el ácido al máximo gasto - permisible por el límite fijado por la resistencia a la presión superficial de las tuberías , o minimizar la potencia requerida para bombear a un gasto seleccionado . Los aditivos que al disolverse en el fluido reducen la caída de presión por fricción a través de las tuberías , se conocen como reductores de fricción. Estos aditivos son generalmente polímeros orgánicos , Generalmente se utilizan en concentraciones de 1 a 20 lb/1000 galones de fluido .

5.6 Reductores de pérdida de filtrado.

Los reductores de pérdida de filtrado se componen de dos - agentes o productos : 1) una partícula sólida inerte que entra a la formación , puenteándose cerca de la superficie de la fractura , y 2) un material gelatinoso que tapona los poros formados por el material sólido granular .

Los aditivos comunmente empleados son :

a) Aditivos sólidos .- Harina de sílice , CaCO_3 , resinas orgánicas y polímeros orgánicos .

b) Aditivos gelatinosos .- Gome guar modificada , poliacrilamida , hidroxietil celulosa (HEC) , etc .

5.7 Agentes desviadores .

Cuando varias formaciones o zonas se desean tratar , es necesario generalmente dividir el tratamiento en etapas . El fluido puede desviarse efectivamente usando empacadores ; sin embargo , como el costo de la reparación puede aumentar considerablemente al emplear empacadores , se han desarrollado técnicas

para separar los líquidos sin el empleo de éstos .

5.7.1 Agentes desviadores para tratamientos a la matriz.-- se usan resinas orgánicas inertes , ácidos orgánicos sólidos -- (ácido benzoico) , mezclas de ceras y polímeros solubles en -- aceite , y mezclas de sólidos inertes (CaCO_3 , sal , resinas -- solubles en aceite) con polímeros solubles en agua (goma Guer , poliacrilamida , HEC) .

Cuando se usan en exceso estos aditivos , en pozos inyec-- tores de agua , puede dificultarse su remoción después del tra-- tamiento , reduciendo la inyectividad .

5.7.2. Agentes desviadores para fracturamiento con ácido .-- El empleo de bolas selladores , para desviar el flujo a otras -- perforaciones , se emplea frecuentemente en los tratamientos co-- nocidos como de pseudo entrada limitada y són probablemente los agentes desviadores más efectivos en los fracturamientos . Sin embargo no son efectivos en terminaciones en agujero abierto o cuando el número de perforaciones es grande . En estos casos se deben emplear agentes desviadores granulares .

Los agentes desviadores granulares comunmente usados son : sal , ácidos orgánicos sólidos (hojuelas de ácido benzoico) , resinas orgánicas inertes , ceras solubles en aceite y varias -- combinaciones de estos aditivos . En todos los casos se requiere una amplia distribución del tamaño de las partículas más peque-- ñas , para llenar los huecos entre las partículas grandes .

Los agentes desviadores solubles en agua o en ácido son -- generalmente menos efectivos que los no solubles en agua , ya que el ácido puede disolver estos materiales . Este efecto es más -- pronunciado , a temperaturas altas , cuando se usan materiales

orgánicos como la naftalina y el ácido benzoico .

Una mezcla de sal y hojuelas de paraformaldeído (50 a 50) en una salmuera saturada que contenga 60 libras de goma Guar -- modificada y 100 libras de harina de sílice o de CaCO_3 por cada 1000 galones , es muy efectiva a temperaturas tan altas como de 300 °F . Esta formulación ha sido empleada , en pozos inyectoros de agua , con éxito .

Los agentes constituidos por ceras y polímeros , constituyen los materiales más efectivos para aplicaciones en formaciones productoras de aceite o en fluidos base aceite .

5.8 Agentes secuestrantes .

La precipitación del fierro disuelto por el ácido puede -- ocurrir después de la acidificación , reduciendo la permeabilidad de la formación . El fierro puede proceder de los productos de la corrosión que se encuentran sobre las paredes de las tuberías , o bién existir en forma mineralógica en la formación .

La precipitación de hidróxido férrico gelatinoso puede prevenirse agregando al ácido ciertos agentes secuestrantes . Los agentes más comunes son ácidos orgánicos , como el ácido cítrico , el lécico , y el acético , así como sus derivados más efectivos , como el ácido tetra acético de la etilen diamina y el ácido triacético nitrilo .

El ácido cítrico es efectivo hasta temperaturas de 200 °F , pero precipita , como citrato de calcio , cuando se usa sobredosificado . Agregando 175 lbs. a 100 galones de HCl secuestra 5000 ppm de fierro durante dos días a una temperatura de 150 °F.

El ácido láctico no es muy efectivo a temperaturas mayores de 100 °F . No es propenso a la precipitación de lactato de calcio .

El ácido acético no forma precipitados de acetatos de calcio , siendo efectivo hasta 160 °F .

El ácido tetra acético de la etilen diamina es efectivo -- hasta 200 °F sin precipitar sales de calcio , pero más costoso que los otros agentes .

El ácido triacético nitrilo es menos caro que el producto anterior , pero más que el ácido cítrico . No precipita y es efectivo hasta 200 °F .

5.9 Aditivos de limpieza .

Cuando se prevee un problema de remoción del ácido gastado del yacimiento , se debe considerar la conveniencia de inyectar , antes del ácido , surfactantes , aromáticos pesados , nitrógeno o CO₂ .

En formaciones de baja permeabilidad , productoras de gas , donde es difícil de remover el agua , es conveniente agregar alcohol al ácido , para reducir la tensión superficial entre el ácido gastado y el gas de la formación .

Los aromáticos pesados (producidos por Pemex) ayudan a la remoción de parafinas y asfaltenos .

C A P I T U L O VI ECONOMIA DEL FRACTURAMIENTO ...

6.1 Introducción .

Una evaluación de la economía de un tratamiento de estimulación una vez especificado , debe considerar varios factores, incluyendo : 1) costo del tratamiento , 2) incremento inicial en el ritmo de producción , 3) reservas adicionales que pueden ser producidas antes que el pozo alcance su límite económico , 4) ritmo de declinación de la producción antes y después de la estimulación , y 5) problemas mecánicos y del yacimiento que pueden causar que el tratamiento no tenga éxito .

Numerosos criterios o índices económicos se pueden usar -- para estimar el valor de un tratamiento o para comparar el valor relativo de varios trabajos de reparación opcionales o tratamientos de estimulación . Desafortunadamente un sólo índice no puede satisfacer adecuadamente todos los requerimientos . Dos -- índices comunmente usados para analizar los tratamientos de estimulación y trabajos de reparación son el período de pago y la razón neta inversión-ganancia . Los análisis de flujo de dinero más complicados , tal como un análisis de ritmo descontado de retorno (DCF) , normalmente no se usan debido a la rapidez del pago que sigue a un tratamiento de estimulación exitoso y por el alto ritmo de retorno predicho . La aplicación de los métodos DCF puede ser importante cuando se emplean tratamientos de estimulación con ácidos caros , particularmente si se usan ampliamente en el campo .

6.2 Análisis de flujo de dinero .

Todos los índices económicos requieren del conocimiento del flujo neto de dinero generado por un tratamiento de estimulación;

esto es , costo del tratamiento y la renta neta (después de -- impuestos federales) generados por el tratamiento . Para hacer esta predicción , deben obtenerse los siguientes factores : 1) costos de reparación de la localización , 2) movilización del - equipo y costos de desmovilización , 3) costos del tratamiento de estimulación , 4) ritmo de producción actual , 5) ritmo de - producción anticipada después de la estimulación , 6) valor - unitario de la producción incrementada después de la deducción de gastos de operación e impuestos federales y estatales . y 7) ritmo de declinación de la producción antes y después de la est.

En este índice se supone 1) que el ritmo de producción con tinuará declinando exponencialmente si el pozo no es estimulado , 2) la producción después de la estimulación declinará al mismo ritmo que antes de la estimulación .

6.3 Período de pago .

El índice más simple para comparar tratamientos de estimula ción es el período de pago . Este es definido como el período de tiempo requerido para que el desembolso total de dinero sea cu- bierto por el incremento de flujo de dinero resultado del trata- miento .

Un problema cuando se usa la técnica de período de pago sola es que no es sensitiva a la vida del tratamiento de estimulación. Debido a esta deficiencia , el período de pago es usualmente - considerado junto con la razón inversión-ganancia u otros pa-- rámetros .

6.4 Razón inversión-ganancia

En su forma más simple , la razón inversión-ganancia se de fine como :

$$Fpc = \frac{\text{ganancia neta después del impuesto federal}}{\text{costo del tratamiento}} \quad (6.1)$$

Quando se tiene dinero suficiente y existen varias alternativas , ' la razón inversión-ganancia , del primer año , frecuentemente se usa para establecer una lista de prioridad de tratamientos de estimulación o trabajos de reparación . Cuando el capital es reducido , un Fpc del primer año junto con el Fpc total , ó a 2 , 3 , ó 4 años , puede usarse para maximizar el retorno del capital para inversiones futuras .

El riesgo de fracasar puede ser introducido en los cálculos del tiempo de recuperación de la inversión y Fpc para obtener un índice de " riesgo calculado " . Las técnicas para hacer esto varían ; sin embargo , una técnica descrita por Rike ha sido ampliamente aceptada cuando se evalúan trabajos de reparación y tratamientos de estimulación . El Fpc modificado se calcula usando la ecuación 6.2

$$\text{riesgo calculado } Fpc = \frac{\text{flujo de dinero(riesgo mecánico)(r. del yac)-costo}}{\text{costo}} \quad \dots\dots\dots(6.2)$$

Rike propuso que se consideraran dos tipos de riesgo - uno geológico o riesgo del yacimiento y un riesgo mecánico .

- El factor de riesgo del yacimiento considera la probabilidad de que las reservas realmente existan y puedan ser producidas después del tratamiento .

- El riesgo mecánico define la incertidumbre de realizar el trabajo al costo estimado .

La selección de los factores de riesgo apropiados es importante para la evaluación económica . Si el factor es muy pequeño

(pesimista) , el tratamiento puede ser descartado ; si es muy grande (optimista) , se llevarán a cabo tratamientos antieconómicos .

No existen lineamientos fáciles para seleccionar el factor de riesgo apropiado . Estos factores dependen del tipo de tratamiento , características de la formación , condición de las tuberías , exactitud de los datos del yacimiento , etc . El mejor procedimiento para establecer estos factores es confiar en datos estadísticos en un yacimiento dado o tipo de yacimiento . Cuando no se cuenta con datos anteriores , la elección es subjetiva y debe reflejar el mejor conocimiento del yacimiento e ingeniería de producción .

6.5 Técnica de flujo descontado de dinero

Cuando se consideran proyectos de estimulación mayores , - algunas veces es necesario comparar alternativas usando un análisis que considere exactamente la regulación de rentas y gastos. Un primer ejemplo sería el desarrollo de un campo que es económico sólo a través de la aplicación de muy grandes tratamientos de fracturamiento con ácido , diferentes espaciamientos entre pozos, etc .

Para conducir un análisis de este tipo , usualmente es necesario simular numéricamente la producción del pozo antes y después de la estimulación , para asegurar que los efectos del yacimiento sean considerados correctamente . Generalmente , estos detalles no pueden ser justificados para un simple tratamiento de estimulación , a menos que sea muy caro .

Los métodos de flujo de dinero dan mayor peso a la renta generada en los primeros años de un proyecto , descontando el

valor de renta en años posteriores con un factor de interés compuesto . Probablemente el índice de flujo descontado de dinero más común sea el ritmo de flujo descontado de dinero , frecuentemente referido como un " ritmo de retorno " . Esta técnica calcula el ritmo de interés compuesto requerido para descontar todos los flujos de dinero futuros así que la suma de los valores descontados es igual al gasto inicial . Una forma alternativa de este método descontado de flujo de dinero es un ritmo estándar y cálculo del exceso (o deficiencia) del valor de la moneda futura sobre la inversión .

Debido a que las técnicas de flujo de dinero no se usan ampliamente para evaluar tratamientos de estimulación esta discusión ha sido preparada sólo para dar una idea general al respecto .

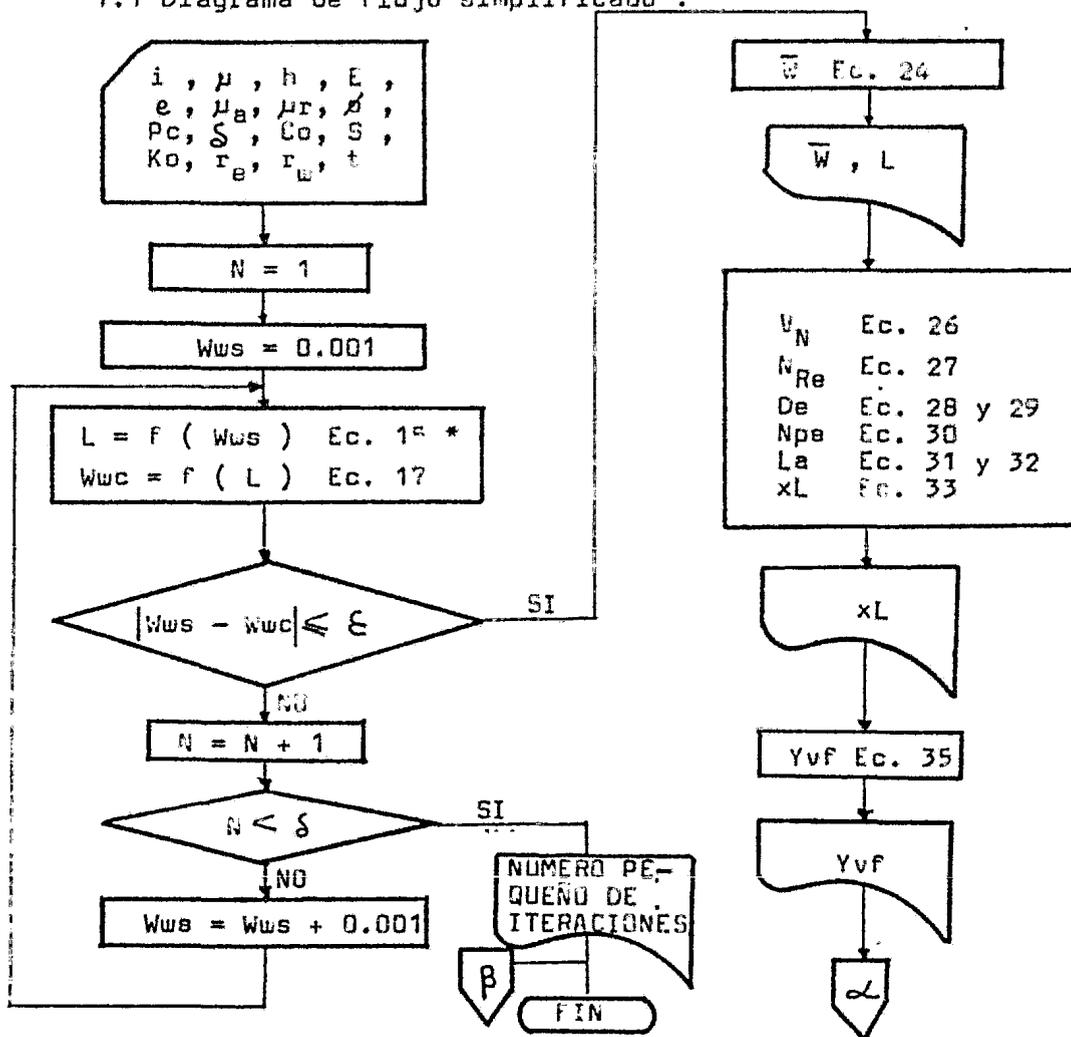
6.6 Uso de los índices económicos .

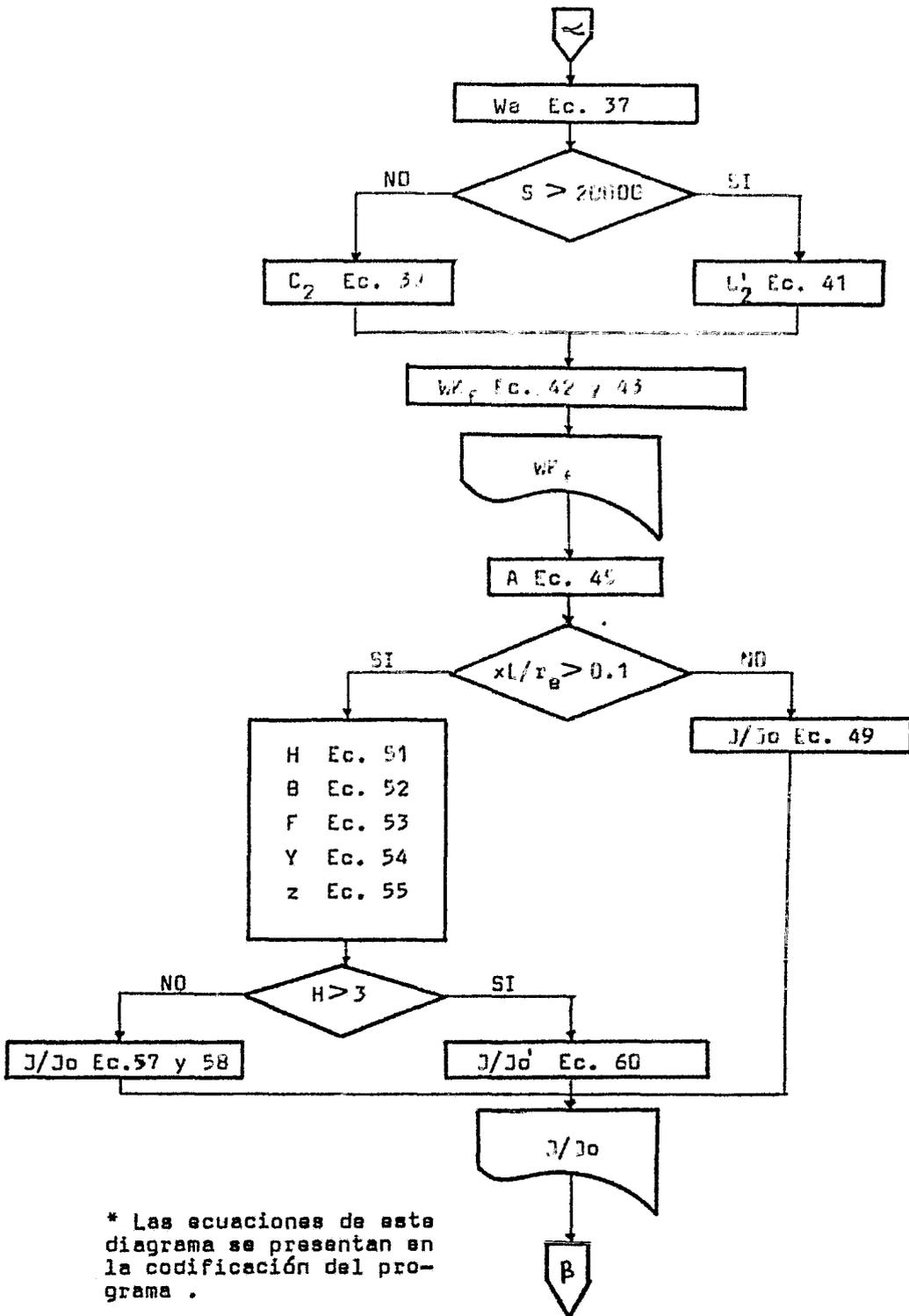
Los índices descritos se usan sólo como herramientas comparativas . Las alternativas de estimulación y tratamientos de reparación pueden ser comparados con estos índices para establecer una prioridad de tratamientos . La Fpc es frecuentemente usada para esto . Si han sido usados datos reales para generar los índices , usando esta lista de prioridad para seleccionar el tratamiento se maximizará un programa de estimulación .

CAPITULO VII
PROGRAMA DE COMPUTO .

El fracturamiento con ácido es una técnica de estimulación que se utiliza con frecuencia en formaciones carbonatadas . El diseño de estos tratamientos comprende cálculos laboriosos , -- complejos e iterativos . Por está razón se desarrolló un pro-- grama en FORTRAN , que permite diseñar un fracturamiento con -- ácido clorhídrico para una formación caliza .

7.1 Diagrama de flujo simplificado .





* Las ecuaciones de este diagrama se presentan en la codificación del programa .

7.2 Codificación .

```

1 READ (5,110) C, R, RD, RE, T, DELTA, TG, HN, RMU
2 READ (5,111) C, RMUA, RMUR, EPSI, FI, CU, RKD, RJ, VSP, PC, S
3 READ (5,112) E
4 WRITE (6,113) RI, RMU, T, E, C, VSP, RJ, T, JA, RMUR, FI, PC, CU, S, RKD, RE,
5
6 1 RW 1
7 V = 1
8 WWS = 0.101
9 1 ALFA = 3.14 * C * S * RT(3.14 * T) / (3.14 * WWS + 8. * VSP)
10 IF (ALFA .GT. 3.3) GO TO 2
11 ERFCA = 1. / (1. + .276 * ALFA + .23 * ALFA ** 2. + .000972 * ALFA ** 3. + .0731 *
12 ALFA ** 4.) ** 4.
13 ALFAF = EXP( (ALFA ** 2.) * ERFCA)
14 GO TO 5
15 2 ALFAF = 1. / (ALFA * S * RT(3.14))
16 3 RL = (RI * (3.14 * WWS + 8. * VSP) * (2. * ALFA / S * RT(3.14) - 1. + ALFAF))
17 1 / (100. * H * C ** 2.)
18 WWC = S * RT( S * RT(RMU * RI * H * L * C / (E / H))) * E. 1
19 IF (ABS(WWS - WWC) . LE. EPSI) GO TO 4
20 N = N + 1
21 IF (N .GT. DELTA) GO TO 10
22 WWS = WWS + .001
23 GO TO 1
24
25 4 WW = (WWS + WWC) / 2.
26 WM = 3.14 * W / 4. * L.
27 WRITE (6,101) WM, RL
28 VN = 3.14 * C / (2. * S * RT(T))
29 RNRE = RJ * XI / (RMUA + H)
30 DE = (140(3. - 17325. * ALOG10(RNRE)) + 3546. * (ALOG10(RNRE)) ** 2. - 1829. *
31 (ALOG10(RNRE)) ** 3. + 147.6 * (ALOG10(RNRE)) ** 4.) * 646. * 10. ** (-9.)
32 RNPE = WM * VN / (2. * DE * L.)
33 RLA = .00485 + 1.1 * RNPE - .179 * RNPE ** 2. - .2 * RNPE ** 3. + .669 *
34 RNPE ** 4.
35 XL = RLA * RNRE * RMUR / (VN * RO * 4. )
36 WRITE (6,102) XL
37 YVF = (1.325 - 3.226 * C) * XL * H * WW
38 WRITE (6,103) YVF
39 WA = YVF * (1.63 * CU - 1.29) / (XL * H * (1. - FI))
40 IF (S .GT. 20000.0) GO TO 5
41 COJS = (19.) - 1.3 * ALOG(S) * 17. ** (-3.)
42 GO TO 6
43
44 5 COJS = (3.5 - 28 * ALOG(S)) * 10. ** (-3.)
45 WKF = 21. * 10. ** (-7.) * (7.36 * 10. ** 13. * WA ** 3. ) ** .522 * EXP(-COJS *
46 PC)
47 WRITE (6,114) WKF
48 A = .566 * (2. * KE) ** 2. / 4560.
49 PROS = XL / RE
50 IF (PROS .GT. .1) GO TO 7
51 FAC = WKF * H5 / (RK * A * H)
52 JJU = ALOG( RE / RW) / (ALOG((3.14 * XL + FAC) / FAC) + ALOG(RE / XL))
53 GO TO 7
54
55 7 RH = 5. * W * T * H * ALOG( RE / RW) * S * RT(10. / A) / (3.14 * RKD * HN)
56 S = .345 * RH - .1346
57 F = 4.84 * RH ** (-2.) - 6.4 * RH ** (-1.) + 2.38
58 Y = (2.27 - 1.32 * RH ** (-1.)) * XL / RE
59 Z = 1.24 * RH ** (-2.) - 1.66 * RH ** (-1.) - .54
60 IF (RH .GT. 3) GO TO 8
61 JJU = .5 * (.73 * (SIN(1.63 * XL / RE - 1.25)) / COS(1.33 * XL / RE - 1.25))

```

```

58      1 + 4.25) - 1.75) + 1.75
59      GO TO 9
60      S JJ) = F* (( (1 + (Y+Z) / (COS ( Y + Z ) ) - (SIN(Z)/COS(Z))))+1.
61      Y WRITE ( 3,100 ) JJ)
62      GO TO 11
63      IL WRITE ( 6,110)
64      11 CONTINUE
65      101 FORMAT ( 20X, ' AMPLITUD MEDIA ', F8.4, 2X, ' IN ', / , 20X,
66      1 ' LONGITUD DE LA FRACTURA ', F8.2, 2X, ' PIES' )
67      102 FORMAT ( 20X, ' DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO ', F8.2, 2X, ' PIE' )
68      103 FORMAT ( 20X, ' VOLUMEN DEL ACIDO ', F8.2, 2X, ' BL' )
69      104 FORMAT ( 20X, ' CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ', F8.3, 2X,
70      1 ' DARCIES-PIE' )
71      105 FORMAT ( 20X, ' INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD ', F8.3, ' / / )
72      106 FORMAT ( 20X, ' LA TOLERANCIA ES MUY PEQUEÑA ' )
73      110 FORMAT ( F8.3, 2F4.1, F8.1, 3F4.1 )
74      111 FORMAT ( 4F4.3, 4F4.2, F8.3, F8.3, F8.2 )
75      112 FORMAT ( E12.4 )
76      113 FORMAT ( 20X, ' GASTO DE INYECCION ', F8.3, 2X, ' PIES3/MIN ', / ,
77      120X, ' VISCOSIDAD ', F8.2, 2X, ' LB/M-PIE-MIN ', / ,
78      20X, ' ALTURA DE LA FRACTURA ', F8.2, 2X, ' PIES ', / ,
79      3 20X, ' MÓDULO DE YOUNG DE LA ROCA ', F12.4, 2X, ' LB/M-PIE-MIN2 ', / ,
80      4 20X, ' COEFICIENTE TOTAL DE PERDIDA DE FLUIDO ', F8.3, 2X,
81      5 ' PIES/SQRT(MIN) ', / ,
82      6 20X, ' VOLUMEN DE FLUIDO PERDIDO RAPIDAMENTE ', F10.7, 2X,
83      3 ' PIES3/PIE2 ', / ,
84      7 20X, ' DENSIDAD ', F7.3, 2X, ' LB/PIE3 ', / ,
85      8 20X, ' VISCOSIDAD A ', F7.5, 2X, ' LB/M-PIE-MIN ', / ,
86      9 20X, ' VISCOSIDAD R ', F7.5, 2X, ' LB/M-PIE-MIN ', / ,
87      C 20X, ' POROSIDAD ', F6.3, / ,
88      D 20X, ' PRESION DE COMP ', F8.2, 2X, ' LB/PG2 ', / ,
89      E 20X, ' CONCENTRACION DEL ACIDO ', F8.2, / ,
90      F 20X, ' RESISTENCIA DE LA ROCA AL INCRUSTAMIENTO ', F9.2, 2X, ' LB/PG2 ', / ,
91      H 20X, ' PERMEABILIDAD AL ACEITE ', F8.2, 2X, ' MD ', / ,
92      I 20X, ' RADIO DE ORLINE ', F8.1, 2X, ' PIES ', / ,
93      J 20X, ' RADIO DEL PZU ', F4.1, 2X, ' PIES ', / ,
94      K 20X, ' TIEMPO DE INYECCION ', F8.1, 2X, ' MIN ', / / / )
95      END

```

7.3 Explicación del programa .

Para procesar el programa de cómputo listado anteriormente , es necesario proporcionarle los datos siguientes :

Parámetro	Unidades
i	pies ³ /min
μ	lb _m /pie-min
h	pies
E	lb _m /pie-min ²
C	pies/ $\sqrt{\text{min}}$
Vspt	pies ³ /pie ²

ρ	lb/pie ³
μ_a	lb _m /pie-min
μ_r	lb _m /pie-min
ϕ	fracción
P_c	lb/pg ²
C_o	fracción
S	lb/pg ²
K_o	md
r_e	pies
r_w	pies
t	min
ϵ	adimensional
δ	adimensional
h_g	pies
h_n	pies

De la instrucción 6 a la 25 , se calcula el valor de la -- amplitud media de la fractura y su longitud . El cálculo se realiza suponiendo una amplitud inicial de la fractura en el pozo. A continuación se calculan la longitud y la amplitud de la fractura , y se compara con la supuesta ; si éstas difieren en una tolerancia aceptable , se calcula la amplitud media de la fractura y se imprime dicho valor junto con el de la longitud de la fractura . Si no es así , se incrementa un contador que sirve para prevenir un número excesivo de iteraciones , y se aumenta también la amplitud supuesta de la fractura , hasta que la diferencia entre la amplitud supuesta y la calculada esté dentro de la tolerancia .

De la instrucción 26 a la 34 se calcula e imprime la distancia de penetración del ácido .

En las intrucciones 35 y 36 se calcula e imprime el volumen

de ácido que se requiere para el tratamiento .

De la instrucción 37 a la 44 se calcula el valor de la ---- conductividad de la fractura . En dicha secuencia se pueden cal_ cular dos coeficientes C_2 distintos que dependen del valor de - la resistencia de la roca al incrustamiento ($S < 20\ 000$ ó ---- $S > 20\ 000\ \text{lb/pg}^2$) .

De la instrucción 45 a la 62 se calcula el incremento en la productividad del pozo (J/J_0) . Existen tres formas de calcular J/J_0 : a) cuando xL/r_e es menor de 0.1 se usa la ecuación del - paso 49 , b) la razón xL/r_e es mayor de 0.1 y H es mayor de 3 se utiliza la ecuación 60 , y c) la razón xL/r_e es mayor de 0,1 y H es menor de 3 se usa la ecuación de los pasos 57 y 58.

Las instrucciones restantes , menos la última , son forma- tos de lectura de datos e impresión de resultados .

Los resultados que se obtienen del programa son los siguien- tes :

Parámetro	Unidades
L	pies
\bar{W}	pg.
xL	pies
Yvf	bl.
WK_f	darcies-pie
J/J_0	adimensional

7.4 Análisis cualitativo del comportamiento de las variables que intervienen en el diseño de un - fracturamiento con ácido .

Para realizar este análisis se aplicó el programa de cóm-- puto desarrollado . Para esto se varió el parámetro de interés , manteniendo las variables restantes constantes .

Del análisis de la Fig. 7.1 se puede inferir que al aumentar el ritmo de inyección aumentará la distancia de penetración del ácido ; pero este aumento será menor a medida que el ritmo de - inyección sea mayor . Esto es debido a que la distancia que el ácido activo penetra a lo largo de la fractura normalmente se incrementa tanto como la velocidad de flujo a lo largo de la -- fractura se incrementa . Un aumento en el ritmo de inyección -- también reduce la temperatura a la cuál el ácido penetra a la fractura .

Analizando la Fig. 7.2 se observa que al aumentar la presión de confinamiento disminuye la conductividad de la fractura , pero esta disminución será menor a medida que la presión de confina - miento aumente su valor . Esto es debido a que al aumentar la - presión de confinamiento la fractura creada tenderá a cerrarse.

Del análisis de la Fig. 7.3 se observa que al aumentar el coeficiente total de pérdida de fluido disminuye la longitud de la fractura , pero a medida que aumenta el coeficiente total de pérdida de fluido la disminución en la longitud de la fractura es menor . Esto es debido a que aumenta la pérdida de fluido - hacia las paredes de la formación .

Analizando la Fig 7.4 se observa que al aumentar el coefi ci ente total de pérdida de fluido disminuye la distancia de pene tr ación del ácido , pero esta disminución es menor a medida que

el coeficiente total de pérdida de fluido es mayor . Esto es debido a que aumenta la pérdida de ácido hacia las paredes de la fractura .

En la Fig. 7.5 se aprecia que al aumentar la viscosidad del fluido fracturante aumenta la distancia de penetración del ácido , pero este aumento es menor a medida que aumenta la viscosidad del fluido fracturante . Esto es debido a que los fluidos viscosos normalmente tienen una alta eficiencia , y por lo tanto menos fluido es perdido a la formación para enfriar la roca alrededor de la fractura .

Del análisis de la Fig.7.6 se infiere que al aumentar la resistencia de la roca al incrustamiento la conductividad de la fractura que permanece abierta aumenta casi linealmente . Esto se debe que al aumentar la resistencia de la roca al incrustamiento los canales formados por la reacción del ácido , al liberarse la presión , permanecen con su conductividad original.

En la Fig. 7.7 se observa que al aumentar la porosidad de la formación a estimular también aumenta la conductividad de la fractura que permanece abierta .

Analizando la Fig.7.8 se nota que al disminuir la permeabilidad efectiva al aceite en la formación por estimular , el incremento en el índice de productividad será mayor .

La Fig. 7.9 indica que al aumentar la distancia de penetración del ácido aumenta el incremento en la productividad . Este aumento es menor a medida que el valor de la distancia de penetración es mayor .

En la Fig. 7.10 se observa que al aumentar la conductividad de la fractura aumenta la razón de productividad , pero este -- aumento es menor para valores mayores de la conductividad de la fractura .

En la Fig. 7.11 se observa que la distancia de penetración del ácido aumenta casi linealmente con la amplitud media de la fractura . Esto es lógico , ya que al ser más amplia la fractura el ácido penetrará más en ella .

La Fig. 7.12 muestra que al aumentar el módulo de Young -- disminuye la distancia de penetración del ácido , pero esta --- disminución es menor a medida que aumenta el valor del módulo - de Young .

Los valores tomados como base en el análisis con :

$$\begin{aligned}
 i &= 56.146 \text{ pies}^3/\text{min} = 10 \text{ bl}/\text{min} \\
 \varepsilon &= 6.45 \times 10^6 \text{ lb}/\text{pg}^2 \\
 \mu &= 59.54 \text{ cp} \\
 h &= 50 \text{ pies} \\
 r_e/r_w &= 1320 \\
 c/c_o &= 0.1 \text{ (15 \% HCl)} \\
 C &= 0.002 \text{ pies}/\sqrt{\text{min}} \\
 V_{spt} &= 0.000935 \text{ pies}^3/\text{pie}^2 \\
 Q &= 71.1 \text{ lb}/\text{pie}^3 \\
 \mu_a &= 1.19 \text{ cp} \\
 \mu_r &= 1.68 \text{ cp} \\
 S &= 50 \text{ 000 lb}/\text{pg}^2 \\
 K_o &= 0.5 \text{ md.}
 \end{aligned}$$

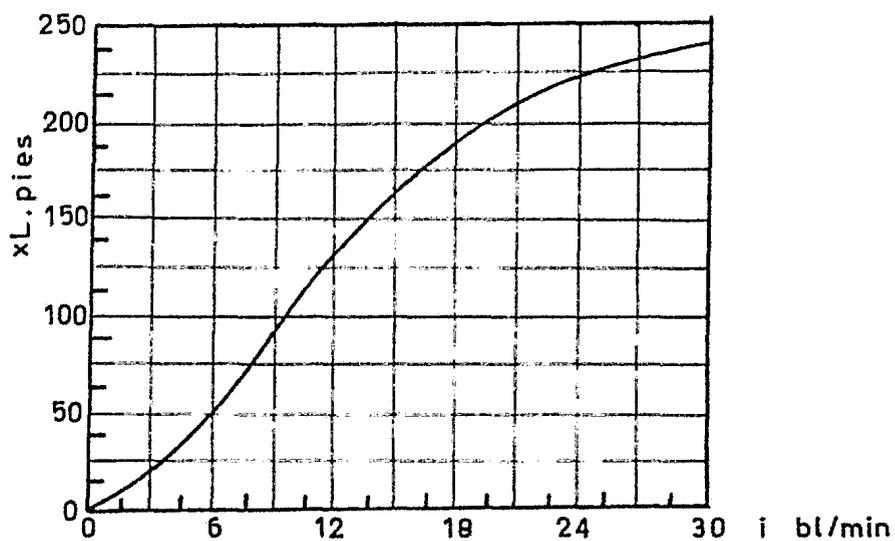


FIG.7.1 EFECTO DEL RITMO DE INYECCION SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

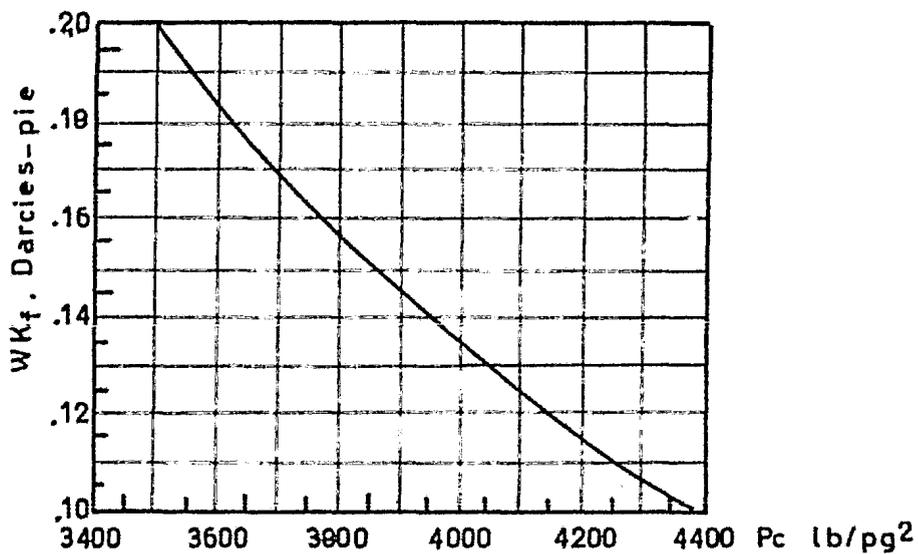


FIG.7.2 EFECTO DE LA PRESION DE CONFINAMIENTO SOBRE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

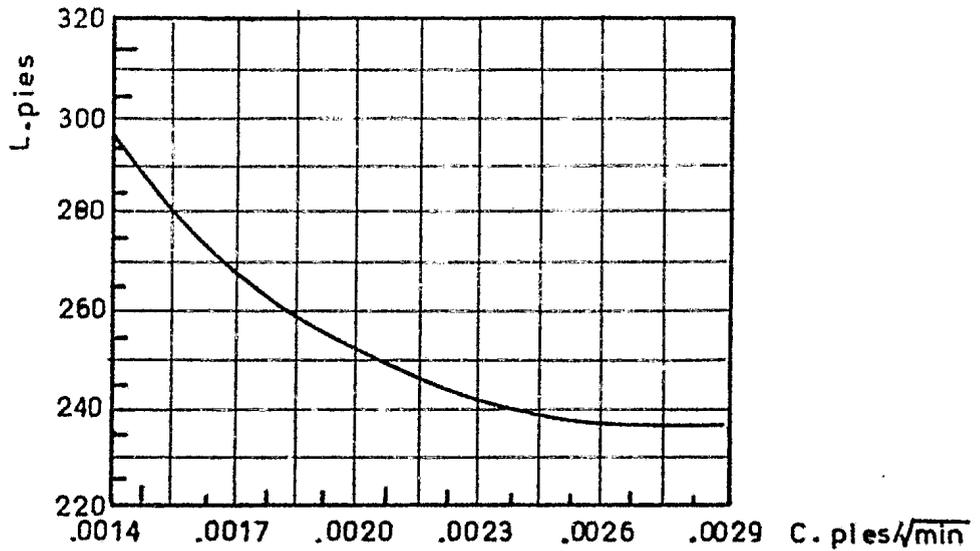


FIG. 7.3 EFECTO DEL COEFICIENTE TOTAL DE PERDIDA DE FLUIDO SOBRE LA LONGITUD DE LA FRACTURA

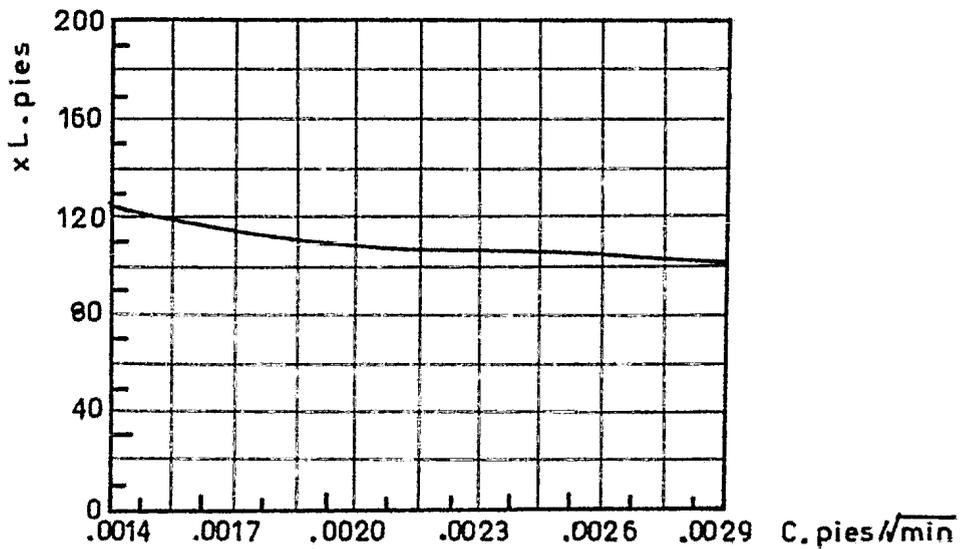


FIG. 7.4 EFECTO DEL COEFICIENTE TOTAL DE PERDIDA DE FLUIDO SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

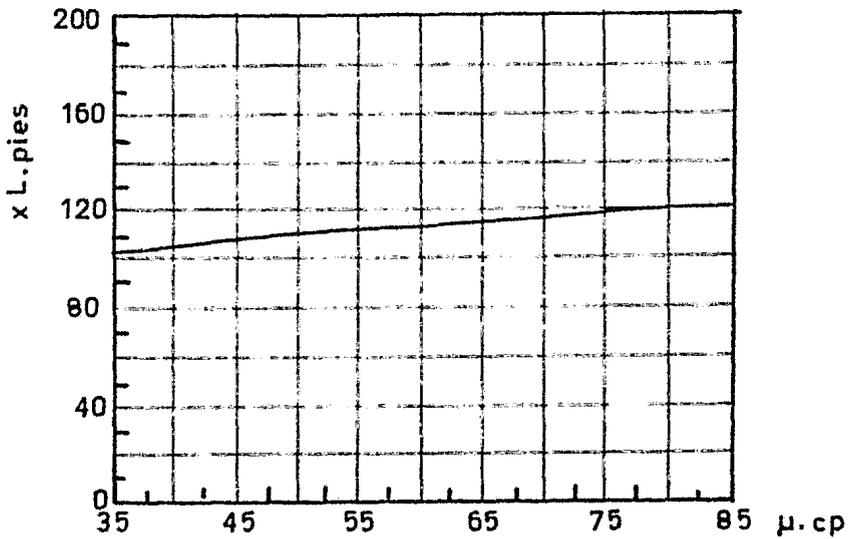


FIG. 7.5 EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

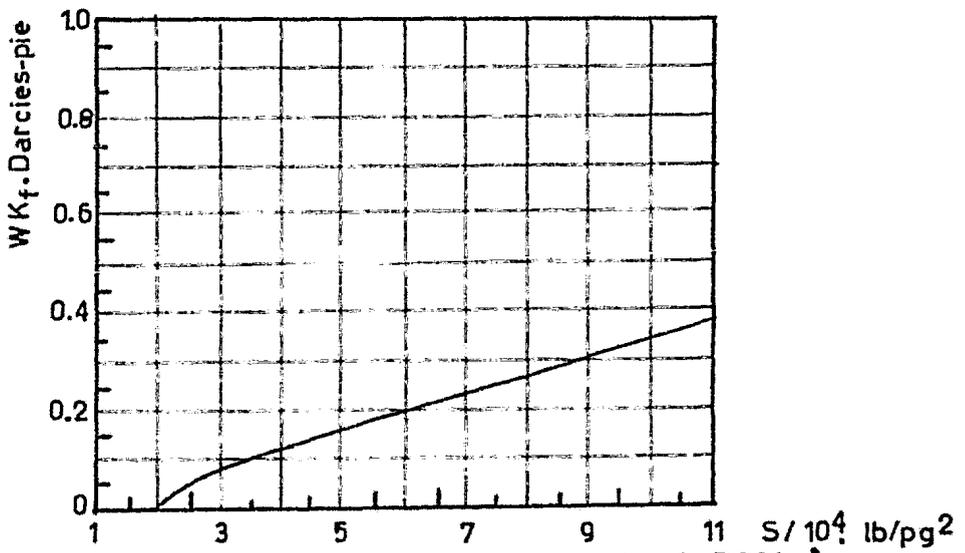


FIG. 7.6 EFECTO DE LA RESISTENCIA DE LA ROCA AL INCRUSTAMIENTO SOBRE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

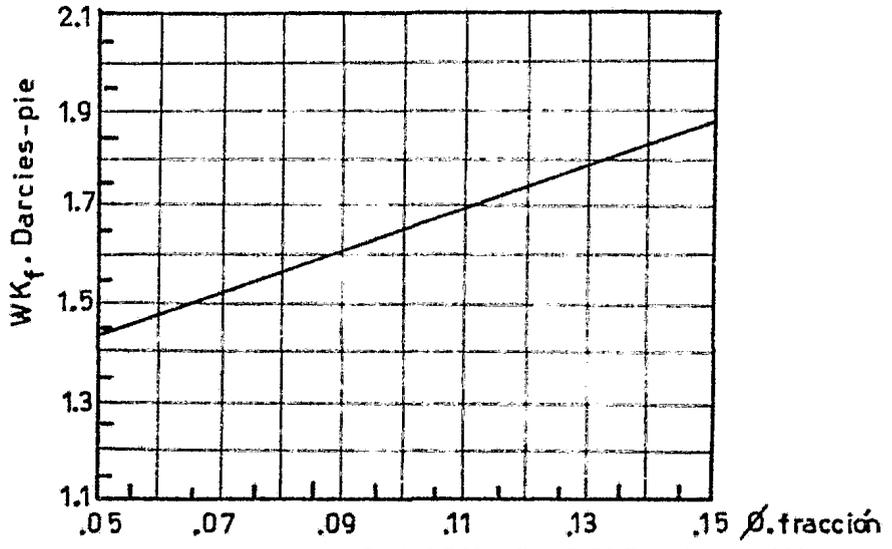


FIG. 7.7 EFECTO DE LA POROSIDAD SOBRE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

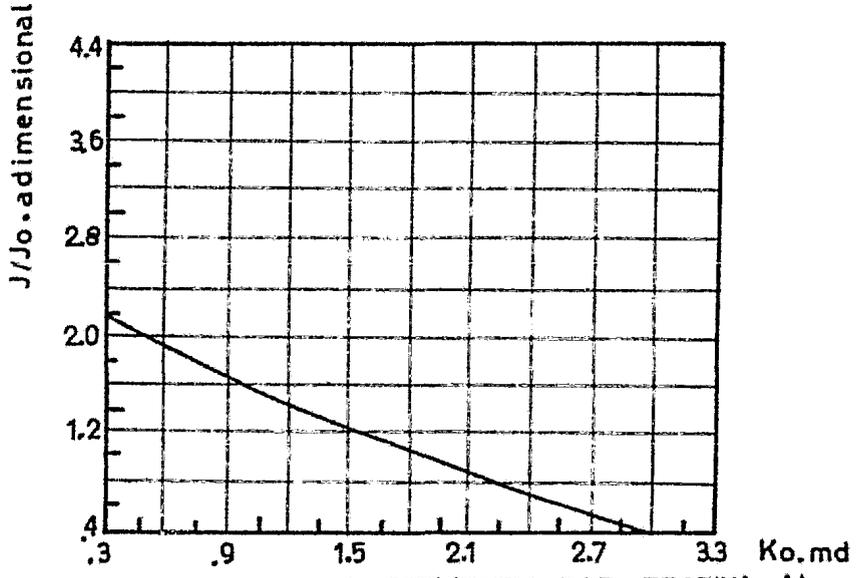


FIG. 7.8 EFECTO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE SOB. EL INCREMENTO A LA PRODUCTIVIDAD

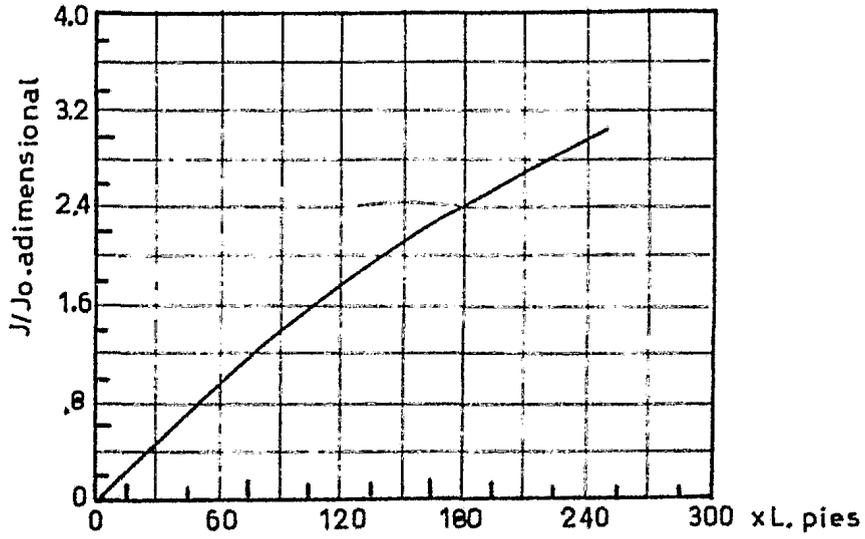


FIG. 7.9 EFECTO DE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO SOBRE EL INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD

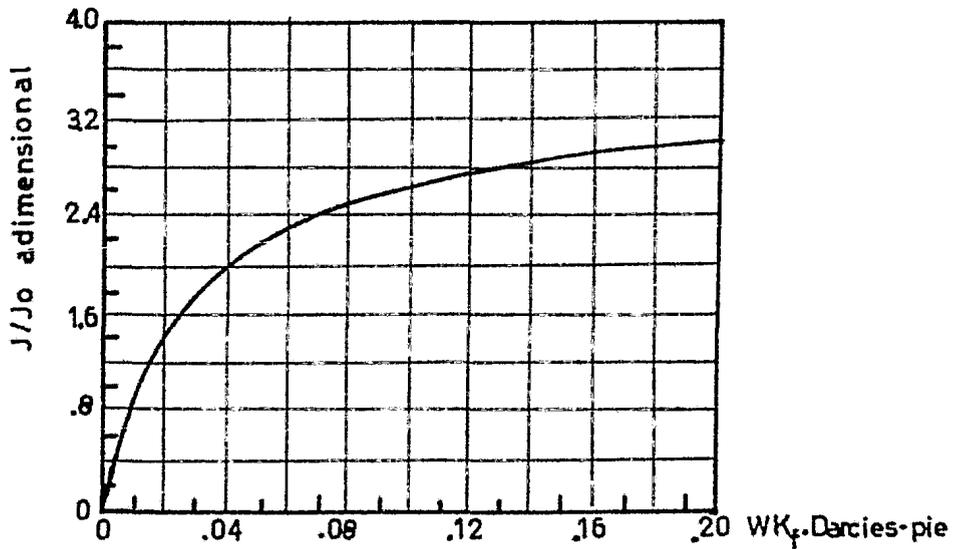


FIG. 7.10 EFECTO DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA SOBRE EL INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD

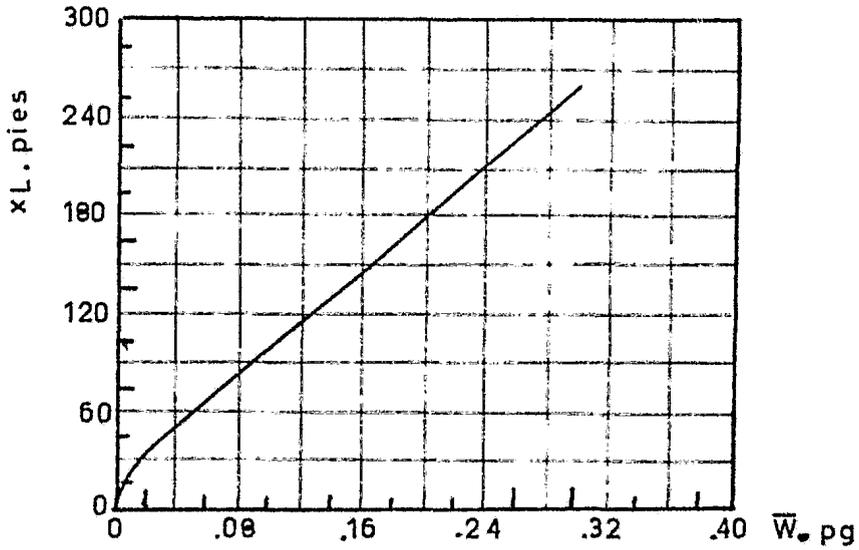


FIG. 7.11 EFECTO DE LA AMPLITUD MEDIA DE LA FRACTURA SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

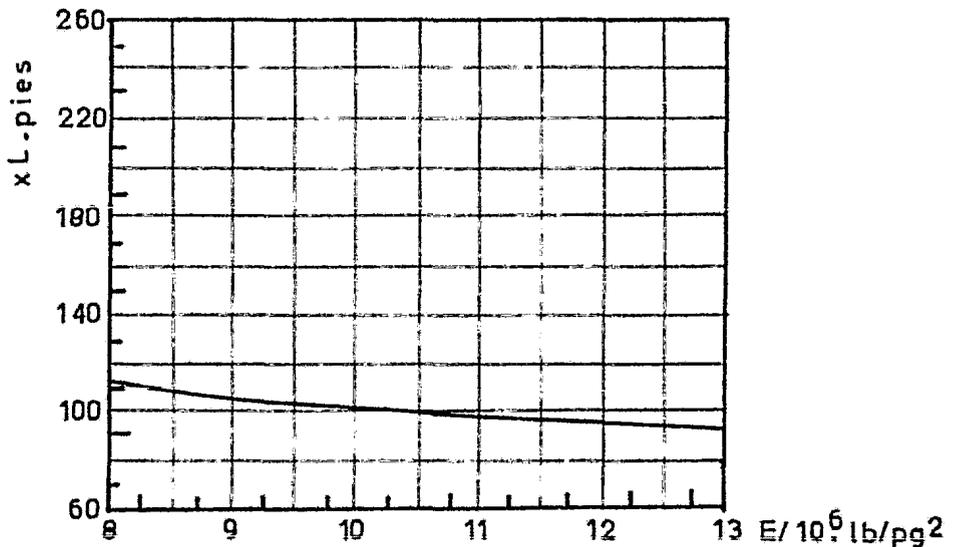


FIG. 7.12 EFECTO DEL MODULO DE YOUNG DE LA ROCA SOBRE LA DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO

C A P I T U L O VIII
CONCLUSIONES .

1.- El incremento en la productividad de un pozo depende de la longitud y conductividad de la fractura acidificada .

2.- Una fractura se orientará por si misma y crecerá perpendicular al eje del mínimo esfuerzo compresivo .

3.- A mayor superficie de la roca en contacto con un volumen determinado de ácido , este se gasta en menor tiempo . Las fracturas tienen relaciones área-volumen bajas y , por lo tanto, el ácido puede alcanzar una penetración considerable en forma activa .

4.- La velocidad de reacción del ácido aumenta a medida que se incrementa la temperatura . A mayor profundidad a la que se encuentre la formación se requerirá mayor velocidad de inyección para contrarrestar el efecto de la temperatura y lograr mayor penetración del ácido activo .

5.- A medida que se incrementa la concentración del ácido aumenta el tiempo de reacción .

6.- Generalmente la velocidad de reacción en las calizas es el doble que en las dolomías .

7.- La velocidad de reacción del ácido se incrementa a medida que aumenta la velocidad de inyección ; sin embargo se obtiene mayor penetración antes de que el ácido se gaste.

Como regla general se recomienda que la velocidad de inyección sea la máxima que pueda obtenerse , dependiendo de la ---

capacidad del equipo de bombeo y las limitaciones de las resistencias de las tuberías expuestas a las presiones requeridas - al efectuar el tratamiento . Un incremento en el ritmo de inyección también reducirá la temperatura a la cual entra el ácido a la fractura .

8.- El uso de un aditivo efectivo de pérdida de fluido es de vital importancia para maximizar la distancia de penetración del ácido .

9.- El éxito de un tratamiento de fracturamiento con ácido depende de la selección de los siguientes parámetros: a) la viscosidad y tipo del fluido bache , b) la concentración del ácido y aditivos a ser usados , c) ritmo de inyección para el fluido bache y el ácido , y d) volumen del fluido bache y del ácido .

10.- El desarrollo y aplicación de un programa de cómputo , como el aquí presentado , facilita el diseño de un tratamiento de estimulación por fracturamiento con ácido .

11.- El tratamiento óptimo será el que de el mayor incremento en la productividad al mínimo costo .

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

- A .- Area de drene , acres
- c .- Concentración del ácido , fracción
- c_0 .- Concentración inicial del ácido , fracción
- C .- Coeficiente total de pérdida de filtrado , pies/ $\sqrt{\text{min}}$
- \bar{C} .- Compresibilidad , lb/pg²
- De.- Coeficiente de difusión efectivo , pies²/min
- E .- Módulo de Young de la formación , lb_m/pie-min²
- Fpc.- Razón inversión-ganacia , adimensional
- g_f .- Gradiente de fractura , lb/pg²/pie
- g_{pf} .- Gradiente de presión-fricción , lb/pg²/pie
- h .- Altura de la fractura , pies
- hg .- Altura bruta de la fractura , pies
- hn.- Espesor neto de la arena , pies
- i .- Gasto de inyección , pies³/min
- J .- Índice de productividad después del tratamiento
- Jo.- Índice de productividad sin daño o estimulación
- K_f .-Permeabilidad de la fractura , darcies
- k_0 .- Permeabilidad efectiva al aceite , md
- K_L .- Longitud adimensional de la fractura
- K_U .- Amplitud adimensional de la fractura
- K_{nL} .-Variable adimensional
- L .- Longitud de la fractura , pies
- L_{aD} .-Distancia de penetración del ácido adimensional
- Npe.-Número de Peclet para la pérdida de fluido , adimensional
- N_{Re} .-Número de Reynolds para el flujo en la fractura , admnal.
- N_{Re}^* .-Número de Reynolds para la pérdida de fluido , admnal
- p .- Presión , lb/pg²
- Ppc.-Pseudo presión crítica , adimensional
- Ppr.-Pseudo presión reducida , adimensional
- Pc.- Presión de cierre , lb/pg²
- r_e .- Radio de drene , pies

r_w .- Radio del pozo , pies
 S .- Resistencia de la roca al incrustamiento , lb/pg²
 S_g .- Saturación de gas , fracción
 S_o .- Saturación de aceite , fracción
 S_w .- Saturación de agua , fracción
 t .- Tiempo de inyección , min
 t_s .- Tiempo de tránsito sónico , $\mu\text{sec}/\text{pie}$
 T .- Temperatura , °F
 T_{pc} .- Temperatura pseudo critica , adimensional
 T_{pr} .- Temperatura pseudo reducida , adimensional
 V_A .- Velocidad axial , pies/min
 V_N .- Velocidad de pérdida de fluido a lo largo de la fractura , pies³/min
 V_f .- Volumen de la fractura , bl
 V_{spt} .- Pérdida de fluido inicial , pies³/pie²
 W .- Amplitud de la fractura , pies , pg
 \bar{W} .- Amplitud promedio de la fractura , pies , pg
 W_a .- Amplitud por disolución , pies
 W_w .- Amplitud de la fractura en el pozo , pies , pg
 WK_f .- Conductividad de la fractura , darcies-pie
 x_p .- Fracción presurizada de la longitud de la fractura , adnna1
 X .- Poder de disolución del ácido , pie³/pie³
 xL .- Penetración del ácido , pies
 Y_{vf} .- Volumen mínimo de ácido , bl
 ∞ .- Constante,conector entre páginas
 μ .- Viscosidad del fluido fracturante , lb_m/pie-min
 μ_a .- Viscosidad promedio del ácido , parcialmente gastado , a lo largo de la fractura , lb_m/pie-min
 μ_r .- Viscosidad promedio del ácido gastado , lb_m/pie-min
 ρ .- Densidad del fluido , lb/pie³
 ν .- Razón de Poisson , adimensional
 ϕ .- Porosidad , fracción.

B I B L I O G R A F I A .

- 1.- Williams , B. B.,Gidley , J . L . y Schechter , R . S :
" Acidizing Fundamentals ". Monograph Volume 6.SPE(1979)
- 2.- Garaicochea , F.P : " Estimulación de Pozos " . Facultad
de Ingenieria . UNAM
- 3.- Arreola , O. : " Apuntes de Estimulación de Pozos " .
Facultad de Ingenieria . UNAM
- 4.- Geertsma , J y de Klerk , F : " A Rapid Method of Pre-
dicting Width and Extent of Hydraulically Induce Frac-
tures " . J . Pet . Tech . (Dic. 1979)
- 5.- Novotny , E . J : " Prediction of Stimulation From Acid
Fracturing Treatments Using Finite fracture Conductivity " .
J . Pet . Tech . (Marzo 1977)
- 6.- Nierode . D . E . y Kruk . K . F . " An evaluation of
Acid Fluid Loss Additives , retarded Acids , and Acidi-
zed Fracture Conductivity " SPE - 4549 , (1973)-