

2
L. J.



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

COMPUTACION APLICADA A LA ESTIMULACION
DE POZOS PETROLEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

RAMIRO ACERO HERNANDEZ

MEXICO, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVIATION

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-229

Señor ACERO HERNANDEZ RAMIRO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.-- Francisco Garaicochea Petrirena, para que lo desarrolle como -- tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO -- PETROLERO.

"COMPUTACION APLICADA A LA ESTIMULACION DE POZOS PETROLEROS"

- I INTRODUCCION.
- II DAÑO A LA FORMACION.
- III ESTIMULACIONES MATRICIALES.
- IV PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL A UNA ARENISCA.
- V FRACTURAMIENTO CON ACIDO.
- VI PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO A UNA FORMACION CARBONATADA.
- VII CONCLUSIONES
REFERENCIAS.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento - con lo especificado por la Ley de Profesionales, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, P.F., Octubre 21 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

3000
OARCH'MRV:gtg

I N D I C E

	Pág.
I. INTRODUCCIÓN	I.1
II. DAÑO A LA FORMACION	II.1
II.1 Introducción	II.2
II.2 Mecanismo de daño	II.2
II.3 Origen del daño a la formación	II.4
II.4 Operaciones durante las cuales se puede ocasionar daño	II.7
II.5 Minimización del daño	II.10
III. ESTIMULACIONES MATRICIALES	III.1
III.1 Estimulaciones	III.2
III.2 Métodos de acidificación	III.4
III.3 Tipos de ácidos y sus reacciones	III.7
III.4 Acidificación a la matriz	III.11
III.5 Velocidad de reacción de ácido	III.13
III.6 Surfactantes	III.14
III.7 Aditivos para ácidos	III.18
IV. PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL A UNA ARENISCA	IV.1
IV.1 Consideraciones del diseño	IV.2
IV.2 Tratamiento del diseño	IV.3
IV.3 Programa de cómputo para el diseño- de una estimulación matricial a una arenisca	IV.5
IV.4 Nomenclatura	IV.18

	Pág.
V. FRACTURAMIENTO CON ACIDO	V.1
V.1 Introducción	V.2
V.2 Conceptos básicos sobre fracturamiento	V.3
V.3 Fluidos fracturantes	V.10
VI. PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO -- CON ACIDO A UNA FORMACION CARBONATADA	VI.1
VI.1 Consideraciones de diseño	VI.2
VI.2 Procedimiento de cálculo	VI.2
VI.3 Programa de cómputo para el diseño de un fracturamien <u>to</u> to con ácido a una formación carbonatada	VI.6
VI.4 Nomenclatura	VI.26
VII. CONCLUSIONES	VII.2
REFERENCIAS	

C A P I T U L O I

I N T R O D U C C I O N

INTRODUCCION

Las expectativas respecto a la futura disponibilidad del petróleo y los recursos primarios convencionales de petróleo * en el mundo, juegan un papel importante en los proyectos de política energética de alcance mundial. La importancia de este papel es fácilmente comprensible por varias razones. El petróleo es la mayor fuente mundial de energía, pues produce en entre el 50% y el 60% de la energía consumida en el mundo. Su utilización ha crecido de manera exponencial a lo largo de más de un siglo, aumentando un promedio de 7% desde el principio de la década de 1860 hasta mediados de la de 1970.

El petróleo es un recurso no renovable, por lo que la consideración de su agotamiento y su sustitución es esencial en cualquier proyecto de política de energética.

A causa del papel central del petróleo en el gasto mundial de energía, las expectativas diferentes en cuanto a la disponibilidad futura de petróleo son causa de muchos desacuerdos en torno a los proyectos de política energética. No existe consenso sobre la futura disponibilidad de petróleo (esto es, el curso de la producción anual), ni sobre los recursos mundiales convencionales de petróleo finalmente recuperables.

Desde la parte media de los años 70's, la industria petrolera mundial y la mexicana en particular, han experimentado un creciente empleo de la -

* Los recursos convencionales de petróleo son tan sólo una de las dos ramas de los recursos de petróleo producidas por la naturaleza. La otra rama, los recursos no convencionales de petróleo, consiste en arenas petrolíferas (asfálticas) y esquistos aceitosos (lutita petrolífera). No hay una línea divisora uniforme entre las arenas petrolíferas y el petróleo crudo-pesado convencional. R.E. Meyer y C.R. Hococh¹ sugieren que todos los depósitos que contengan petróleo crudo mas pesado que 7° o acaso 10° A.P.I. de peso específico, debe ser clasificados como arenas petrolíferas.

computación en todos los aspectos que engloba la industria, tales como: explotación, perforación, producción, yacimientos, refinación, etc..

En lo que se refiere a la producción, en un principio los sistemas de cómputo se emplearon como bancos de información, pero el hecho de recopilar los datos sin interferir con las operaciones, depurarlos y procesarlos en un centro lejano de cómputo, implicaba un considerable retrazo para apoyar las recomendaciones a los responsables de la producción de los pozos.

Posteriormente, el continuo desarrollo de la producción se distinguió por la integración de los avances matemáticos y electrónicos. Esto se logró mediante la utilización de equipos específicos, actualmente en servicio, que permiten la captación y el control de datos confiables y precisos obtenidos durante las operaciones de producción. Asimismo, el empleo de la computación fue enfocándose hacia el incremento en la eficiencia de la misma producción, en la que parte de este enfoque fue enca minándose hacia la estimulación de los pozos.

Un aspecto de interés ha sido el caso de los programas de cómputo procesados en modernos sistemas, los cuales disminuyen en forma notable el tiempo de cálculo, lo que permite realizar en pocos minutos varias alternativas de diseño, con lo que se podrá tomar una mejor decisión.

En un principio, estos programas de cómputo fueron poco utilizados debido a la lejanía del centro de cómputo o bien, a la complejidad que se requería en la alimentación de datos, lo que implicaba el empleo de personal especializado para su ejecución. Sin embargo, con el desarrollo de las redes de teleproceso (SISTEMA INFONEI) se ha facilitado el diálogo máquina-usuario y a su vez, ha permitido contar con terminales en los diversos centros de trabajo en el campo, por medio de los cuales es posible procesar programas de cómputo con gran facilidad y rapidez.

En la actualidad, se requiere que el Ingeniero Petrolero conozca la computación y esté familiarizado con ella. En este trabajo, se desarro

lhan dos programas de cómputo con aplicación a la estimulación de pozos - petroleros.

CAPITULO II

DAÑO A LA FORMACION

DAÑO A LA FORMACION

II.1 INTRODUCCION.

El daño es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde la perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción. El daño puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad, hasta el bloqueo total de las zonas productoras. Generalmente es mucho más económico controlar el daño que estimular los pozos dañados, sobre todo cuando se observa que es difícil o imposible lograr la restitución de la producción.

Es por esto necesario considerar el aspecto económico de reducción del daño en todas las operaciones, por lo cual se requiere modificar muchas prácticas comunes en el campo; aún cuando esto signifique elevar inicialmente los costos, estos incrementos de costos se verán recompensados con un incremento en la producción y la recuperación.

II.2 MECANISMOS DE DAÑO.

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo a la forma como éste disminuye la producción.

a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.

Cuando los conductos porosos o las fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo, por taponamiento ó bloqueo total debido a sólidos o emulsiones, se reduce el flujo de todos los tipos de fluidos. Las formaciones consisten en miles de poros, que se encuentran interconectados, con diámetros que varían entre 10 a 100 micrones; los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita, tienen partículas con diámetros menores a los 43 micrones y algunos alcanzan a 75 micrones. Al iniciarse el proceso de formación del enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos sinuosos, que cuando el

flujo es alto, se taponan rápidamente debido a dos mecanismos fundamentales. Si las partículas mencionadas tienen un diámetro menor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando a los fluidos a buscar otros poros. La movilidad de las partículas se ve también afectada por la mojabilidad y las fases del fluido en el sistema.

El hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación también produce taponamientos. Asimismo la floculación de las mismas aumenta su movilidad. La emigración de las arcillas es factible cuando entran en contacto con aguas extrañas al yacimiento.

b) Reducción de la permeabilidad relativa.

Esto puede ser ocasionado por el incremento de la saturación de agua -- cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación. También el filtrado puede formar un bloqueo por agua. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad absoluta.

c) Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

Este fenómeno puede resultar de altos filtrados, se sabe que las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de la formación o del fluido de perforación o partículas de hidrocarburos sólidos, tienen la tendencia de estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y de viscosidad más altas que las mojadas por agua.

II.3 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de estos con fluidos extraños al yacimiento, pudiendo ser el fluido extraño el filtrado del fluido de perforación o reparación, o bien un fluido de estimulación o tratamiento, inclusive el fluido del yacimiento, si sus características originales se alteran en alguna de sus fases.

Los fluidos extraños pueden transportar diferentes tipos de sales, sólidos del material densificante, arcillas, productos químicos, etc., que -- también están asociados al daño. En adición a esto los sólidos perforados, partículas de cemento, residuos de los disparos, óxidos de fierro, grasa lubricante, material pulverizado de las arenas de fracturamiento o empaques de grava, parafina, asfalto, etc., pueden ocasionar daño severo a la formación.

Los diferentes productos y sólidos contenidos en los fluidos, producen la alteración negativa de las condiciones de flujo del yacimiento, cambiando su mojabilidad, cambiando la estructura de las arcillas del yacimiento o taponando los conductos porosos.

a) Cambios en la mojabilidad del yacimiento.

La mojabilidad se ha definido como el ángulo de contacto entre la interfase de los fluidos con la superficie sólida. En medios porosos es casi, si no imposible, medir esto, por lo cual sus efectos, en el flujo de fluidos, se manifiestan principalmente por la relación de presión capilar con la saturación del fluido.

La saturación de los fluidos puede ser alterada por la invasión de filtrado que contiene agentes tensoactivos; éstos, al cambiar la tensión superficial de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, alteran su mojabilidad. Se ha comprobado que la mayoría de los surfactantes catiónicos y ciertos no iónicos, originan que la superficie de rocas silíceas se mojen o humecten por aceite. La humectación por aceite se puede corregir mediante un tratamiento con surfactantes adecuados. El tipo de surfactante debe ser seleccionado en base a pruebas de laboratorio.

Los constituyentes inorgánicos de los yacimientos, se consideran generalmente mojados por agua y la humectabilidad de las areniscas es más fácil de alterar que la de las calizas. Se ha demostrado que la mayoría de los componentes químicos de los fluidos de perforación no tiene efecto en el cambio de la mojabilidad, siendo sólo el almidón el que muestra un pequeño efecto de disminución en la humectación por agua. Los lodos de emulsión inversa muestran un efecto neutral o la tendencia a mojar por aceite.

b) Cambios en las estructuras de las arcillas.

Los minerales arcillosos están presentes en el 95% de las formaciones areniscas, encontrándose como envoltura de los granos o separados y mezclados con la arena. Las rocas calcáreas también pueden contenerlos, sin embargo se encuentran encapsulados y por lo general no representan problema. Los minerales arcillosos más importantes y frecuentes son : la montmorillonita, la ilita y la caolinita. Estos minerales han sido clasificados de acuerdo a su estructura cristalina. Los cristales están compuestos de plquetas o unidades que se extiende en dos direcciones, alcanzando espesores que varían entre 7 a 17 angstromes. Cada unidad está unida por iones que pueden ser de H, K, Ca, Mg, y Na. Si las unidades están balanceados iónicamente, son más estables.

Cada mineral arcilloso tiene características y propiedades definidas que dependen de su estructura y composición, características que hacen que se comporten en forma diferente ante la presencia de agua y los iones que ésta pudiera contener. La más importante de éstas características, es la capacidad de intercambio iónico, que es la medida de habilidad de una arcilla de llevar cationes intercambiables, está expresada en miliequivalentes por 100 gr. de arcilla (me). El orden de capacidad de intercambio iónico de los minerales arcillosos que interesa es: montmorillonita con 80 a 150 me, ilita con 10 a 40 me y caolinita con 3 a 15 me.

Otra característica a considerar, es la del agua en las arcillas. Debido a la hidratación de los cationes y de la distribución de cargas negativas, el agua forma una película en la superficie externa y entre las capas estructurales de la arcilla; el agua entre las superficies planas de -

los cristales, ayuda a separar las placas individuales del cristal, sirviendo como lubricante, y ayuda al hinchamiento de las mismas. Los cationes más fuertes aumentan la atracción entre las placas y el espesor de las películas de agua disminuye; en cambio los débiles permiten la fácil entrada del agua, debido a que la fuerza atractiva entre las placas es menor; ésto permite también que las capas de agua entren en desorden, lo cual tiene un efecto mucho mayor en el hinchamiento.

El tipo de electrolito presente y su concentración en el sistema agua-arcilla, es primordial para la característica de floculación o defloculación del cristal arcilloso en adición a la capacidad de intercambio iónico. El PH del agua, tiene también efecto en éste fenómeno, debido a la cantidad variable de material alcalino y concentración de iones H que ésta pueda tener. Las arcillas encontradas en las rocas sedimentarias se presentan en equilibrio con el agua de la formación y se encuentran generalmente en estado floculado.

Debido a todas estas características, las arcillas son fácilmente reaccionables (floculación o defloculación) cuando se altera su medio ambiente - en equilibrio con el agua de la formación. La alteración de este medio provoca modificaciones negativas en la permeabilidad del yacimiento, aún cuando su efecto sobre la porosidad total no sea grande. La alteración de estos minerales arcillosos también puede aumentar la mojabilidad hidrofílica del yacimiento por su fuerte atracción al agua.

c) Taponamiento por sólidos.

Los sólidos en diferentes variedades de tamaños pueden ser fácilmente transportados hacia el yacimiento durante la etapa de formación del enjarre. Los sólidos más grandes pueden formar puentes en la parte interior de la pared del pozo, éstos pueden depositarse entre los granos de la roca, cerca de zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción. Los sólidos pequeños pueden formar enjarres minúsculos dentro del sistema de poros, iniciando un sistema de taponamiento muy efectivo; sin embargo esto puede eliminarse parcialmente con el flujo a contra corriente y con el uso de partículas mejor distribuidas, que permiten una formación más rápida del enjarre en

la pared del pozo. El efecto de taponamiento durante la formación del enjarre, no va más allá de 5 a 8 cm. dentro del yacimiento; el uso de polímeros para reducir el filtrado, es de gran ayuda, pues permite formar el enjarre rápidamente y provee de un medio filtrante muy efectivo al enjarre, disminuyendo la cantidad de sólidos acarreados hacia la formación durante el tiempo de exposición del yacimiento con el fluido en uso.

II.4 OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PUEDE OCACIONAR DAÑO.

Las operaciones específicas, durante las cuales se produce daño, son:

a) Durante las operaciones de perforación.

El filtrado del lodo invade el yacimiento alterando su permeabilidad, ya sea por bloqueo, por sólidos o formación de emulsiones, así como por cambios en la mojabilidad de la roca matriz. También los sólidos acarreados taponarán los poros o canales o fracturas y, en adición a esto, la acción escuridora de la barrera y los estabilizadores, puede sellar las fracturas cerca de la pared del pozo.

b) Durante las bajadas de tubería de revestimiento y cementación .

El efecto de incremento de presión contra la formación, al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial adicional contra las zonas productoras comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación. Las lechadas de cemento tienen un alto filtrado, que puede acarrear sólidos adicionales, además de aguas no compatibles con la formación; los productos químicos usados para lavar el enjarre durante de las lechadas pueden ocasionar cambios en la formación.

c) Durante la terminación.

Los sólidos del fluido de terminación, pueden taponar las perforaciones de los disparos. La formación alrededor del disparo, puede ser también comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el tunel del disparo.

Al bajar la tubería de producción con el empacador se provoca un efecto similar al originado al bajar la tubería de revestimiento. Al aumentar la presión diferencial contra la formación, se puede originar pérdidas de circulación y los sólidos del fluido pueden taponar las fracturas cercanas a la pared del pozo. Si la presión diferencial es alta, estos sólidos son también las causas de que las perforaciones de los disparos se taponen. Si el fluido contiene iones no compatibles con las arcillas de la formación el resultado puede ser un daño muy severo.

Durante la iniciación de la producción, la precipitación de sólidos de óxidos y carbonatos, grasa para roscas y todo material sucio que puede acarrear el fluido al ser circulado para limpiar el pozo, puede originar el taponamiento de los poros. Si estos fluidos contienen asfaltos tratados, pueden originar cambios en la mojabilidad del yacimiento.

d) Durante la estimulación.

Los fluidos usados para matar los pozos pueden acarrear sólidos dentro del yacimiento. Si la tubería de producción está sucia, los fluidos empleados, aunque limpios inicialmente, pueden acarrear sólidos barridos por ésta, dañando la formación.

El fracturamiento de la formación con ácido, puede alterar el enjarre entre el cemento y el yacimiento, produciendo canalizaciones.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico, a veces no son efectivas, debido al taponamiento de las fracturas con sólidos finos contenidos en el mismo fluido fracturante.

El uso de fluidos fracturantes que tienen productos no compatibles con la formación, puede también originar daño.

e) Durante operaciones de limpieza de parafina o asfalto.

Normalmente se usan solventes para este fin, si estos solventes se circulan de tal manera que entren en contacto con la zona productora, se puede-

alterar las condiciones de mojabilidad de la roca matriz en forma negativa.- A veces se usan escareadores para limpiar la parafina, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar a la formación, es -- factible su taponamiento.

f) Durante la reparación de pozos.

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas -- que al terminar los pozos: el exceso de presión diferencial contra las zonas-productoras puede ocasionar pérdidas; el filtrado de fluidos incompatibles -- con el yacimiento producirá daño.

g) Durante la fase de producción.

En esta etapa muchas veces se necesita usar productos químicos para -- inhibir la corrosión, la depositación de sales o parafina. No debe permitir se que estos productos entren en contacto con la formación. Su efecto por -- lo general afecta la mojabilidad de la roca. También la precipitación de -- óxido y sales puede ocasionar taponamientos.

Si el yacimiento está depresionado, será mucho más susceptible de ser da ñado con sólidos o con parafina.

Los empàques de grava son susceptibles de ser taponados por sólidos o ar cillas que emigran de la formación; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor.

h) Durante la inyección de agua.

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tra tada apropiadamente, y por el uso inadecuado de los filtros (deben limpiarse con la debida frecuencia); por el contenido de sales no compatibles o sales-defloculantes; acarreo de surfactantes de los tanques superficiales.

i) Durante la inyección de gas.

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar a la pared del pozo, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento; desafortunadamente los inhidores de corrosión al ser inyectados con el gas hacia la formación reducen su inyectividad, por lo cual se debe limpiar bien el equipo antes de iniciar la inyección; asimismo el lubricante de las compresoras que se fuga con el gas hacia el pozo, reduce la permeabilidad al gas y la inyectabilidad.

II.5 MINIMIZACION DEL DAÑO.

Cuando el daño no puede ser corregido completamente, debe prevenirse para minimizarlo. La observación de métodos preventivos es importante, ya que permitirá incrementar el ritmo de producción y la recuperación final.

Para minimizar el daño se deben estudiar sus causas en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, así como seleccionar los fluidos más apropiados para evitarlo. Muchas veces un yacimiento puede ser inapropiadamente evaluado si el daño enmascara su verdadero potencial productivo. Aunque actualmente existen métodos para una buena evaluación, el daño en un yacimiento nuevo puede conducir a una serie de operaciones que, encadenadas, pueden desvalorar su potencial económico.

Una de las formas más comunes de prevenir el daño es reducir el filtrado; inicialmente esto se alcanzó con partículas finas hidratables, como la bentonita y con el uso de lignosulfonatos y algunos polímeros; pero estos métodos en muchos casos agravaron los problemas de daño. El ajuste apropiado de los iones en el filtrado, el control de PH y la adición de surfactantes para controlar la mojabilidad y romper las emulsiones, ha dado mejores resultados. Sin embargo, se mantiene el problema del bloqueo por sólidos, el cual aún no ha sido resuelto, pero si reducido con el uso de polímeros que ayudan a aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Uno de los factores que también debe ser considerado es el tiempo de exposición de las zonas productoras al fluido de perforación; pero es mucho más recomendable no usar lodos a base de agua en una zona que contiene arcillas defloculables, aún cuando -

la adición de sales con cationes fuertes, como el cloruro de calcio o de potasio puede disminuir este efecto.

Cuando el caso es este, los fluidos de emulsión inversa son recomendables para evitar el daño a la formación por alteración de las arcillas.

El taponamiento por sólidos es inevitable, pero puede ser disminuído usando fluidos con filtrado bajo, que permitan una formación de enjarre rápida; sin embargo si los sólidos son de material densificante no se podrá corregir el daño posteriormente; pero con una presión diferencial adecuada se puede mantener en rangos muy bajos.

En los fluidos de terminación y reparación de pozos se debe tener mucho más cuidado, puesto que éstos son expuestos contra los yacimientos en operaciones que definitivamente tienen que ver única y exclusivamente con la productividad del pozo. Estos fluidos se usan para iniciar la producción en operaciones de disparos, matar pozos, limpiarlos, controlar arenas, colocar empaques de grava y controlar las presiones.

Las características de estos fluidos dependen de la operación, por lo que deben formarse para evitar el daño considerado los siguientes requerimientos:

a) Densidad.

La densidad del fluido debe ser la mínima necesaria para controlar la presión del yacimiento, que puede estar en un rango de 100 a 200 lb/pg² sobre la presión del yacimiento.

b) Filtrado.

Se debe considerar en este requerimiento dos factores: primero, las características del filtrado y su volumen.

Las características del filtrado deben considerarse en función de la minimización de la alteración de las arcillas de la formación; esto es: evitar

su hinchamiento y/o dispersión, los cambios de humectabilidad de la roca matriz y la formación de emulsiones.

El volumen debe ser considerado para prevenir que cantidades excesivas del fluido entren a la formación. Los aditivos para que se consiga esta característica, deben ser fácilmente removibles al producir el pozo.

c) Viscosidad.

Muchas veces los fluidos tienen que acarrear sólidos relativamente grandes, arena, restos de empacadores, etc., hacia la superficie, por lo tanto deben tener características de viscosidad plástica, punto de cedencia, de gelatinosidad.

d) Contenido de sólidos.

Los sólidos contenidos deben ser mínimo y, si es posible, deben estar ausentes. En caso de estar presentes, deben ser pequeños, en el rango de 1 a 2 micrones, éstos tienen tendencia a formar puentes en el medio poroso y disminuir rápidamente el filtrado, por lo general no penetran más allá de 1 a 3 pg. de la cara del pozo y pueden ser desalojados a contra flujo al producir el pozo.

e) Control de corrosión.

Este factor es importante, pues la corrosión produce reacciones que forman partículas finas, que pueden ser acarreadas hacia la formación al precipitarse.

f) Economía.

Este factor es primordial y debe considerarse la conveniencia de evitar el daño a la formación o estimular la producción por acidificación o fracturamiento.

CAPITULO III

ESTIMULACIONES MATRICIALES

ESTIMULACIONES MATRICIALES

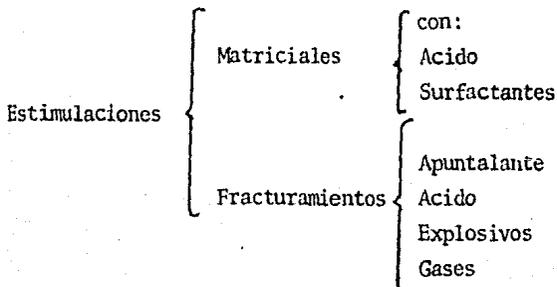
III. 1 ESTIMULACIONES

La estimulación es una operación diseñada para restituir o aumentar la permeabilidad de una formación; es una operación de reparación de pozos y en ocasiones puede ser de terminación.

El principal motivo por el cual se estimula, es porque se encuentra que hay daño y/o baja permeabilidad en la formación. Esta se daña por estar en contacto con fluidos extraños al yacimiento, pudiendo ser este el filtrado del fluido de perforación o reparación, o bien, un fluido de estimulación o tratamiento cuando no es adecuado, inclusive el fluido del yacimiento, si sus características originales se alteran en alguna de sus fases.

El daño está asociado con la invasión de fluidos extraños, los cuales pueden transportar diferentes tipos de sales, sólidos del material densificante, arcillas, productos químicos para control de filtrado, viscosificantes; en fin, todos los necesarios para la formación de los fluidos de perforación o reparación. Los diferentes productos y sólidos contenidos en los fluidos, producen la alteración negativa de las condiciones de flujo del yacimiento, cambiando su mojabilidad, cambiando la estructura de las arcillas del yacimiento o taponando los conductos porosos; y todo ello ocasiona que la permeabilidad de la formación disminuya.

Las estimulaciones se pueden clasificar en:



Hay una diferencia importante entre las estimulaciones matriciales y los fracturamientos, la cual se anota enseguida.

Estimulación matricial. El fluido es inyectado a través de los canales de flujo naturales de la formación, sin fracturar.

Estimulación por fracturamiento. La inyección de el fluido se hace a través de una fractura que se crea con éste mismo al desplazarlo en la formación.

a) Estimulaciones matriciales con ácido.

En este método el ácido inyectado reacciona con la formación o con lo que bloquea los canales de flujo, disuelve estos bloqueos, hace más grande los canales de flujo.

La estimulación se efectúa para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo, disolviendo las partículas que obturan la formación. Cuando la acidificación se efectúa correctamente, se obtienen incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas gas-aceite o agua-aceite.

b) Estimulaciones matriciales con surfactantes.

El propósito primordial de los surfactantes en la terminación, reparación y estimulación de pozos, debe ser el de prevenir el daño. El problema en la remoción de daño de formaciones de arenisca, con surfactante, es la casi imposibilidad de obtener un contacto íntimo del surfactante con los fluidos contenidos en los poros con daño. El bloqueo por agua es relativamente fácil de tratar, ya que éste es más bien un problema de incremento de la permeabilidad relativa al aceite o disminución de la tensión interfacial, que de remoción de un bloqueo total de la formación.

Los bloqueos por emulsión pueden ser tratados; sin embargo, los surfactantes usados en los tratamientos de estimulación, tienden a interdigitar

tarse o canalizarse a través de una emulsión viscosa. Si no se rompe la mayor parte de la emulsión, durante una estimulación con surfactante, generalmente la emulsión regresará directamente alrededor de la pared del pozo y restaurará la condición de bloqueo.

Si el problema de daño es un mojado de aceite, éste puede ser resuelto mediante la inyección a la formación, de un poderoso surfactante que moje de agua. Sin embargo, si el mojado de aceite de una arenisca es causado por surfactantes catiónicos, éstos son muy difíciles de remover. La mejor solución es evitar el tratamiento de arenisca, con surfactantes catiónicos.

Generalmente es bastante difícil de diagnosticar, con seguridad, el daño de un pozo. No obstante, suponiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible de remediarse con un tratamiento con surfactante, la siguiente etapa es planear el trabajo para eliminar el daño existente, sin causar un daño adicional. El programa de estimulación debe incluir medidas prácticas para proporcionar un fluido de acarreo limpio para el surfactante, incluyendo un sistema de mezcla y manejo apropiados.

III.2. METODOS DE ACIDIFICACION

a) Procedimientos de acidificación.

Generalmente las acidificaciones consisten en :

Tratamiento de lavado o limpieza

Tratamiento a la matriz o intersticial

Fracturamiento con ácido.

III.2.1. Tratamiento de limpieza.- Los tratamientos de limpieza están diseñados para remover las incrustaciones solubles en ácido que se presentan en el pozo para abrir las perforaciones. Consiste este tratamiento en colocar una pequeña cantidad de ácido en el lugar adecuado o deseado, permitiendo que reaccione con los depósitos o la formación. La circula -

ción del ácido acelera el proceso de disolución, al aumentar el ritmo de transferencia del ácido no gastado con las superficies del material.

III.2.2. Acidificación a la matriz.- Se define como la inyección de ácido a la formación, a una presión menor que la de fractura. El objetivo del tratamiento consiste en lograr la penetración radial del ácido a la formación.

La estimulación se efectuó para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo, disolviendo las partículas que obturan la formación.

Debido a la gran superficie 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. III.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 1/4 a 1/2 barril por minuto, y medir la presión de bombeo. A continuación se incrementa el gasto de inyección por etapas y se lee la presión de inyección hasta que la curva gasto-presión cambia de pendiente, como se observa en el punto B. Si la presión deseca 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.

III.2.3. Fracturamiento con ácido.- Consistente en inyectar ácido a la

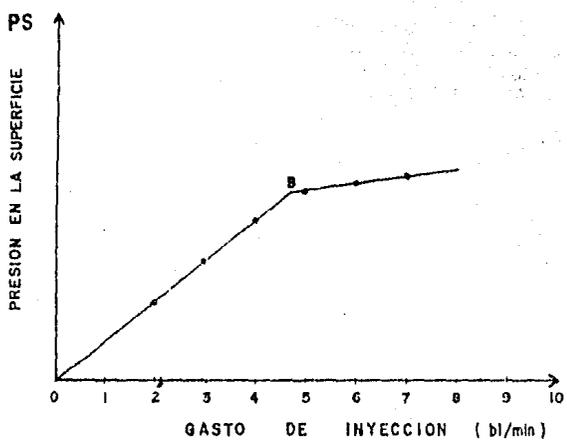


Fig. III.1. ... DETERMINACION PRACTICA DE LA PRESION DE FRACTURAMIENTO

formación, a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes.

III.3 TIPOS DE ACIDOS Y SUS REACCIONES

a) Sistemas Acidos.

Los sistemas ácidos en uso pueden clasificarse como :

Acidos minerales.- Son el HCl y el HF.

Acidos orgánicos.- Son el ácido fórmico (HCOOH) y el ácido acético (CH₃COOH). Contienen carbono.

Acido en polvo.- Acido sulfámico y ácido cloroacético.

Mezclas de ácidos.- Como el HCl con ácido acético, HCl con fórmico, ácido fluorhídrico con fórmico.

Sistemas de ácidos retardados.- Estos son : ácidos gelificados, ácidos químicamente retardados y ácidos emulsificados.

III.3.1. Acidos minerales o inorgánicos

Acido clorhídrico.- Generalmente se usa como una solución de cloruro de hidrógeno (gas) en agua al 15% en peso. A esta concentración se le conoce como ácido regular y fué seleccionada debido a la ineficiencia de los primeros inhibidores disponibles y a la dificultad de prevenir la corrosión al utilizar soluciones más concentradas.

Con el desarrollo de mejores inhibidores se utilizan ahora mayores concentraciones en forma práctica, y en algunos casos con mayor eficiencia.

En concentraciones menores (5 al 8 %) se utiliza para desplazar el agua congénita, delante de las mezclas de HCl-HF; a fin de evitar la formación de fluosilicatos de sodio y de potasio.

La principal desventaja del HCl es su alta corrosividad, difícil y -

y costosa de controlar a temperaturas mayores de 250°F; también el aluminio o los recubrimientos de cromo, a menudo utilizados en las bombas de los aparatos de bombeo mecánico, se dañan fácilmente.

Acido clorhídrico - fluorhídrico.- Esta mezcla de ácidos se usa casi exclusivamente para estimulaciones de areniscas. El HF se dispone comercialmente en forma de solución acuosa concentrada (40-70%).

En las estimulaciones se usa como una solución diluída en HCl. Puede prepararse por la dilución de soluciones concentradas de HF, o mas frecuente por la reacción de bifluoruro de amonio con HCl.

Al ácido fluorhídrico que usa en combinación con el clorhídrico, en proporciones de 8 al 12% de HCl y 2 a 3% de HF, se le conoce como ácido para todos.

Las características de corrosión de las mezclas de HF-HCl son comparables con la del HCl, por lo que se requieren inhibidores de corrosión similares.

III.3.2. Acidos orgánicos.- Las principales virtudes de los ácidos orgánicos son su menor corrosividad y más fácil inhibición a altas temperaturas. Se usan principalmente en operaciones donde los pozos tienen altas temperaturas, y además mucho tiempo de contacto del ácido con la tubería, por ejemplo como fluido de perforación (disparos), o cuando es inevitable su contacto con partes de aluminio o cromo.

Acido acético.- Se dispone generalmente en soluciones de agua al 10% en peso. A esta concentración los productos de la reacción son solubles en ácido acético al 10% cuesta el doble que una solución al 15% de HCl y disuelve aproximadamente la tercera parte del Ca CO₃.

Acido fórmico.- Es el menos caro de los ácidos orgánicos, pero más caro que el HCl en la base al costo por volumen de roca disuelta. Es mas fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCl.

III.3.3. Ácidos en polvo.- Los ácidos sulfámico y cloroacético tienen un uso limitado; asociado con la facilidad de transportarlos a localizaciones remotas en forma de polvo. Son polvos cristalinos, fácilmente solubles en agua. Generalmente se mezclan con el agua cerca del pozo. Algunas veces se presentan en forma de barras, para facilitar su introducción al pozo. Estos ácidos son mucho más caros que el HCl; sin embargo su aplicación puede producir ahorros sustanciales cuando se eliminan los costos por transporte y bombeo.

El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el sulfámico, por lo que es generalmente preferido. El ácido sulfámico se descompone a 180°F por lo que no se recomienda para temperaturas mayores de 160°F.

III.3.4. Sistemas de ácidos retardados.

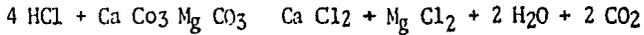
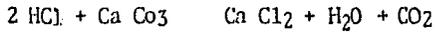
Ácidos gelificados.- Se usan en tratamientos por fracturamiento. La retardación resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con baja temperatura, debido a que la mayoría de los agentes gelificantes disponibles se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas mayores de 130°F.

Ácidos químicamente retardados.- Se preparan agregando al ácido un surfactante que moja de aceite, a fin de formar una barrera física a la transferencia del ácido con la roca. Para que sea efectivo el aditivo debe absorberse en la superficie de la roca y formar una película homogénea.

Ácidos emulsificados.- Normalmente contienen el ácido como la fase interna y de 10 a 30% de kerosina o diesel como fase externa. Tanto la mayor viscosidad creada por la emulsificación, como la presencia del aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido con la roca, incrementando la penetración del ácido.

b) REACCIONES DE ÁCIDOS CON LAS FORMACIONES

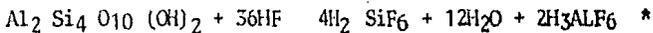
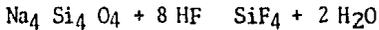
Con caliza y dolomía :



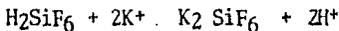
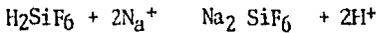
Con sílice (arena) :



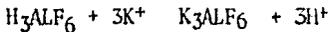
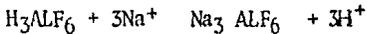
Con silicatos (feldespatos o arcillas)



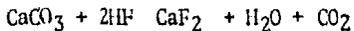
Pero :



También:

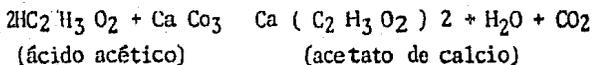


Y,



Para evitar estos precipitados insolubles, el HF nunca se usa sólo.

- * $\text{Al}_2\text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$ - Arcilla
- H_2SiF_6 .- Acido fluosilícico
- H_3AlF_6 .- Acido floaluminico



III.4 ACIDIFICACION A LA MATRIZ

III.4.1. Acidificación a la matriz en formaciones carbonatadas

Cuando se inyecta ácido a una formación carbonatada, a presiones inferiores a la de fracturamiento, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales. La reacción del ácido origina la formación de largos canales de flujo, denominados agujeros de gusano. La creación de mencionados agujeros se favorece cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción.

La longitud de los agujeros de gusano, que pueden alcanzar varios pies, se controla por el ritmo de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. Asimismo, la longitud puede reducirse aumentando el ritmo de pérdida de fluido a la formación e incrementarse sustancialmente reduciendo el ritmo de pérdida de fluido.

El incremento en la productividad de una formación carbonatada a un tratamiento con ácido a la matriz no puede predecirse, debido a la imposibilidad de calcular el número y localización de los agujeros de gusano.

Acidos usados en los tratamientos a la matriz.- Como la longitud de los agujeros de gusano está limitada por la pérdida de fluido, todos los ácidos proporcionan agujeros de gusano de longitudes comparables e incrementos de productividad comparables. Cuando la formación lo permite se prefieren el empleo de ácido emulsificado o ácido clorhídrico que contenga un reductor de pérdida de fluido. En formaciones de baja permeabilidad no siempre se pueden usar estos ácidos, en estos casos se utiliza HCl al 28%.

Generalmente se inyectan de 50 a 200 galones de HCl al 15 o al 28% por cada pie de intervalo disparando que se desea estimular mediante un tratamiento a la matriz.

III.4.2. Acidificación a la matriz de formaciones areniscas.

Un tratamiento intersticial con ácido consiste generalmente de la inyección de tres fluidos.

Inicialmente se inyecta HCl en concentraciones del 5 al 15%, conteniendo los aditivos requeridos. Este ácido desplaza el agua del pozo y al agua congénita de la vecindad del pozo, minimizando el contacto directo entre los iones de sodio y potasio del agua de la formación y los productos de la reacción. En esta forma se elimina la posibilidad de dañar la formación por la precipitación de fluosilicatos insolubles de sodio o potasio. El ácido también reacciona con el CaCO_3 y otros materiales calcáreos, reduciendo o eliminando la reacción de HF y la calcita. Esta inyección de ácido clorhídrico evita el desperdicio del HF (más costoso) y previene la formación de fluoruro de calcio, que puede precipitarse de la mezcla gastada de HF - HCl.

A continuación se inyecta la mezcla de HF - HCl (generalmente 3% de HF y 12% de HCl). El HF reacciona con las arcillas, la arena (sílice), el lodo de perforación o filtrado de cemento, para aumentar la permeabilidad en la vecindad del pozo. El HCl no reacciona y está presente solamente para mantener el PH bajo, evitando la precipitación de productos por la reacción del HF.

Finalmente, para aislar el HF que ha reaccionado, de las salmueras que pudieran usarse para lavar la TP y restaurar la mojabilidad al agua de la formación, generalmente se usa uno de los tres fluidos siguientes:

- (a) Para pozos productores de aceite se inyecta un bache de aromáticos pesados o aceite diesel.
- (b) Para pozos inyectoros de agua se usa el HCl al 15%.
- (c) Para pozos productores de gas se usa el HCl al 15% o un gas (nitrógeno o gas natural):

A estos colchones se agregan aditivos para ayudar a remover los productos de la reacción, restaurar la mojabilidad al agua, y prevenir la for

mación de emulsiones.

III.5 VELOCIDAD DE REACCION DEL ACIDO

Factores que afectan la velocidad de reacción.

El ritmo de reacción del ácido depende de :

El área de contacto entre el ácido y la formación

La temperatura

La presión de inyección

La concentración del ácido

El tipo de ácido

Las propiedades químicas y físicas de la roca

La velocidad de reacción del ácido

La pérdida de fluido.

Efecto de la relación área - volumen

(a) Al aumentar la superficie de la roca en contacto con un volumen determinado de ácido se incrementa la velocidad de reacción. En las acidificaciones a la matriz pueden encontrarse relaciones área-volumen muy altas. -- Las fracturas tienen relaciones bajas, por lo que el ácido tiene mayor penetración que en los tratamientos a la matriz.

(b) El tiempo de reacción del ácido dependerá, por lo tanto, de la porosidad de la roca. La penetración radial de un ácido ya gastado no produce beneficios adicionales. Los esfuerzos de sobrecarga, impuestos a una formación durante su acidificación, pueden provocar el colapsamiento o recompacción (a una permeabilidad y porosidad inferior) por efecto de sobre tratamiento.

El efecto de la temperatura sobre la penetración es inversa, ya que al aumentar la temperatura disminuye la penetración. Sin embargo, con una concentración mayor aumenta el tiempo de reacción y por tanto la penetración.

Debido a que la velocidad de reacción en las paredes de la fractura es muy rápida con las calizas, la penetración del ácido es casi independiente de la temperatura. Si la formación reacciona lentamente con el ácido, la penetración variará más con la temperatura.

La presión de inyección tiene muy poco efecto sobre el ritmo de reacción.

Efecto del tipo de ácido y aditivos.- Si el ritmo de pérdida de filtrado de un ácido puede controlarse, es posible usar un ácido retardado para maximizar la penetración del ácido en la fractura antes de que reaccione completamente. Por lo tanto, el mejor ácido, cuando se necesite un ácido retardado, es un ácido emulsificado. La retardación proporcionada por éste se debe principalmente a la alta viscosidad de la emulsión, que tiende a reducir el ritmo de reacción con las paredes de la fractura.

Efecto de las propiedades de la roca.- La composición física y química de la formación es probablemente el factor más importante en el tiempo de reacción. Generalmente la velocidad de reacción en las calizas es el doble que en las dolomías. La estructura física es importante ya que determina la relación área-volumen de contacto.

Efecto de la velocidad de inyección del ácido.- La distancia que el ácido penetra en una fractura, aumenta a medida que su velocidad en la fractura se incrementa. Un aumento en el gasto también reducirá la temperatura a la cual el ácido entra a la fractura, proporcionando un incremento adicional en la penetración del ácido al reducir su ritmo de reacción.

Efecto de la pérdida de fluido.- Si el ácido contiene un aditivo que reduzca considerablemente sus características de filtración, el volumen y la longitud de la fractura aumentarán durante la inyección del ácido. Se infiere, por lo tanto, que la selección y empleo de un aditivo efectivo de pérdida de filtrado es esencial para maximizar la penetración de ácido.

III.6 SURFACTANTES

III.6.1. Introducción

Los surfactantes o agentes activos de superficie, son productos químicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de fluidos hacia la pared del pozo y, por consiguiente, es importante su consideración en la terminación, reparación y estimulación de pozos. Para apreciar el papel de los surfactantes, es necesario entender el comportamiento de los líquidos.

En un líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua entre ellos. Esta fuerza, una combinación de las fuerzas de Van der Waals y electrostáticas está balanceada en el seno de un líquido, pero ejerce "tensión" en su superficie. Efectos similares tienen lugar entre dos líquidos inmiscibles, o entre un líquido y una roca o superficie metálica.

III.6.2. Características de los surfactantes.

Un agente activo de superficie o surfactante, puede definirse como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalecientes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad, tanto al agua como al aceite. La molécula de surfactante tiene dos partes, una soluble en aceite y otra soluble en agua. Por lo tanto, la molécula es parcialmente soluble en ambos. Esto promueve la acumulación del surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas y entre un líquido y un sólido.

Un surfactante con mayor afinidad al aceite, generalmente se clasifica como soluble en aceite; y uno con mayor afinidad al agua, como soluble en agua. Algunos surfactantes se clasifican como dispersables en agua o aceite.

Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con un gas, absorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas.

Los surfactantes también pueden disminuir la tensión interfacial entre

dos líquidos inmiscibles, adsorbiéndose en las interfases entre los líquidos, y pueden reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto, - adsorbiéndose en las interfases entre un líquido y sólidos.

Ya que la principal acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, un surfactante se clasifica por la naturaleza iónica del grupo soluble en agua de la molécula.

Los surfactantes aniónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado negativamente. Los surfactantes catiónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado positivamente. Los surfactantes no-iónicos son moléculas orgánicas que no se ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga.

Mojabilidad.- La mojabilidad es un término descriptivo, utilizado para indicar si una roca o superficie metálica tiene la capacidad de ser cubierta preferencialmente con una película de aceite o agua. Los surfactantes pueden absorberse en la interfase entre el líquido y roca o superficie metálica y pueden cambiar la carga eléctrica sobre la roca o metal, con la cual altera la mojabilidad. Aún cuando la superficie de un sólido puede tener diferentes grados de mojabilidad bajo condiciones normales de yacimiento, generalmente existe estas condiciones:

- La arena y arcilla están mojadas por agua y tienen una carga superficial negativa.
- La caliza y dolomita están mojadas por agua y tienen una carga superficial positiva en el rango de PH de 0 a 8.

Mecánica de Emulsiones.- Las emulsiones pueden formarse entre dos líquidos inmiscibles y pueden ser estables, dependiendo de los efectos que ocurren en la interfase. Se requiere energía para crear una emulsión, y deben acumularse estabilizadores en la interfase entre los líquidos, para evitar el rompimiento de la emulsión. Los más importantes estabilizadores de emulsiones son :

- 1.- Partículas finas de arcilla u otros materiales.
- 2.- Asfaltenos.
- 3.- Surfactantes.

Algunos surfactantes tienen la habilidad de romper una emulsión, actuando sobre los materiales estabilizantes, en tal forma que los remueven de la película interfacial que rodea una gota de la emulsión.

III.6.3. USO Y ACCION DE LOS SURFACTANTES.

Los surfactantes para tratamientos de pozos generalmente son una combinación: surfactantes aniónicos y no iónicos. Los surfactantes aniónicos y --catiónicos no deben ser utilizados juntos, ya que la combinación puede producir un precipitado insoluble. Los surfactantes previamente absorbidos y -proporcionar a los sólidos las características de mojabilidad del surfactante más fuerte.

Acción de surfactantes aniónicos. Los aniónicos normalmente:

- Mojarán de agua la arena cargada negativamente, la lutita o la arcilla.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía cuando su PH sea menor a 8.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía si el PH es 9.5. o mayor.
- Romperán emulsiones de agua en aceite.
- Emulsionarán el aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

Acción de surfactantes catiónicos - Los catiónicos - normalmente :

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su PH sea menor de 8.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía si el PH es 9.5. o mayor.
- Romperán emulsiones de aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

III.7 ADITIVOS PARA ACIDOS.

Los siguientes son los principales aditivos utilizados en las estimulaciones matriciales:

- Inhibidores de corrosión.
- Desemulsificantes.
- Bajotensores
- Inhibidores de asfaltenos.
- Secuestrantes de fierro.
- Aromáticos pesados.

Inhibidores de corrosión: El ácido generalmente usado es el HCl y éste es muy corrosivo por ello se agrega un aditivo; funciona como una película que se adhiere a la pared de la tubería, para evitar el contacto del ácido con la tubería. Es una película muy delgada del tamaño de una molécula, es una reacción fisicoquímica y su estabilidad depende de la temperatura.

Un inhibidor de corrosión se evalúa en el laboratorio sometiendo un cu pón del metal que se desea proteger, al ataque del ácido que será usado.

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 temperatu ra; 5) el tipo de ácido y concentración; 6) el tipo de inhibidor y su con- centración; 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.

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 fácil de controlar que la del HCl al 15%.

Desemulsificantes: Son agentes activos de superficie que rompen las - emulsiones.

La emulsión es mucho más viscosa que cada una de las partes por separa

do, ello ocasiona que se taponen y bloqueen los poros. El uso del aditivo es con el fin de evitar lo anterior; en cada pozo donde se desee utilizar hay que realizar una prueba de compatibilidad.

Bajotensores.- Bajan la tensión (la reducen) si se tiene una tensión superficial alta a la hora de estimular, la presión de desplazamiento sería alta, de allí su utilidad. Se baja la tensión y se reduce la presión de desplazamiento, por lo que resulta más fácil introducirlo a la formación.

Inhibidores de asfaltenos: Cuando el aceite contiene asfaltenos, al contacto con el ácido, los asfaltenos se precipitan ocasionando bloqueos y taponamientos en la formación. Se requiere del uso de estos aditivos para romper la emulsión, estabilizar la dispersión de asfaltenos, es decir evitar la unión de los asfaltenos.

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

La precipitación de hidróxido férrico gelatinoso puede prevenirse agregando al ácido agentes secuestrantes.

Aditivos de limpieza.- Cuando se prevé un problema de remoción del ácido gastado del yacimiento, se debe considerar la conveniencia de inyectar, antes del ácido, surfactantes, alcoholes, aromáticos pesados, nitrógeno o CO_2 .

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.

CAPITULO IV

PROGRAMA DE COMPUTO PARA
EL DISEÑO DE UNA ESTIMULA-
CION MATRICIAL A UNA ARE-
NISCA .

PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO
DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL A UNA ARENISCA

IV.1 CONSIDERACIONES DEL DISEÑO

El diseño de una estimulación matricial a una arenisca, esta basado - en el método de Williams¹, el cual define las condiciones básicas requeridas para un tratamiento con ácido fluorhídrico-clorhídrico (HF-HCl).

Las condiciones básicas que se necesitan para determinar el diseño del tratamiento son:

- (a) Gasto de Flujo
- (b) Temperatura del Ácido
- (c) Penetración del Acido

(a) Gasto de Flujo: Generalmente se conoce la presión de fractura. Esta presión declina, como sucede a la presión del yacimiento. Frecuentemente es necesario realizar pruebas para determinar la presión de fractura de una zona específica. Esta prueba consiste en bombear agua o aceite limpio a la formación a un gasto muy bajo - de 1/4 a 1/2 bl/min.- midiendo la presión de bombeo. El gasto se incrementa poco a poco, hasta observar un cambio entre la relación - de el gasto y la presión.

(b) Temperatura del ácido; La velocidad de reacción del ácido, así como la penetración que alcance éste, dependen de la temperatura. Un método simple - propuesto por Romero Juárez⁶ se puede usar para estimar la temperatura del ácido, en función de la profundidad y el tiempo, para un pozo inyector¹¹. Este está basado en las siguientes ecuaciones:

$$T(Z,t) = gZ + T_{es} - gA + (T_{fs} + gA - T_{es})e^{-Z/A} \quad (1)$$

Donde:

$$A = 1.658 * 1440 (i) \left[(Bf(t) + 1) / B \right] \quad (2)$$

$$B = 0.281 dti / (dci - dte) \quad (3)$$

El valor de $f(t)$, que aparece en la ecuación (2) puede obtenerse a partir de la expresión :

$$\log f(t) = 0.31333 \log y - 0.06 (\log y)^2 + 0.006666 (\log y)^3 \quad (4)$$

Donde

$$y = 23t / dce^2 \quad (5)$$

(c) Penetración del ácido: La distancia que penetre el ácido dentro de la formación para mejorar la permeabilidad de la formación, principalmente cerca de la pared del pozo, debe sobrepasar el radio de la zona dañada. Y este radio puede ser estimado a priori. Si los datos de la prueba de presión no son confiables, se sugiere usar una distancia de penetración de 3 pg. para formaciones de baja permeabilidad (menor de 5 md.) y de 6 pg. o más para formaciones con valores altos de permeabilidad.¹

IV. 2 TRATAMIENTO DEL DISEÑO

Para especificar volúmenes y tipos de ácido a inyectar, es posible establecer un tratamiento de diseño.

- Bache limpiador.- Para remover la calcita de la región cercana a la pared del pozo y evitar posibles reacciones entre la calcita y el ácido fluorhídrico, se recomienda inyectar un bache limpiador (V_p) de 50 galones de HCl al 15% por cada pie disparado. El HCl evita las posibles reacciones entre el HF y la calcita, y además previene la precipitación de fluoruro de calcio y fluosilicato de sodio.

- Volumen del ácido (mezcla).- Usando la ecuación (6) se obtiene el volumen específico (V_o) de HF-HCl requerido para incrementar la permeabilidad de la formación. Dicha ecuación está en términos de la temperatura del ácido (T) y del gas to específico de inyección (i/h). Los coeficientes de esta ecuación fueron obtenidos usando datos de unas curvas, (Forsythe, et al¹²) resumidas en la correlación de Williams, derivadas de estudios teóricos y resultados experimentales.

Las siguientes ecuaciones son las que determinan el volumen de ácido.:

$$\begin{aligned}
 V_o = & 140 + C1 + C2X + C3Y \\
 & + C4X^2 + C5XY + C6Y^2 \\
 & + C7X^3 + C8X^2Y + C9XY^2 \\
 & + C10Y^3 + C11Z + C12ZX \\
 & + C13ZY + C14ZX^2 + C15ZXY \\
 & + C16ZY^2 + C17ZX^3 + C18ZX^2Y \\
 & + C19ZXY^2 + C20ZY^3
 \end{aligned} \tag{6}$$

Donde :

$$X = (\Delta r_a - 4) \tag{7}$$

$$Y = \log (0.9 i/h) \tag{8}$$

$$Z = (T - 175) / 100 \tag{9}$$

En la ecuación (8), el gasto de inyección se multiplica por 0.9 para introducir un factor de seguridad. Los coeficientes de la ecuación (6) son:

C1 = - 88.836	C11 = - 15.226
C2 = 18.72	C12 = 6.0995
C3 = 0.67336	C13 = 62.05
C4 = 4.4285	C14 = 6.051
C5 = - 22.83	C15 = - 24.813
C6 = 21.975	C16 = - 14.834
C7 = 1.3124	C17 = 0.3812
C8 = - 9.473	C18 = - 0.84504
C9 = 6.8514	C19 = - 3.8846
C10 = 1.511	C20 = - 0.99883

El volumen específico (V_o) calculado con la ecuación (6), corresponde a un pozo con radio de 3 pg. y una formación estimulada con ácido de 3% de HF y 12% de HCl. Para otro radio de pozo y otra concentración de HF se puede usar la siguiente ecuación:

$$V = \left(\frac{3 V_o h}{C_o} \right) \left\{ \frac{[(r_w + \Delta r_a)^2 - r_w^2]}{[(3 + \Delta r_a)^2 - 9]} \right\} \quad (10)$$

El volumen total de fluidos inyectados al final del tratamiento está -
 dado por:

$$V_f = V_p + V \quad (11)$$

Y el tiempo de inyección es ;

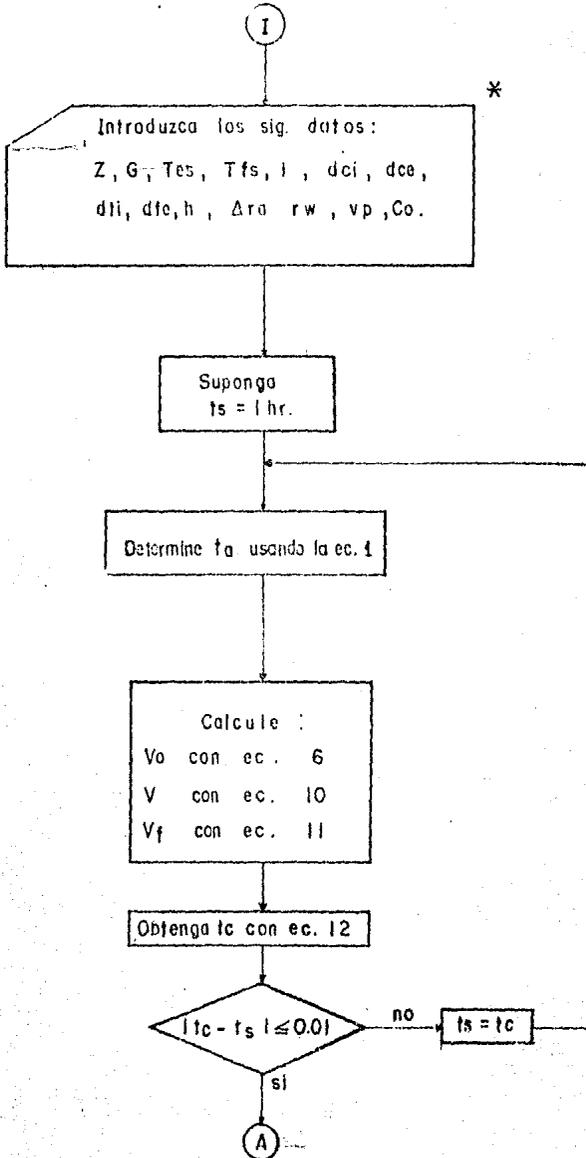
$$t_c = V_f / (42 * 60 i)$$

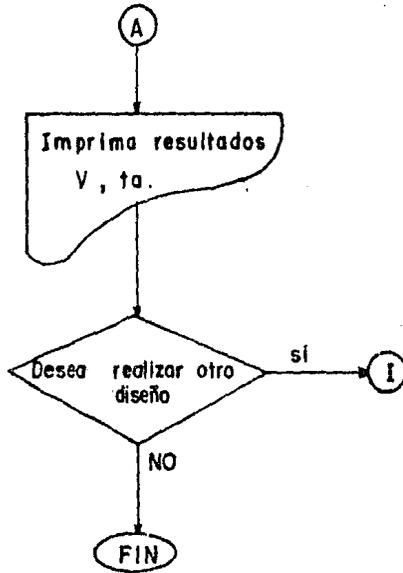
IV.3 PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL A UNA ARENISCA.

IV.3.1 Diagrama de flujo general simplificado.

A continuación se muestra la secuencia logica que sigue el programa de -
 cómputo para realizar el diseño.

DIAGRAMA DE FLUJO





* La introducción de datos es muy sencilla, ya que el programa está formulado para ir pidiendo la variable e indicar las unidades en que debe introducirse. Para saber que representa cada variable que se muestra en el diagrama de flujo anterior, ver al final del capítulo en nomenclatura.

IV.3.2 Características generales del programa.

- El programa es de tipo conversacional o interactivo; es decir, la introducción de los datos se realiza a través de preguntas elaboradas en los programas y las consiguientes respuestas del usuario, los cuales no emplean formatos fijos durante la introducción de los datos numéricos.

- En cada una de las preguntas se presentan, entre paréntesis, las unidades dimensionales en las que se desean las contestaciones, o bien las opciones de respuesta.

- El programa cuenta con ciertas protecciones en la alimentación de datos, de tal manera que no estén fuera de los rangos normales.

- El programa puede ser procesado más de una vez en la misma sesión de trabajo.

IV.3.3 Listado y ejemplo de aplicación.

A continuación se muestra el listado del programa de cómputo, con el cual se realiza el diseño de una estimulación matricial a una arenisca.

```

4  LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT
5  F$="UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO"
10 F1$="FACULTAD DE INGENIERIA";F2$="DIVISION EN CIENCIAS DE LA TIERRA
20 F3$="DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO"
30 F4$="ESTIMULACION DE POZOS"
40 LPRINT TAB(11);F$,TAB(19);F1$,TAB(13);F2$,TAB(10);F3$,TAB(20);F4$
41 LPRINT:LPRINT:LPRINT
42 LPRINT TAB(14);"*****"
43 LPRINT TAB(14);"* DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL *"
44 LPRINT TAB(14);"*          A UNA ARENISCA          *"
45 LPRINT TAB(14);"*****"
50 INPUT "INTRODUCE EL VALOR DE LA PROFUNDIDAD(PIES)";DPH
52 IF DPH >=200 AND DPH<=16000 THEN 60
54 PRINT:PRINT "EL VALOR DE LA PROFUNDIDAD INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
56 GOTO 50
60 INPUT"INTRODUCE EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO(F/PIE)";GRDGT
62 IF GRDGT>=.004 AND GRDGT<=.025 THEN 70
64 PRINT:PRINT"EL VALOR DEL GRADIENTE INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
66 GOTO 60
70 INPUT"TEMPERATURA DEL TERRENO EN SUPERFICIE(F)";TEMFB
71 IF TEMFB>=30 AND TEMFB<=110 THEN 75
72 PRINT:PRINT"EL VALOR DE LA TEMPERATURA INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
73 GOTO 70
75 INPUT"EL ESPACIO ANULAR ESTA LLENO DE AGUA O ACEITE?";E$
76 IF E$="ACEITE" OR E$="AGUA" THEN 80
77 PRINT:PRINT"LA PALABRA AGUA O ACEITE ESTA MAL ESCRITA"
78 GOTO 75
80 INPUT"TEMPERATURA DEL FLUIDO DE INYECCION EN SUPERFICIE(F)";TEMFLB
82 IF TEMFLB>=30 AND TEMFLB<=110 THEN 90
84 PRINT:PRINT"EL VALOR DE LA TEMPERATURA INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
86 GOTO 80
90 INPUT"GASTO DE INYECCION (BPM)";INJ
92 IF INJ>=.5 AND INJ<=5 THEN 100
94 PRINT:PRINT"EL GASTO DE INYECCION INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
96 GOTO 90

```

```

100 INPUT"DIAMETRO EXTERIOR DE T.R. (PG)";DIACE
102 IF DIACE<=4 AND DIACE<=12 THEN 110
104 PRINT:PRINT"EL DIAMETRO EXTERIOR DE LA TR NO ES CORRECTO"
106 GOTO 100
110 INPUT"DIAMETRO INTERIOR DE T.R. (PG)";DIACI
112 IF DIACI>=3.5 AND DIACI<=11.5 THEN 120
114 PRINT:PRINT"EL DIAMETRO INTERIOR DE LA TR NO ES CORRECTO"
116 GOTO 110
120 INPUT"DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. (PG)";DIATE
122 IF DIATE>=1 AND DIATE<=7.5 THEN 130
124 PRINT:PRINT"EL DIAMETRO EXTERIOR DE LA TP NO ES CORRECTO"
126 GOTO 120
130 INPUT"DIAMETRO INTERIOR DE LA T.P. (PG)";DIATI
132 IF DIATI>=.8 AND DIATI<=7 THEN 140
134 PRINT:PRINT"EL DIAMETRO INTERIOR DE LA TP NO ES CORRECTO"
136 GOTO 130
140 INPUT"INTERVALO A ESTIMULAR (PIES)";THK
142 IF THK>=8 AND THK<=600 THEN 150
144 PRINT:PRINT"EL INTERVALO A ESTIMULAR NO ES CORRECTO"
146 GOTO 140
150 INPUT"PENETRACION PARA EL INCREMENTO EN LA PERMEABILIDAD (PG)";DELRAD
152 IF DELRAD>=2 AND DELRAD<=8.5 THEN 160
153 PRINT
154 PRINT"LA PENETRACION PARA EL INCREMENTO EN LA PERMEABILIDAD NO ES CORRECTA"
156 GOTO 150
160 INPUT"RADIO DEL POZO (PG)";RADWA
162 IF RADWA>=2.5 AND RADWA<=8.5 THEN 170
164 PRINT:PRINT"EL RADIO DEL POZO NO ES CORRECTO"
166 GOTO 160
170 INPUT"VOLUMEN DE PRETRATAMIENTO (LIMPIADOR) (GAL)";VOLPF
172 IF VOLPF>=400 AND VOLPF<=3000 THEN 180
174 PRINT:PRINT"EL VOLUMEN DE PRETRATAMIENTO (LIMPIADOR) NO ES CORRECTO"
176 GOTO 170
180 INPUT"LA CONCENTRACION DE HF EN (%)" ;CNC
182 IF CNC>=2 AND CNC<=8 THEN 195

```

```

184 PRINT:PRINT"LA CONCENTRACION DE HF NO ES CORRECTA"
186 GOTO 180
195 TIMS=1
200 LO=(LOG((23*YIMS)/(DIACE^2)))/(LOG(10))
210 LFT=.313334LG-.064LO^2+.006666*LO^3
220 FT=10*(LFT)
222 IF E$="AGUA" THEN 230
224 B=.0564*DIATI/(DIACI-DIATE)
226 GOTO 240
230 B=.281*DIAT1/(DIACI-DIATE)
240 A=1.658*1440*INJ*((B*FT+1)/B)
250 TEMFLW=GRDGT1*DPH+TEMFS-GRDGT1*A+((TEMFLS+GRDGT1*A-TEMFS)*EXP(-DPH/A))
260 C1=-88.836;C2=18.72;C3=.67336;C4=.4285;C5=-22.83;C6=21.975;C7=1.3124
262 D2=-15.226;D3=6.0995;D4=-62.05;D5=6.051;D6=-24.813;D7=-14.834;D8=.3812
264 D9=-.84504;E1=-3.8846;E2=-.99883;C8=-9.472999;C9=6.8514;D1=1.511
270 X=(DELRAD-4)
280 Y1=(LOG(.9*INJ/THK))/(LOG(10))
290 Z1=(TEMFLW-175)/100
300 V1=140+C1+C2*X+C3*Y1+C4*X^2+C5*X*Y1+C6*Y1^2+C7*X^3+C8*X^2*Y1+C9*X*Y1^2
310 V2=D2+Z1+D3*Z1*X+D4*Z1*Y1+D5*Z1*X^2+D6*Z1*X*Y1+D7*Z1*Y1^2+D8*Z1*X^3
320 V3=E1+Z1*X*Y1^2+E2*Z1*Y1^3+D1*Y1^3+D9*Z1*X^2*Y1
330 VOLBMA=V1+V2+V3
340 VOLMA=(3*VOLBMA*THK/CNC)*(((RADWA+DELRAD)^2-RADWA^2)/((3+DELRAD)^2-9))
350 VOLTFI=VOLPF+VOLMA
360 TIME=VOLTFI/(42*60*INJ)
362 IF ABS(TIME-TIMS) <=.01 THEN 380
364 TIMS=TIME
366 GOTO 200
380 TIME=TIME*60
385 LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT
390 LPRINT TAB(13);"D A T O S"
395 LPRINT TAB(13);"*****"
400 LPRINT TAB(5);"PROFUNDIDAD DEL POZO =",DPH;" (PIES)"
410 LPRINT TAB(5);"GRADIENTE GEOTERMICO =",GRDGT;" (F/PIE)"
420 LPRINT TAB(5);"TEMPERATURA DE TERRENO EN SUPERFICIE =",TEMFS;" (F)"

```

```

430 LPRINT TAB(5);"TEMPERATURA DEL FLUIDO DE INYECCION EN SUP. =" ;TEMFLS;" (F)"
435 LPRINT TAB(5);"ESPACIO ANULAR LLENO DE " ;E$
440 LPRINT TAB(5);"GASTO DE INYECCION =" ;INJ;" (BL/MIN)"
450 LPRINT TAB(5);"DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. =" ;DIACE;" (PG)"
460 LPRINT TAB(5);"DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R.;"DIACI;" (PG)"
470 LPRINT TAB(5);"DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. =" ;DIATE;" (PG)"
480 LPRINT TAB(5);"DIAMETRO INTERIOR DE LA T.P. =" ;DIATI;" (PG)"
490 LPRINT TAB(5);"INTERVALO A ESTIMULAR =" ;THK;" (FIE)"
500 LPRINT TAB(5);"PENETRACION DE INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD=" ;DELKAD;" (PG)"
510 LPRINT TAB(5);"RADIO DEL POZO =" ;RADWA;" (PG)"
520 LPRINT TAB(5);"VOLUMEN DE PRETRATAMIENTO (LIMPIADOR) =" ;VOLPF;" (GAL)"
530 LPRINT TAB(5);"CONCENTRACION DE HF =" ;CNC;" (%)"
540 LPRINT;LPRINT;LPRINT
545 LPRINT TAB(12);"*****"
546 LPRINT
550 LPRINT TAB(22);"R E S U L T A D O S"
552 LPRINT
560 LPRINT TAB(12);"VOLUMEN DE HF-HCL =" ;VOLMA;" (GAL)"
570 LPRINT TAB(12);"TEMPERATURA DEL FLUIDO EN EL POZO =" ;TEMFLW;" (F)"
580 LPRINT TAB(12);"VOLUMEN TOTAL DE INYECCION =" ;VOLTFI;" (GAL)"
590 LPRINT TAB(12);"TIEMPO CALCULADO DE INYECCION =" ;TIMC;" (MIN)"
595 LPRINT TAB(12);"*****"
600 INPUT "DESEAS HACER OTROS CALCULOS (SI O NO)";C$
610 IF C$="SI" THEN 4
620 END

```

Ejemplo de aplicación.- Se cuenta con los siguientes datos para realizar el diseño.

Un pozo, cuya formación productora es una arenisca, produce por un intervalo que está a 14 000 pies; el radio del pozo es de 3 pg., el gradiente geotérmico es de 0.019 °F/pie; la temperatura del terreno en la superficie es de 70°F, al igual que la temperatura de los fluidos en la superficie; el diámetro exterior de la TR es de 7.625 pg. y su diámetro interior de 6.625pg; el diámetro de la T.P. es de 4.5 pg. y su diámetro interior es de 3.826 pg.; el espacio anular está lleno de aceite. Se desea estimular el pozo en un intervalo de 30 pies, para que se alcance un incremento en la permeabilidad en 5 pg. La mezcla de ácido tiene una concentración de HF del 4% y se tiene un bache limpiador de 1500 galones, el gasto de inyección con lo que se realizará la operación es de 2 bl/min.

Con los datos anteriores se realizará la corrida y los resultados obtenidos del diseño son los siguientes:

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO
ESTIMULACION DE POZOS

* DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL *
* A UNA ARENISCA *

D A T O S

PROFUNDIDAD DEL POZO = 14000 (PIES)
GRADIENTE GEOTERMICO = .019 (F/PIE)
TEMPERATURA DE TERRENO EN SUPERFICIE = 70 (F)
TEMPERATURA DEL FLUIDO DE INYECCION EN SUP. = 70 (F)
ESPACIO ANULAR LLENO DE AGUA
GASTO DE INYECCION = 2 (BL/MIN)
DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. = 7.625 (PG)
DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R. = 6.625 (PG)
DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. = 4.5 (PG)
DIAMETRO INTERIOR DE LA T.P. = 3.026 (PG)
INTERVALO A ESTIMULAR = 30 (PIES)
PENETRACION DE INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD = 5 (PG)
RADIO DEL POZO = 3 (PG)
VOLUMEN DE PRETRATAMIENTO (LIMPIADOR) = 1500 (GAL)
CONCENTRACION DE HF = 4 (%)

R E S U L T A D O S

VOLUMEN DE HF-HCL = 3464.03 (GAL)

TEMPERATURA DEL FLUIDO EN EL POZO = 173.6749 (F)

VOLUMEN TOTAL DE INYECCION = 4554.03 (GAL)

TIEMPO CALCULADO DE INYECCION = 58.97655 (MIN)

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO
ESTIMULACION DE POZOS

* DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL *
* A UNA ARENISCA *

D A T O S

PROFUNDIDAD DEL POZO = 14000 (PIES)
GRADIENTE GEOTERMICO = .019 (F/PIE)
TEMPERATURA DE TERRENO EN SUPERFICIE = 70 (F)
TEMPERATURA DEL FLUIDO DE INYECCION EN SUP. = 70 (F)
ESPACIO ANULAR LLENO DE ACEITE
GASTO DE INYECCION = 2 (BL/MIN)
DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. = 7.625 (PG)
DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R. = 6.625 (PG)
DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. = 4.5 (PG)
DIAMETRO INTERIOR DE LA T.P. = 3.826 (PG)
INTERVALO A ESTIMULAR = 30 (PIES)
PENETRACION DE INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD = 5 (PG)
RADIO DEL POZO = 3 (PG)
VOLUMEN DE PRETRATAMIENTO (LIMPIADOR) = 1500 (GAL)
CONCENTRACION DE HF = 4 (%)

R E S U L T A D O S

VOLUMEN DE HF-HCL = 2224.187 (GAL)

TEMPERATURA DEL FLUIDO EN EL POZO = 103.91 (F)

VOLUMEN TOTAL DE INYECCION = 3724.187 (GAL)

TIEMPO CALCULADO DE INYECCION = 44.33556 (MIN)

IV.4. MOMENCLATURA

SIMBOLO	VARIABLE EN EL PROGRAMA	
A	A	Función definida por la ec.2 (pies)
B	B	Cantidad definida por la ec. 3
Co	C N C	Concentración de HF (%)
dce	DIACE	Diámetro exterior de T.R. (pg)
dci	DIACI	Diámetro interior de T.R. (pg)
dte	DIATE	Diámetro exterior de T.P. (pg)
dti	DIATI	Diámetro interior de T.P. (pg)
f(t)	HTDTIM	Función del tiempo de conducción térmica transitoria.
g	GRDGT	Gradiente geotérmico (°F/ pie)
h	THK	Intervalo disparado del pozo (pies)
i	INJ	Gasto de inyección (bl/min)
Δra	DELRAD	Profundidad de la permeabilidad incrementada (pg)
Vw	RADWA	Radio del pozo (pg)
tc	TIMC	Tiempo de inyección calculado (hr)
ts	TIMS	Tiempo de inyección supuesto (hr)
T	TEM	Temperatura (°F)
Ta	ATEMET	Temp. del ácido al final del tratamiento. (°F)
Tbh	TEMBHI	Temp. del fondo del pozo de inyección o estimulación (°F)
Tes	TEMFS	Temperatura del terreno en la superficie (°F)
Tf	TEMBHM	Temp. de la mezcla en el fondo del pozo, cuando la inyección finaliza (°F)
V	VOLMA	Volumen requerido de la mezcla de ácido (gal)
Vo	VOLSMA	Volumen específico de mezcla de ácido (3% HF, 12% HCl) requerido para tratar un pozo de radio de 3-pg. (gal)
Vf	VOLTFI	Volumen total de fluidos inyectados (gal)
Vp	VOLPF	Volumen de bache limpiador (gal)
X	X	Función definida por ec. (7)
Y	Y1	Función definida por ec. (5)

SIMBOLO	VARIABLE EN EL PROGRAMA	
y	LO	Función definida por ec. (8)
z	Z1	Función definida por ec. (9)
Z	DPH	Profundidad (pies)

C A P I T U L O V

F R A C T U R A M I E N T O C O N A C I D O

FRACTURAMIENTO CON ACIDO

V.1 INTRODUCCION.

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 serie de canales altamente permeables. Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura solubles en ácido. Se forma una fractura con alta conductividad.

La fractura puede existir 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 del 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 deber ser baja 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 longi- tud de la fractura.

El fracturamiento con ácido es la técnica de acidificación 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 puede aceptar la matriz del yacimiento. Esta inyec - ción rápida produce un incremento de presión en las paredes del pozo, lo -- suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de la roca a la compre - sión y su resistencia a la tensión. A esta presión la roca falla, formándose se una fractura. La inyección continua del fluido incrementa la longitud y la amplitud de la fractura.

Dos problemas que se presentan al fracturar con ácido son: 1) el cie - rre de la fractura cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente ho-

mogeneas, y 2) el taponamiento de partículas finas insolubles en ácido.

Para evitar el cierre de la fractura en formaciones uniformemente solubles, debe considerarse el fracturamiento hidráulico con sustentante, así como técnicas especiales de acidificación que proporcionan 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 ayuda a formar y mantener canales de flujo.

V.2 CONCEPTOS BASICOS SOBRE FRACTURAMIENTO.

Se ha escrito muchos artículos técnicos sobre el mecanismo de fracturamiento de las rocas al estar sometidas a la presión interna por un fluido. Howard y Fast¹³, revisaron once teorías para predecir el fracturamiento de una formación y para calcular los esfuerzos principales en la roca. Estos investigadores concluyeron que aún existe desacuerdo sobre la forma en que se fractura la roca al aplicarle la presión hidráulica. En relación al cálculo de la geometría de la fractura, existen también múltiples procedimientos y controversia sobre su validez.

En la mayoría de los procedimientos se supone la existencia de las siguientes condiciones:

- a) La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo-resistencia de la roca pueden expresarse en función de su módulo de Young y su relación de Poisson.
- b) La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- c) Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- d) El fluido fracturante es incompresible.
- e) La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

V.2.1. PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA.

V.2.1.1. Ley de Hooke.- Si una barra empotrada de acero de longitud C, se somete a una fuerza de tensión F, se observará que dentro de ciertos límites, su deformación longitudinal, d/l, es proporcional a la fuerza aplicada e inversamente proporcional al área transversal A de dicha barra, o sea.

$$\frac{F}{A} = E \frac{d}{l}$$

donde E es la constante de proporcionalidad, conocida como módulo de Young. Su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente. En la tabla siguiente se muestran los valores de E que pueden usarse para diferentes formaciones.

MODULO DE YOUNG (Lb/pg² a 10⁶)

TIPO DE ROCA	RANGO	VALOR PROMEDIO
Caliza y dolomia dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.0	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.0	3.00
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.5	1.00

V.2.1.2. Coeficiente de Poisson.- Si se observa la barra empotrada sometida a la fuerza de tensión, se detectará también la presencia de una deformación transversal. Si E_v representa la deformación unitaria longitudinal (vertical), o sea:

$$E_v = \frac{d}{l}$$

Y E_h es la deformación unitaria transversal.

$$E_h = \frac{D-D_1}{D}$$

Entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformaciones unitarias horizontales y verticales.

$$\nu' = E_h/E_v$$

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de ν' . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típos enlistados a continuación:

TIPO DE ROCA	RELACION DE POISSON
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas suaves	0.30
Areniscas	0.20

V.2.1.3. Permeabilidad y porosidad bajo esfuerzo.- Generalmente estas propiedades se determinan en núcleo a presión atmosférica. Los valores medios pueden estar muy cercanos o muy alejados de los existentes a condiciones -- del yacimiento. Las diferencias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de su estructura y las fisuras que contenga, además de la presión efectiva a que está sometida. (Presión efectiva = presión externa-presión interna) Al aumentar esta presión la permeabilidad de las rocas fisuradas disminuye rápidamente, variando después lentamente.

V.2.2. MECANISMO DEL FRACURAMIENTO.

Hubbert y Willis indican que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no pueden controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por tres esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzo del cual han sido derivados.

Como la formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzo roca-fluidos. El conjunto de esfuerzos existente en -

este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales: 1) La presión que prevalece en el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema; y 2) Un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte sólida de la formación. El esfuerzo total es la suma de estos dos.

No existe aún un procedimiento preciso para predecir la presión de iniciación de una fractura cuando se tiene una tubería de revestimiento cementada y perforada con disparos. Si estas perforaciones están taponadas, se tendrán una gran resistencia para iniciar la fractura.

La figura V.1 muestra la variación de la presión registrada en la superficie, durante un tratamiento de estimulación por fracturamiento.

La presión instantánea de cierre es la presión medida inmediatamente después de parar las bombas y corresponde a la presión de inyección en la superficie a un gasto dado, descontadas las pérdidas por fricción en la tubería y en las perforaciones, correspondientes a ese gasto. El valor de esta presión es un dato que se requiere para diseñar un fracturamiento.

Las ecuaciones siguientes se relacionan con la figura anterior y son útiles para diseñar los tratamientos por fracturamiento.

$$P_{tw} = P_{ts} + A_{ps} - \Delta p_f - \Delta p_p = P_{ts} + A_{ps} - (\Delta p_f + \Delta p_p) \quad (1)$$

Donde:

P_{tw} .- Presión de tratamiento en la formación (presión de propagación de la fractura.

P_{ts} .- Presión de tratamiento en la superficie.

P_i .- Presión instantánea de cierre en la superficie.

Δp_f .- Pérdida de presión por fricción en las tuberías.

Δp_p .- Pérdida de presión por fricción en las perforaciones.

A_{ps} .- Carga hidrostática.

P_c .- Presión de confinamiento.

P_w .- Presión del yacimiento.

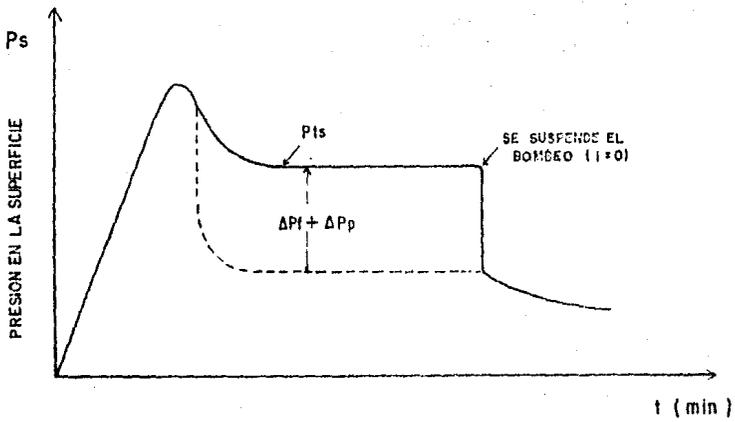


Fig. V.1 ... GRAFICA DE PRESION VS TIEMPO TIPICA DE UN FRACTURAMIENTO

Al suspender el bombeo ($i = 0$)

$$P_{ts} = P_i \text{ y } \Delta p_f \text{ y } \Delta p_p = 0$$

Sustituyendo en (1)

$$P_{tw} = P_{it} + \Delta p_s \quad (2)$$

De la figura V.1. se observa que :

$$P_{ts} - P_i = \Delta p_f + \Delta p_p \quad (3)$$

$$\therefore P_{ts} = P_i + \Delta p_f + \Delta p_p \quad (4)$$

El gradiente de fracturamiento (G_f), que interesa para diseñar los tratamientos, es :

$$G_f = \frac{P_{tw}}{D} = \frac{P_i + \Delta p_s}{D} \quad (5)$$

La presión de confinamiento o esfuerzo que tiende a cerrar la fractura es :

$$P_c = P_{tw} - P_w \quad (6)$$

Donde :

P_w Presión en el fondo del pozo.

V.2.3. GEOMETRIA DE LA FRACTURA.

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 - describen el desarrollo de la fractura cuando se resuelven simultáneamente. Esto incluye ecuaciones que describen lo siguiente:

a) La geometría de la fractura. - Estas ecuaciones relacionan la longitud de la fractura y su amplitud con el volumen de la fractura, interviniendo el módulo de Young, la relación de Poisson para la roca de la formación, -

la presión en la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe de vencerse para predecir la fractura.

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

c) 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 viscosidad 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.

V.2.4. COEFICIENTE DE PERDIDA DE FILTRADO.

Como las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se refleja solo a través del coeficiente de pérdida de fil., debe de establecer un procedimiento para determinar el valor de este factor para cualquier tipo de fluido fracturante.

En un sistema de flujo dado el coeficiente del fluido fracturante depende de las características del fluido fracturante usado, y de las características de la roca y fluido del yacimiento. Un coeficiente bajo significa una fractura mayor para un gasto de inyección y un volumen dados. El coeficiente del fluido fracturante define los tres tipos de mecanismo de flujo lineal que se encuentran al fracturar una formación, estos son :

a) La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa.

b) La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos del yacimiento y a los efectos de compresibilidad de la formación generados al ser

desplazados los fluidos de la cara de la fractura.

c) La resistencia que ofrece el enjarre formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura.

El valor de los dos primeros coeficientes (C1 y C 2) puede calcularse a partir de las propiedades del yacimiento y la viscosidad del fluido - fracturante, usando fórmulas. El tercer coeficiente debe determinarse -- experimentalmente, ya que su valor depende de los aditivos de pérdida de - fluido utilizados. Los valores de C1 y C2 pueden determinarse mediante -- las ecuaciones siguientes:

$$C1 = .0469 \left(\frac{K \Delta P \beta}{\mu_f} \right)^{1/2}$$

$$C2 = .0574 A_p \left(\frac{K \phi C_e}{\mu_r} \right)^{1/2}$$

Donde:

K : Permeabilidad en darcies.

Ap: Presión diferencial en la fractura y el yacimiento en lb/pg²

Ø : Porosidad en fracción.

μ_f : Viscosidad del fluido fracturante en cp.

μ_r : Viscosidad del fluido del yacimiento, en cp.

C1: Compresibilidad del fluido del yacimiento, en pg² / lb

El valor de C3 se determina (junto con el de la pérdida inicial de - fluido) en un prensa-filtro. Si la pérdida de fluido acumulativa se grafica contra la raíz cuadrada del tiempo se obtiene una recta, cuya pendiente determina el valore de C3. Si la recta se extrapola hacia atrás, su ordena al origen es la pérdida inicial del fluido. Las unidades generalmente usadas para C1, C2 y C3 son pies/Vt. Este coeficiente puede determinarse usando un papel filtro o, preferentemente, un núcleo de la formación.

V.3. FLUIDOS FRACTURANTES.

Propiedades de los fluidos fracturantes.

El fluido fracturante es el fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

Para que cumpla su función en forma óptima, el fluido fracturante debe contar con ciertas propiedades, que a continuación se especifican:

a) Pérdida de filtrado.- Debido a las características de la formación, como su permeabilidad y contenido de microfracturas, el fluido fracturante, en su fase líquida, tiende a penetrar a la formación en forma de filtrado y de acuerdo con la diferencial de presión que se establece entre la presión hidráulica del mismo fluido y la presión de la formación. Si el fluido fracturante no se trata con un aditivo reductor de filtrado, esta propiedad ocurrirá inevitablemente, provocando una muy baja eficiencia en el fracturamiento.

b) Poder de acarreo.- Para mantener abierta la fractura es necesario introducir a la fractura un agente sustentante y no permitir su asentamiento.

c) No dañino a la formación.- El fluido fracturante debe ser inerte a los fluidos de la formación y a la matriz misma, es decir, no debe existir interacción química o fisicoquímica que provoque el consecuente daño a la formación.

d) Bombeable.- Se debe cuidar que el fluido fracturante no flocule por efecto de temperatura y presión, que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad apropiada para permitir su bombeabilidad.

e) De bajo costo.- El costo del fluido fracturante determina la economía de la operación. Se puede obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento; pero el costo de la operación puede finalmente hacer antieconómico el tratamiento.

f) No peligroso.- En algunas ocasiones se han usado productos tóxicos e in-

flamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que éstos fluidos son poco deseables en su uso, aunque en otras propiedades sean excelentes.

g) Baja pérdida de presión por fricción.- Propiedad que permite aprovechar al máximo la capacidad del equipo superficial de bombeo. El hecho de poder controlar esta propiedad ha dado como resultado mayores velocidades de bombeo y, consecuentemente, mayor eficiencia en el tratamiento.

V.3.1. FLUIDOS BASE ACEITE.

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento fueron precisamente fluidos base aceite, preparados con gasolina y Napalm, una sal-ácida-grasa de aluminio, la Kerosina, el diésel o el aceite crudo fueron la base de éstos fluidos. Posteriormente se fueron usando una gama de aceites viscosos como base del fluido fracturante.

a) Aceites refinados.- Los aceites viscosos refinados ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento y por muchos años fueron el medio de fracturar más común.

La ventaja de estos fluidos son : su disponibilidad, bajo costo y su fácil remoción de la fractura.

b) Aceite crudo.- Tiene la propiedad de que ofrece la apropiada viscosidad de acarrear y se le puede controlar su filtrado. Una desventaja podría ser su disponibilidad, pero en caso de que se produzca en el área entonces se convierte en ventaja su disponibilidad, bajo costo, fácilmente removible, recuperable para su producción y no causa problemas en la batería.

V.3.2. FLUIDOS BASE AGUA.

La tendencia, en los últimos años, se ha orientado hacia el uso de fluidos base agua. Ello a pesar de que se considera generalmente inapropiado bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando éstas son

sensitivas al agua. Sin embargo, se usa el agua por varias razones, entre ellas la económica.

En la actualidad, las dos terceras partes de los pozos se fracturan con fluidos base agua, debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades. Además se tienen algunas ventajas en el uso de este tipo de fluidos, como es la seguridad en su manejo, su disponibilidad en casi todas las áreas, su bajo costo, su efectivo tratamiento para reducir la fricción y su baja viscosidad, que hace fácil de bombear a altos gastos.

V.3.3. FLUIDOS BASE ACIDO.

Los fluidos fracturantes base ácido, generalmente siguen los patrones que los de base agua; es decir, los factores importantes que se consideran son la pérdida de presión por fricción y la pérdida de filtrado. Otra cuestión importante en este tipo de fluidos es la concentración de ácido y la reacción obtenida con los aditivos.

a) Acidos viscosos.- Para preparar los ácidos viscosos, aparte de las emulsiones, se emplea generalmente una goma natural, tal como Karaya o la goma guar. Los polímeros sintéticos y los derivados de la celulosa no han sido competitivos hasta el momento y por lo tanto no se han usado para preparar los ácidos viscosos. Las desventajas de los ácidos viscosos son su inestabilidad con la temperatura y su alto costo. Sin embargo se usan estos ácidos por sus buenas propiedades de control de filtrado y reducción de fricción.

b) Acidos emulsionados.- Las emulsiones ácidas, aunque no muy populares, son de gran utilidad en formación con altas temperaturas, debido a su estabilidad. Un ejemplo de emulsión es un ácido en aceite con 60-90 % de fase ácido interna. Se usan varias emulsificantes para lograr el grado de estabilidad de la emulsión. Las desventajas de las emulsiones ácidas son su alta viscosidad y alta pérdida de presión por fricción. Una emulsión de baja viscosidad no tiene las propiedades de flujo conveniente y su grado de estabilidad es bajo, mientras que las emulsiones de alta viscosidad pueden dificultar el bombeo. Las emulsiones ácidas se usan principalmente en pozos con al

tas temperaturas de fondo, ya que su propia estructura retarda la velocidad de reacción entre el ácido y la formación.

C A P I T U L O V I

PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO

DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO A -

UNA FORMACION CARBONATADA..

PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO A UNA FORMACION CARBONATADA.

VI .1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

El fracturamiento con ácido se utiliza generalmente para estimular yacimientos carbonatados; pero el diseño comprende complejos y laboriosos cálculos, del tipo iterativo. Por ello se requiere el uso de una computadora, - microcomputadora o calculadora programable de bolsillo, para realizar un programa de cómputo que haga más sencilla la labor del diseño.

El Procedimiento desarrollado supone la existencia de las siguientes condiciones:

- a) La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo resistencia de la roca puede expresarse en función de su módulo de Young y su relación de Poisson.
- b) La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- c) Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- d) El fluido fracturante es incompresible.
- e) La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

VI.2 PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

La tecnología desarrollada por Williams, Gidley y Schechter ¹ para diseñar un fracturamiento con ácido se explica a continuación.

La geometría de la fractura, definida por la amplitud y longitud, se determina por ensayo y error, usando las ecuaciones 1 y 2 :

$$W_w = 2.1 \left(\mu i L^2 / (Eh) \right)^{1/4} \quad (1)$$

$$L = (i/100 hc^2) (\pi r W_w + 8 V_{sp}) \left\{ (2\alpha/\pi) - 1 + \exp(\alpha^2) \operatorname{erfc}\alpha \right\} \quad (2)$$

Donde :

$$\alpha = 8c (\pi r t)^{1/2} / (\pi W_w + 8V_{sp}) \quad (3)$$

Y

$$\operatorname{erf}\alpha = 1 / (1 + 0.278\alpha + 0.23\alpha^2 + 0.000972\alpha^3 + 0.07812\alpha^4) \quad (4)$$

Si α es mayor que 3, el término $\exp(\alpha^2) \operatorname{erfc}\alpha$, en la EC.2, puede ser aproximado por $1/\alpha \sqrt{\pi}$. La amplitud de la fractura se obtiene por :

$$W = W_w \times 3 \times \pi r \quad (5)$$

La distancia de reacción del ácido se calcula como se indica en los pasos siguientes:

a) Calcular la velocidad promedio de pérdida de fluido, en pies/min.:

$$\bar{V}_n = \pi C / (2V\pi) \quad (6)$$

b) Obtener el número de Reynolds para el flujo del ácido dentro de la fractura.

$$NRe = \rho i / (\mu a h) \quad (7)$$

c) Determinar el coeficiente de difusión efectivo de la mezcla:

$$De = \left[(14.003 - 17828 \operatorname{Log} NRe + 8548 (\operatorname{Log} NRe)^2 - 1.829 (\operatorname{Log} NRe)^3 + 147.6 (\operatorname{Log} NRe)^4 \right] \times 646 \times 10^{-9} \quad (8)$$

d) Calcular el número de Peclet (adimensional):

$$Npe^* = W_w \times \bar{V}_n / 2 De \quad (9)$$

e) Obtener la distancia adimensional de la penetración del ácido :

$$La = 0.00485 + 1.1Npe^* - 0.179 Npe^{*2} - 0.2Npe^{*3} + 0.069Npe^{*4} \quad (10)$$

f) Evaluar la distancia de la reacción del ácido.

$$Lx = La NRe / (4\sqrt{NfP}) \quad (11)$$

La conductividad de la fractura acidificada, sometida al correspondiente esfuerzo de cierre, es evaluada a continuación por los siguientes pasos :

- Estimar el volumen de ácido que se usará en el tratamiento. Cuando se usa HCl al 15%, Williams y Nierode³ proponen utilizar un volumen de ácido igual a lo menos tres veces el volumen de la fractura acidificada (Vf). Se recomienda un volumen de 1.5. Vf cuando se usa HCl al 28%. El volumen de ácido, en barriles, puede ser estimado usando la siguiente ecuación:

$$Vy = YVf = 2yLx h W/5.644 \quad (12)$$

Donde el valor de Y, ajustado con respecto a Co es :

$$Y = 4.73 - 11.53Co. \quad (13)$$

Las ecuaciones 12, 13, y 5 pueden ser combinadas y resulta una simplificación:

$$Y Vf = (1.323 - 3.226 Co) Lx h W \quad (14)$$

- Obtener la amplitud equivalente para una fractura ideal.

$$Wa = 5.614 Y Vf x / 2Lx h (1-\phi) \quad (15)$$

Donde.

$$X = 0.58Co - 0.0103 \quad (16)$$

Con lo que la ecuación 15 se simplifica a :

$$Wa = yVf (1.63 Co - 0.029) / Lxh(1-\phi) \quad (17)$$

- Calcular la conductividad de la fractura (en Darcy-pie) a partir de la ecuación:

$$WKf = 22140^{-7} (9.36 \times 10^{13} \frac{1}{W_a})^{0.822} e^{-C2Pc} \quad (18)$$

Donde :

$$C2 = (3.8 - 0.28 \ln S) \times 10^{-3} \text{ si } 20000 \leq S \leq 500000 \text{ lb/pg}^2 \quad (19a)^*$$

$$C2 = (19.9 - 1.3 \ln S) \times 10^{-3} \text{ si } 0 \leq S \leq 20000 \text{ lb/pg}^2 \quad (19b)$$

La razón de estimulación (J/Jo) se determina como sigue :

$$A = 0.866 (2re)^2 / 43560 \quad (20)$$

- Calcular el valor de H

$$H = (5WKf / \pi Ko) (10/A)^{1/2} \ln (re/rw) \quad (21)$$

- Determinar la relación de estimulación:

Si $0.1 < H < 3$ entonces :

$$J/Jo = B \left\{ (0.785 (\tan (1.83 Lx / re - 1.25) + 4.28) - 1.75) \right\} + 1.75 \quad (22)$$

Si $H > 3$ entonces :

$$J/Jo = F (\tan (Y+2) - \tan Z) + 1 \quad (23)$$

* Referencia 7

Donde :

$$B = 0.345H - 0.0346 \quad (24)$$

$$F = 4.84H^{-2} - 6.4H^{-1} + 2.38 \quad (25)$$

$$Y = (2.27 - 1.32H^{-1}) (Lx/re) \quad (26)$$

$$Z = 1.24H^{-2} - 1.64H^{-1} - 0.84 \quad (27)$$

VI.3 PROGRAMA DE COMPUTO PRA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO UNA FORMACION CARBONATADA.

VI.3.1. Diagrama de flujo general simplificado.

A continuación se muestra la secuencia lógica que sigue el programa -
de cómputo para realizar el diseño.

(B)

Calcule :
 \bar{V}_N con ec. 6
 N_{Re} con ec. 7
 D_e con ec. 8

Determine
 N_{Pe} con ec. 9
 L_a con ec. 10
 L_x con ec. 11

Máxima pérdida de filtrado

si

no

Determine y_{vf} con la ec.14

Calcule W_a con la ec. 17

Calcule C_z con ec. 19a

no

$S < 20000$

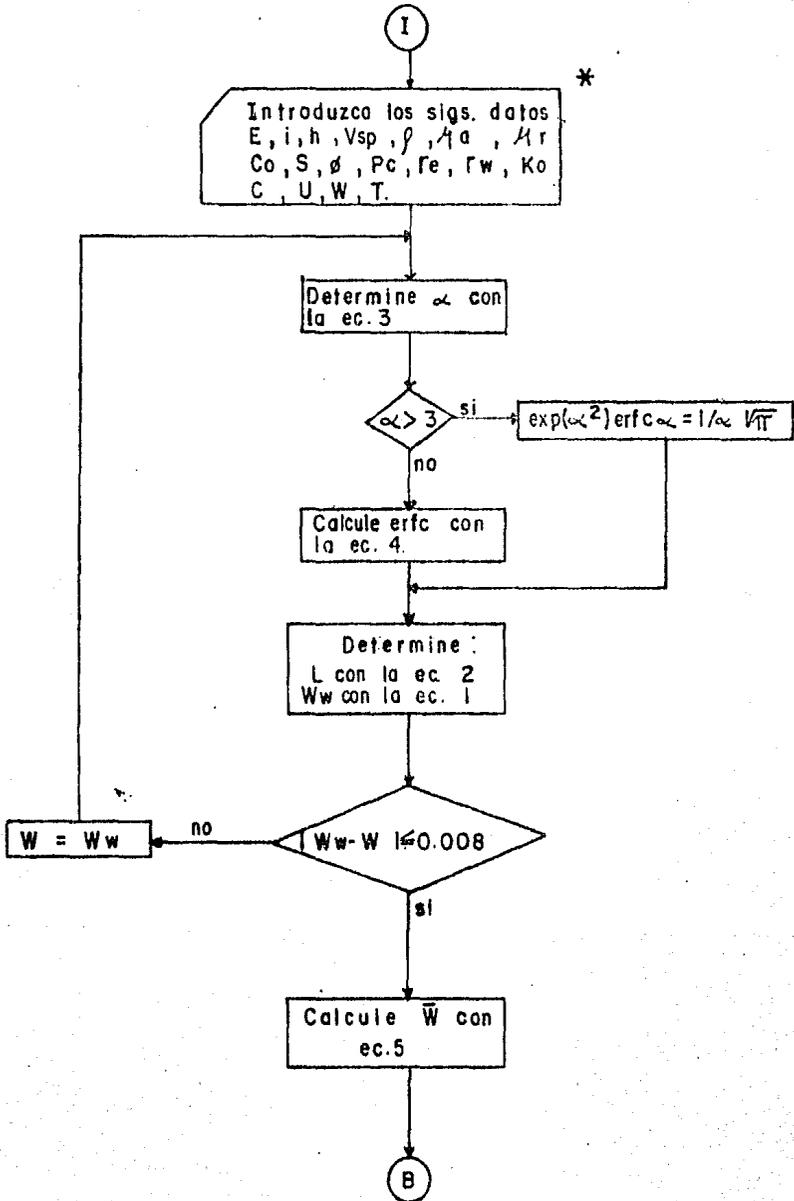
si

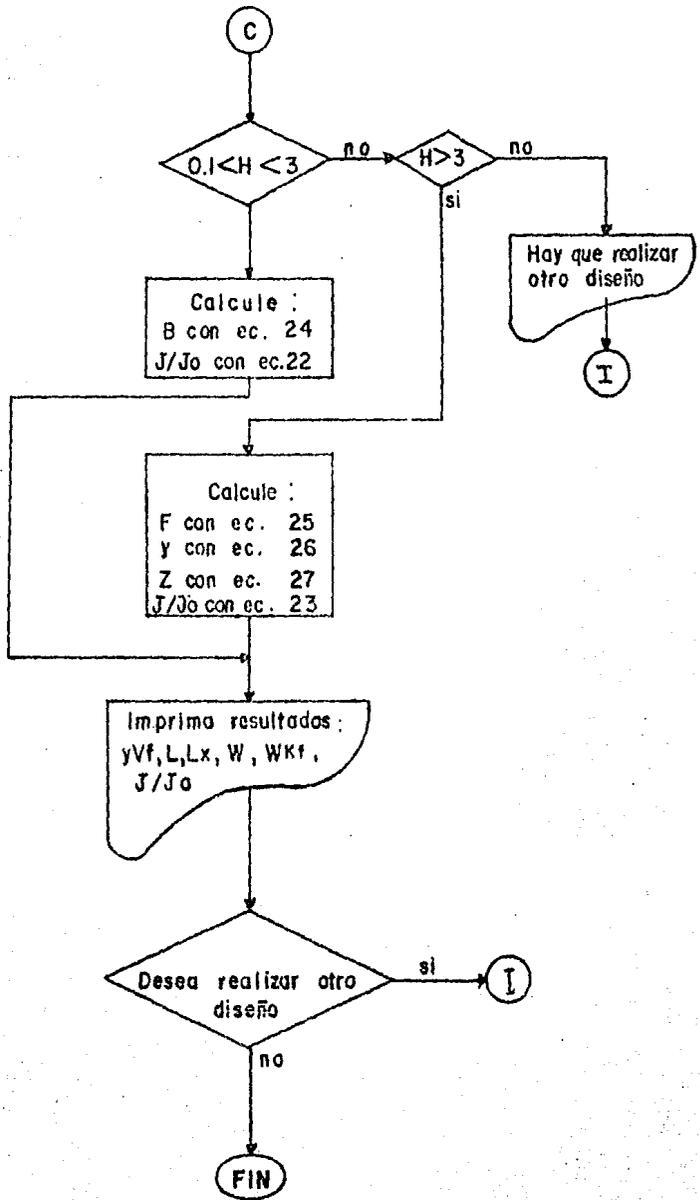
Calcule C_z con ec. 19b

Calcule :
 W_{kf} con ec. 18
 A con ec. 20
 H con ec. 21

(C)

DIAGRAMA DE FLUJO





* La introducción de datos es muy sencilla, ya que el programa está formulado para ir pidiendo la variable e indica las unidades en que debe introducirse. Para saber que representa cada variable que se muestra en el diagrama de flujo anterior, ver al final del capítulo en nomenclatura.

VI.3.2 CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROGRAMA.

- El programa es de tipo conversacional o interactivo, es decir, la introducción de los datos se realiza a través de preguntas elaboradas por los programas y las consiguientes respuestas del usuario, los cuales no emplean formatos fijos durante la introducción de los datos numéricos.
- En cada una de las preguntas se presente, entre paréntesis, las unidades dimensionales en las que se desean las contestaciones, o bien las opciones de respuestas.
- El programa cuenta con ciertas protecciones en la alimentación de datos, de tal manera que no estén fuera de los rangos normales.
- El programa puede ser procesado más de una vez en la misma sesión de trabajo, ya sea con varias alternativas de diseño para una estimulación y/o varios diseños para diferentes estimulaciones.

VI.3.3. LISTADO Y EJEMPLO DE APLICACION.

A continuación se muestra el listado del programa de cómputo con el cual se realiza el diseño de un fracturamiento con ácido o una formación carbonatada.

```

4 LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT:LPRINT
5 F$="UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO"
10 F1$="FACULTAD DE INGENIERIA";F2$="DIVISION EN CIENCIAS DE LA TIERRA"
15 F3$="DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO"
20 F4$="ESTIMULACION DE POZOS"
25 LPRINT TAB(11);F$,TAB(19);F1$,TAB(13);F2$,TAB(10);F3$,TAB(20);F4$
30 LPRINT:LPRINT:LPRINT
34 LPRINT TAB(12);"*****"
36 LPRINT TAB(12);"* DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO *"
38 LPRINT TAB(12);"* A UNA FORMACION CARBONATADA *"
40 LPRINT TAB(12);"*****"
45 INPUT"CONOCES EL MODULO DE YOUNG ?(SI O NO) ";M$
47 IF M$="SI" THEN 50
48 ELMY=10.5*106
49 GOTO 50
50 INPUT"INTRODUCE EL MODULO DE YOUNG EN (LB/PG2)";ELMY
51 IF ELMY>=5*106 AND ELMY<=14*106 THEN 59
54 PRINT :PRINT "EL VALOR DEL MODULO DE YOUNG NO ES CORRECTO"
56 GOTO 50
59 ELMY=ELMY*.666667*107
60 INPUT"LA ALTURA DE LA FRACTURA (PIES)";ZHT
62 IF ZHT>=8 AND ZHT<=600 THEN 70
64 PRINT:PRINT"LA ALTURA DE LA FRACTURA NO ES CORRECTA"
66 GOTO 60
70 INPUT"EL VOLUMEN DE PERDIDA DE FLUIDO INICIAL (PIE3/PIE2)";VOLSP
72 IF VOLSP>=.00001 AND VOLSP<=.001 THEN 80
73 PRINT
74 PRINT"EL VALOR DEL VOLUMEN DE PERDIDA DE FLUIDO INICIAL NO ES CORRECTO"
76 GOTO 70
80 INPUT"EL COEFICIENTE TOTAL DE PERDIDA DE FILTRADO (PIE/SOR(MIN))";C
82 IF C>=.0005 AND C<=.01 THEN 90
84 PRINT:PRINT"EL COEFICIENTE TOTAL DE PERDIDA DE FILTRADO NO ES CORRECTO"
86 GOTO 80
90 INPUT"LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE (CP)";VISF
91 VISF=VISF*.04031

```

```

92 IF VISF>=.02 AND VISF<=3.5 THEN 100
94 PRINT:PRINT"LA VISCOCIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE NO ES CORRECTA"
96 GOTO 90
100 INPUT"CONCENTRACION INICIAL DE ACIDO (HCL), (EN FRACCION)";CNCI
102 IF CNCI>=.04 AND CNCI<=.5 THEN 110
104 PRINT:PRINT"LA CONCENTRACION INICIAL DEL ACIDO NO ES CORRECTA"
106 GOTO 100
110 REM CORRELACIONES PARA EL CALCULO DE LA DENSIDAD, VISCOSIDAD Y VISCOSIDAD
112 REM DESPUES DE LA REACCION DEL ACIDO EN FUNCION DEL % DE HCL
115 HCL=CNCI*100
120 REM CALCULO DE LA DENSIDAD PROMEDIO DEL ACIDO
122 SG=.997632298#+.0050325932**HCL
124 DEN=SG*62.4
125 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL ACIDO
127 VISA=.9443187056#+.0224132231**HCL+3.661972E-04**HCL^2
129 VISA=VISA*.04031
130 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL ACIDO DESPUES DE LA REACCION
132 VISR=.9752308178#+.0266799399**HCL+.0028015365**HCL^2
134 VISR=VISR*.04031
140 INPUT"RESISTENCIA AL INCRUSTAMIENTO (LB/PG^2)";S
142 IF S>20000 AND S<=450000 THEN 150
144 PRINT:PRINT"LA RESISTENCIA AL INCRUSTAMIENTO NO ES CORRECTA"
146 GOTO 140
150 INPUT"POROSIDAD (FRACCION)";POR
152 IF POR>=.02 AND POR<=.3 THEN 160
154 PRINT:PRINT"LA POROSIDAD NO ES CORRECTA"
156 GOTO 150
160 INPUT"PRESION DE CONFINAMIENTO (LB/PG^2)";PRSCS
162 IF PRSCS>=1000 AND PRSCS<=7000 THEN 170
164 PRINT:PRINT"LA PRESION DE CONFINAMIENTO NO ES CORRECTA"
166 GOTO 160
170 INPUT"RADIO DE DRENE (PIES)";RADD
172 IF RADD>=10 AND RADD<=3000 THEN 180
174 PRINT:PRINT"EL RADIO DE DRENE NO ES CORRECTO"
176 GOTO 170

```

```

180 INPUT"RADIO DEL POZO (PIES)";RADW
182 IF RADW>=.2 AND RADW<=.7 THEN 190
184 PRINT:PRINT"EL RADIO DEL POZO NO ES CORRECTO"
186 GOTO 180
190 INPUT"PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE (mD)";PRMD
192 IF PRMD>=.1 AND PRMD<2000 THEN 198
194 PRINT:PRINT"LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE NO ES CORRECTA"
196 GOTO 190
198 NA=0
200 LPRINT:LPRINT
210 PRINT"INTRODUCE LOS DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO"
220 NA=NA+1:LPRINT
230 INPUT"GASTO DE INYECCION (BPM)";INJ1
231 INJ=INJ1*.5.6146
232 IF INJ>=1 AND INJ<=275 THEN 250
234 PRINT:PRINT"EL GASTO DE INYECCION INTRODUCIDO NO ES CORRECTO"
236 GOTO 230
250 FRAWS=.013
260 INPUT"EL TIEMPO DE INYECCION (MIN)";TIM
262 IF TIM>=1 AND TIM<=180 THEN 270
264 PRINT:PRINT"EL TIEMPO DE INYECCION NO ES CORRECTO"
266 GOTO 260
270 AL=B*C*(3.1416*TIM)^.5/(3.1416*FRAWS+B*VOLSP)
280 IF AL>3 THEN 320
290 ERFC=1/((1+.278*AL+.23*AL^2+.000972*AL^3+7.810001E-02*AL^4)^4)
300 B=(EXP(AL^2))*ERFC
310 GOTO 330
320 B=1/(AL*SQR(3.1416))
330 X1=(2*AL/SQR(3.1416))-1+B
340 Y1=3.1416*FRAWS+B*VOLSP
350 Z1=INJ/(100*ZHT*C^2)
360 LTH=X1*Y1*Z1
370 FRAW=2.1*((VISF*INJ*LTH^2/(ELMY*ZHT))^1/4)
380 IF ABS(FRAW-FRAWS)<=.0008 THEN 410
390 FRAWS=FRAW

```

```

400 GOTO 270
410 FRAA=FRAW*3*3.1416
420 VELN=(3.1416*C)/(2*SOR(TIM))
430 REYQ=DEN*INJ/(VISA*ZHT)
440 D1=14003
450 D2=17828*((LOG(REYQ))/(LOG(10)))
460 D3=8548*((LOG(REYQ))/(LOG(10)))^2
470 D4=1829*((LOG(REYQ))/(LOG(10)))^3
480 D5=147.6*((LOG(REYQ))/(LOG(10)))^4
490 DE=(D1-D2+D3-D4+D5)*6.46E-07
500 PECQ=FRAW*VELN/(2*DE)
510 LTHA=.00485-1.1*PECQ-.179*PECQ^2-.2*PECQ^3+.069*PECQ^4
520 LTHX=LTHA*REYQ*VISA/(4*VELN*DEN)
530 INPUT "SE TIENE LA MAXIMA PERDIDA DE FILTRADO (SI O NO)";A*
540 IF A#="SI" THEN 560
550 VOLY=(1.323-3.226*CNCI)*LTHX*ZHT*FRAW
560 DFRA=(VOLY*(1.63*CNCI-.029))/(LTHX*ZHT*(1-PDR))
562 IF S>=20000 AND BK=500000 THEN 570
564 C2=.001*(19.9-1.3*(LOG(S)))
566 GOTO 580
570 C2=.001*(3.8-.28*(LOG(S)))
580 H=EXP(-C2*PRCS)
590 R=9.360001E+13*(DFRA^3)
600 CNDF=.0000221*(D^-.822)*R
610 A=.8666*(2*RADD)^2/43560
620 E1=5*CNDF/(3.1416*PRMO)
630 D=(10/A)
640 V=LOG((RADD/RADW)*D)
650 H=E^1/V
660 IF H>.1 AND H<3 THEN 740
670 IF H>3 THEN 690
680 GOTO 1010
690 F=4.84*H^(-2)-6.4*H^(-1)+2.38
700 Y=(2.27-1.32*H^(-1))*LTHX/RADD
710 Z=1.24*H^(-2)-1.64*H^(-1)-.84

```

```

720 JJO=F*(TAN(Y+Z)-TAN(Z))+1
730 GOTO 800
740 B=.045*H-.0346
750 JJD=B*(.785*(TAN(1.83*LTGX/RADD-1.25)+4.26)-1.75)+1.75
800 LPRINT:LPRINT
810 LPRINT"DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISENO NUMERO";NA
815 LPRINT"*****"
820 LPRINT
840 LPRINT"CACTO DE INYECCION (BLS).....=";INJI
860 LPRINT"TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....=";TIM
870 LPRINT:LPRINT
875 LPRINT TAB(14);"*****"
880 LPRINT:LPRINT TAB(24);"R E S U L T A D O S "
890 LPRINT
900 LPRINT TAB(14);"VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....=";VJLY
910 LPRINT TAB(14);"LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....=";LTH
920 LPRINT TAB(14);"AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....=";FRAA
930 LPRINT TAB(14);"DISTANCIA DE PENETRACION DLL ACIDO (PIES).....=";LTHX
940 LPRINT TAB(14);"CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....=";CNDF
950 LPRINT TAB(14);"INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD .....=";JJO
955 LPRINT TAB(14);"*****"
960 INPUT"TIENES OTRA ALTERNATIVA DE DISENO ? (SI O NO)";D#
970 IF D#="SI" THEN 200
980 INPUT"DESEAS OTRA CORRIDA ? (SI O NO)";C#
990 IF C#="SI" THEN 4
1000 GOTO 1040
1010 PRINT"EL VALDR DE H ES <0,1"
1020 PRINT"INTRODUCE OTROS DATOS DE DISENO"
1030 GOTO 200
1040 END

```

Ejemplo de aplicación.- Un pozo ha sido perforado a través de una formación de caliza localizada a una profundidad de 7500 pies. Su permeabilidad, porosidad y módulo de Young son 0.5 md., 0.10 y 6.45×10^6 lb/pg², respectivamente. La presión estática es de 2500 lb/pg²; la distancia entre pozos de 1320 pies, el radio del pozo es de 0.5 pies; la resistencia de la roca al incrustamiento de 50,000 lb/pg² y la presión de confinamiento de 3750 lb/pg². La temperatura de la formación es de 200°F. A continuación se resumen las principales propiedades de los fluidos del tratamiento.

Gasto de inyección, 10 bl/min

Temperatura a la cual entra el fluido a la fractura, 150°F

Viscosidad promedio durante el flujo a través de la fractura, 60cp.

Concentración del aditivo para la pérdida del fluido, 20 lb/1,000 gal.

Características de la pérdida de fluido.

Volumen de pérdida de fluido inicial, 0.007 gal/pie²

Coefficiente de pérdida de filtrado, 0.002 pies/ $\sqrt{\text{min}}$

Acido

Gasto de inyección, 10 bl/min

Viscosidad promedio para el flujo a través de la fractura (175°F, ácido parcialmente gastado) 15% HCl, 1.2 cp.

Viscosidad del ácido gastado (200°F) Mr, 1.7 cp.

Densidad del ácido

15 % HCl (conteniendo 50 lb de poliacrilamida /1000 gal), 71.1 lb/pie³

Características de la pérdida de fluido

Volumen de pérdida de fluido inicial, 0.007 gal/pie²

Coefficiente de pérdida de filtrado (sin aditivo), 0.007 pie/ $\sqrt{\text{min}}$

Coefficiente de pérdida de filtrado (con aditivo), 0.002 pie/ $\sqrt{\text{min}}$

Con los datos anteriores se realizaron varios diseños, de los cuales se presentan a continuación los resultados obtenidos.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO
ESTIMULACION DE POZOS

* DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO *
* A UNA FORMACION CARBONATADA *

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 1

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 10
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....= 15

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....= 91.56471
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....= 252.9792
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (FC).....= .125263
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....= 164.2079
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....= .1690139
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD= 2.589045

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 2

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 10
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....= 30

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....= 144.6456
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....= 395.0659
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....= .1565353
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....= 207.5767
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....= .2928276
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD= 3.007869

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 3

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 10
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....= 45

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....= 187.36
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....= 508.4306
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....= .1775808
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....= 237.0115
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....= .3996704
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD= 3.256663

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 4

GASTO DE INYECCION (BLS)..... = 10
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS)..... = 60

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS)..... = 198.5087
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES)..... = 533.6966
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG)..... = .1819396
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES)..... = 245.0925
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE)..... = .4242991
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD = 3.318768

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 5

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 15
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....= 15

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....= 177.4399
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....= 340.3519
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....= .160793
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....= 247.8979
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....= .3128569
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD= 3.234787

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 6

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 15
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....= 30

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....= 274.0821
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....= 519.1374
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....= .1985839
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....= 310.0454
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....= .5265278
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD= 3.75579

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO 7

GASTO DE INYECCION (BLS).....= 15
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS).....# 40

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS).....# 354.6711
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES).....# 667.4386
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PG).....# .2251691
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES).....# 353.8389
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE).....# .7177587
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD# 4.113078

DATOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO NUMERO B

GASTO DE INYECCION (BLS)..... = 15
TIEMPO DE INYECCION (MINUTOS)..... = 30

R E S U L T A D O S

VOLUMEN MINIMO DE ACIDO (BLS)..... = 427.1094
LONGITUD DE LA FRACTURA (PIES)..... = 800.3757
AMPLITUD PROMEDIO DE LA FRACTURA (PS)..... = .2465754
DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO (PIES)..... = 389.1148
CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA (DARCY-PIE)..... = .8979245
INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD = 4.48219

Después de conocer los resultados del diseño, hay que seleccionar una alternativa; y para ello se requiere un análisis económico.

Se estima el costo de el tratamiento considerando los siguientes conceptos:

- Costo de mezcla
- Costo por potencia
- Costo por transporte y almacenaje
- Costo del fluido fracturante
- Costo de aditivos
- Costo por ingeniería (diseño y supervisión de la operación)
- Costo por prueba de producción
- Costo por registros de producción
- Costo por conceptos diversos

La suma de estos costos proporciona el costo total del tratamiento.

Índice de decisión.- Se define por el cociente resultante de la relación de productividades entre el costo del tratamiento. Es un factor que da una idea mas precisa de la eficiencia de la inversión.

Para cada alternativa de diseño se tiene que calcular, además de el incremento en la producción, el costo del tratamiento; para poder así obtener en cada caso el índice de decisión. Debido a que éste es la razón de el incremento en la productividad entre el costo del tratamiento; nos indica la mayor productividad al menor costo, por lo que la mejor alternativa de diseño es aquella que nos de el mayor índice de decisión.

VI.4 Nomenclatura

SÍMBOLO	VARIABLE	EN EL PROGRAMA
A	A	Area de drene del pozo (acres)
c	CNC	Concentración de ácido (fracción)
Co	CNCI	Concentración inicial de ácido (fracción)
C	C	Coeficiente de pérdida de filtrado (pie/ $\sqrt{\text{min}}$)
De	DE	Coeficiente efectivo de mezclado (pie/min)
E	ELMY	Módulo de Young (lb/pie \cdot min ²)
erfc	ERFC	Complemento de la función error
h	ZHT	Altura de la fractura (pies)
i	INJ	Gasto de inyección (pie ³ / min)
J	PDX	Indice de productividad de la formación estimulada.
Jo	PDXO	Indice de productividad de la formación antes de estimular.
J/ Jo	JJO	Incremento en la productividad
Ko	PRMO	Permeabilidad efectiva al aceite (md)
Kf	PRM	Permeabilidad de la fractura (D)
L	LTH	Distancia adimensional de la penetración del ácido.
Lx	LTHX	Distancia de la penetración del ácido (pies)
Npe*	PECQ	Número de Peclet para pérdida de fluido (adim)
NRe	REYQ	Número de Reynolds para el flujo del ácido - dentro de la fractura. (adim)
NRe*	REYQL	Número de Reynolds para pérdida de fluido - (adim) .
Pc	PRSCS	Presión de cerramiento ó confinamiento (lb/pg ²)
re	RADD	Radio de drene (pies)
rw	RADW	Radio del pozo (pies)
S	S	Resistencia al incrustamiento (lb/pg ²)
t	TIM	Tiempo de inyección (min)
VA	VELA	Velocidad axial (pie/ min)

WV	VELN	Velocidad de pérdida de fluido (pie/min)
Vf	VOLF	Volumen de fractura (bl)
Vsp	VOLSP	Volumen de pérdida de fluido inicial (pie ³ /pie ²)
Vy	VOLY	Mínimo volumen de ácido (bl)
W	FRA	Amplitud de fractura (pie o pg)
Ww	FRAW	Amplitud de la fractura en la pared del pozo (pies)
W	FRAA	Amplitud de fractura promedio (pie o pg)
Wa	DFRA	Amplitud disuelta (pie)
WKf	CNDF	Conductividad de la fractura (Darcy-pie)
X	X	Poder de disolución del ácido (pie ³ /pie ³)
Ø	POR	Porosidad (fracción)
μ	VISF	Viscosidad del fluido (lbm/pie-seg)
μ_a	VISA	Viscosidad promedio del ácido para el flujo a través de la fractura (lbm/pie-seg)
μ_r	VISR	Viscosidad del ácido reaccionado (lbm/pie-seg)
ρ	DEN	Densidad del ácido (lb/pie ³)

C A P I T U L O V I I

C O N C L U S I O N E S

C O N C L U S I O N E S

- El tiempo para el cambio en la industria petrolera llega, y éste es muy rápido. Las computadoras, la automatización y los datos computarizados, han hecho posible utilizar mejores técnicas para lograr el desarrollo que en la actualidad se requiere. Sin embargo aún se necesita mucho por avanzar, ya que en la industria petrolera no se han alcanzado tantos logros, con la computación, como ha sucedido en otros campos.

- Hace aproximadamente 15 años aparecieron las primeras calculadoras de bolsillo, muchas de las cuales eran ya programables. En la actualidad, en las aulas donde se preparan ingenieros petroleros, su uso ya es común; sin embargo, aún falta que el ingeniero de campo la conozca y se familiarice con ella.

- Con el continuo avance tecnológico, en los 80's las microcomputadoras crean un cambio sorprendente en la industria. Durante los últimos dos años el interés por las microcomputadoras se ha incrementado, y el poder de éstas consiste en que el ingeniero puede aprovechar más y mejor sus recursos. La microcomputadora no reemplazará la necesidad de tener buenos ingenieros, es simplemente una herramienta muy sofisticada, que sirve de ayuda para la solución de problemas que confrontan los ingenieros.

- Las estimulaciones en los pozos petroleros, son operaciones que se deben diseñar con todo cuidado, para ello se requiere: hacer un estudio detallado, tanto de los fluidos como la formación productora; obtener sus propiedades, tanto físicas como químicas; realizar pruebas de compatibilidad en el laboratorio, a fin de seleccionar los fluidos mas apropiados para la operación.

- El diseño de las estimulaciones, es un proceso laborioso. Se hacen uso de varias correlaciones y algunas de ellas requieren cálculos iterativos, que si se realizáran a mano se emplearía demasiado tiempo; además no es suficiente con calcular un diseño para realizar una estimulación, se tienen que

variar diversos parámetros y de ello surgirán varias alternativas de las cuales se debe elegir la que proporcione el mayor índice de decisión; es decir el mayor incremento en la producción al menor costo. Debido a lo expuesto se convierte en necesario el uso de la computadora.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Williams, B.B., Fidler, J.L. y Schechter, R.S.: "Acidizing Fundamentals". Monograph Volume 6. SPE (1979).
- 2.- Geertsma, J y de Klerk, F.: " A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hidraulically Induce Fractures". J.P.T. (Dic. 1969).
- 3.- Nierode, D.E. y Williams, B.B.: " Characteristics of Acid Reaction - in limestone Formations". J.P.T. (Dic. 1971).
- 4.- Garicochea Petrirena F.: " Designing HF- HCl acid jobs for sandstone stimulation". World Oil, May 1983.
- 5.- Garicochea Petrirena F. : " Hand-held computer program simplifies acid frac design" World Oil, June 1983.
- 6.- Romero- Juárez A.: " A simplified method for calculating temperature changes in deep wells" J.P.T., June 1979.
- 7.- Novontny, E.J.: " Prediction of Stimulation From Acid Fracturing - Treatments Using Finite Fracture Conductivity" J.P.T., September 1977.
- 8.- Garicochea Petrirena F.: " Estimulación de pozos. Apuntes" Facultad de Ingeniería, UNAM 1984.
- 9.- Williams, B.B. and Whitley, M.E.: " Hydrofluoric acid reaction with a porous sandstone." Soc. Pet. Eng.J., September 1971.
- 10.-Williams, B.B., "Hydrofluoric acid reaction with sandstone formations" J. Eng. Ind., February 1975.
- 11.-Ramey, H.J., " Wellbore heat transmission," J.P.T. April 1972.

12.- Forythe G.E., Malcolm, M.A. and Moler, C.B., Computer Methods for
Mathematical Computations, Prentice Hall, 1977.

13.- Howard y Fast. Monograph Volume 2. SPE (1970).