



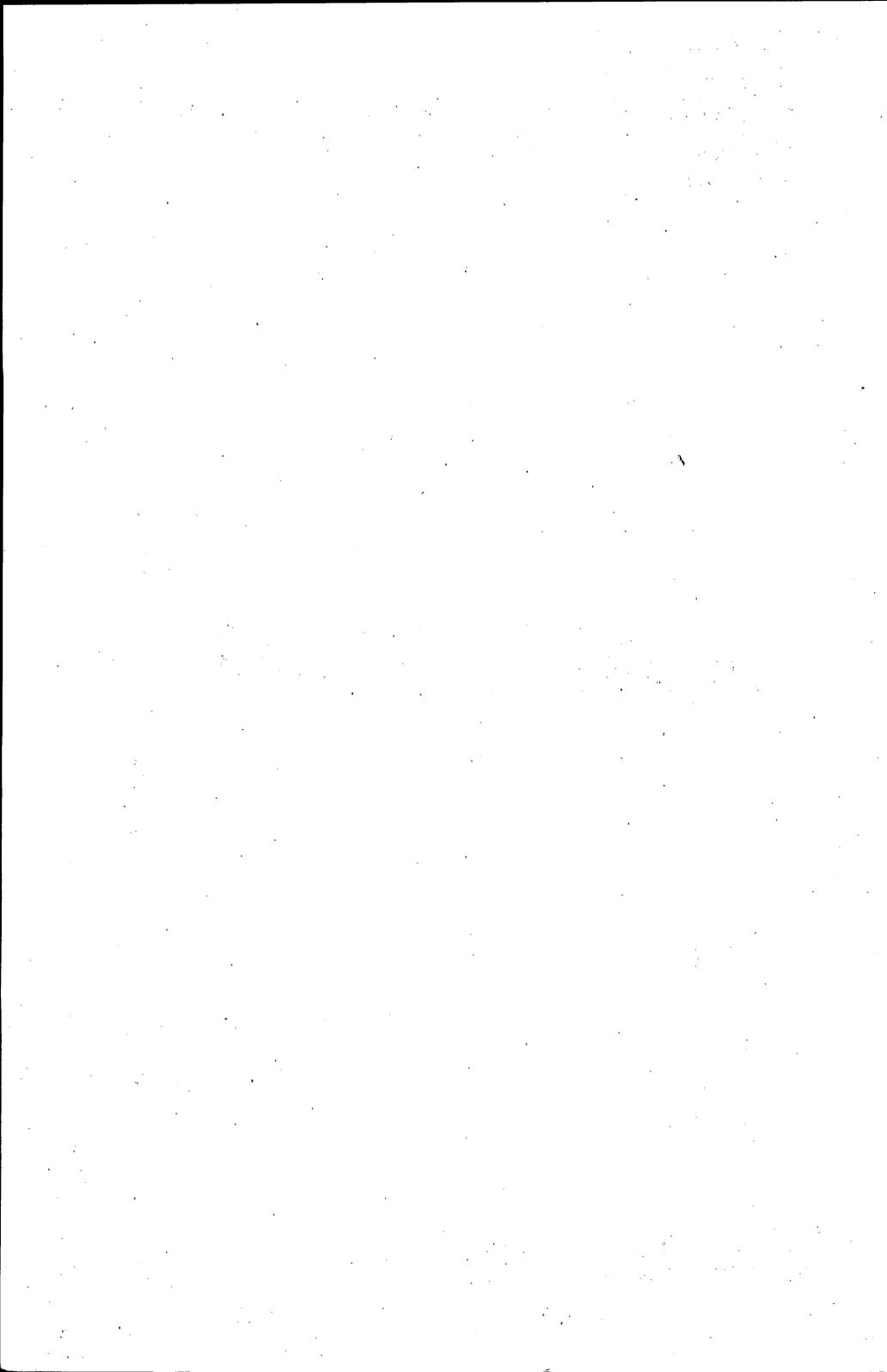
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
ESTIMULACION DE POZOS**

FRANCISCO GARAICOCHA P.

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO**

FI/DICT/85-019



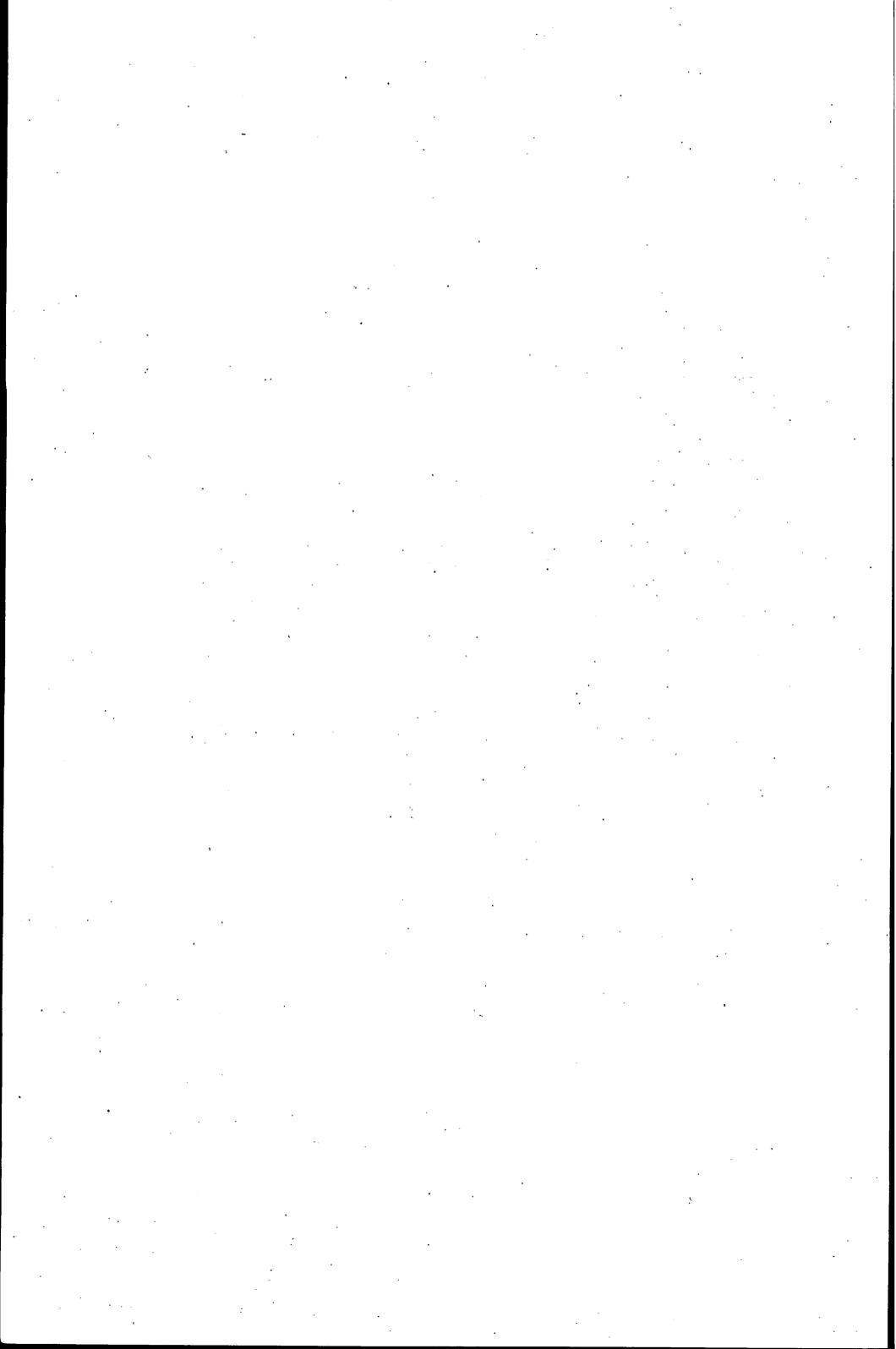
P R E F A C I O

Estos apuntes fueron preparados específicamente para la presentación de un curso solicitado por personal de la Superintendencia de Ingeniería - Petrolera, en Tampico, Tamps.

Esencialmente el tema tratado, dividido en capítulos, se refiere a la "Estimulación de Yacimientos". El contenido de cada capítulo está integrado principalmente por material recopilado de diversas fuentes. Se obtuvo amplia información del libro: "Acidizing Fundamentals", de Williams, Gidley y Schechter; publicado por la SPE de la AIME (1979). De los libros de Allen y Roberts, "Production Operations", se tomó el capítulo sobre "Surfactantes", traducido por la Srta. Quim. Alicia Muñoz Herrera. El capítulo 10, relativo al "Diseño de un Fracturamiento Hidráulico", está tomado íntegramente de la Revista del IMP de octubre de 1971; sus autores son Carlos Islas S. y F. Garaicochea. La información relativa a los productos IMP, fue proporcionada por el Ing. Raúl Poblano O., de la División de Producción, Subdirección de Explotación del IMP.

Finalmente se agradece también la colaboración de todo el personal que participó en la preparación del material utilizado en la presentación del curso mencionado.

Francisco Garaicochea P.



C O N T E N I D O

PAGINA

1.	DAÑO A LA FORMACION	1
1.1.	Introducción	1
1.2.	Mecanismos de daño	1
1.3.	Origen del daño	3
1.4.	Operaciones que ocasionan daño	5
1.5.	Minimización del daño	8
2.	TIPOS DE ACIDOS Y SUS REACCIONES	11
2.1.	Sistemas ácidos	11
2.2.	Reacciones de ácidos con las formaciones	13
3.	METODOS DE ACIDIFICACION	15
4.	VELOCIDAD DE REACCION DEL ACIDO	19
4.1.	Factores que afectan la velocidad de reacción	19
5.	ADITIVOS PARA ACIDOS	23
5.1.	Introducción	23
5.2.	Inhibidores de corrosión	23
5.3.	Surfactantes	24
5.4.	Solventes mutuos	25
5.5.	Reductores de fricción	25
5.6.	Reductores de pérdida de filtrado	25
5.7.	Agentes desviadores	26
5.8.	Agentes secuestrantes	27
5.9.	Aditivos de limpieza	27
6.	SURFACTANTES	29
6.1.	Introducción	29
6.2.	Características	29
6.3.	Uso y acción de los surfactantes	31
6.4.	Tratamientos con surfactantes	32
6.5.	Prevención o remoción de daño	38
6.6.	Estimulación con surfactantes	43
7.	ACIDIFICACION A LA MATRIZ	49
7.1.	En formaciones carbonatadas	49
7.2.	En formaciones areniscas	49

C O N T E N I D O

PAGINA

7.3. Diseño para areniscas	50
7.4. Errores comunes en los tratamientos	52
8. CONCEPTOS BASICOS SOBRE FRACTURAMIENTO	55
8.1. Introducción	55
8.2. Propiedades mecánicas de la roca	55
8.3. Mecanismo del fracturamiento	57
8.4. Incremento en la productividad	59
8.5. Geometría de la fractura	59
8.6. Coeficiente de pérdida de filtrado	63
9. DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO	68
9.1. Introducción.	68
9.2. Temperatura del fluido en la fractura	68
9.3. Penetración del ácido	68
9.4. Conductividad de la fractura acidificada	69
9.5. Ejemplo de diseño	71
10. DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	82
10.1. Mecanismo de fracturamiento	84
10.2. Método y programa de cómputo	87
10.3. Cálculo de los datos básicos	91
10.4. Volumen inicial de inyección	95
10.5. Dimensiones de la fractura durante el tratamiento	98
10.6. Dimensiones de la fractura sustentada	99
10.7. Incremento de productividad	102
10.8. Cálculo hidráulico	105
10.9. Análisis económico	107
10.10. Apéndices	110
11. FLUIDOS FRACTURANTES	136
11.1. Propiedades	136
11.2. Fluidos base aceite	137
11.3. Fluidos base agua	138
11.4. Fluidos base ácido	138
11.5. Aditivos	139
11.6. Selección óptima	140
12. TECNICAS ESPECIALES DE FRACTURAMIENTO	142
12.1. Tratamiento por etapas	142

C O N T E N I D O	PAGINA
12.2. Entrada limitada	143
12.3. Pseudo entrada limitada	144
12.4. Fracturamiento con espumas	144
12.5. Fracturamiento hidráulico masivo	145
13. PRODUCTOS IMP	147
14. FLUIDOS DE REPARACION	151
14.1. Funciones	151
14.2. Daño a la formación	152
14.3. Fluidos de reparación	152
14.4. Control de la viscosidad	154
14.5. Control de la pérdida de fluido	155
14.6. Preparación de soluciones	156
14.7. Efecto de la temperatura sobre la densidad	157
14.8. Cuidado de los fluidos	159
14.9. Lodos	160
14.10 Espumas	160
15. TEMAS SELECTOS	
15.1. Cementaciones forzadas	162
15.2. Método para determinar cambios de temperatura en pozos profundos	165
15.3. Registros de producción	168
15.4. Programa para calcular perfiles de temperatura	170
15.5. Diseño de una acidificación matricial en areniscas	177
15.6. Diseño de un fracturamiento con ácido	184

CONSTANTES Y FACTORES DE CONVERSION

Constantes

Condiciones base (c.s.)	14.7 lb/pg ² y 60 °F
Temperatura absoluta correspondiente a 0°F	460° R
Peso molecular medio del aire seco	28.97
Volumen de 1 mole-gr de gas a c.s.	22.414 lt
Volumen de 1 mol-lb de gas a c.s.	379.4 pies ³
Densidad del agua a c.s.	62.4 lb/pie ³
Densidad del aire a c.s.	0.0765 lb/pg ²
Carga hidrostática de 1 pie de agua a 60°F	0.433 lb/pg ²
R=82.05 (atm-cm ³)/(°K mole-gr)	R=10.73 (lb/pg ² -pie ³)/(°R mole-lb).

Conversiones

Longitud

1 pg=2.54 cm
1 pie=30.48 cm

Area

1 Acre = 4046.9 m²
1 Acre = 43560 pies²

Presión

1 Atm=760 mm Hg (0°C)
1 Atm=1.033 kg/cm²
1 kg/cm² = 14.223 lb/pg²
1 Atm=14.696 lb/pg² abs

Temperatura

°F = 1.8 °C + 32
°C = 5/9 (°F-32)
°K = °C + 273
°R = °F + 460

$$\gamma = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

Volumen

1 bl=158.987 lt
1 bl=42 gal
1 bl=5.6146 pies³
1 m³=6.2898 bl
1 m³=35.314 pies³

Masa

1 lb=453.59 gr.
1 kg=2.2046 lb

Densidad

1 gr/cm³ = 8.344 lb/gal
1 gr/cm³ = 62.428 lb/pie³
1 gr/cm³ = 350.63 lb/bl
1 lb/pie³ = 5.6166 lb/bl

Viscosidad

1 c.p. = 0.00067197 $\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{seg}}$
1 c.p. = 0.04031 $\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{min.}}$

C A P I T U L O 1

DAÑO A LA FORMACION

1.1. 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 su etapa inicial de 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. El daño significa reducción de la producción y de la recuperación. 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 en la recuperación.

1.2. 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 o bloqueo total de bido 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, tiene partículas con diámetros menores a los 43 micrones (Malla 300) y algunas alcanzan a 75 micrones (Malla 200). Las partículas de cemento alcanzan los 80 micrones, las arcillas tienen partículas muy finas, que están en el rango de los 3 a 5 micrones, y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 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 buscar otros poros. La movilidad de las partículas se ve también afectada por la mojabilidad y las fases del fluido en el sistema. Se sabe que las zonas de hidrocarburos contienen agua y aceite y normalmente la roca está mojada por agua, fluyendo el aceite por el centro de los poros hacia el pozo. Si las partículas que se mueven dentro de la roca están mojadas -- por agua, éstas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua; si el flujo de agua es mínimo en el pozo, éste no representará problema, sin embargo si las partículas migratorias están mojadas por aceite, éstas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de puentes puede resultar en un taponamiento mayor.

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, este fenómeno será explicado más adelante.

(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 por lo explicado anteriormente. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando -- menor espacio disponible para el flujo de aceite. Se ha experimentado, en pruebas de laboratorio, que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

(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 inyecta -- hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas de -- hidrocarburos sólidas, 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 viscosidades más altas que las mojadas por agua.

1.3. ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta 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.

Como se indicó, 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 formulación de los fluidos de perforación o reparación. En adición a esto los sólidos perforados, partículas de cemento, residuos de los disparos, óxidos de hierro, grasa lubricante, material pulverizado de las arenas de fracturamiento o empaques de grava, parafina, asfalto y otros productos químicos como los inhibidores de corrosión, surfactantes y los inhibidores de parafina, 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 del 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 tienen 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 por ciento 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 illita y la caolinita. Estos minerales han sido clasificados de acuerdo a -- su estructura cristalina. Los cristales están compuestos de pla--
quetas o unidades que se extienden 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 balanceadas ionicamente, son más estables, como es el caso -- de la caolinita; sin embargo en muchos casos existe un desbalance debido a sustituciones iónicas entre las unidades y que son neu--
tralizadas por cualquiera de los cationes antes mencionados alrededor de la superficie exterior del cristal y también entre las unidades.

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 -- estas características, es la capacidad de intercambio iónico, que es la medida de la habilidad de una arcilla de llevar cationes intercambiables, está expresada en miliequivalentes por 100 gr. de -- arcilla. El orden de capacidad de intercambio iónico de los minerales arcillosos que nos interesa es: montmorillonita con 80 a 150 -- me, illita con 10 a 40 me y caolinita con 3 a 15 me. Asimismo existe un orden de reemplazabilidad de los cationes que varía de acuerdo a su concentración, cantidad de las posiciones de intercambio, y la naturaleza del cristal; también es importante la fuerza relativa de reemplazo de los cationes que depende de su valencia y tamaño iónico, está ordenada como sigue: Li, Na, K, Mg, Ca, H.

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 lubricantes 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 este fenómeno, debido a la cantidad variable de material alcalino y concentración de iones H que ésta puede 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.

1.4. OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PUEDE OCASIONAR 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 escariadora de la barrena 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 delante de las lechadas puede 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 pueden 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 catastrófico.

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.

La limpieza de pozos gastos altos, podrían originar un taponamiento por sólidos, dentro de la formación.

(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 enjambre 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.

(c) Durante operaciones de limpieza de parafina o asfalto.

Normalmente se usan solventes para este fin, si estos solventes son circulados 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 de circulación; 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 deposición de sales o parafina. No debe permitirse 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 dañado con sólidos o con parafina.

Los empaques de grava son susceptibles de ser taponados por sólidos o arcillas 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 tratada propiamente, 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 yacimientos; desafortunadamente los inhibidores de corrosión al ser inyectados con el gas hacia la formación reducen su inyectabilidad, 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.

1.5. 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.

Los fluidos de perforación causan daño por tres mecanismos básicos - como se explicó anteriormente. El primero y el segundo son resultado del filtrado que invade las zonas productoras, el primer mecanismo es debido a la acción de alteración de las arcillas del yacimiento; la segunda forma se origina por cambios físico-químicos en las zonas donde el filtrado se ha invadido. Al cambiar la mojabilidad de la roca se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite. Además los surfactantes contenidos en el filtrado pueden originar la formación de emulsiones muy viscosas, que bloquean el flujo. El tercer mecanismo es el bloqueo físico de las aberturas porosas, este es un fenómeno muy complejo.

Una de las formas más comunes de prevenir el daño es reduciendo 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 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. Como el filtrado de estos fluidos es solo aceite, su invasión a la formación se puede restringir a niveles muy bajos, de tal manera que sólo producirá cambios de mojabilidad en la vecindad de la pared del pozo. El daño así ocasionado puede ser restituido, en más de un 85 por ciento, con lavados con surfactantes apropiados, la selección de los agentes tenso activos para este fin se debe hacer en base a las recomendaciones especificadas en el boletín API RP-42.

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 del material densificante no se podrá corregir el daño posteriormente; pero con una presión diferencial adecuada se puede mantener en rangos muy bajos.

Aún así los fluidos de emulsión inversa generalmente dañan menos que los fluidos a base de agua.

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 formularse para evitar el daño considerando 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. Si se cuenta con un equipo apropiado de control en la superficie, se puede disminuir la presión hidrostática hasta balancearla con la 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 mínimos 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 2 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.

El equipo debe contar con instalaciones apropiadas para mezclar - bien los productos y eliminar en forma efectiva los sólidos, así como un sistema de circulación y desgasificación efectivo del fluido.

C A P I T U L O 2

TIPOS DE ACIDOS Y SUS REACCIONES

2.1. 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.

Acidos 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.

2.1.1. Acidos minerales o inorgánicos.

Acido clorhídrico.- Generalmente es usado 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.

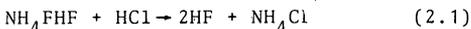
Con el desarrollo de mejores inhibidores se utilizan ahora mayores concentraciones en forma práctica, y en algunos casos con mayor eficiencia.

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 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 aparejos 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 diluida en HCl. Pue de prepararse por la dilución de soluciones concentradas de HF, o mas frecuentemente por la reacción de bifluoruro de amonio con HCl.



A menudo se usa HCl al 15%, agregándole una cantidad necesaria de bifluoruro de amonio, para obtener una solución que contiene 3% de HF. El cloruro de hidrógeno consumido por esta solución deja 12% de HCl en solución.

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

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

2.1.2. 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 que requieren un alto o largo 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 el ácido gastado. El ácido acético al 10% cuesta el doble que una solución al 15% de HCl y disuelve aproximadamente la tercera parte del CaCO_3 .

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 más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCl. La corrosión con este ácido es uniforme y difícil de inhibir. En aplicaciones a alta temperatura su costo, comparado con el de HCl, es casi el mismo, debido a la mayor concentración del inhibidor requerido para el HCl.

2.1.3. Acidos 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.

2.1.4. Sistemas de ácidos retardados.

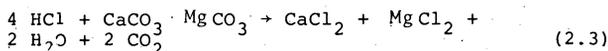
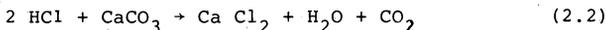
Acidos gelificados.- Se usan en tratamientos por fracturamiento. - La retardación resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con baja temperatura, debido a que la mayoría de los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

Acidos 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:

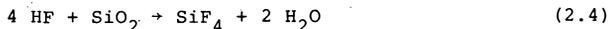
Acidos emulsificados.- Normalmente contienen el ácido en la fase interna y de 10 a 30% de kerosina o diesel como fase externa. Tanto la mayor viscosidad creada por la emulsificación como la presencia del aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido con la roca, incrementando la profundidad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

2.2. REACCIONES DE ACIDOS CON LAS FORMACIONES.

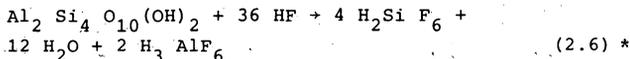
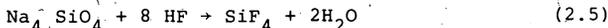
Con caliza y dolomía:



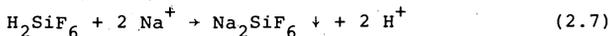
Con sílice (arena):



Con silicatos (feldespatos o arcillas)



Pero:

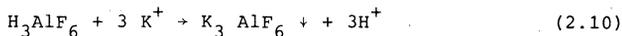
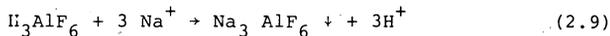


* $\text{Al}_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$.- Arcilla

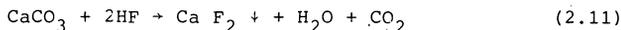
$\text{H}_2 \text{SiF}_6$.- Acido fluosilícico

$\text{H}_3 \text{AlF}_6$.- Acido fluoaluminico.

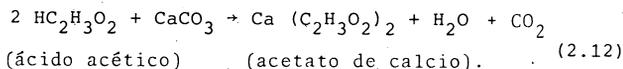
También:



Y,



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



2.2.1. Cálculo de la cantidad de CaCO_3 disuelta.

Sean:

V = Volumen de la solución ácida (15% en peso) inyectada (lt)

W = Peso de la solución inyectada (kg)

P = Peso del cloruro de hidrógeno en la solución (kg)

El peso específico de una solución de HCl al 15% es 1.075 kg/lt.

$$\dots W = 1.075 V$$

$$P = 0.15 W = 0.15 \times 1.075 V = 0.16125 V \text{ (kg)}$$

Sustituyendo los pesos atómicos correspondientes en la ecuación (2.2).

$$2 (1 + 35.5) + (40.1 + 12 + (16 \times 3)) = (40.1 + (35.5 \times 2)) + ((1 \times 2) + 16) + (12 + (16 \times 2))$$

$$73 + 100.1 = 111.1 + 44 + 18$$

O sea: 73 unidades de peso de HCl disuelven 100.1 unidades de peso de CaCO_3

$$\dots 0.16125V \text{ (kg de HCl) disolverán } 0.2211V \text{ (kg de } \text{CaCO}_3\text{)}$$

La densidad del CaCO_3 (compacto) es de 2.93, por lo tanto el volumen correspondiente al peso anterior es:

$$\frac{0.2211V}{2.93} = 0.0755V \text{ (lt de } \text{CaCO}_3\text{)}$$

C A P I T U L O 3

METODOS DE ACIDIFICACION

3.1. PROCEDIMIENTOS DE ACIDIFICACION

Generalmente las acidificaciones consisten en:

Tratamiento de lavado o limpieza
Tratamiento a la matriz o intersticial
Fracturamiento con ácido

3.1.1. Tratamiento de limpieza.- Los tratamientos de limpieza están diseñados para remover las incrustaciones solubles en ácido que se presenten en el pozo o 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 circulación del ácido acelera el proceso de disolución, al aumentar el ritmo de transferencia del ácido no gastado con las superficies del material.

3.1.2. 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 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 obtiene incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas, la relación gas-aceite ó la relación agua-aceite.

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 decrecer la presión del yacimiento, frecuentemente es necesario efectuar pruebas de fracturamiento para determinar la presión de fractura de una zona o yacimiento específico. (Fig. 3.1.).

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 gas-to-presión cambia de pendiente, como se observa en el punto B. Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes de dicho punto B, la acidificación puede efectuarse a esa presión o a una ligeramente inferior.

3.1.3. 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 formará 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 de fluido (de la fractura a la formación) y del ritmo de inyección.

La longitud y amplitud serán mayores mientras sea menor la pérdida de fluido. La velocidad de reacción debe ser 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 longitud 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 que puede aceptar la matriz del yacimiento. Esta inyección rápida produce un incremento de presión en las paredes del pozo, lo suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de la roca a la compresión y su resistencia a la tensión. A esta presión la roca falla, formando 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 cierre de la fractura cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente homogéneas, y 2) el taponamiento de la fractura cuando se liberan apreciables cantidades de partículas finas insolubles en ácido.

Para combatir el cierre de la fractura en formaciones uniformemente solubles, debe considerarse el fracturamiento hidráulico

con sustentante, así como técnicas especiales de acidificación - que 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 ayudan a formar y mantener canales de flujo.

Uno de los fluidos viscosos que se emplean como de prelavado tiene una viscosidad aparente de aproximadamente 20,000 cps. Sin embargo su viscosidad se modifica reduciéndose a 1 cp después de -- que termina el tratamiento con el ácido.

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

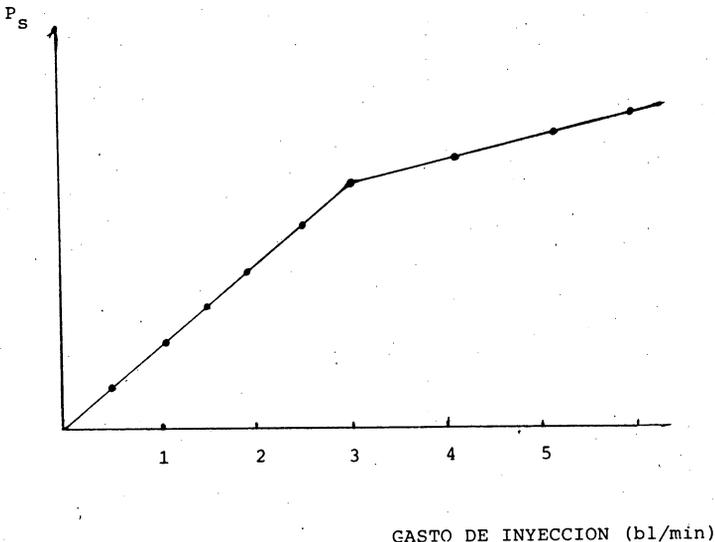


FIG. 3.1 - DETERMINACION PRACTICA DE LA PRESION DE FRACTURAMIENTO

PENETRACION DEL ACIDO

La distancia que penetra el ácido, a lo largo de una fractura - creada por el fluido introducido antes de dicho ácido (bache - inicial), puede quedar limitada por la velocidad de reacción - del ácido (límite superior) o por el ritmo de su flujo desde la fractura a la formación (límite inferior).

Estos dos casos se denominan de penetración límite por velocidad de reacción y por pérdida de fluido y se cree que establecen las fronteras en la respuesta de un pozo a un tratamiento. No es posible calcular con exactitud la penetración del ácido, ya que durante un tratamiento variará desde el límite por reacción al iniciar su inyección, hasta el límite por pérdida de fluido al finalizar el tratamiento. Este comportamiento origina que durante la inyección del ácido la fractura sea al principio amplia y larga, debido al control de la pérdida de fluido ejercido por el bache inicial. Sin embargo al continuar la inyección la fractura se va cerrando, hasta alcanzar la geometría correspondiente a la inyección de ácido sólo. Esta reducción del volumen de la fractura es originada por la creación de -- "agujeros de gusano", que localmente impiden actuar a los aditivos reductores de filtrado o al bache viscoso inicial.

Para calcular la penetración límite por pérdida de fluido, se supone que aunque la fractura fue generada por el bache viscoso inicial, que está presente en la formación, el ácido traspasa rápidamente esta zona viscosa. En consecuencia el ritmo de pérdida de fluido es así controlado por la viscosidad del ácido gastado. La penetración límite por velocidad de reacción se calcula considerando que la pérdida de fluido es controlada totalmente por el fluido viscoso inicialmente inyectado y que la penetración del ácido está por lo tanto determinada por su velocidad de reacción.

C A P I T U L O 4

VELOCIDAD DE REACCIÓN DEL ÁCIDO

4.1. 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 inyección 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 recompactación (a una permeabilidad y porosidad inferior) por efecto de sobretratamiento. Este efecto fue estudiado por Farley, Miller y Schoettle, en su artículo titulado: "Criterios de Diseños para Estimulaciones a la Matriz con Ácido Fluorhídrico - Clorhídrico", (J.P.T. abril de 1970). Estos investigadores demostraron que el efecto combinado de esfuerzos de confinamiento y de ácido inyectado provocan una variación en la relación de permeabilidades de la formación como se muestra en la figura 4.1.

Para predecir la geometría de una fractura y la penetración del ácido en ella, es necesario estimar con precisión la temperatura del fluido en la fractura.

La figura 4.2. muestra el efecto de la temperatura y la concentración del ácido sobre su penetración en una fractura.

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.

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

Efecto de la concentración de ácido.- A medida que se incrementa la concentración de ácido aumenta el tiempo de reacción. La figura 4.3 muestra el efecto mencionado.

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 un ácido emulsificado 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 del ácido.

Efecto de la amplitud de la fractura.- Un incremento en la amplitud de la fractura aumentará la penetración del ácido. Este efecto se ilustra en la figura 4.4.

Al aumentar la amplitud de la fractura disminuye la relación área-volumen, aumentando el tiempo de reacción y en consecuencia la penetración.

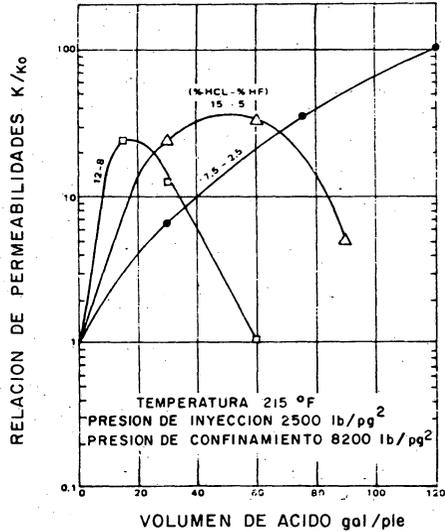


FIG. 4.1 - EFECTO COMBINADO DE SOBRECARGA Y ACIDIFICACION.

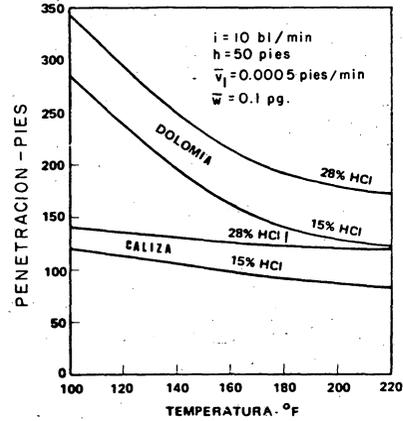


FIG. 4.2 - EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA PENETRACION DEL ACIDO ACTIVO.

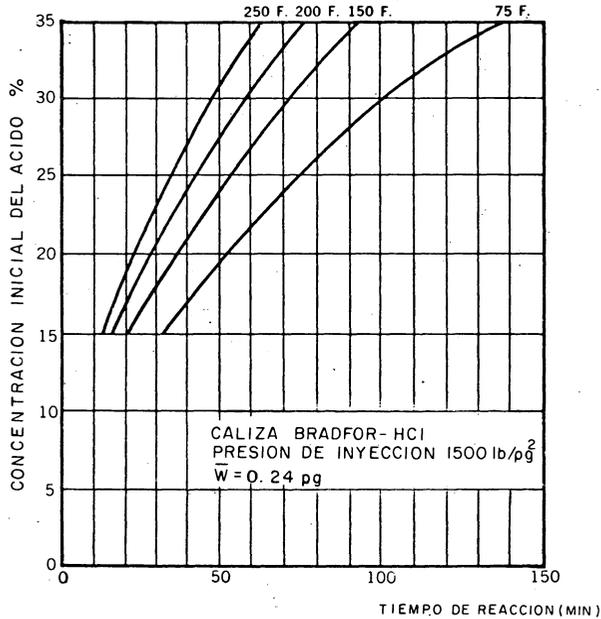


FIG. 4.3- EFECTO DE LA CONCENTRACION DEL ACIDO SOBRE EL TIEMPO DE REACCION A VARIAS TEMPERATURAS.

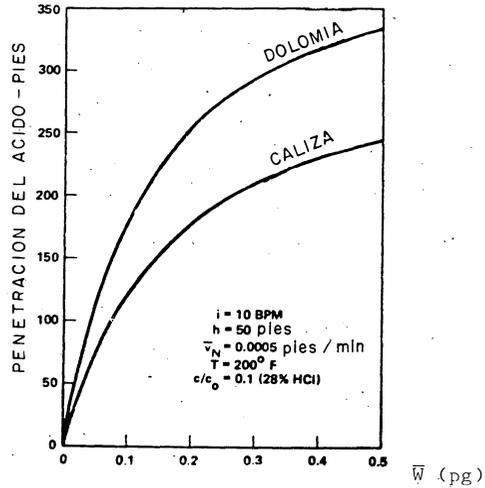


FIG. 4.4- EFECTO DE LA AMPLITUD DE LA FRACTURA EN LA PENETRACION DEL ACIDO.

C A P I T U L O 5

ADITIVOS PARA ACIDOS

5.1. INTRODUCCION.

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

Los aditivos deben evaluarse en el laboratorio antes de su aplicación. Los procedimientos de prueba se detallan en las normas API - RP-42. Los aditivos, además de cumplir con sus funciones específicas, deben de ser compatibles entre sí y con los fluidos de la formación.

5.2. INHIBIDORES DE CORROSION.

Efectividad de un inhibidor.- La efectividad de un inhibidor depende de su capacidad para formar y conservar una película protectora sobre la superficie metálica. Por lo tanto los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor absorbidas reducirá la efectividad del inhibidor. El factor limitante más importante es la temperatura. A altas temperaturas el ritmo de corrosión aumenta y la habilidad del inhibidor para ser absorbido sobre las superficies del acero, decrece. Por estas razones es difícil y costoso encontrar inhibidores eficientes para ácidos fuertes a temperaturas superiores a 250° F.

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

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

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

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

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

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

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

El efecto de la presión no es importante a presiones mayores de 80 kg/cm². Los aditivos presentes en el sistema ácido pueden modificar la efectividad del inhibidor de corrosión por lo que deben de incluirse en las pruebas.

Flección del inhibidor.- Se considera adecuado un inhibidor que proporciona durante el tratamiento una pérdida de metal inferior a 0.02 lb/pie² de área, siempre y cuando la corrosión sea uniforme. Algunas veces se acepta 0.05 lb/pie.²

Para aumentar la inhibición a temperaturas mayores a 250° F se usan aditivos especiales, como yoduro de potasio que cinérgicamente mejora la inhibición.

5.3. SURFACTANTES.

Los agentes activos de superficie se usan para desemulsificar el ácido y el aceite, para reducir la tensión interfacial, para alterar la mojabilidad de la formación, para acelerar la limpieza, y para prevenir la formación de lodo asfáltico. Cuando se adicionen surfactantes, debe de asegurarse su compatibilidad con el inhibidor de corrosión y con los otros aditivos.

Generalmente se usa un desemulsificante al acidificar una formación carbonatada, para prevenir la formación de una emulsión entre el ácido y el aceite de la formación.

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

5.4. SOLVENTES MUTUOS.

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

La productividad de pozos productores de aceite en formaciones areniscas, tratadas con HF-HCL se han incrementado de cinco a seis veces sobre la obtenida con tratamientos regulares de HF-HCL, empleando 10% de EGMBE en el aceite diesel usado, después del tratamiento, para sobresdesplazar el ácido. (J. P. T. Mayo 1971).

5.5. REDUCTORES DE FRICCIÓN.

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

5.6. REDUCTORES DE PERDIDA DE FILTRADO.

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

Los aditivos comunmente empleados son:

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

(b) Aditivos gelatinosos.- Goma Guar modificada, poliacrilamida, - hidroxietil celulosa (HEC), etc.

5.7. AGENTES DESVIADORES.

Cuando varias formaciones o zonas se desean tratar, es necesario - generalmente dividir el tratamiento en etapas. El flujo puede des- -viarse efectivamente usando empacadores; sin embargo, como el cos- -to de la reparación puede aumentar considerablemente al emplear em- -pacadores, se han desarrollado técnicas para separar los líquidos - sin el empleo de éstos.

5.7.1. Agentes desviadores para tratamientos a la matriz.- Se u- -san resinas orgánicas inertes, ácidos orgánicos sólidos (ácido ben- -zoico), mezclas de ceras y polímeros solubles en aceite, y mezclas - de sólidos inertes (CaCO_3 , sal, resinas solubles en aceite) con po- -límeros solubles en agua (goma Guar, poliacrilamida, HEC).

Cuando se usan en exceso estos aditivos, en pozos inyectoros de - agua, puede dificultarse su remoción después del tratamiento, redu- -ciendo la inyectividad.

5.7.2. Agentes desviadores para fracturamiento con ácido.- El em- -pleo de bolas selladoras, para desviar el flujo a otras perforacio- -nes, se emplea frecuentemente en los tratamientos conocidos como de - pseudo entrada limitada y son probablemente los agentes desviado- -res más efectivos en los fracturamientos. Sin embargo no son efec- -tivos en terminaciones en agujero abierto o cuando el número de - perforaciones es grande. En estos casos se deben emplear agentes - desviadores granulares.

Los agentes desviadores granulares comunmente usados son: Sal, áci- -dos orgánicos sólidos (hojuelas de ácido benzoico), resinas orgáni- -cas inertes, ceras solubles en aceite y varias combinaciones de es- -tos aditivos. En todos los casos se requiere una amplia distribu- -ción del tamaño de las partículas más pequeñas, para llenar los - huecos entre las partículas grandes.

Los agentes desviadores solubles en agua o en ácido son generalmen- -te menos efectivos que los no solubles en agua, ya que el ácido - puede disolver estos materiales. Este efecto es más pronunciado, a - temperaturas altas, cuando se usan materiales orgánicos como la - naftalina y el ácido benzoico.

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

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

5.8. AGENTES SECUESTRANTES

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

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

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

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

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

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

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

5.9 ADITIVOS DE LIMPIEZA

Cuando se 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.

C A P I T U L O 6

SURFACTANTES PARA TRATAMIENTOS DE POZOS.

6.1. INTRODUCCION

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 ellas. 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.

6.2. CARACTERISTICAS 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 prevalencientes. 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, aceite y agua. 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 una mayor afinidad al agua, es clasificado 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, absorbiéndose en las interfases entre los líquidos, y pueden reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto, absorbiéndose 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. Esquemáticamente la parte de la molécula soluble en agua se representa por un círculo y la parte soluble en aceite por una barra, como se muestra en la Figura 6-1.

Los surfactantes aniónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado negativamente. Un modelo de un aniónico se presenta en la Figura 6-1, donde M^+ representa un ión positivo como Na^+ .

Ejemplos de surfactantes aniónicos, pueden ser los sulfatos representados como $R-OSO_3^-$; sulfonatos como $R-SO_3^-$; fosfatos como $R-OPO_3^{3-}$; y fosfonatos como $R-PO_3^{3-}$, donde "R" representa el grupo soluble en aceite. Los más comunes son los sulfatos y sulfonatos.

Los surfactantes catiónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado positivamente. Un modelo de un catiónico se muestra en la Figura 6-3, donde X representa un ión negativo como Cl. La mayoría de los surfactantes catiónicos son compuestos de aminas, como el cloruro de amonio cuaternario.

Los surfactantes no-iónicos son moléculas orgánicas que no se ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga. Un modelo de un no-iónico se presenta en la Figura 6-4.

La mayoría de los surfactantes no-iónicos contienen grupos solubles en agua, los cuales son polímeros de óxido de etileno u óxido de propileno. Por ejemplo el óxido de polietileno como $R-O-(CH_2CH_2O)_xH$, y el óxido de polipropileno como $R-O-(CH_2CH(CH_3))_xH$, donde "R" representa un grupo soluble en aceite.

Los surfactantes anfotéricos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua puede estar cargando positivamente, negativamente, o sin carga. La carga de un surfactante anfotérico depende del pH del sistema. Un modelo de un surfactante anfotérico se muestra en la Figura 6-5.

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 una película de 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 lo cual alteran la mojabilidad. Aún cuando la superficie de un sólido puede tener diferentes grados de mojabilidad bajo condiciones normales de yacimiento, generalmente existen 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 ocurran 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

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

6.3. USO Y ACCION DE LOS SURFACTANTES

Los surfactantes para tratamientos de pozos generalmente son una combinación de 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 pueden absorberse sobre sólidos, para reemplazar a 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 de 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.

Acción de surfactantes no-iónicos.- Estos surfactantes son probablemente las más versátiles de todos los surfactantes para estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

La mayoría de los no iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no iónicos depende del enlace de hidrógeno o a la atracción de agua por oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a elevadas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no iónicos se separen de la solución.

Acción de los surfactantes anfotéricos.- Estos son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se "neutraliza" y por lo general, tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Hay un uso limitado de los surfactantes anfotéricos; sin embargo, algunos están siendo empleados como inhibidores de corrosión.

Resumen de la acción mojante de los surfactantes aniónicos y catiónicos.- Aún cuando puede realizarse una sofisticada investigación química acerca de las cargas radicales en la naturaleza y acción de los surfactantes, la acción común de los surfactantes de cada clase puede ser aceptada con razonable confiabilidad.

Dado que los surfactantes aniónicos y catiónicos son los principalmente empleados para cambiar las fuerzas electrostáticas involucradas en la asociación de líquidos y sólidos, la acción mojan te usual, de estas dos clases de surfactantes en el rango de pH normal, está resumida para una rápida referencia en la Figura 6 - 6.

6.4 DAÑO A LA FORMACION SUSCEPTIBLE A TRATAMIENTO CON SURFACTANTE.

Un gran número de tipos de daño a la formación pueden ser prevenidos o disminuidos con surfactantes. El enfoque más efectivo es emplear los surfactantes para prevenir el daño que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos, incluyendo la perforación, terminación, control, reparación y estimulación de los pozos. Sin embargo, debe tenerse extremo cuidado en la selección y el uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro tipo de daño. Los tipos de daño que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes son:

- 1.- Mojado de aceite de la roca de la formación.

- 2.- Bloqueos de agua.
- 3.- Bloqueos de emulsión viscosa
- 4.- Película interfacial o bloqueos de membrana
- 5.- Bloqueos de partícula debidos a la dispersión, floculación y movimiento de sólidos.
- 6.- Restricción del flujo debida a una elevada tensión superficial o interfacial de un líquido.

Mojado de aceite

Mojar de aceite una formación normalmente mojada con agua, puede ocasionar una reducción de la permeabilidad de aceite de 15 al 85%, con una reducción promedio del 40%. Cuando la formación cerca a la pared del pozo llega a estar mojada de aceite, éste es atraído preferencialmente hacia la superficie de la roca del yacimiento. Esto incrementa notablemente el espesor de la película que cubre la roca del yacimiento, y reduce el tamaño de los conductos de flujo del yacimiento, así como la permeabilidad relativa al aceite.

Los pozos de gas también son afectados adversamente por el mojado de aceite de la formación. Mojar de aceite una roca del yacimiento puede ocasionar un severo bloqueo por agua o emulsión.

Causas de mojado de aceite en pozos productores de aceite o gas:

- Los surfactantes en algunos filtrados de lodo de perforación, y en los fluidos de reparación y de estimulación de pozos, pueden mojar de aceite la formación.
- Los inhibidores de corrosión y bactericidas generalmente son surfactantes catiónicos; que mojarán de aceite la arenisca y la arcilla.
- Muchos desemulsificantes usados en los tanques de almacenamiento o en los cambiadores de calor, son surfactantes catiónicos que mojarán de aceite la arena y la arcilla.
- El lodo base aceite, conteniendo asfalto, mojará de aceite la arenisca, arcillas o carbonatos. Los lodos de emulsión de aceite generalmente contienen grandes cantidades de surfactantes catiónicos y pueden mojar de aceite las areniscas y arcillas. Las pruebas de laboratorio indican que algunos lodos de emulsión de aceite exhiben fuertes características mojantes de aceite; mientras que otros parecen ser menos mojantes de aceite. Otros fluidos de perforación y terminación pueden mojar de aceite la roca del yacimiento bajo condiciones específicas de pH.

Un surfactante con fuertes propiedades mojantes de agua puede con vertir algunas superficies mojadas por aceite, a superficies moja das por agua. Esto ampliará los patrones de flujo al aceite y res taurará la permeabilidad al aceite hasta un valor correspondiente a la permeabilidad de la matriz alrededor de la pared del pozo -- sin daño y mojada de agua. Sin embargo, los surfactantes catióni cos son extremadamente difíciles de remover de la arenisca y arci lla. La mejor recomendación es evitar el contacto de arenas y arci lla, con surfactantes catiónicos.

Bloqueos por agua.

Cuando se filtran grandes cantidades de agua a una formación par cialmente mojada de aceite, el restablecimiento de la productivi dad original del aceite o gas puede ser lento, especialmente en yacimientos parcialmente depresionados. Este problema, causado -- por un cambio de la permeabilidad relativa al aceite o gas, cerca de la pared del pozo, generalmente se corrige por sí mismo, pero puede persistir durante meses o años.

Generalmente el bloqueo por agua puede prevenirse mediante la adi ción, a todos los fluidos inyectados al pozo, de 0.1 a 0.2% en -- volumen de un surfactante seleccionado para disminuir la tensión superficial o interfacial y prevenir el desarrollo de emulsiones.

La limpieza de un pozo con bloqueo por agua, puede acelerarse in yectando a la formación una solución acuosa u oleosa, con 1 a 3% en volumen, de un surfactante previamente seleccionado. Dicho sur factante debe bajar la tensión superficial e interfacial y dejar la formación mojada por agua. La remoción del daño requiere va rias veces el volumen de surfactante necesario para prevenir el - daño.

Bloqueos por emulsión.

Las emulsiones viscosas de aceite y agua en la formación, cerca de la pared del pozo, pueden reducir drásticamente la productividad de -- los pozos productores de aceite o gas. Existe duda acerca de si se pueden formar emulsiones en formaciones de arenisca, cuando la for mación está mojada de aceite, o cuando están presentes surfactan tes emulsificantes. En formaciones calcáreas, las emulsiones ge neralmente están asociadas con tratamientos de acidificación por fracturamientos.

La inyección de surfactantes desemulsificantes puede romper una - emulsión en la formación, promoviendo un último contacto entre el surfactante y cada gota de emulsión. Para romper la emulsión, el - surfactante debe ser absorbido sobre la superficie de las gotitas de la emulsión y disminuir la tensión artificial para que las goti tas de la emulsión puedan coalescer.

El rompimiento de una emulsión en la formación, generalmente requiere de la inyección de 2 a 3% en volumen de un surfactante de semulsificante en agua o aceite limpios. Los volúmenes de tratamientos deben ser por lo menos iguales, o mayores que el volumen del fluido de daño, previamente filtrado a la formación. La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo de emulsión usualmente será 20 ó 30 veces el volumen de surfactante requerido para prevenir el bloqueo.

Diagnóstico del bloqueo por emulsión.

Se ha comprobado que si existe un bloqueo de emulsión, y se realizan las pruebas de pozo para diagnosticar el problema, la permeabilidad promedio del pozo, calculada mediante pruebas de inyectividad, será varias veces mayor que la permeabilidad promedio determinada de pruebas de producción. Esto proporciona una forma confiable de predecir bloqueos de emulsión y frecuentemente se le denomina como efecto de "válvula de retención". Si un pozo con bloqueo de emulsión está produciendo agua, el incremento o la disminución de los gastos de producción no cambiarán apreciablemente los porcentajes de agua.

Películas o membranas interfaciales.- Los materiales formadores de película, incluyendo a los surfactantes, pueden ser absorbidos en la interfase aceite-agua y causar el obturamiento de la formación. Las películas interfaciales están íntimamente relacionadas con las propiedades de emulsión y mojado de aceite de los crudos.

Las partículas finas, las arcillas y los asfaltenos, incrementan considerablemente la resistencia de la película. Un incremento en el porcentaje de sal, incrementa la consistencia de la película. El aceite expuesto al aire puede formar películas duras. Algunos surfactantes pueden incrementar la consistencia de la película, en un sistema particular de aceite-agua.

Algunas veces los surfactantes pueden ocasionar que las películas se resolubilicen en el aceite y reducir así el bloqueo de la formación. El uso de solventes como vehículo para los surfactantes generalmente es benéfico en la remoción de películas duras.

Bloqueo por partículas.- Es conveniente mantener las arcillas de la formación en la condición original en el yacimiento. Sin embargo, una formación productora de aceite o gas puede estar bloqueada por migración de arcillas, ocasionada por el flujo de agua, aceite o filtrado de lodo. La dispersión, floculación y liberación, o el movimiento de las arcillas, probablemente causen daño a más pozos, que el hinchamiento de las arcillas. Debe efectuarse un análisis cuidadoso cuando se sospeche el bloqueo por arcillas. Por ejemplo, si se diagnosticó adecuadamente como un problema la dispersión de arcillas, debe seleccionarse un surfactante no iónico para flocularlas y reducir el bloqueo. No obstante, si el diagnóstico fue incorrecto y el problema realmente es una floculación de arcilla, probablemente un surfactante floculante ocasionará que el bloqueo sea más severo.

Dispersión de las arcillas.- La dispersión de arcillas es una causa frecuente de daño a la formación:

- Los surfactantes aniónicos dispersarán a las arcillas en soluciones ácidas.
- Los fluidos con alto pH dispersarán a las arcillas.
- Si se emplean surfactantes para dispersar a las arcillas en los disparos obturados con lodo, las concentraciones altas -- de éstos mismos surfactantes también pueden dispersar a las arcillas en la formación.

Floculación de las Arcillas.- En algunas ocasiones la floculación de arcillas puede reducir o incrementar el daño a la formación.

- Se pueden utilizar surfactantes no iónicos específicos para flocular a las arcillas.
- El ácido y otros fluidos de bajo pH tienden a flocular a las arcillas.

Daño a la Formación por Cambio en el Tamaño de las Partículas.- -- Los surfactantes catiónicos que mojan las arcillas con aceite, incrementan mucho el tamaño de las partículas de arcilla y, por -- -- consiguiente, la severidad del bloqueo por arcilla. Debido a que los surfactantes catiónicos son tan difíciles de remover de las arcillas y la arena, debe evitarse el uso de productos catiónicos, en los fluidos de inyección o circulación, en formaciones de arenisca. Generalmente, un bache inicial de solvente mutuo (alcohol) reducirá la absorción sobre la arcilla y la arena.

Se puede reducir el tamaño de las arcillas de sodio hidratadas, -- mediante un tratamiento con HCl. Cuando una arcilla de sodio hidratada reacciona con ácido, los iones hidrógeno (H+) reemplazarán -- a los iones sodio (Na+), mediante un intercambio de iones. Puesto que la arcilla de hidrógeno hidratada es una partícula mas pequeña que la arcilla de sodio hidratada original, el tratamiento con HCl tiende a incrementar la permeabilidad de la formación. Sin -- embargo, el HCl puede haber causado floculación de arcillas, creando un daño. Probablemente deba utilizarse un surfactante aniónico, cuando se acidifique una arenisca con HCl, para prevenir la floculación de la arcilla.

Alta tensión superficial e interfacial.- La elevada tensión superficial de los líquidos cercanos a la pared del pozo, reducirá el flujo de aceite y gas dentro del pozo e incrementará el tiempo de limpieza del pozo. Surfactantes seleccionados deben ser añadidos a los fluidos de terminación, reparación o estimulación de pozos, para mantener una baja tensión superficial e interfacial en los fluidos alrededor del fondo del pozo.

La reducción de la tensión superficial e interfacial ayudará a prevenir la formación de emulsiones y bloqueos de agua y acelerará la limpieza del pozo.

Tratamiento de Pozos.- Un surfactante apropiado, diseñado para condiciones específicas de pozo, puede reducir la tensión superficial e interfacial, cambiar favorablemente la mojabilidad, romper o prevenir la formación de emulsiones, prevenir o remover bloqueos de agua y ocasionar que las arcillas se dispersen, floculen o permanezcan en el lugar deseado. En resumen, el uso apropiado de los surfactantes durante la terminación, reparación o estimulación de pozos, puede prevenir o remover muchos tipos de daño, permitiendo incrementar la productividad o inyectividad de los pozos.

Susceptibilidad al daño relacionado con surfactantes.- Las formaciones de arenisca, generalmente son mas susceptibles que las calcáreas al daño debido al mojado de aceite, bloqueos de emulsión - bloqueos de agua y cambios en las arcillas:

- 1.- Debido a que la mayoría de los surfactantes catiónicos mojarán de aceite a la arcilla y a la arenisca y estabilizarán las emulsiones de agua en aceite, debe de tenerse cuidado en el empleo de surfactantes catiónicos en yacimientos de arenisca. Esta precaución se aplica en la acidificación de arenisca y todas las otras actividades de inyección o circulación de fluidos.
- 2.- Los bactericidas e inhibidores de corrosión orgánicos, generalmente son surfactantes catiónicos. Antes de la inyección forzada de cualquier inhibidor de corrosión catiónico, dentro de una formación de arenisca, deben efectuarse pruebas de laboratorio en núcleos de la formación para determinar el efecto del inhibidor de corrosión específico, sobre la permeabilidad de la formación.
- 3.- Deben de tomarse precauciones en el uso de agua salada o aceite de los separadores o tanques de almacenamiento que han sido tratados con desemeulsificantes catiónicos, durante la estimulación o el control del pozo, donde el bloqueo de agua o emulsión parece ser un problema. Los efectos dañinos de los surfactantes catiónicos, pueden eliminarse mediante la adición de surfactantes cuidadosamente seleccionados.

Los asfaltenos e hidrocarburos de alto peso molecular contenidos en los aceites crudos, promueven en forma notable el daño a la formación. Las resinas muestran solamente ligeras propiedades de daño. Los hidrocarburos líquidos restantes, no poseen propiedades dañinas.

Los pozos que producen aceite crudo con más de 1% de asfaltenos, probablemente están mas asociados con el daño a la formación susceptible de corregirse por estimulación con surfactantes y solventes. Los aceites crudos con baja densidad API, generalmente contienen un alto porcentaje de asfaltenos.

Las formaciones de arenisca que producen crudo asfáltico de alta densidad, son mas susceptibles al daño provocado por el mojado de aceite, el bloqueo por emulsión y el bloqueo por agua. Un lavado con solvente-surfactante, durante 24 horas, seguido de un tratamiento con HF, generalmente es el mejor tratamiento para este tipo de formación. El contenido de asfaltenos en crudos con mas de 37° API, generalmente es bastante bajo para promover el daño a la formación.

Por lo general, los bloqueos por agua y emulsión no son un problema en formaciones de caliza y dolomita, excepto durante una acidificación. En todos los tratamientos de acidificación a carbonatos debe utilizarse como aditivo estándar un surfactante no emulsificante, para prevenir la formación de emulsiones. Cuando se sabe que se liberará una apreciable cantidad de finos no disueltos, durante una acidificación por fracturamientos de una formación de carbonatos, puede ser conveniente utilizar un agente suspensor. Los surfactantes o polímeros son empleados como agentes suspensores.

6.5. PREVENCIÓN O REMOCIÓN DE DAÑO

Debe de tenerse especial cuidado en el uso de los surfactantes para prevenir un daño. Como se señaló anteriormente, la acidificación puede causar la formación de emulsiones, bloqueos por agua y problemas de alta tensión superficial, en carbonatos.

Las areniscas son aún mas propensas al daño, durante los tratamientos de acidificación, debido a los bloqueos por agua y emulsión, la alta tensión superficial, el mojado de aceite y la dispersión o floculación de las arcillas. En todos los trabajos de acidificación debe emplearse un surfactante, seleccionado a través de las pruebas delineadas en el API-RP-42, corregidas en 1977: "Recommend Practice for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation".

Ya que las areniscas son mas susceptibles al daño, todos los fluidos y productos químicos circulados o inyectados a los pozos, durante su mantenimiento, reparación, terminación y estimulación, deben ser sometidos a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación.

Si las pruebas de laboratorio indican un daño potencial debido a la circulación o inyección de un fluido al pozo, los surfactantes para prevenir el daño, deben seleccionarse a través de pruebas de laboratorio.

El filtrado de lodo en pozos de perforación debe evaluarse mediante pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación. También debe analizarse el efecto de los filtrados sobre las arcillas de las formaciones de arenisca.

Las pruebas de compatibilidad de los fluidos, y las de prevención y remoción de daño con surfactantes, son similares a las descritas en el API-RP-42 para tratamientos de acidificación.

Prueba de Compatibilidad de Fluidos de Reparación.- Esta prueba está basada en el procedimiento API-RP-42. Para ilustrar el procedimiento de prueba requerido, considérese que se va a emplear agua salada del yacimiento, obtenida de los tanques de almacenamiento de un campo vecino, como el fluido para controlar un pozo productor de aceite.

a) El equipo necesario es: un agitador de alta velocidad, -- tal como el Hamilton-Beach Modelo 30, con cabeza de disco estándar o un agitador Sargeant-Welch S-76695; un vaso de precipitado de forma alta, con capacidad de 400 ml.; probetas de 100 ml.; cronómetro o reloj; y una jeringa graduada, de 1 mililitro.

b) Obtenga muestras del agua que se va a inyectar y del aceite producido del yacimiento. El aceite no debe contener productos químicos de tratamiento; obtenga muestras de los surfactantes por estudiar y una pequeña cantidad de finos de la formación o harina de sílice y bentonita no tratada. Bajo ninguna circunstancia debe usarse en estas pruebas bentonita tratada.

c) Coloque 25 ml. del agua salada en el vaso de 400 ml., disperse en el agua 2.5 gramos de finos de la formación pulverizados ó 2.5 g. de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.

d) Añada al agua salada con los sólidos dispersos, 75ml. del aceite crudo producido. Agite la solución con un mezclador a 14 000-18 000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente vacíe la emulsión en una probeta de 100 ml. y registre los volúmenes de agua liberada a los diez minutos y una hora.

e) Si después de una hora no se obtiene una separación de agua limpia, generalmente se requiere un surfactante en el fluido de control empleado para prevenir el daño.

Procedimiento de Selección de Surfactantes para Prevenir la Formación de una Emulsión.- Si está indicado el empleo de un surfactante, deben de realizarse pruebas para determinar el mejor surfactante para un trabajo en particular. Las pruebas para seleccionar los surfactantes son muy similares a las de compatibilidad de fluidos previamente descritas. La única diferencia radica en que el surfactante en estudio, generalmente al 0.1 - 0.2% en volumen, se adiciona al aceite o al agua, antes de agitar el aceite y el agua con un mezclador de alta velocidad. Para determinar el mejor surfactante para un trabajo, debe de realizarse el siguiente procedimiento de prueba con varios surfactantes.

a) El equipo de prueba requerido es un agitador de alta velocidad, tal como el Hamilton Beach Modelo 30, con cabeza de disco estándar o un agitador Sargeant-Welch S-76695; un vaso de precipitado en forma alta, con capacidad de 400 ml.; probetas de 100 ml.; cronómetro o reloj; y una jeringa graduada de 1 ml.

b) Obtenga muestras de agua que se va a inyectar y del aceite producido por el yacimiento. El aceite no debe contener productos químicos de tratamiento. Obtenga las muestras de surfactantes por estudiar y una pequeña cantidad de finos de la formación, o harina de sílice y bentonita no tratada.

c) Coloque 25 ml. de agua salada en un vaso de 400 ml. y disperse en el agua 2.5 g. de finos de la formación pulverizados o 2.5 g. de una mezcla 50:50 de harina de sílice o bentonita.

d) Adicione al agua salada 75 ml. del aceite crudo producido y disperse los sólidos. Añada el surfactante seleccionado, usualmente al 0.1 o 0.2% en volumen. Agite la solución con un mezclador a 14 000- 18 000 rpm, durante 30 segundos. Vacíe inmediatamente la emulsión en la probeta de 100 ml. y registre los volúmenes de agua liberada a varios intervalos de tiempo.

e) Las pruebas deben repetirse usando diferentes surfactantes y porcentaje de los mismos, para determinar el más efectivo al -- más bajo costo. Si el surfactante es eficiente, romperá la mayoría de las emulsiones unos cuantos minutos después de detener la agitación.

Selección del Surfactante para Romper una Emulsión.- Si está indicado un bloque de emulsión en un trabajo de reparación o terminación de un pozo, deben realizarse pruebas de rompimiento de emulsión utilizando surfactantes seleccionados y muestras de la emulsión producida. Si no se dispone de muestras de la emulsión, la alternativa es preparar en el laboratorio una emulsión similar, empleando fluidos y productos químicos que ocasionan la emulsión en el fondo del agujero. Para emplear este procedimiento, utilice pruebas similares a las descritas para prevenir emulsiones.

Esto comprendería agregar el surfactante, generalmente al 2 o 3% en volumen, a la emulsión y agitar con el mezclador de alta velocidad, durante 30 segundos. Vaciar en la probeta y registrar el porcentaje de agua liberada después de una y 24 horas. Generalmente es aconsejable correr varias pruebas de rompimiento de emulsión -- utilizando diferentes surfactantes, para seleccionar el rompedor de la emulsión más efectivo.

La Tabla 6-1 muestra los resultados de pruebas típicas de rompimiento de emulsión con siete surfactantes diferentes.

Los sistemas que no forman emulsiones estables, generalmente no -- requieren de surfactantes en las soluciones de tratamiento. Por el

contrario, si los sistemas utilizados en los tratamientos anteriores al pozo, muestran emulsiones estables, el daño al pozo puede deberse al bloqueo por emulsión de la formación.

Pruebas de Mojabilidad Basadas en el API-RP-42. En el API-RP-42 -- se describen varios métodos para medir la mojabilidad; sin embargo, aquí se describe únicamente la prueba visual de mojabilidad. Esta prueba debe aplicarse para su uso en el campo.

Tabla 6-1

Pruebas de Rompimiento de Emulsión de un Crudo Asfáltico de Baja densidad y Salmuera

Agente de rompimiento	% de Emulsión Rota					
	Pozo No. 1		Pozo No. 2		Pozo No. 3	
	1 hora	24 horas	1 hora	24 horas	1 hora	24 horas
A	80	100	100	100	100	100
B	70	100	100	100	80	100
C	40	60	80	100	50	100
D	20	20	20	50	10	40
E	20	20	20	40	10	40
F	20	20	20	40	10	30
G	10	20	0	10	0	20

El equipo y los materiales requeridos para la prueba son:

- Una botella de boca ancha, con capacidad de 4 onzas o vasos de precipitado de 150 ml.
- Kerosina y/o los aceites crudos por probar
- El fluido acuoso de prueba (agua, salmuera o ácido).
- Arena limpia y/o partículas de caliza, mallas 40-60.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en aceite es:

a) Coloque en una botella 50 ml. de aceite conteniendo surfactante a la concentración deseada (generalmente 1% o menos para usarse en tratamientos a pozos) y adicione 10 cc. de la arena de prueba.

b) Después de 30 minutos, vacíe lentamente, dentro de la - - -

botella, 50 ml. de agua teniendo cuidado de prevenir un excesivo mezclo y emulsificación.

c) Observe la dispersabilidad relativa de las partículas y su tendencia a formar agregados en ambas fases, acuosa y oleosa, levantando una pequeña cantidad de arena con la cucharilla de una sémi-micro espátula a la fase oleosa y permitiendo que la arena caiga dentro del agua.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en agua es:

a) Coloque en una botella 50 ml. de una solución acuosa conteniendo el surfactante a la concentración deseada y añada 10 cc. de la arena de prueba.

b) Después de 30 minutos decante la solución dentro de otra botella y cuidadosamente adicione sobre la solución, 50 ml. de aceite.

c) Agite lentamente la arena tratada, permitiendo que caiga a través del aceite y el agua.

d) Observe la dispersabilidad relativa o tendencia a formar aglomerados en ambas fases, acuosas y oleosa.

El procedimiento para soluciones ácidas es:

a) Coloque en una botella, 50 ml. del ácido, conteniendo el surfactante e inhibidor de corrosión por probar y añada 10 cc. de arena. Realice el resto de la prueba en la forma descrita para surfactantes solubles en agua.

b) Observe la apariencia de los granos de arena en el ácido, decante el ácido y enjuague la arena con salmuera sintética o de la formación. Cubra la arena con 50 ml. de salmuera y 50 ml. de aceite. Observe nuevamente el estado de los granos de arena.

Interpretación de Resultados:

- Las arcillas u otros finos mojados fuertemente de agua -- se dispersan rápidamente en la fase acuosa pero se aglomeran o aglutinan en la fase oleosa.

- Las partículas firmemente mojadas de aceite, se aglomeran o aglutinan en la fase acuosa.

- Debido a que la mojabilidad existe en diferentes grados entre los extremos de ser fuertemente mojado de agua o fuertemente mojado de aceite, las observaciones de los sistemas intermedios son difíciles de distinguir y describir.

- Deben considerarse otros factores. Por ejemplo, cuando se

utiliza un aceite crudo de color obscuro, las arenas mojada de aceite deben aproximarse al color del crudo. Si el crudo tiende a formar espontáneamente una emulsión al contacto con las soluciones acuosas de surfactante, la arena puede tener la misma apariencia que si estuviera mojada de aceite.

Requerimientos de los Surfactantes para Tratamiento de Pozos.

Un surfactante utilizado para prevenir o remover daño debe:

Reducir la tensión superficial e interfacial.

Prevenir la formación de emulsiones y romper las previamente formadas.

Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.

No hinchar, encoger o alterar a las arcillas de la formación.

Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento. Muchos de los surfactantes comerciales de los cuatro tipos parecen perder mucha de su actividad de superficie a concentraciones mayores de 50 000 ppm de sal. Para resolver este problema, en ocasiones es conveniente bombear un bache inicial de solvente o agua de una salinidad relativamente baja, como KCl al 1%, adelante del tratamiento con surfactante. El uso de un bache inicial con solvente también puede reducir la producción de agua inmediatamente después del tratamiento. Sin embargo, no debe emplearse un bache inicial de solvente en pozos productores de gas seco.

Ser soluble en el fluido de acarreo o de tratamiento, a la temperatura de yacimiento. Algunos surfactantes se dispersan satisfactoriamente en sus fluidos acarreadores.

Ser compatibles con la salmuera o los fluidos de la formación. Algunos surfactantes aniónicos y catiónicos, pueden ser "extraídos" de la solución por elevadas concentraciones de sal, pero generalmente son más solubles que los surfactantes no iónicos, a altas temperaturas.

La tabla 6-2 muestra datos comparativos de algunos surfactantes comercialmente disponibles, los cuales se utilizan frecuentemente en tratamientos a los pozos.

6.6 ESTIMULACION DE POZOS CON SURFACTANTES.

El propósito primordial de los surfactantes en la terminación, reparación y estimulación de pozos, debe ser el de prevenir el daño. El

TABLA 6-2

DATOS COMPARATIVOS DE ALGUNOS SURFACTANTES COMERCIALMENTE DISPONIBLES

Propiedad	Exxon	Dowell		Halliburton	
	Corexit 7652	F-75-A	F-75-N	TRI-S*	Morflo II
Naturaleza Iónica	Niónico & Aniónico	Niónico & Aniónico	Niónico	Aniónico	Aniónico
Densidad relativa	1.0321	0.960	0.920	0.948	1.058
Punto de inflamación, F	121	70	69	182	70
Tensión interfacial					
Agua/0% Surfactante	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
Agua/0.01% Surfactante	18.1	17.0	-	1	8.4
Agua/0.1% Surfactante	-	3.0	10:1	1	1
Agua/0.2% Surfactante	-	1.3	8.2	-	-
Soluble en:					
Alcohol isopropílico	Si	Si	Si	No	No
Aromáticos	Si	Si	Si	No	No
Aceite Diesel	Si	No	No	No	No
Kerosina	Si	No	No	No	No
Aceite Crudo	Si	No	No	No	No
Agua	No	Si	Si	Si	Si
Dispersable en:					
Aceite	No	No	No	Si	Si
Agua Salada	Si	No	Si	-	-
Agua fresca	Si	Si	Si	-	-
Mojabilidad de arena:					
Agua fresca	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
Agua/NaCl 50 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
75 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
100 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
150 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
200 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua
Mojabilidad de carbonatos:					
Agua fresca	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua
Agua /NaCl 50 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua
75 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua
100 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua
150 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua
200 000 ppm.	Mojada de agua	Mojada de agua	Mojada de agua	- - - - -	Mojada de agua

* Principal aplicación en la Adificación de Arenisca

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 tratamientos de estimulación con surfactante, tienden a interdigitarse 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 al área 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 mezclado y manejo apropiados.

Antes del tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y los disparos para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfaltenos, arena, limo y otros materiales. Puede ser aconsejable redisparar para propiciar la inyección del surfactante en todas las zonas.

La estimulación generalmente se lleva a cabo con una solución diluida de surfactante, usualmente 2 ó 3% en aceite filtrado o agua salada libre de productos químicos extraños.

Fluidos Empleados en los Tratamientos. - En los tratamientos de estimulación en que se utiliza aceite como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea aceite refinado tal como el aceite diesel, xileno, aromáticos pesados, kerosina o hidroformato para aviación, con 2 ó 3% de un surfactante miscible o dispersable en aceite.

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener materiales tales como inhibidores de corrosión, agentes deshidratantes y otros productos químicos extraños o sólidos en suspensión. Es difícil eliminar los sólidos suspendidos consistentes de asfalto, parafina o finos del aceite crudo. Los filtros Peco son los más eficientes filtros de aceite, empleados en operaciones

de campo.

Para los tratamientos de estimulación, usando agua como el fluido acreedor, se utiliza agua limpia con 2% de KCl o agua salada limpia con 2 a 3% de un surfactante miscible o dispersable en agua.

El volumen de tratamiento debe ser igual o mayor al volumen del fluido que dañó la formación. Sin embargo, a menudo se desconoce el volumen exacto de fluido perdido o inyectado a la formación. Un tratamiento promedio, diseñado para hacer contacto con un radio de tres a cinco pies de la pared del pozo, es de más o menos 100 galones de la solución de surfactante al 2,6 3%, por pie de intervalo tratado; los tratamientos promedio con surfactantes pueden ser de 4 000 a 5 000 galones de una solución al 2%.

Colocación del Fluido. El tratamiento con surfactante debe planearse para asegurar la inyección dentro de todas las zonas permeables abiertas en la pared del pozo. En zonas extensas, deben emplearse técnicas de aislamiento para asegurar que el intervalo tratado no exceda de 50 pies.

Un lavador de disparos, del tipo de horquilla, puede ayudar a dirigir el surfactante dentro de todos los intervalos abiertos. En ocasiones es conveniente inyectar un bache inicial de solvente para reducir la producción de agua posterior al tratamiento con surfactante.

Después de la inyección, forzada del surfactante, a la formación, a una presión menor de la de fractura, el pozo debe cerrarse durante 24 horas, para asegurar una respuesta apropiada a la acción de superficie.

Incremento en la Eficiencia del Bombeo Mecánico. Los investigadores de la compañía Chevron reportaron el éxito del empleo de surfactantes para invertir, en el fondo del agujero, una emulsión de agua en aceite a una emulsión de aceite en agua, para mejorar la producción de los pozos productores de una emulsión muy viscosa de un crudo asfáltico.

En un campo se estaba produciendo un crudo asfáltico de 11° API, como una emulsión de agua en aceite, con una viscosidad de 30 000 a 40 000 cp a 80°F. Después de invertir la emulsión en el fondo del agujero, a una de aceite en agua, la viscosidad de la emulsión producida en la superficie fue de 5 cp.

En un grupo de tres pozos, la producción se incrementó en un 34% debido a la reducción de la viscosidad del rango de 30 000 cp a 5 cp, eliminándose el problema de la rotura de la varilla en pozos con bombeo mecánico. El costo de surfactante fue de 12 centavos por barril de aceite adicional producido. Sin embargo, el

costo de la energía eléctrica para bombear la emulsión menos viscosa se redujo a una cantidad equivalente al costo del surfactante.

Prevención del daño a los pozos. - El mejor método para controlar el daño en los pozos, ocasionado por bloqueos de agua o emulsión y mojado de aceite, es prevenir el daño.

La adición de 0.1 a 0.2% en volumen de un surfactante correctamente seleccionado, al agua o aceite empleado para controlar un pozo, repararlo o darle mantenimiento, generalmente evitará el daño, debido a cambios interfaciales, a un bajo costo. Este tipo de tratamiento ha reducido el tiempo de sondeo a dos terceras partes en un área importante, donde se perdieron de 300 a 500 barriles de agua o aceite, por reparación. Debe ser una práctica estándar el empleo de surfactantes en todos los tratamientos con ácido o fracturamientos.

Parece que los surfactantes son utilizados en muy pocos trabajos de terminación, reparación y estimulación de pozos y probablemente, los surfactantes correctos son utilizados aún en un menor número de trabajos. Por ejemplo, en la acidificación de arenisca, normalmente se emplea un surfactante rompedor de emulsión. Sin embargo, a menudo se hace poco esfuerzo para asegurar que el rompedor de emulsión sea un surfactante que moje de agua.

Tal vez una mejor comprensión de la función de los surfactantes, por el personal de supervisión e ingeniería de campo, además de un mayor uso de procedimiento, revisado en 1977, del API-RP-42, - - - "Recommended Practice for Laboratory Testing of Surface Active - - - Agents for Well Stimulation", conducirá a un mayor y más eficiente uso de los surfactantes en las operaciones de campo.

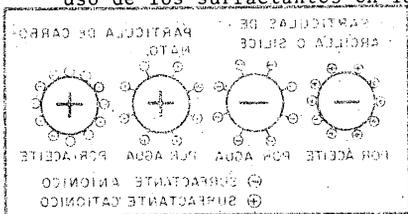


FIG. 8 - SURFACTANTE ANIONICO

FIG. 8 - ACCION MOUNTAINE NORMAL SURFACTANTES ANIONICOS Y CATIONICOS

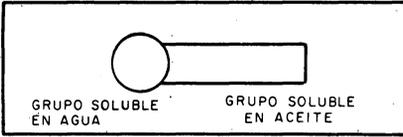


FIG. 6.1 - MOLECULA DE UN SURFACTANTE

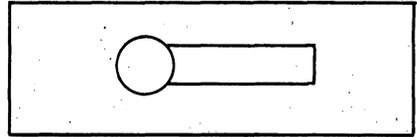


FIG. 6.4 - SURFACTANTE NOIONICO

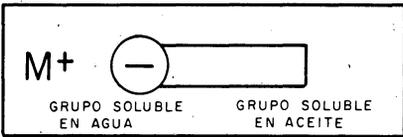


FIG. 6.2 - SURFACTANTE ANIONICO

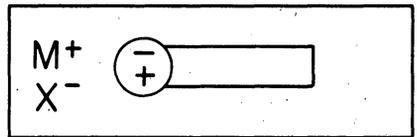


FIG. 6.5 - SURFACTANTE ANFOTERICO

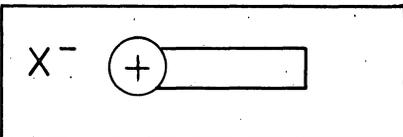


FIG. 6.3 - SURFACTANTE CATIONICO

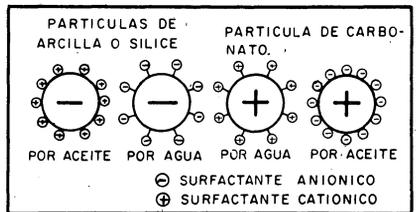


FIG. 6.6 - ACCION MOJANTE NORMAL SURFACTANTES ANIONICOS Y CATIONICOS.

C A P I T U L O 7

ACIDIFICACION A LA MATRIZ

7.1. ACIDIFICACION A LA MATRIZ DE 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 agujeros de gusano se favorece cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción.

La longitud de los agujeros de gusano, que puede alcanzar varios pies, se controla por el ritmo de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. La longitud de un agujero de gusano 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 disparado que se desea estimular mediante un tratamiento a la matriz.

7.2. ACIDIFICACION 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 agua congénita de la vecindad del pozo, minimizando el contac

to 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 de sodio o potasio. El ácido también reacciona con el CaCO_3 y otros materiales calcáreos, reduciendo o eliminando la reacción del 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 de la arena (silice) del 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, 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 formación de emulsiones.

7.3. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN A LA MATRIZ DE FORMACIONES ARENISCAS.

El procedimiento expuesto a continuación fué desarrollado por Williams y Whiteley (J. Eng. Ind., Feb. 1975 ASME).

(a) Determine el gasto de inyección máximo posible sin fracturar la formación. Durante el tratamiento no debe excederse este gasto y la presión superficial correspondiente. Si la inyección no es posible, pueden excederse inicialmente, pero deberán reducirse inmediatamente, manteniéndose abajo del máximo.

(b) Usando las figuras 7.1 a 7.4 obtenga el volumen de la solución HCl-HF requerido, para esto:

Divida el gasto máximo de inyección obtenido en el paso a, entre la longitud del intervalo disparado, para obtener el gasto de inyección específico en bl/min/pie.

Estime el radio de la zona dañada, a partir de las curvas de variación de presión. Si no se tienen datos, considere 3 pg.; para formaciones muy permeables suponga 6 pg.

Determine la temperatura de la formación, en ° F, al ser tratada.

Seleccione la figura apropiada y lea el volumen de ácido para los requerido. Si el ácido contiene más de 3% de HF, corrija el volumen leído multiplicándolo por la relación 3/concent. HF. Si el radio del pozo no es de 3 pg., calcule el volumen requerido con la ecuación siguiente:

$$V = V_o \frac{(r_w + \Delta r \text{ ácido})^2 - r_w^2}{(3 + \Delta r \text{ ácido})^2 - 9}$$

donde:

V_o - Volumen leído en las figuras para $r_w = 3$ pg.

r_w - Radio del pozo

Δr ácido - Longitud radial de la zona por estimular en pg.

(c) Especifique el tratamiento, indicando los volúmenes correspondientes, según se indica a continuación:

Inyección inicial (pretratamiento).- Inyecte 50 galones de HCl al 15% por cada pie de intervalo disparado. Este pretratamiento es para: a) remover la calcita en la vecindad del pozo, a fin de que no reaccione con el HF; evitar que se precipite en fluoruro de calcio, y b) formar una barrera entre el HF-HCl y la salmuera de la formación.

Tratamiento con el ácido para lodos.- Inyecte el volumen de ácido determinado en el paso b

Inyección final (postratamiento).- En pozos productores de aceite inyecte diesel, aromáticos pesados o HCl (3 al 10%). Según se indicó, la adición de un solvente mutuo mejora los resultados generalmente. Se usa un volumen igual al del tratamiento.

En pozos productores de gas o inyectores de agua el postratamiento es generalmente HCl (3-10%) con un solvente mutuo.

7.3.1. Ejemplo de diseño.- Se considerará el tratamiento de un pozo productor de gas, con:

Longitud de la zona dañada = 4 pg. (Se diseñará un tratamiento para una longitud de 6 pg.). Profundidad (D) = 5000 pies; longitud del intervalo disparado (h') = 10 pies; temperatura de la formación (T_r) = 150° F y $r_w = \frac{D}{2} = 3$ pg.

De acuerdo con el procedimiento indicado, se obtiene:

(a) De pruebas de inyectividad se ha obtenido i máx. = 0.8 - - bl/min. y p máx. = 650 lb/pg².

(b) Por lo tanto $i/h = 0.8/10 = 0.08$ bl/min. x pie (en la práctica se prefiere usar el 90% de este gasto) 0.072.

De la figura 7.2, con 6 pg. $i/h = 0.072$, se obtiene un volumen 220 gal/pie, por lo tanto el volumen total será de:

$$220 \times 10 = 2200 \text{ galones}$$

(c) El tratamiento, por lo tanto, consistirá en:

Pretratamiento: 500 galones de HCL al 15%

Tratamiento: 2200 galones de ácido para lodos con alcohol - - (12% HCL 3% HF y metanol 15%)

Postratamiento: 2200 galones de HCL al 3% con 15% de metanol, - desplazados con nitrógeno.

Desplace los fluídos en la secuencia indicada, con una presión en la superficie 650 lb/pg². Suspnda el desplazamiento cuando el nitrógeno alcance la parte superior del intervalo.

7.4. ERRORES COMUNES EN LOS TRATAMIENTOS CON ACIDO A LA - - MATRIZ

Generalmente los tratamientos con ácido proporcionan buenos -- resultados; sin embargo cuando este no sucede la causa puede - atribuirse a alguno de los factores siguientes:

(a) Uso de ácidos que no contienen fluoruro de hidrógeno (HF). Las formaciones que contienen altas concentraciones de arcil--llas normalmente se deben de estimular con mezclas de ácidos - que contienen HF.

(b) Omisión del pretratamiento con HCL.- El pretratamiento - - elimina que el ácido para lodos se mezcle con el agua salada - de la formación. Esta mezcla es perjudicial porque conduce a - la formación de sales insolubles (fluosilicatos).

(c) Volumen de ácido para lodos inadecuados.- Algunos tratamientos se efectúan usando 10 galones de ácido por pie de formación. Aunque estos tratamientos pueden ocasionalmente ser efectivo, cuando la zona dañada es extremadamente somera o está confinada a las perforaciones, se obtienen mayores relaciones de éxito, empleando por lo menos 125 galones por pie. En formaciones altamente permeables, extremadamente arcillosas o muy dañadas, se requieren volúmenes mayores.

(d) Omisión de la limpieza inmediata.- Los productos indeseables se formarán si el ácido para lodos permanece en la formación durante mucho tiempo. Tan pronto como sea posible el pozo debe de producirse al terminar el tratamiento.

(e) Empleo o uso de aceite diesel en pozos productores de gas o pozos inyectoros de agua.- La inyección de diesel como fluido de postratamiento reducirá en estos casos la permeabilidad efectiva de la formación al gas o al agua. Esto prolonga el tiempo de limpieza y en algunos casos se reduce permanentemente la productividad o inyectividad del pozo.

(f) Fracturamiento de la formación durante el tratamiento. -- El ácido para lodos es incapaz de grabar suficientemente la formación para proporcionar fracturas conductivas. Si para lograr la admisión de fluidos se excede la presión máxima, la presión de inyección deberá reducirse abajo de la presión máxima tan pronto como se establezca la inyección.

(g) No usar solventes mutuos en los tratamientos con ácido para lodos.- El empleo de un solvente mutuo (metanol, isopropanol, etilenglicol monobutil éter) generalmente mejora la frecuencia del éxito de los tratamientos. Antes de utilizar estos productos o cualquier otro aditivo deben de probarse en el laboratorio, para asegurar su compatibilidad con otros aditivos, con los fluidos de la formación y con la formación.

(h) Tratamiento de formaciones no dañadas.- Si un pozo con baja productividad no está dañado, un tratamiento con ácido para lodos no incrementará la productividad y si es realizado inapropiadamente puede reducirla.

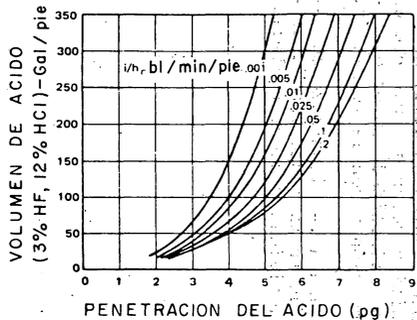


FIG. 7.1 - PENETRACION DEL ACIDO ACTIVO PARA $Tr = 100^\circ F$ y $r_w = 3$ pg

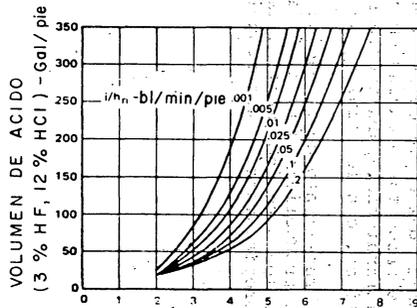


FIG. 7.2 - PENETRACION $Tr = 150^\circ F$, $r_w = 3$ pg

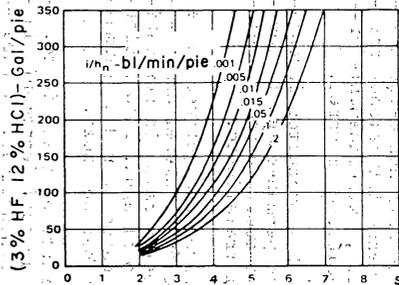


FIG. 7.3 - PENETRACION $Tr = 200^\circ F$, $r_w = 3$ pg

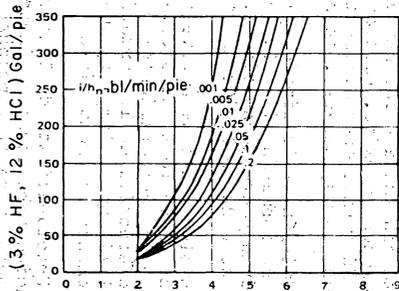


FIG. 7.4 - PENETRACION $Tr = 250^\circ F$, $r_w = 3$ pg

CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

8.1. INTRODUCCION.

Se han escrito muchos artículos técnicos sobre el mecanismo de fracturamiento de las rocas al estar sometidas a la presión interna por un fluido. Howard y Fast (S.P.E. Monografía Vol. 2, 1970) 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 la roca es fracturada al aplicarle presión hidráulica. En relación al cálculo de la geometría de la fractura, existen también múltiples procedimientos y controversia sobre su validez. (Véase artículo de Daneshy, J. B. T., enero, 1973). En estos apuntes se presentan los métodos más aceptados para predecir y optimizar un tratamiento de estimulación por fracturamiento.

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 realización 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.

8.2. PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA.

8.2.1. 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.

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG (lb/pg ² x 10 ⁶) R A N G O	VALOR PROMEDIO
Caliza y dolomía dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.5	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.0	3.00
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.5	1.00

8.2.2. 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:

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

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 horizontal y vertical.

$$\gamma = \frac{E_h}{E_v}$$

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

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

8.2.3. Permeabilidad y porosidad bajo esfuerzo.- Generalmente estas propiedades se determinan en núcleos a la presión atmosférica.

Los valores medidos 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.

8.3 MECANISMO DEL FRACTURAMIENTO

Mecanismo del Fracturamiento.- Hubbert y Willis demostraron (Trans. AIME-1957) que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede 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 esfuerzos del cual han sido derivados (figura 8.1).

Como la formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzos 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.

Si en estas condiciones se aplica localmente presión dentro de la roca, y se incrementa dicha presión, los esfuerzos en la matriz se reducirán igualmente en sus tres direcciones principales. A medida que se reducen estos esfuerzos, el esfuerzo principal menor alcanzará un valor igual a cero y un incremento adicional en la presión interna provocará el tensionamiento de la roca en esa dirección. Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, ésta se partirá a lo largo de el plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal. La presión requerida para propagar la fractura será igual a la requerida para iniciarla, si se usa un fluido penetrante. Sin embargo, cuando el fluido usado es no-penetrante (debido a sus propiedades de pérdida de filtrado a la existencia de una zona dañada en la vecindad del pozo), se requerirá una presión adicional para iniciar la fractura como sucede cuando se perfora un pozo con lodo. En este caso existe interés en predecir la presión máxima que soportará la formación sin fracturarse, para no perder la circulación. La predicción del gradiente de fractura corresponde a la predicción requerida para iniciar la fractura. En los tratamientos de estimulación por fracturamiento la presión que interesa es la requerida para propagar la fractura, presión que generalmente es menor que la anterior.

No existe aún un procedimiento preciso para predecir la presión de iniciación de una fractura cuando se tiene una tubería de revesti-

miento cementada y perforada con disparos. Si estas perforaciones están taponadas, se tendrá una gran resistencia para iniciar la fractura.

La figura 8.2 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.

$$P_{tw} = P_{ts} + \Delta P_s - \Delta P_f - \Delta P_p = P_{ts} + \Delta P_s - (\Delta P_f + \Delta P_p) \quad (1)$$

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.

ΔP_s .- Carga hidrostática.

P_c .- Presión de confinamiento.

P_r .- Presión del yacimiento.

Al suspender el bombeo ($i = 0$):

$$P_{ts} = P_i \text{ y } \Delta P_f \text{ y } \Delta P_p = 0$$

Sustituyendo en (1)

$$P_{tw} = P_i + \Delta P_s \quad (2)$$

De la figura 8.2 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:

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

Donde:

P_r .- Presión en el fondo del pozo.

8.4. INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD.

La figura 8.3 muestra el incremento en la productividad que puede obtenerse con una fractura vertical. Esta figura, derivada por McGuire y Sikora, (J. P. T. Oct. 1960), muestra que el incremento en la productividad depende principalmente de la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. Se observa también que la longitud de la fractura tiene poco efecto cuando la conductividad de la fractura es baja. Sin embargo cuando puede obtenerse un contraste substancial en las permeabilidades, la longitud de la fractura es muy importante. En la figura 8.3 se considera que la altura de la fractura es igual a la del yacimiento. Tinsley (J. P. T. Mayo 1969), obtuvo en forma similar un juego de gráficas aplicables cuando la altura de la fractura no abarca el espesor total del yacimiento.

8.5. 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 que 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 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 la 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 velocidad del fluido, y la longitud y amplitud de la fractura.

Para calcular la geometría de la fractura, las ecuaciones correspondientes (detalles en el artículo: "Diseño Optimo de un Fracturamiento Hidráulico")* se resuelven simultáneamente, usando soluciones analíticas.

A continuación se indica el procedimiento de cálculo desarrollado por Geertsma y Klerk, que permite predecir con precisión razonable la geometría de la fractura sin utilizar una computadora. Este procedimiento fué presentado en la revista (J. P. T. diciembre de 1969).

Geertsman y Klerk resolvieron simultáneamente las ecuaciones que relacionan:

(a) La relación de la amplitud de la fractura y la longitud de sus alas.

(b) La longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. Para simplificar la solución de estas ecuaciones, los resultados fueron combinados y presentados en forma gráfica, como se muestra en la figura 8.4. Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura, K_u , con tres parámetros adimensionales, que están definidos en las ecuaciones siguientes:

$$K_L = \frac{CLh}{i\sqrt{t}} \quad (8.1)$$

* Capítulo 10

$$K_u = \frac{C \sqrt{t}}{W_w} \quad (8.2)$$

$$K_s = \frac{C \sqrt{t}}{V_{spt}} \quad (8.3)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \quad (8.4)$$

Los siguientes términos corresponden a dichos grupos adimensionales:

C = Coeficiente total de pérdida de fluido.

E = Módulo de Young de la roca.

h = Altura de la fractura.

i = Gasto de inyección.

t = Tiempo total de inyección.

V_{spt} = Volumen de fluido perdido rápidamente, por unidad de área, cuando se crea una nueva área en la fractura.

W_w = Amplitud de la fractura en el pozo.

μ = Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo:

Las variables y los datos de la formación son:

Propiedad de la formación: Altura vertical de la fractura = 50 pies.

Módulo de Young = 6.45×10^6 lb /pg².

Parámetros del tratamiento:

Gasto = 10 bl /min.

Viscosidad del fluido = 60 cp.

Pérdida de fluido inicial = .000935 pies³/pie².

Coeficiente de pérdida de fluido = .002 pies/min^{1/2}.

Cálculo de los grupos adimensionales (deben usarse unidades consistentes).

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

$$= 2.14 \sqrt{t} \quad (8.5)$$

$$\frac{i}{h} = \frac{10 \text{ bl}/\text{min}}{50 \text{ pies}} \times \frac{5.615 \text{ pies}^3}{\text{bl.}} = 1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} \quad (8.6)$$

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

$$\mu = 2.42 \frac{\text{lbm}}{\text{min-pie}} \quad (8.7)$$

$$E = 6.45 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \times 4.63 \times 10^3 \frac{\text{lbm}}{\text{pies}^{-\text{lb/pg}^2} \text{ seg}^2}$$

$$\times (60)^2 \frac{\text{seg}^2}{\text{min}^2}$$

$$E = 1.08 \times 10^{14} \frac{\text{lbm}}{\text{pies-min}^2} \quad (8.8)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left[1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} \times \left(\frac{1}{0.002 \text{ pie}/\text{min}^{1/2}} \right)^2 \right]^3 \times$$

$$\left[\frac{2.42 \text{ lbm-pie-min}^2}{\text{min-pie} \times 1.08 \times 10^{14} \text{ lbm t}} \right]$$

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

$$= \frac{1.08 \times 10^4}{t} \quad (8.9)$$

Donde t está ahora en minutos

Rearreglando las ecuaciones 8.1 y 8.2 la longitud de la fractura y su amplitud pueden relacionarse con K_L y K_u , mediante las ecuaciones 8.10 y 8.11.

$$L = K_L \frac{i\sqrt{t}}{hC}$$

$$= 1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} \times \frac{1}{0.002 \text{ pie/min}^{0.5}} K_L \sqrt{t}$$

$$L = 560 K_L \sqrt{t}, \text{ pies} \quad (8.10)$$

$$w_w = \frac{c \sqrt{t}}{K_u}$$

$$w_w = 12 \text{ pg/pie} (0.002 \text{ pie/min}^{0.5}) \frac{\sqrt{t}}{K_u}$$

$$w_w = \frac{0.024 \sqrt{t}}{K_u}, \text{ pg} \quad (8.11)$$

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

(a) Substituyendo el tiempo de interés, en las ecuaciones 8.5 y 8.9; (b) entrando en la figura 8.4 con los valores calculados de K_u y K_L ; (c) leyendo valores de K_u y K_L ; (d) calculando la amplitud y nL ; la longitud de la fractura con las ecuaciones 8.10 y 8.11. Estos cálculos se resumen en la tabla 8.1, para tiempos de 15, 30, 45 y 60 minutos. Los valores calculados de la amplitud y la longitud de la fractura pueden graficarse contra el tiempo, en un papel doble logarítmico, para obtener la predicción continua de la geometría de la fractura.

8.6. COEFICIENTE DE PERDIDA DE FILTRADO.

Como las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se reflejan sólo a través del coeficiente de pérdida de filtrado, debe de establecerse 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 fluidos 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 mecanismos 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 (C_1 y C_2) puede calcularse a partir de las propiedades del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante, usando fórmulas ya conocidas. El tercer coeficiente debe determinarse experimentalmente, ya que su valor depende de los aditivos de pérdida de fluido utilizados. Los valores de C_1 y C_2 pueden determinarse mediante las ecuaciones siguientes:

$$C_1 = .0469 \left(\frac{K \Delta P \phi}{\mu_f} \right)^{1/2}$$

$$C_2 = .0374 \Delta P \left(\frac{K \phi C_e}{\mu_r} \right)^{1/2}$$

Donde,

- K = Permeabilidad en darcies
- ΔP = Presión diferencial en la fractura y el yacimiento en lb/pg²
- ϕ = Porosidad en fracción
- μ_f = Viscosidad del fluido fracturante en cp.
- μ_r = Viscosidad del fluido del yacimiento en cp.
- C_e = Compresibilidad del fluido del yacimiento, en --pg²/lb.

El valor de C_3 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 valor de C_3 . Si la recta se --extrapola hacia atrás, su ordenada al origen es la pérdida inicial del fluido. Las unidades generalmente usadas para C_1 , C_2 y C_3 son pies/ \sqrt{t} . Este coeficiente puede determinarse usando un --papel filtro o, preferentemente, un núcleo de la formación.

El coeficiente de pérdida de fluido que controla el filtrado del fluido fracturante a la formación es realmente una combinación --de los tres mecanismos que actúan para evitar la pérdida de fluido. El coeficiente total debe obtenerse usando la ecuación si---guiente:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3}$$

En el capítulo 10 se explica con mayor detalle la forma de --
 calcular el valor de C.

TABLA 8.1 PREDICCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

Tiempo (min)	Ks	KnL	KL	Ku	L (pies)	W _w (pg)	\bar{W} (pg)
15	8.29	720	0.108	0.58	235	0.16	0.13
30	11.72	360	0.116	0.70	357	0.19	0.15
45	14.35	240	0.120	0.75	453	0.21	0.17
60	16.58	180	0.123	0.81	536	0.23	0.18

Donde el valor de la amplitud promedio de la fractura -
 (\bar{W}), se obtiene con la ecuación:

$$\bar{W} = \frac{\pi W_w}{4}$$

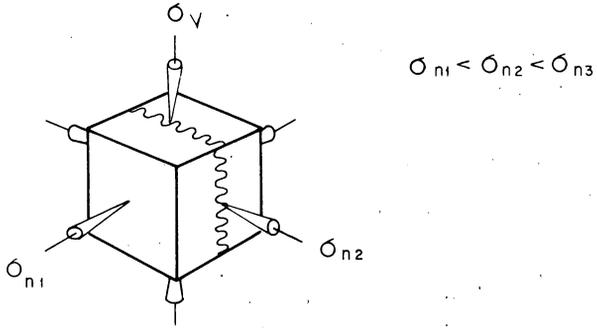


FIG. 8.1.- ESFUERZOS TRIAXIALES SOBRE LA ROCA

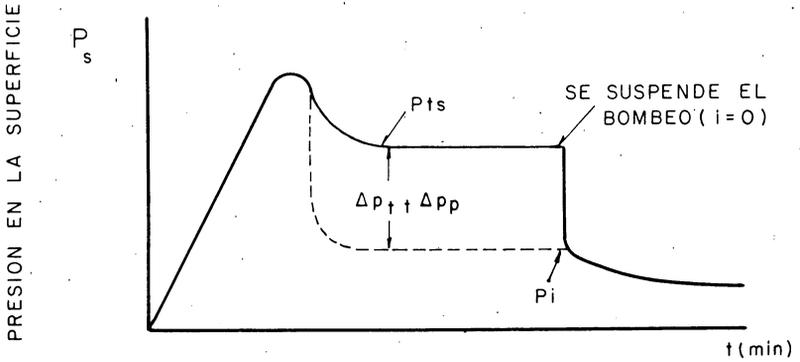


FIG. 8.2 - GRAFICA DE PRESION VS TIEMPO TIPICA DE UN FRACTURAMIENTO.

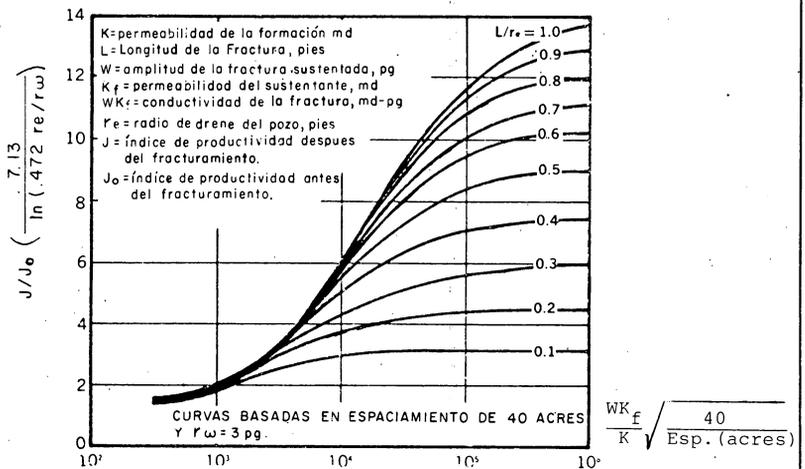


FIG. 8.3—RELACION DE ESTIMULACION PARA FRACTURAS VERTICALES

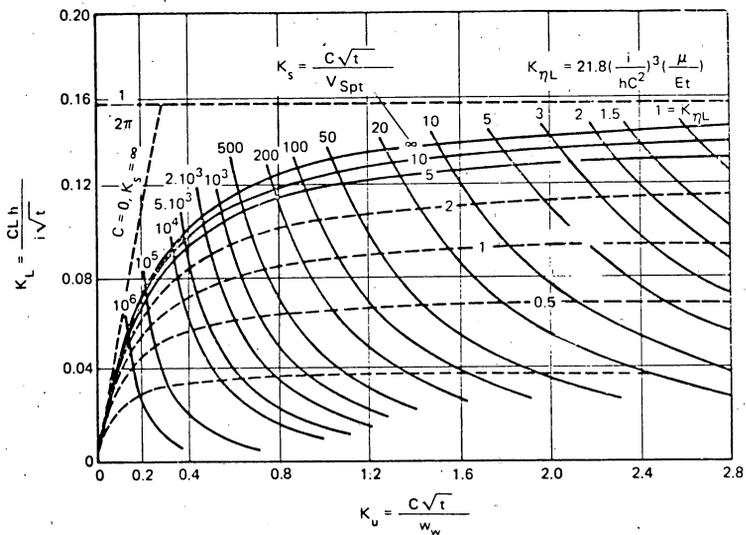


FIG. 8.4—RELACIONES ADIMENSIONALES PARA FRATURAS VERTICALES.

C A P I T U L O 9

DISEÑO DE TRATAMIENTOS POR FRACTURAMIENTO CON ACIDO

9.1. INTRODUCCION.

Para diseñar un tratamiento de fracturamiento con ácido es necesario: a) definir la geometría de la fractura; b) calcular la temperatura del fluido; c) determinar la penetración del ácido en la fractura a las condiciones obtenidas en los pasos (a) y (b); y d) calcular el incremento en la productividad originado por la reacción del ácido con las paredes de la fractura. Los procedimientos para obtener la geometría de la fractura y el incremento en la productividad del pozo, son comunes al fracturamiento con sustentante o con ácido y han sido tratados en el capítulo anterior. En este capítulo se verán solamente los temas de interés para complementar los cálculos relativos al diseño de un fracturamiento con ácido.

9.2. TEMPERATURA DEL FLUIDO EN LA FRACTURA.

La temperatura del fluido fracturante dentro de la fractura, durante el tratamiento, es mucho menor que la temperatura natural del yacimiento. Por esta razón las fracturas son de mayor amplitud de lo esperado. Los ritmos de reacción del ácido son menores de lo que se había pensado, especialmente cuando se inyecta un bache de fluido antes del ácido, lo cual ayuda a obtener una penetración mayor del ácido.

Para calcular la temperatura del fluido en la fractura, es necesario primero determinar la temperatura correspondiente en el fondo del pozo. El procedimiento desarrollado por el profesor Romero Juárez (J. P. T. junio 1979) es adecuado y se recomienda por su sencillez y precisión.

La distribución de la temperatura en la fractura puede obtenerse por el método propuesto por Wheeler (SPE No. 2494, Marzo 1969).

9.3. PENETRACION DEL ACIDO EN LA FRACTURA.

Existen varios modelos, experimentales y teóricos, para predecir la distancia que el ácido activo penetra en una fractura inducida hidráulicamente. El modelo formulado por Nierode y Williams es uno de los más representativos del proceso por lo que se detallará a continuación.

La solución se presenta graficamente en la figura 9.1, que permite obtener la posición adimensional que un nivel dado de concentración relativa, C/Co, alcanza en función del número de Peclet. Con excepción del coeficiente efectivo de difusión, De, los demás parámetros se pueden obtener de las características de la formación o de las dimensiones de la fractura. Los grupos adimensionales que intervienen en la correlación son:

$$N_{Re}^* = \text{Número de Reynolds para la pérdida de fluido} \\ (2 \bar{w} \bar{v}_N \rho / \mu).$$

$$N_{Re} = \text{Número de Reynolds para el flujo a lo largo de la fractura} \\ (2 \bar{w} \bar{v}_A \rho / \mu).$$

$$N_{Pe} = \text{Número de Peclet para la pérdida de fluido} (\bar{w} \bar{v}_N / 2 De).$$

Donde:

$$\bar{w} = \text{Amplitud promedio de la fractura (pies).}$$

$$\bar{v}_N = \text{Velocidad promedio de pérdida de fluido (pies/min)}$$

$$\bar{v}_A = \text{Velocidad axial promedio (pies/min).}$$

$$\mu = \text{Viscosidad del fluido (lb/pie-min.).}$$

$$\rho = \text{Densidad del fluido (lb/pie}^3\text{).}$$

$$De = \text{Coeficiente efectivo de difusión (pies-min).}$$

De, es un parámetro ajustable cuyo valor debe obtenerse experimentalmente, simulando las condiciones de reacción que se tendrán en la formación. Para obtener valores precisos de De, Mierode y Williams (J. Cdn. Pet. Tech. Oct.-Dic. 1972), construyeron un equipo de laboratorio para medir la velocidad de reacción del ácido fluuyendo entre las paredes paralelas de roca de la formación. El equipo se ajustó para reproducir las condiciones de presión, temperatura y pérdida de fluido. Posteriormente Roberts y Guin (S. P. E. J. Agosto 1975) realizaron pruebas similares, obteniendo los resultados mostrados en la figura 9.2, que permiten estimar la penetración del ácido en calizas.

9.4. CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ACIDIFICADA.

La conductividad de una fractura originada por la reacción de un ácido es probablemente imposible de predecir, debido a que es una función que depende de las heterogeneidades presentes en la roca, su resistencia, el volumen de roca disuelto y su distribución, etc.

La conductividad puede estimarse suponiendo que las paredes de la fractura se disuelven uniformemente, proporcionando un canal abierto con amplitud W_a , definido por:

$$W_a = \frac{X_{it}}{2 \times Lh (1-\phi)} \quad (9.1)$$

En esta ecuación X es el poder de disolución del ácido, cuyos valores se muestran en la tabla 9.1, y xL es la penetración del ácido activo. La conductividad de la fractura es:

$$WK = 9.36 \times 10^{13} \left(\frac{W_a}{12} \right)^3 \quad (9.2)$$

Donde W_a está en pg. y WK en md-pg.

Por la dificultad en predecir la conductividad, se ha tratado de medirla, usando núcleos de la formación que se montan en un equipo de laboratorio. Se inyecta ácido a través de un agujero situado en el centro del núcleo, para que fluya radialmente entre el núcleo y una placa de acero. Después de un tiempo de reacción dado, a la temperatura del yacimiento, el núcleo se presiona, contra la placa de acero, con una prensa acoplada al equipo. La conductividad de la fractura, a la presión de confinamiento, se obtiene inyectando agua dentro de la fractura, midiendo la caída de presión y calculando la capacidad de flujo con la ecuación de Darcy. Estas pruebas no proporcionan resultados precisos, debido a que la velocidad cambia al moverse radialmente el ácido sobre el núcleo.

La conductividad de la fractura puede estimarse aplicando el procedimiento propuesto por Nierode y Kruk (S. P. E. No. 4549, 1973). Estos autores relacionaron la conductividad ideal (ec. 9.2), con la presión de confinamiento, P_c , y la resistencia de la roca al in-crustamiento, S^* , como se indica a continuación:

$$WK_f = C_1 \exp(-C_2 P_c) \quad (9.3)$$

Donde:

$$C_1 = .265 (WK)^{.822} \quad (9.4)$$

$$C_2 = (3.8 - .28 \ln S) \times 10^{-3} \quad (9.5)$$

* S es la fuerza, requerida para que una bola de acero penetre la superficie de la roca, una distancia igual al radio de la bola, dividida entre el área proyectada de dicha bola.

T A B L A 9.1

PODER DE DISOLUCION DE CALIZA, X (pies³/pie³)

ACIDOS	5	CONCENTRACIÓN (%)		
		10	15	30
HCL	.026	.053	.082	.175
HCOOH	.020	.041	.062	.129
CH ₃ COOH	.016	.031	.047	.096

9.5 EJEMPLO DE DISEÑO.

A continuación se presenta un ejemplo de diseño en el que se aplica el procedimiento descrito a un pozo seleccionado. Generalmente el tratamiento se especifica después de analizar varios diseños posibles, estimar el incremento en la productividad y el rendimiento económico correspondientes.

La selección del pozo es muy importante. Generalmente se escoge el pozo que proporcionará el mayor incremento en la productividad con el mínimo riesgo. Por esta razón debe de realizarse previamente un estudio que incluya pruebas a los pozos para establecer un orden jerárquico de estimulación. Esta lista de posibles condiciones debe analizarse para determinar los problemas de producción posibles. Por ejemplo, la existencia de tuberías de producción o de revestimiento viejas, cementaciones y defectos entre la zona por estimular y un acuífero adyacente, etc. Los pozos con alta probabilidad de originar problemas deben descartarse o diferir su estimulación.

El diseño comprende los siguientes pasos:

- (a) La determinación de las propiedades de la roca y sus fluidos.
- (b) La selección de parámetros valiables, incluyendo el fluido fracturante a usarse como bache inicial, el ritmo de inyección, etc.
- (c) La predicción de la geometría de la fractura y la penetración del ácido activo.
- (d) La estimación de la conductividad de la fractura.
- (e) La selección del tratamiento más económico.

9.5.1. Cálculo de la geometría de la fractura y de la penetración del ácido.- Los pasos siguientes permiten predecir las dimensiones de la fractura creada y la distancia que el ácido penetrará a lo largo de la fractura.

(a) Calcule la temperatura frente a las perforaciones al final y a la mitad de la inyección del bache inicial. Para predecir la geometría de la fractura se usa la temperatura correspondiente a la inyección de la mitad del bache inicial. La temperatura del fluido después de inyectar este bache, se usa como la temperatura del ácido que entra a la fractura. En el ejemplo que se presenta a continuación estas temperaturas se proporcionan como datos.

(b) Calcule la geometría de la fractura creada por la inyección del bache inicial, usando el procedimiento descrito anteriormente.

(c) Calcule la distancia que el ácido penetra a lo largo de la fractura. Estos cálculos deben hacerse para diferentes volúmenes de fluidos, a fin de determinar el diseño que maximice las utilidades.

Para ilustrar el procedimiento se supondrá un pozo terminado en una formación caliza a 7,500 pies de profundidad. La permeabilidad de la formación es de 0.5 md, su porosidad de 0.10; su módulo de Young 6.45×10^6 lb/pg², la relación de Poisson es de 0.25. Las propiedades de los fluidos de la formación son: Viscosidad 0.5 cp, densidad 52 lb/pie³, compresibilidad .0001 pg²/lb. La presión estática del pozo es de 2,500 lb/pg²; el espaciamento entre pozos es de 40 acres; el radio del pozo es de .5 pies; la resistencia de la roca al incrustamiento, determinada experimentalmente, es de 50,000 lb/pg²; la presión del confinamiento o esfuerzo de cierre de la fractura es de 3,750 lb/pg². Las propiedades de los fluidos fracturantes se resumen en la tabla 9.2.

Predicción de la temperatura de inyección en el fondo del pozo.- En este ejemplo no se presenta el cálculo detallado de la temperatura en el fondo del pozo. Se supondrá igual a 150° F después de inyectar 5,000 galones de fluido.

Predicción de la geometría de la fractura durante la inyección.- El método para calcular la geometría dinámica de la fractura fue presentado en el capítulo 8. Los resultados se resumen en la tabla 9.3.

Predicción de la penetración del ácido activo.- Los resultados de cada paso seguido para calcular la penetración del ácido activo (definido como el punto a lo largo de la fractura donde $C/Co = .1$) se muestran en la tabla 9.4, para HCL al 15% inyectado a 10 bl/min para diferentes volúmenes del bache inicial. Estos cálculos comprenden los siguientes pasos:

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

$$\bar{v}_N = \frac{\pi C}{2 \sqrt{t}} \quad (\text{pies/min}) \quad (9.6)$$

En este procedimiento se supone que el coeficiente de pérdida de filtrado para el ácido es igual que el del fluido inyectado inicialmente, o sea .002 pies/min^{1/2} (para estimar la máxima penetración esperada del ácido). Del ácido gastado, su coeficiente de pérdida de fluido estimado es igual a .007. (para estimar la penetración del ácido si no se usara un aditivo de pérdida de fluido).

(b) Calcule el número de Reynolds para el flujo del ácido dentro de la fractura:

$$N_{Re} = \frac{2 \bar{v}_A \rho_w}{\mu} \quad (9.7)$$

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

$$\bar{v}_A = \frac{i}{2h_g \mu_w} \quad (9.8)$$

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

$$N_{Re} = \frac{\rho i}{\mu h_g} \quad (9.9)$$

Para este ejemplo el número de Reynolds es:

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

= 1,663.

(c) En la figura 9.2, lea el valor del coeficiente difusión efectivo para el número de Reynolds determinado en el paso anterior.

Para este ejemplo:

$$D_e = 2.8 \times 10^{-4} \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}}$$

ó,

$$D_e = 2.8 \times 10^{-4} \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}} \times \frac{\text{pies}^2}{(30.48 \text{ cm})^2} \times \frac{60 \text{ seg}}{\text{min}}$$

$$= 1.8 \times 10^{-5} \frac{\text{pies}^2}{\text{min}}$$

(d) Calcule el número de Peclet para la pérdida del fluido usando la siguiente ecuación:

$$N_{Pe}^* = \frac{\bar{w} \bar{V}_N}{2 D_e} \quad (9.10)$$

Los resultados de estos cálculos se muestran en la tabla 9.4. Para $t = 15$ min, este valor se calcula de la siguiente manera:

$$N_{Pe}^* = \frac{(0.13 \text{ pg./12 } \frac{\text{pg}}{\text{pie}}) (0.00081 \text{ pies/min})}{2 (1.8 \times 10^{-5} \text{ pies}^2/\text{min})}$$

$$= 0.24$$

(e) En la figura 9.1 lea los valores de la penetración adimensional del ácido. Los valores correspondientes están tabulados en la tabla 9.4. Para $t = 15$ min $L_{aD} = 0.27$.

(f) Calcule la penetración del ácido, xL , a partir de la distancia dimensional, usando la ecuación siguiente:

$$L_{aD} = \frac{2xL}{\bar{w}} \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \quad (9.11)$$

Despejando xL :

$$xL = \frac{\bar{w} L_{aD}}{2} \frac{N_{Re}}{N_{Re}^*} \quad (9.12)$$

Antes de usar estos cálculos, es necesario obtener los valores de el número de Reynolds de pérdida de fluido, N_{Re}^* . O sea:

$$N_{Re}^* = \frac{2\bar{w}\bar{V}_N \rho}{\mu}$$

Los valores calculados se presentan en la tabla 9.4. Para $t = 15$ min:

$$N_{Re}^* = \frac{2 (0.13 \text{ pg./12 } \frac{\text{pg}}{\text{pies}}) (0.00081 \text{ pies/min}) (71.1 \text{ lb/pies}^3)}{17 \text{ cp} (0.04 \frac{\text{lb/pies-min}}{\text{cp}})}$$

$$= 0.018$$

La penetración del ácido puede calcularse usando la ecuación 9.12. Los valores calculados se muestran en la tabla 9.4. Para t=15 min.

$$xL = \frac{0.13 \text{ pg.} (0.27) (1,663)}{2 (12 \text{ pg./pie}) (0.018)} = 135 \text{ pies}$$

Los resultados de los cálculos de la penetración del ácido se resumen en la tabla 9.5.

Predicción de la conductividad de la fractura y el incremento en la productividad del pozo.- Los valores de los parámetros necesarios para calcular la conductividad se obtienen en la forma siguiente:

Penetración del ácido xL: de la tabla 9.5.

Poder de disolución del ácido, X₁₅: de la tabla 9.1.

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

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

El volumen mínimo de ácido, para t=15 min., en la tabla 9.6, se calculó de la siguiente manera:

$$V15\% = 3V_f = 3 \left[2(135 \text{ pies}) \frac{(50 \text{ pies}) (0.13 \text{ pg})}{12 \text{ pg./pies}} \right]$$

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

$$P_c = (0.7 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} \times 7,500 \text{ pies}) - 1,500 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_c = 3,750 \text{ lb/pg}^2$$

Paso A. Cálculo de la amplitud de la fractura, W_a, dada por la ecuación 9.1

$$W_a = \frac{X_{it}}{2xLh_g (1-\phi)} \quad (9.1)$$

Para el ejemplo de interés:

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

Los valores de it puede obtenerse de la columna 2 de la tabla 9.6,- Los de xL, de la columna 5 de la tabla 9.4. Para t= 15 mins., en la columna 3 de la tabla 9.6, el cálculo de W_a, da:

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

Paso B. La conductividad ideal, obtenida con la ecuación 9.2 es:

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

Paso C. Cálculo de los coeficientes C_1 y C_2 (ecuaciones 9.4 y 9.5):

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

$$= 4.8 \times 10^4$$

$$C_2 = (3.8 - 0.281 \ln (50,000)) \times 10^{-3}$$

$$= 0.77 \times 10^{-3}$$

Paso D. La conductividad de la fractura es, de acuerdo con la ecuación 9.3:

$$w_{k_f} = 4.8 \times 10^4 \exp \{-(0.77 \times 10^{-3})(3,750 \text{ psi})\},$$

$$w_{k_f} = 4.8 \times 10^4 (0.0557) = 2,700 \text{ md-pg.}$$

Los valores restantes se muestran en la tabla 9.6.

Paso E. Calcule la relación de conductividad de la fractura.

$$(w_{k_f} j h / k h_n) \sqrt{40/A}$$

$$\begin{aligned} \frac{w_{k_f} j h}{k h_n} \sqrt{40/A} &= \frac{2,700 \text{ md-pg}}{0.5 \text{ md}} \cdot \frac{50 \text{ pies}}{50 \text{ pies}} \cdot \sqrt{\frac{40 \text{ acres}}{40 \text{ acres}}} \\ &= 5,400 \text{ pg.} \end{aligned}$$

Paso F. Calcule la relación L/r_e . Para 40 acres de espaciamento, r_e es igual a 660 pies

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

Paso G. Lea la relación de estimulación en la figura 8.3

$J/J_0 = 3.2$, para espaciamiento de 40 acres

Si el espaciamiento no fuera de 40 acres el factor de escala $7.13/\ln(0.472 r_e/r_w)$ debe calcularse y dividirse entre el valor leído para la ordenada de la figura 8.3. En la tabla 9.8 se presentan los valores necesarios para otros espaciamientos en el pozo.

OBSERVACIONES

Cuando se diseñan tratamientos en los que se usará un ácido emulsificado, la viscosidad de la emulsión en la fractura debe de usarse para estimar la penetración del ácido. Esta viscosidad debe evaluarse a la temperatura y ritmo de corte esperado en la fractura. El ritmo de pérdida de fluido debe estimarse a partir de pruebas de pérdida de filtrado. En estas pruebas deben de simularse la temperatura y el proceso de reacción del ácido emulsificado. Las predicciones pueden ser erróneas si no se hacen las determinaciones mencionadas en forma apropiada.

En relación al cálculo del volumen mínimo de ácido recomendado, se advierte que el valor considerado (de 3 veces el volumen de la fractura, para HCl al 15%) está basado en la experiencia. Si se usa HCl al 28%, se recomienda considerar dicho volumen igual a 1.5 veces el volumen de la fractura. Esta recomendación se indica en el libro: "Acidizing Fundamentals": Williams, Gidley y Schechter. SPE, AIME. 1979 Pág. 63.

TABLA 9.2 CARACTERISTICAS DEL TRATAMIENTO

Fluido inicial:	
Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería de producción y a la presión superficial)	10 bl/min.
Temperatura a la cual el fluido entra a la fractura	150° F
Viscosidad promedio durante su flujo a lo largo de la fractura	60 cp
Concentración del aditivo para pérdida de fluido	20 lb/1,000 gal.
Características de pérdida de fluido:	
Pérdida inicial, V_{spt}	.007 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido	0.002 pies/min ^{1/2}
Acido:	
Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería de producción y la presión superficial límite)	10 bl/min
Viscosidad promedio alfluir a lo largo de la fractura	
(175° F, ácido parcialmente reaccionado)	
15% HCL (conteniendo 50 lb poliacrilamida /1,000 gal)	1.2 cp
Viscosidad del ácido reaccionado (200°F)	1.7 cp
Densidad del ácido	
15% HCL (conteniendo 50 lb poliacrilamida/1000 gal)	71.1 lb/pies ³
Características de pérdida de fluido:	
Pérdida inicial, V_{spt}	.007 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido, C (sin aditivo de pérdida de fluido)	0.007 pies/min ^{1/2}
C (con aditivo de pérdida de fluido)	0.002 pies/min ^{1/2}

TABLA 9.3 GEOMETRIA DE LA FRACTURA

Tiempo (minutos)	Volumen de Fluido Inyectado(bl)	Amplitud Promedio de la Fractura (pg)		Longitud* de la Fractura (pies)		Volumen de la Fractura ** (pies ³)	
		Fluido Bache	Acido	Fluido Bache	Acido	Fluido Bache	Acido
15	150	0.13	0.02	235	94	255	16
30	300	0.15	0.02	357	133	446	22
45	450	0.17	0.03	453	163	642	41
60	600	0.18	0.04	536	189	804	63

* Longitud de un ala de una fractura vertical-rectangular

** Volumen de ambas alas de la fractura

TABLA 9.4 RESUMEN DE CALCULO DE LA DISTANCIA DE LA PENETRACION DEL ACIDO ($C/C_0 = 0.1$)

Tiempo (Minutos)	Velocidad Promedio Pérdida de Fluido (pies/min)		Número de Peclet, N_{pe}	Penetración del Acido -- adimensional, L_{AD}			
	Mínima	Máxima		Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
15	0.00081	0.0028	0.24	0.13	0.27	0.13	
30	0.00057	0.0020	0.20	0.092	0.21	0.10	
45	0.00047	0.0016	0.18	0.11	0.19	0.12	
60	0.00041	0.0014	0.17	0.13	0.16	0.13	

Tiempo (Minutos)	Escurrencimiento -- Número de Reynolds N_{Re*}		Distancia de Penetración -- del Acido, xL (pies)	
	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
15	0.018	0.0098	135	18
30	0.015	0.0070	145	20
45	0.014	0.0084	160	30
60	0.012	0.0098	192	37

TABLA 9.5 RESUMEN DE LA PENETRACION CALCULADA DEL ACIDO ($C/C_0 = 0.1$)

Volumen inyectado (bi)	Longitud de la Fractura (pies)		Distancia de la --- Penetración del Acido (pies)	
	Fluido inicial	Acido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
150	235	94	135	18
300	357	133	145	20
450	453	163	160	30
600	536	189	192	37

TABLA 9.6 RESUMEN DEL CALCULO DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

(1)	(2)	(3)		(4)	
Volumen del Bache (bl)	Volumen Mín. del Acido, (pies ³)	Amplitud de la Fractura, W _a (pies)		Conductividad Ideal de la Fractura, Wk _{fi} (md-pg)	
		Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
150	438 (78.2bl)	.0030	0.022	2.5 x 10 ⁶	1.0 x 10 ⁹
300	544 (97.0bl)	.0034	0.025	3.7 x 10 ⁶	1.5 x 10 ⁹
450	680 (121.2bl)	.0039	0.021	5.6 x 10 ⁶	0.87x 10 ⁹
600	864 (154.0bl)	.0041	0.021	6.5 x 10 ⁶	0.87x 10 ⁹
	(5)			(6)	
	C ₁			Conductividad de la Fractura Wk (md-pg)	
Volumen del Bache (bl)	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido		Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
150	4.8 x 10 ⁴	6.6 x 10 ⁶		2,700	370,000
300	6.6 x 10 ⁴	9.2 x 10 ⁶		3,700	510,000
450	9.3 x 10 ⁴	5.9 x 10 ⁶		5,200	330,000
600	10.6 x 10 ⁴	5.9 x 10 ⁶		5,900	330,000

TABLA 9.7 RESUMEN DEL CALCULO DE LA RELACION DE ESTIMULACION

Volumen del Bache (bl)	Volumen de Acido (bl)	$\frac{Wk_f h_g}{kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}}$		xL/r_e		J/J_o	
		Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido	Pérdida Mín. de Fluido	Pérdida Máx. de Fluido
150	78	5,400	740,000	0.20	0.03	3.2	2.0
300	97	7,400	1,020,000	0.22	0.03	3.6	2.1
450	121	10,400	660,000	0.24	0.05	4.0	2.3
600	154	11,800	660,000	0.29	0.06	4.4	2.5

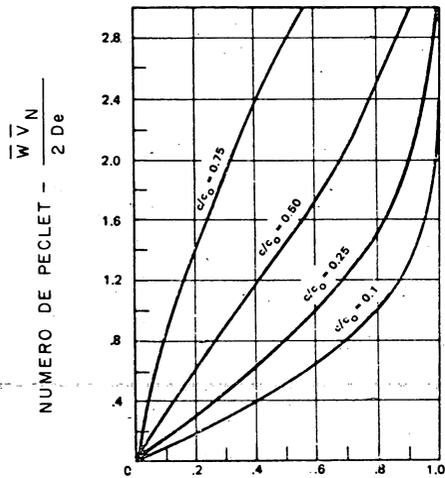


FIG. 9.1. - PENETRACION DEL ACIDO EN UNA FRACTURA (SPE.DIC. 1971)

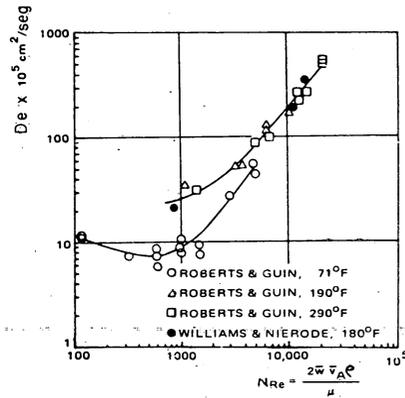


FIG. 9.2 - CORRELACION DEL COEFICIENTE EFECTIVO DE DIFUSION CON N_{Re}

CAPITULO 10

DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

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

En marzo de 1949 se practicó, en forma experimental, el primer fracturamiento hidráulico en una formación^{(1)*}. Desde entonces este procedimiento, producto de la investigación industrial, ha evolucionado hasta ser el método de estimulación de mayor aplicación en la industria petrolera⁽²⁾.

Se estima, en forma conservadora, que el 75 % de los pozos fracturados logran incrementar considerablemente su producción y sus reservas de hidrocarburos. De hecho muchos campos deben su existencia a este procedimiento:

El alto grado de desarrollo obtenido en la tecnología del -
fracturamiento hidráulico es el resultado de innumerables estudios, -
experimentales, teóricos y de campo, realizados sobre este proceso. El diseño de un fracturamiento ha evolucionado, desde simples reglas prácticas, hasta la formulación de modelos matemáticos que permiten -
predecir, con alto grado de confiabilidad, los resultados que pueden obtenerse al aplicar un tratamiento de este tipo.

Este trabajo presenta un procedimiento para obtener el diseño óptimo de un fracturamiento hidráulico, para el caso de fractura vertical. Los cálculos incorporados en el método de diseño y en la predicción de los resultados, son complejos, laboriosos y de tipo -

* Referencias al final.

iterativo. Debido a esto, se preparó un programa de cómputo en lenguaje Fortran IV para emplearse en una computadora digital. Las ventajas inherentes al método y programa de cómputo radican en la obtención de resultados confiables en un tiempo reducido, permitiendo efectuar el análisis de un gran número de alternativas de diseño, a fin de seleccionar la óptima desde el punto de vista económico. El número de alternativas de diseño que se analizan está limitado por las condiciones físicas del pozo, la formación y la disponibilidad de equipo y materiales.

MECANISMO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación - que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos. El procedimiento consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, denominado fluido fracturante, penetra a la formación, ampliando y - extendiendo la fractura.

La fractura se inicia y extiende en un plano normal a la - dirección del mínimo esfuerzo. Se ha comprobado, por medio de registros de temperatura y empaques de impresión, que las fracturas son generalmente verticales.

La geometría de la fractura queda definida por su altura - (H_f); su amplitud (W) y su radio de penetración (r_f). El corte transversal en la fractura es de apariencia elíptica, existiendo, para un radio de penetración dado, un valor máximo y un valor medio de la amplitud de la fractura. En la pared del pozo dicha amplitud tiene sus valores máximos, como se aprecia en la Fig. 1.

La consideración más importante en la selección de un fluido fracturante es su compatibilidad con la roca del yacimiento y sus fluidos. Si dicho fluido es incompatible puede dañar la formación y - fracasar la estimulación. Además el fluido fracturante debe permitir

efectuar su inyección con bajas pérdidas de presión por fricción y su filtración a la formación debe ser mínima, a fin de confinarlo en su mayor parte dentro de la fractura.

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se utilizan generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se "arene" el pozo. La velocidad de flujo de la lechada disminuye al penetrar ésta en la fractura, iniciándose la deposición del sustentante. La velocidad máxima que adquiere el sustentante, en su caída en el seno de un fluido, al igualarse la fricción con su peso, se define como velocidad final de asentamiento (v_s).

El sustentante se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y en altura, Fig. 2. A medida que la altura del banco aumenta, disminuye el área disponible al flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, impidiendo su deposición y el crecimiento del banco. La velocidad de la lechada que permite evitar la deposición del sustentante se define como velocidad de

equilibrio (v_{eq}). En estas condiciones el sustentante se deposita a mayor distancia del pozo, incrementando la longitud del banco. La altura máxima del banco a la velocidad de equilibrio se denomina altura del banco en equilibrio (h_{eq}). El tiempo correspondiente a esta condición se define como tiempo de equilibrio (t_{eq}).

El sustentante colocado en la fractura proporcionará y mantendrá, como ya se mencionó, un conducto altamente permeable para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Al terminar el tratamiento la formación presiona al sustentante y si éste no ha sido seleccionado adecuadamente, puede triturarse o incrustarse en la formación, disminuyendo la capacidad de flujo de la fractura.

METODO Y PROGRAMA DE COMPUTO *

Los métodos que se emplean para el diseño y predicción de resultados de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se han derivado de la combinación de: (1) la teoría del mecanismo del proceso; (2) los estudios de laboratorio y (3) el análisis de los resultados obtenidos en innumerables fracturamientos. El método de diseño presentado aquí se ha desarrollado a partir de diversos modelos matemáticos, que representan varias fases del proceso. Las ecuaciones que constituyen estos modelos están basadas en ciertas suposiciones, inherentes del método. En el apéndice A se enlistan dichas suposiciones.

La información requerida para procesar el programa de cómputo, comprende datos: del pozo; del yacimiento; de laboratorio, obtenidos de muestras representativas de la formación por estimular u obtenidos de correlaciones; de las características de los materiales por utilizar y de costos. En el apéndice B se presenta una lista de los datos necesarios para procesar el programa de cálculo aludido.

Una vez suministrados al programa los datos necesarios, y considerando un tipo de sustentante y de fluido fracturante, se seleccionan varias combinaciones de gastos de inyección, volúmenes de fluido fracturante y concentraciones de agente sustentante. El número de

* El programa de cómputo que se menciona en este capítulo es propiedad del Instituto Mexicano del Petróleo

combinaciones queda limitado por las características del equipo y material disponible para el tratamiento. Para cada una de las combinaciones seleccionadas se efectúa la predicción de sus resultados y se determinan, a partir de un balance de ingresos y egresos, varios factores económicos de decisión, a fin de seleccionar la combinación óptima desde el punto de vista económico. El programa es aplicable para todo tipo de fluido fracturante convencional y de agente sustentante disponible.

En algunos casos los resultados que se obtengan en una aplicación de campo pueden diferir ligeramente de los calculados. Esto se debe a tres causas principales: (1) el modelo matemático utilizado está formado por modelos parciales basados en ciertas suposiciones; (2) los valores de los parámetros y de las variables utilizados en los cálculos no pueden obtenerse con precisión absoluta, ya que en realidad presentan una distribución de probabilidad; y (3) las condiciones de operación en el campo, pueden diferir de las establecidas en el diseño.

El procedimiento de diseño desarrollado es aplicable cuando la fractura es vertical o aproximadamente vertical, que es el caso más general⁽⁷⁾. Además, incluye los casos en que se utilice un fluido fracturante convencional, Newtoniano o no Newtoniano, y los casos en que el tratamiento se efectúe a través de la tubería de revestimiento, a través de la tubería de producción, por el espacio anular, o por el espacio anular y la tubería de producción.

En la figura 3 se presenta, en forma de diagrama de flujo, la secuencia de cálculo establecida para el diseño óptimo del fracturamiento. Los cálculos iniciales están dirigidos a la obtención de los datos básicos, que funcionan como parámetros en las ecuaciones utilizadas. A continuación se determina el volumen de fluido fracturante que debe inyectarse para obtener una fractura lo suficientemente amplia para introducir con facilidad el agente sustentante. Enseguida, se calcula la amplitud y la longitud finales de la fractura para el volumen total de fluido fracturante considerado. En el siguiente paso se determina la altura del banco de arena para el tiempo total de inyección. Con esta altura y la amplitud final de la fractura se obtiene la longitud de la fractura sustentada. Estos cálculos proporcionan los valores de las variables necesarios para determinar el incremento de productividad correspondiente. Enseguida se calculan, para las condiciones fijadas, la potencia hidráulica y la presión en la superficie necesaria para efectuar el tratamiento. Si esta presión resulta mayor que la permisible por las condiciones mecánicas del pozo, el diseño se desecha. A continuación se obtienen varios índices, de tipo económico, que permiten evaluar la alternativa considerada. Los resultados obtenidos para este diseño, se almacenan en la computadora y el programa selecciona otra combinación de las variables iniciales. En esta forma se efectúan los cálculos correspondientes a un conjunto de combinaciones de volúmenes de fluidos fracturantes, gastos de inyección y concentraciones de sustentantes. Al terminar

los cálculos de todas las combinaciones prefijadas, se imprimen los resultados. De estos resultados se selecciona el diseño que proporcione los óptimos índices económicos. Variando el tipo de fluido fracturante y el tipo de agente sustentante, se tendrá otro conjunto de datos con el cual se podrá correr nuevamente el programa, a fin de seleccionar el tratamiento óptimo de todas las combinaciones factibles de efectuarse en el campo.

En el apéndice C se presenta un ejemplo de la aplicación del programa de diseño. Algunos de los datos utilizados en este ejemplo corresponden al yacimiento San Andrés, del Distrito Poza Rica.

CALCULO DE LOS DATOS BASICOS

Coefficiente total del fluido fracturante, C_{Tff}

Este coeficiente es el único parámetro que indica la efectividad de un fluido fracturante. Fue introducido por Howard y Fast⁽³⁾, refiriéndolo al efecto de la pérdida del fluido hacia la formación por las caras de la fractura. Esta pérdida es controlada por tres tipos de mecanismos.

El primer mecanismo se refiere al efecto combinado de la viscosidad del fluido fracturante y la permeabilidad efectiva de la formación al mismo. Para cuantificar este efecto, se utiliza la siguiente ecuación^{(3)*}:

$$C_1 = 0.0469 \left[\frac{k_{ff} (p_t - p_{ws}) \phi_e}{1000 \mu_{ff}} \right] \quad (1)^*$$

siendo C_1 el coeficiente del fluido fracturante controlado por su movilidad.

El parámetro k_{ff} , permeabilidad efectiva al fluido fracturante, debe obtenerse directamente en el laboratorio. Si no se dispone de los medios necesarios para esta determinación, puede estimarse su valor como propone Smith⁽⁴⁾, corrigiendo la permeabilidad al aire por un factor de 0.6.

* Nomenclatura al final.

La porosidad efectiva (5), ϕ_e , se obtiene con la expresión:

$$\phi_e = \phi [1 - S_{or} - S_{wr}]$$

El segundo mecanismo tiene lugar cuando los efectos de viscosidad y de compresibilidad de los fluidos del yacimiento son los que controlan la pérdida de fluido fracturante. La ecuación utilizada para el cálculo de este coeficiente de pérdida de fluido es (3):

$$C_2 = 0.0374 (p_t - p_{ws}) \sqrt{\frac{k_r \phi C_t}{1000 \mu_r}} \quad (2)$$

En esta ecuación, K_r , C_t y μ_r se determinan con las siguientes expresiones:

$$K_r = \frac{(S_o - S_{or}) K_o + (S_w - S_{wr}) K_w + S_g K_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

$$\mu_r = \frac{(S_o - S_{or}) \mu_o + (S_w - S_{wr}) \mu_w + S_g \mu_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

La utilización de aditivos para evitar la pérdida del fluido, origina un tercer mecanismo que controla dicha pérdida. La evaluación de este efecto se basa en pruebas de laboratorio. De éstas, se obtiene una gráfica de volumen de filtrado contra la raíz cuadrada del tiempo de flujo. Esta gráfica generalmente es una recta y se ha demostrado que (3) (5):

$$C_{3\text{exp}} = \frac{0.0164 \text{ m}}{a} \quad (3)$$

Siendo $C_{3\text{exp}}$ el coeficiente de pérdida de fluido experimental.

El valor de $C_{3\text{exp}}$ puede corregirse, de condiciones experimentales a reales, utilizando la siguiente ecuación (4):

$$C_3 = C_{3\text{exp}} \sqrt{\frac{(p_i - p_{ws}) k_{ff} T_y}{\Delta p_{\text{exp}} k_{\text{exp}} T_{\text{exp}}}} \quad (4)$$

La prueba experimental de la que se obtiene el valor de C_3 , debe efectuarse siguiendo los lineamientos propuestos por Howard y Fast (3).

En un tratamiento de fracturamiento, los mecanismos mencionados, que dan origen a las ecuaciones (1), (2) y (4), actúan simultáneamente, en tal forma que la combinación de los mismos se complementa para incrementar la efectividad del fluido. Sin embargo, la ecuación en que se utiliza este concepto, para el cálculo del área de la fractura, considera aisladamente cada mecanismo; por lo que se selecciona, como coeficiente total del fluido fracturante, C_{Tff} , el menor valor obtenido de los tres coeficientes (3)*. En el caso de no disponer de datos suficientes para calcular los coeficientes C_1 y C_2 , el valor que se considera es el determinado experimentalmente.

* En formaciones depresionadas se utiliza un coeficiente combinado, - calculado similarmente a la conductancia combinada de una serie de conductores (5).

Densidad de la mezcla fluido fracturante-agente sustentante, ρ_m .

Este parámetro, utilizado para determinar el número de Reynolds en la fractura y en los cálculos hidráulicos, se obtiene con la siguiente ecuación⁽⁵⁾:

$$\rho_m = \frac{8.345 \rho_{ff} + C_g}{1 + \frac{C_g}{8.345 \rho_s}} \quad (5)$$

Viscosidad de la mezcla fluido fracturante-agente sustentante, μ_m .

Se utiliza en el programa para determinar las dimensiones de la fractura y para el cálculo hidráulico. Su valor se obtiene con la siguiente ecuación⁽⁴⁾:

$$\mu_m = \left(1 + \frac{C_g}{8.345 \rho_s} \right) \mu_{ff} \quad (6)$$

VOLUMEN INICIAL DE INYECCION

En la etapa inicial de un tratamiento por fracturamiento, se bombea contra la formación fluido fracturante sin sustentante. La presión de inyección debe ser lo suficientemente alta para provocar la falla de la roca y obtener así una fractura.

Una vez iniciada la fractura, la inyección de fluido fracturante amplía sus dimensiones. El volumen de fluido que se inyecta en esta etapa, debe aumentar la amplitud de la fractura en la pared del pozo, lo suficiente para permitir la libre entrada de la mezcla fluido fracturante-agente sustentante, sin que se "arene" el pozo. En el método se considera que la amplitud mínima de la fractura (W_1), requerida para evitar problemas de este tipo, debe ser igual a 3 veces el diámetro máximo del agente sustentante⁽¹²⁾.

El cálculo del volumen necesario de fluido fracturante, libre de sustentante, se hace por ensaye y error. Se supone un tiempo de inyección inicial y se calcula, con la ecuación desarrollada por R.D. Carter⁽³⁾, el radio de penetración de la fractura, :

$$r_f = \frac{q_1 W_1}{301.59 H_f (C_{Tf})^2} [e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + 1.128 x - 1] \quad (7)$$

donde:

$$x = \frac{24 C_{Tff} \sqrt{\pi t}}{W_1} \quad (8)$$

siendo:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} e^{-t^2} dt \quad (9)$$

Conocida como función complementaria de error.

El valor de H_f se proporciona a la computadora como dato y se estima considerando la presencia y posición de barreras en el intervalo por fracturar. En general se considera que la altura de la fractura es igual al espesor de la formación.

A continuación se calcula la amplitud de la fractura, en función del valor de r_f obtenido con la ecuación (7). Para ello se utilizan las siguientes expresiones, desarrolladas por Perkins y Kern(6):

Para flujo laminar en la fractura:

$$W_c = 0.38 \left[\frac{q_i \mu_{ff} r_f}{5.615 E} \right]^{0.25} \quad (10)$$

Para flujo turbulento en la fractura:

$$W_c = 0.60 \left[\frac{q_i SG_{ff} r_f}{(5.615)^2 H_f E} \right]^{0.25} \quad (11)$$

Las ecuaciones (10) y (11) se utilizan para fluidos Newtonianos. Para fluidos no-Newtonianos se emplea la siguiente ecuación, para el caso de flujo laminar:

$$W_c = 12 \left[\left(\frac{2}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \left(\frac{q_i^{n'} K' r_f H_f^{1-n'}}{5.61^{n'} E} \right) \right]^{\frac{1}{2n'+2}} \quad (12)$$

n' y K' son las constantes reológicas del fluido que intervienen en el modelo matemático empírico conocido como Ley de Potencia (5). Los valores n' y K' pueden determinarse con un viscosímetro Fann (6).

Si el valor de W_c es diferente a W_1 , se supone otro tiempo de inyección y se calcula otro valor de r_f , con el que se obtiene otra W_c . Este proceso se repite hasta que el valor de W_c sea igual al W_1 . Para el tiempo en que W_c resulta igual a W_1 , se calcula, con el gasto de inyección, el volumen inicial de fluido fracturante, sin sustentante, necesario para crear una amplitud de fractura, en la pared del pozo, suficiente para permitir la entrada del sustentante.

CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA DURANTE EL TRATAMIENTO

Las dimensiones de la fractura a condiciones dinámicas, es decir, su penetración y su amplitud durante el tratamiento, difieren de las dimensiones finales de la fractura sustentada. Esto se debe al asentamiento del sustentante en la fractura. Sin embargo las dimensiones dinámicas sirven para calcular la geometría de la fractura sustentada.

En el programa de cómputo se emplean las mismas ecuaciones establecidas en la sección anterior. Sólo que el punto de partida en los cálculos, para este caso, es el volumen total de fluido fracturante previamente fijado. Con este volumen y el gasto de inyección se obtiene el tiempo total de inyección del fluido fracturante. Con este tiempo y suponiendo una amplitud de fractura, se calcula su radio de penetración (ec. (7)), con el cual y mediante las ecuaciones de Perkins y Kern (ecs. (10), (11) o (12)), se determina la amplitud correspondiente. Este valor se compara con el supuesto de la amplitud de la fractura. En el caso de que estos valores no sean iguales, se supone una nueva amplitud. Los cálculos se repiten hasta que la amplitud calculada sea igual a la supuesta. En esta forma se obtienen los valores de la amplitud y el radio de penetración de la fractura durante el tratamiento.

DIMENSIONES DE LA FRACTURA SUSTENTADA

Se considera que únicamente la fractura sustentada permanece abierta al flujo después que la presión hidráulica del tratamiento ha sido liberada. De aquí la necesidad de determinar las dimensiones de la fractura sustentada. Este cálculo se basa en un modelo matemático, obteniendo a partir de estudios experimentales sobre la distribución de agentes sustentantes en fracturas verticales simuladas. El procedimiento de cálculo está basado en los lineamientos indicados en la referencia 7 y comprende la determinación de:

- a) El coeficiente de correlación de arrastre:

$$C_D R_{ep} = \frac{2.14 \times 10^8 D_p^3 \rho_{ff} (\rho_s - \rho_{ff})}{\mu_{ff}^2} \quad (13)*$$

- b) El número de Reynolds de la partícula, Rep. Su valor se obtiene en función de la raíz cuadrada del coeficiente de correlación de arrastre, usando la Fig. 6 de la referencia 7.

- c) La velocidad final de asentamiento del sustentante.

$$v_s = \frac{0.1292 \times 10^{-3} R_{ep} \mu_{ff}}{\rho_{ff} D_p} \quad (14)$$

* Si se utiliza en el tratamiento un fluido no Newtoniano debe emplearse en esta ecuación, en lugar de μ_{ff} , la pseudo viscosidad, definida como la relación del esfuerzo de corte correspondiente a una velocidad de corte de 1 sec^{-1}

d) La velocidad de la mezcla arriba del banco en equilibrio.

Para flujo turbulento:

$$v_{eq} = \left(\frac{U_{weq}}{0.2} \right)^{1.143} \left(\frac{15482 W \rho_{ff}}{\mu_{ff}} \right)^{0.143} \left(\frac{\rho_m}{8.345 \rho_{ff}} \right)^{0.571} \quad (15)$$

Para flujo laminar:

$$v_{eq} = (0.289 U_{weq})^2 \left(\frac{1,855.04 W \rho_m}{\mu_{ff}} \right)$$

En estas ecuaciones U_{weq} es la "velocidad de fricción", se calcula con la siguiente ecuación:

$$U_{weq} = \frac{v_s}{0.054 [R_{ep} \sqrt{2W/D_p}]^\beta} \quad (16)$$

Donde: $\beta = 0.5$ para fluidos Newtonianos

y $\beta = 0.7$ para fluidos no-Newtonianos

e) La altura del banco de agente sustentante en la fractura a condiciones de equilibrio:

$$h_{eq} = H_f - \frac{0.09973 q_i}{W v_{eq}} \quad (17)$$

f) La constante de formación del banco, k' . Esta constante permite obtener la velocidad de depositación del agente sustentante, cuando ésta es menor que la velocidad de equilibrio. Se utiliza para determinar el tiempo necesario para alcanzar la altura del banco a -

condiciones de equilibrio. Su valor se calcula con la ecuación:

$$k' = 0.216 \left(\frac{0.1198 C_g}{\rho_s} \right)^{0.12} \left(\frac{\rho_{ff}}{\rho_s - \rho_{ff}} \right)^{0.45} \left(\frac{h_{eq}}{H_f - h_{eq}} \right)^{0.19} \left(\frac{v_s}{v_{eq}} \right)^{0.86} \quad (18)$$

g) El tiempo necesario para alcanzar el equilibrio, t_{eq} . - Si este tiempo es mayor que el tiempo disponible de inyección de la mezcla, se calcula para este tiempo, la altura, h_f , del banco, aún cuando no se alcancen las condiciones de equilibrio.

El tiempo de equilibrio se determina con la siguiente ecuación:

$$t_{eq} = \frac{0.95 + 3 \left(\frac{H_f h_{eq}}{h_{eq}} \right) (H_f - h_{eq}) (h_{eq}) \cdot (W)}{6 k' q_i} \quad (19)$$

h) La longitud de la fractura sustentada, L_b . Esta longitud corresponde a la del banco de arena en la fractura y se calcula con la siguiente ecuación:

$$L_b = \frac{0.71894 V_{fm} C_g}{\rho_s h_f W (1 - \phi_v)} \quad (20)$$

INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD

El incremento de productividad se obtiene a partir de la relación de los índices de productividad del pozo, después y antes del fracturamiento (J/J_0). La determinación de esta relación es esencial para establecer el análisis económico de un tratamiento por fracturamiento. El incremento de productividad depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensiones de la fractura, del espesor de la formación, del radio de drenaje del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo⁽⁸⁾.

La capacidad de flujo de la fractura, $k_f W$, es la permeabilidad de la fractura sustentada multiplicada por su amplitud. Su valor depende de las características de la formación y del agente sustentante, de las presiones de confinamiento y de la concentración de sustentante en la fractura. El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad de flujo de la fractura es mediante pruebas de laboratorio que simulen condiciones de la fractura en el yacimiento. Además estas pruebas permiten seleccionar el sustentante que proporcione la mayor capacidad de flujo. En caso de carecer de los medios requeridos para su evaluación experimental, se puede obtener este parámetro mediante correlaciones, como las presentadas por Dunlap⁽⁹⁾, Raymond⁽¹⁰⁾ o las contenidas en la referencia (11).

La amplitud y la altura de la fractura sustentada se obtienen como previamente se indicó. Los otros parámetros de que depende el incremento de productividad son datos.

La relación de índices de productividad, J/J_0 , se determina a partir de expresiones matemáticas derivadas de modelos electrolíticos (8).

Estas ecuaciones son:

$$X = \frac{5 K_r W h_f}{\pi K H} \left(\ln \frac{r_w}{r_e} \right) \sqrt{\frac{10}{A}} \quad (21)$$

Para el caso en que $0.1 < X < 3$

$$\frac{J}{J_0} = \frac{B}{C} \{ 0.785 [\tan (1.83 \frac{L_b}{r_e} \cdot 1.25) + 4.28] \cdot C \times D \} + D \quad (22)$$

si $X > 3$

$$\frac{J}{J_0} = \frac{F [\tan(Y; Z) \cdot \tan Z] + 1}{C} \quad (23)$$

En estas ecuaciones:

$$B = \frac{3.334 X - 0.334}{9.668} \quad (24)$$

$$C = 0.08 \frac{H_f}{h_f} + 0.92 \quad (25)$$

$$D = 1 + 0.75 \frac{h_f}{H_f} \quad (26)$$

$$F = 4.84 X^{-2} - 6.40 X^{-1} + 2.38 \quad (27)$$

$$Y = (2.27 - 1.32 X^{-1}) \frac{L_b}{r_e} \quad (28)$$

$$Z = 1.24 X^{-2} - 1.64 X^{-1} + 0.84 \quad (29)$$

Cuando la formación por fracturar está dañada, la relación de productividad se calcula con las expresiones desarrolladas por Raymond⁽¹⁰⁾. Cuando el pozo ha sido previamente fracturado, el valor obtenido de J/Jo se corrige, de acuerdo con el criterio propuesto por Martin⁽¹⁷⁾. En el apéndice D se indican las ecuaciones usadas para determinar la relación de productividad en estos casos.

CALCULO HIDRAULICO

El cálculo hidráulico comprende la estimación de la presión de inyección necesaria en el cabezal del pozo para efectuar el tratamiento; en el caso de que esta presión exceda la presión permisible - de las conexiones superficiales y tuberías, el diseño correspondiente se excluye. Si la presión superficial resulta menor o igual a la permisible, se obtiene la potencia hidráulica necesaria para efectuar el tratamiento. El cálculo de esta potencia es necesario para la evaluación económica del diseño.

En el cálculo hidráulico se consideran los casos siguientes:

- (1) Tratamiento por la tubería de producción o la de revestimiento,
- (2) Tratamiento por el espacio anular y (3) Tratamiento por el espacio anular y por la tubería de producción. Los cálculos pueden efectuarse para fluidos fracturantes Newtonianos o no-Newtonianos. La presión superficial requerida para efectuar el tratamiento se obtiene con la siguiente ecuación⁽¹²⁾:

$$P_a = p_t + \Delta p_f + \Delta p_p - \Delta p_s \quad (30)$$

La presión de tratamiento, p_t , se estima o calcula con el "gradiente de fracturamiento" de la formación en el área donde se localiza el pozo.

La caída de presión por fricción a través de la tubería, se determina con la siguiente ecuación(13):

$$\Delta P_f = \frac{f D \rho_m v^2}{2.8(d_o^2 - d_i^2)} \quad (31)$$

En esta ecuación, f es el factor de fricción de Fanning que se obtiene en función del Número de Reynolds. Este factor puede determinarse de la correlación presentada en la Fig. 4(18).

La pérdida de presión por fricción a través de las perforaciones se calcula con la expresión(3):

$$\Delta P_p = \frac{0.00836 \rho_m q_i^2}{d_p^4 N_p^2} \quad (32)$$

Finalmente la presión hidrostática se obtiene con la ecuación(5):

$$\Delta P_s = 0.1706 \rho_m D \quad (33)$$

Una vez obtenida la presión superficial, el programa verifica si su valor es inferior al de la presión máxima permisible y si se tiene este caso, se procede al cálculo de la potencia hidráulica necesaria, mediante la expresión(5):

$$H_h = 0.00436 p_s q_i \quad (34)$$

En caso contrario el diseño correspondiente se desecha.

ANALISIS ECONOMICO

En todo diseño de un fracturamiento, deben distinguirse dos aspectos de suma importancia: el técnico y el económico. En las secciones anteriores se ha tratado el primer aspecto, en esta sección se tratará la fase económica. Esta fase consiste en un balance de ingresos y egresos. Mediante este análisis se selecciona el diseño óptimo desde el punto de vista económico. El análisis está basado en la determinación de 5 factores de evaluación, que son⁽¹⁴⁾⁽¹⁵⁾:

1. Costo del tratamiento
2. Índice de costo
3. Ganancia
4. Periodo de cancelación
5. Periodo de restitución

En el apéndice E se definen cada uno de estos conceptos.

Los cálculos que se incluyen en la evaluación económica, se basan en las consideraciones siguientes:

- a) La declinación del pozo es de tipo exponencial*.
- b) La recuperación total del pozo antes y después del fracturamiento es la misma*.

* El programa de cómputo está adaptado para incorporar otros criterios de acuerdo con la información disponible.

Con estas consideraciones, se determina el rendimiento económico obtenible de un fracturamiento. Este rendimiento se obtiene descontando el costo del tratamiento al valor actual del ingreso adicional proporcionado por efectos del incremento en el ritmo de producción. La estimación de los costos del tratamiento está basada en datos obtenidos del campo, de compañías de servicio, o bien de la referencia (16).

El índice de costo se determina con el costo del tratamiento y la relación de productividad obtenida para el diseño analizado.

Con los datos de producción antes del fracturamiento y a condiciones de abandono, se calcula el ingreso obtenible sin estimular el pozo. Con el incremento de productividad determinado, se calcula el ingreso que se obtiene considerando la estimulación. Estos ingresos se determinan con la siguiente expresión (14):

$$I = \frac{\alpha q (1 - e^{-(b+j)T})}{b+j} \quad (35)$$

La diferencia entre los ingresos anteriores proporciona el ingreso debido al incremento de productividad del pozo como consecuencia del fracturamiento. La ganancia queda determinada por la diferencia entre el ingreso adicional y el costo del tratamiento.

A continuación, utilizando la ecuación anterior, se determinan los tiempos para los cuales los ingresos se igualan con los costos.

El primero, considerando la producción total, proporciona el periodo de restitución y el segundo, considerando la diferencia de producción total menos la producción obtenible sin estimular el pozo, da el periodo de cancelación.

A P E N D I C E A

SUPOSICIONES EN QUE SE BASA EL METODO DE DISEÑO

El método de diseño de un fracturamiento, utiliza varias ecuaciones deducidas matemática o empíricamente. Las suposiciones inherentes a cada ecuación y las correspondientes a valores asignados a variables desconocidas, son:

1. La fractura es vertical.
2. La altura de la fractura se supone generalmente igual al espesor de la formación. Su valor puede estimarse considerando la presencia y posición de intercalaciones de zonas densas o lutíticas, que puedan limitar su extensión vertical.
3. La formación es homogénea y de espesor constante.
4. La amplitud de la fractura puede determinarse con las ecuaciones de Perkins y Kern⁽⁶⁾.
5. En el fracturamiento se utilizan fluidos convencionales.
6. El área de la fractura queda determinada por la ecuación de Carter⁽³⁾.
7. La distribución del agente sustentante en la fractura puede calcularse por el procedimiento propuesto por Babcock⁽⁷⁾.

8. El incremento de productividad puede obtenerse a partir de correlaciones establecidas por medio de modelos electrolíticos (8).
9. La producción del pozo declina exponencialmente*.
10. Las reservas producibles por el pozo no se incrementan por efecto del fracturamiento*.

* Estas suposiciones pueden modificarse si se dispone de información al respecto.

A P E N D I C E B

DATOS REQUERIDOS PARA PROCESAR EL PROGRAMA DE COMPUTO

La confiabilidad de los resultados proporcionados por el método de diseño depende en gran parte de la exactitud de los datos suministrados.

Los datos requeridos son*:

DATOS DEL POZO:

1. Nombre, campo, formación y localización del pozo.
2. Presión de fracturamiento. Se refiere a la presión de - fracturamiento de la formación por estimular. Puede proporcionarse un valor estimado de acuerdo con el conocimiento del área.
3. Presión máxima permisible en el cabezal del pozo.
4. Indicar si el tratamiento se desea por tubería de producción, por tubería de revestimiento, por espacio anular o por tubería de producción y espacio anular.
5. Diámetros nominales y tipos de tubería de revestimiento y producción.
6. Profundidad del intervalo a tratar.
7. Número de perforaciones.

* Se usan las mismas unidades que se indican en la nomenclatura.

8. Diámetro de las perforaciones.
9. Radio de drene.
10. Gasto actual del pozo o su índice de productividad.
11. Gasto de abandono.

DATOS DE LA FORMACION POR FRACTURAR:

1. Espesor*.
2. Permeabilidades.
3. Relación de daño.
4. Saturaciones de fluidos.
5. Porosidad.
6. Presión estática.
7. Viscosidad de los fluidos.
8. Compresibilidad de los fluidos.
9. Temperatura.
10. Módulo de elasticidad.

Algunos parámetros, tales como la porosidad y la permeabilidad, deben obtenerse en el laboratorio, utilizando una muestra representativa de la formación por estimular. Las saturaciones de fluidos, sus viscosidades, compresibilidades y el módulo de elasticidad de la formación pueden estimarse si no se dispone de información precisa.

* Es conveniente disponer de los registros eléctricos del pozo.

DATOS DE MATERIALES Y EQUIPO

Uno de los aspectos más importantes en el diseño óptimo de un fracturamiento radica en la selección de los fluidos fracturantes, aditivos y agentes sustentantes. Esta selección se basa en pruebas de laboratorio con núcleos representativos de la formación. De estas - pruebas se obtienen los parámetros que intervienen en los cálculos del diseño. Si se carece de datos de laboratorio, el programa de diseño - trabaja con datos obtenidos de correlaciones publicadas⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾. También es conveniente indicar que en el caso de disponer de un solo fluido fracturante y un tipo de agente sustentante, el método proporciona el diseño óptimo para los materiales disponibles. Los datos sobre materiales y equipo que utiliza el programa de cómputo son:

1. Características reológicas del fluido fracturante.
2. Coeficiente de pérdida de fluido.
3. Pérdida inicial de fluido.
4. Densidad del fluido fracturante.
5. Tipo de agentes sustentantes.
6. Tamaño de agentes sustentantes.
7. Potencia disponible o rango de gastos de bombeo deseado.
8. Rango de volúmenes de fluido fracturante disponibles.
9. Rango de concentraciones de agente sustentante deseado.
10. Costo unitario del fluido fracturante (se deben incluir todos los aditivos utilizados en su preparación).

11. Costo unitario de agentes sustentantes.
12. Costo unitario por potencia hidráulica .
13. Costo unitario por mezclado.
14. Costo por almacenaje de productos en el pozo.
15. Costo por mano de obra, planeación y supervisión.
16. Costos fijos. Incluye cualquier costo no considerado.

A P E N D I C E C

EJEMPLO DE APLICACION

Se preparó un ejemplo para ilustrar la aplicación del método de diseño, en la selección de la alternativa que proporciona los resultados óptimos de un fracturamiento. En la tabla 1, columnas 1 a 5, se presentan los datos supuestos para 24 alternativas de diseño. En estas alternativas se consideró únicamente un tipo de fluido fracturante y un tipo de agente sustentante.

A continuación se enlistan los datos utilizados para procesar el programa de cómputo.

DATOS DEL POZO:

$$p_i = 7\ 304 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_{perm} = 6\ 000 \text{ lb/pg}^2$$

Tratamiento a través de tubería de revestimiento

$$d_i = 0.0 \text{ pg}$$

$$d_o = 5.965 \text{ pg}$$

$$D = 3\ 170 \text{ pies}$$

$$N_p = 11$$

$$d_p = 0.51 \text{ pg}$$

$$r_o = 550 \text{ pies}$$

$$q_{ae} = 20 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$q_a = 1 \text{ m}^3/\text{día}$$

DATOS DE LA FORMACION POR FRACTURAR:

$$H_f = 50 \text{ pies}$$

$$K_o = 4.5 \text{ md}$$

$$\text{Relación de daño} = 1.0$$

$$S_o = 0.71$$

$$S_{or} = 0.40$$

$$\phi = 0.16$$

$$p_{ws} = 3\,670 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_y = 248 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$E = 5 \times 10^6 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

DATOS DE MATERIALES Y EQUIPO

$$\mu_{ff} = 15 \text{ (cp)}$$

$$SG_{ff} = 1.0024$$

Pérdida inicial de fluido 0.0

$$C_{Tff} = 0.00102 \text{ (pies}/\sqrt{\text{min}}\text{)}$$

Tipo de sustentante: arena Ottawa

Tamaño sustentante: mallas 20-40

Gastos de bombeo deseados:

Inferior: 10 (bl/min)

Superior: 25 (bl/min)

Volúmenes de fluido fracturante:

Inferior: 100 000 galones

Superior: 200 000 galones

Concentraciones de sustentante deseados:

Inferior: 1 lb/gal

Superior: 1.5 lb/gal

$C_m = 1\ 250$ (\$) si: $0 \leq q_i \leq 12$ (bl/min)

$C_m = 1\ 560$ (\$) si: $13 \leq q_i \leq 25$ (bl/min)

$C_m = 2\ 500$ (\$) si: $26 \leq q_i \leq 30$ (bl/min)

$C_h = 11$ (\$/hp)

$C_t = 5$ (\$/bl) si se cuenta con tanques de 250 bl.

$C_t = 31$ (\$/bl) si se cuenta con tanques de 500 bl.

$C_{ff} = 600.00$ (\$/m³)

$C_a = 0.25$ (\$/lb)

$C_a = 10.00$ (\$/lt)

$C_i = 10\ 000$ (\$)

$C_p = 0$

$$C_r = 0$$

$$C_d = 5\,000 (\$)$$

En la tabla I se presenta el listado de los resultados proporcionados por la computadora. En esta tabla se incluyen 24 diseños. El análisis de los resultados indica como diseño óptimo el número 10, cuyas condiciones son las siguientes:

Gasto de inyección	25 bl/min.
Volumen total de fluido fracturante	100 000 gal.
Volumen del bache inicial	2 000 gal.
Concentración del agente sustentante en el fluido fracturante	1.0 lb/gal.
Tipo de agente sustentante	Arena Ottawa
Tamaño del agente sustentante (mallas)	20-40
Tipo de fluido fracturante	Convencional de $\mu_{ff} = 15$ cp. y $\rho_{ff} = 1.0024$
Tratamiento a través de tubería de revestimiento	

Es necesario enfatizar que con el programa pueden analizarse mayor número de alternativas de diseño. Por ejemplo, si se desea evaluar 10 gastos de inyección, 10 volúmenes de fluido fracturante y 3 - concentraciones de agente sustentante, para un tipo de fluido fracturante y un tipo de sustentante, se tendrán 300 diseños diferentes. Si además, como ocurre frecuentemente, se evalúan diversos fluidos - -

fracturantes y agentes sustentantes, se generará un mayor número de -
diseños.

TABLA 1.- ALTERNATIVAS DE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Diseño No.	(1) Gasto Iny. (bl/día)	(2) Vol. Total Fluido Frac. (galones)	(3) Vol. Mínimo Bache Inic. (galones)	(4) Conc. Sustte. (lb/gal)	(5) Alt. Supta. Fractura (pies)	(6) Alt. Fract. Sustentada (pies)	(7) Long. Fract. Sustentada (pies)	(8) Amplitud Prom.Fract. (pg)
1	10	100 000	2 000	1.00	50	45.5	815	0.161
2	10	100 000	2 000	1.25	50	45.6	1 014	0.162
3	10	100 000	2 000	1.50	50	45.6	1 211	0.162
4	15	100 000	2 000	1.00	50	44.4	735	0.184
5	15	100 000	2 000	1.25	50	44.5	913	0.185
6	15	100 000	2 000	1.50	50	44.7	1 090	0.186
7	20	100 000	2 000	1.00	50	43.5	686	0.202
8	20	100 000	2 000	1.25	50	43.7	853	0.203
9	20	100 000	2 000	1.50	50	43.8	1 017	0.203
10	25	100 000	2 000	1.00	50	42.7	655	0.216
11	25	100 000	2 000	1.25	50	42.8	814	0.217
12	25	100 000	2 000	1.50	50	43.0	970	0.217
13	10	200 000	2 000	1.00	50	47.0	1 468	0.178
14	10	200 000	2 000	1.25	50	46.2	1 826	0.179
15	10	200 000	2 000	1.50	50	46.2	2 182	0.179
16	15	200 000	2 000	1.00	50	45.2	1 309	0.204
17	15	200 000	2 000	1.25	50	45.3	1 628	0.205
18	15	200 000	2 000	1.50	50	45.4	1 944	0.205
19	20	200 000	2 000	1.00	50	44.5	1 214	0.224
20	20	200 000	2 000	1.25	50	44.6	1 510	0.225
21	20	200 000	2 000	1.50	50	44.7	1 802	0.225
22	25	200 000	2 000	1.00	50	43.8	1 150	0.241
23	25	200 000	2 000	1.25	50	44.0	1 429	0.241
24	25	200 000	2 000	1.50	50	44.0	1 705	0.242

TABLA I.- (CONTINUACION)

Diseño No.	(9) Presión Superf. (lb/pg ²)	(10) Potencia (hp)	(11) Incremento de Productividad j/jo	(12) Costo del Tratamiento (\$)	(13) Índice de Costo $\left(\frac{1}{S}\right) 10^{-5}$	(14) Ganancia (\$ x 10 ⁶)	(15) Período de Cancelación (años)	(16) Período de Restitución (años)
1	2 782	681	3.8	572 000	0.66	5.59	1.84	0.14
2	2 710	664	3.9	649 000	0.60	5.61	1.96	0.15
3	2 641	647	4.0	726 000	0.55	5.56	2.13	0.17
4	3 120	1 146	4.3	573 908	0.76	6.01	1.19	0.12
5	3 054	1 122	4.5	651 000	0.69	6.03	1.26	0.13
6	2 989	1 098	4.6	729 000	0.63	6.01	1.34	0.14
7	3 570	1 749	4.9	581 874	0.85	6.35	0.82	0.10
8	3 511	1 720	5.1	659 644	0.77	6.36	0.86	0.11
9	3 452	1 691	5.2	737 000	0.71	6.35	0.91	0.12
10	4 123	2 525	5.5	594 723	0.92	6.61	0.61	0.09
11	4 072	2 494	5.7	672 581	0.84	6.62	0.63	0.10
12	4 022	2 463	5.8	750 000	0.77	6.60	0.66	0.10
13	2 782	681	4.5	1 119 000	0.04	5.55	2.65	0.23
14	2 710	664	4.5	1 274 000	0.04	5.44	3.04	0.25
15	2 641	647	4.6	1 429 000	0.03	5.32	3.53	0.28
16	3 120	1 146	5.4	1 120 920	0.04	6.04	1.39	0.18
17	3 054	1 122	5.5	1 276 613	0.04	5.93	1.55	0.20
18	2 989	1 098	5.5	1 432 000	0.04	5.81	1.73	0.22
19	3 570	1 749	6.2	1 128 886	0.06	6.39	0.86	0.15
20	3 511	1 720	6.4	1 284 773	0.05	6.27	0.94	0.17
21	3 452	1 691	6.5	1 440 659	0.04	6.15	1.03	0.18
22	4 123	2 525	7.1	1 141 735	0.06	6.64	0.59	0.13
23	4 072	2 494	7.2	1 297 710	0.05	6.52	0.64	0.14
24	4 022	2 463	7.3	1 453 684	0.05	6.40	0.70	0.16

A P E N D I C E D

RELACION DE PRODUCTIVIDADES EN POZOS DAÑADOS

O PREVIAMENTE FRACTURADOS

Si la formación por fracturar está dañada en la vecindad del pozo, el incremento teórico de productividad puede determinarse por medio de la expresión (10):

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\frac{k_o}{k_d} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) + \ln \left(\frac{r_e}{r_d} \right)}{r_d + \frac{W}{\pi} \left(\frac{k_f}{k_d} - 1 \right) \quad r_f + \frac{W}{\pi} \left(\frac{k_f}{k_o} - 1 \right)} \quad (36)$$

$$\frac{K_o}{K_d} \ln \frac{r_d + \frac{W}{\pi} \left(\frac{k_f}{k_d} - 1 \right)}{r_w + \frac{W}{\pi} \left(\frac{k_f}{k_d} - 1 \right)} + \ln \frac{r_e}{r_d + \frac{W}{\pi} \left(\frac{k_f}{k_o} - 1 \right)} + \ln \frac{r_e}{r_f}$$

Si por alguna razón se efectúa un tratamiento en un pozo previamente fracturado, puede calcularse el incremento de productividad aplicando el criterio propuesto por G. Martin (17).

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\left(\frac{J}{J_o} \right) \text{ calculada}}{\left(\frac{J}{J_o} \right) \text{ obtenida en el tratamiento anterior}} \quad (37)$$

A P E N D I C E E

COSTO DEL TRATAMIENTO Y FACTORES ECONOMICOS DE DECISION

Para estimar el costo de un tratamiento por fracturamiento hidráulico se consideran los siguientes conceptos⁽¹⁶⁾:

1. Costo de mezcla*
2. Costo por potencia.
3. Costo por transporte y almacenaje*
4. Costo del fluido fracturante.
5. Costo del agente sustentante.
6. Costo por aditivos.
7. Costo por ingeniería (diseño y supervisión de la operación).
8. Costo por pruebas de producción.
9. Costo por registros de producción.
10. Costo por conceptos diversos.

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

* Estos costos varían de acuerdo con los volúmenes del material utilizado en el fracturamiento.

INDICE DE COSTO

Se define por el cociente resultante de la relación de productividades entre el costo del tratamiento. Es un factor que da idea de la eficiencia de la inversión.

GANANCIA

Es el ingreso adicional obtenido por el incremento en el ritmo de producción, menos el costo del tratamiento.

PERIODO DE CANCELACION

Es el tiempo necesario para que el ingreso adicional obtenido por la estimulación, sea igual al costo del tratamiento.

PERIODO DE RESTITUCION

Es el tiempo necesario para que con los ingresos obtenidos por la producción total del pozo se cubra el costo del tratamiento.

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

- a Area transversal expuesta al flujo en la prueba convencional de pérdida de fluido, (cm²)
- A Area de drene del pozo, (acres)
- b Declinación continua, (tiempo⁻¹)
- c_r Compresibilidad de la roca, (lb/pg²)⁻¹
- c_g Compresibilidad del gas, (lb/pg²)⁻¹
- c_o Compresibilidad del aceite, (lb/pg²)⁻¹
- c_t Compresibilidad total, (lb/pg²)⁻¹
- c_w Compresibilidad del agua, (lb/pg²)⁻¹
- C_g Concentración de agente sustentante en el fluido fracturante, (lb/gal)
- C_{Tff} Coeficiente de pérdida del fluido fracturante, (pies/ $\sqrt{\text{min}}$)
- C₁ Coeficiente de pérdida de fluido fracturante controlado por su movilidad, (pies/ $\sqrt{\text{min}}$)
- C₂ Coeficiente de pérdida de fluido fracturante controlado por la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento, (pies/ $\sqrt{\text{min}}$)
- C₃ Coeficiente de pérdida de fluido controlado por aditivos, (pies/ $\sqrt{\text{min}}$)
- C_{3exp} Coeficiente de pérdida de fluido experimental controlado por aditivos, (pies/ $\sqrt{\text{min}}$)

$C_{D,R_e,p}$	Coefficiente de correlación de arrastre
C_a	Costo por aditivos, (\$/lt)
C_d	Costo por conceptos diversos, (\$)
C_{ff}	Costo del fluido fracturante, ($\$/m^3$)
C_h	Costo por potencia, (\$/hp)
C_i	Costo por ingeniería, (\$)
C_m	Costo de mezcla (\$)
C_p	Costo por pruebas de producción, (\$)
C_r	Costo por registros de producción, (\$)
C_s	Costo del sustentante, (\$/lb)
C_t	Costo por transporte y almacenamiento, ($\$/bl$)
d	Diámetro interior de la tubería de producción, (pg)
d_i	Diámetro exterior de la tubería interior, (pg)
d_o	Diámetro interior de la tubería exterior, (pg)
d_p	Diámetro de las perforaciones, (pg)
D	Profundidad del intervalo a tratar, (pies)
D_p	Diámetro promedio del sustentante, (pg)
E	Módulo de Young de la roca, (lb/pg^2).
f	Factor de Fanning
$h_{e,q}$	Altura del banco en equilibrio, (pies)
h_f	Altura del banco de sustentante en la fractura, (pies)
H_f	Altura de la fractura durante el tratamiento, (pies)
H_h	Potencia hidráulica, (hp)
i	Gasto de inyección, (bl/dfa)
I	Ingreso por producción, (\$)

J	Tasa de interés nominal, (tiempo ⁻¹)
J	Índice de productividad después del fracturamiento, (bl/día/lb/pg ²)
J _o	Índice de productividad antes del fracturamiento, (bl/día/lb/pg ²)
k'	Constante de formación del banco
k _d	Permeabilidad de la zona dañada, (md)
k _f	Permeabilidad de la fractura, (darcies)
k _g	Permeabilidad efectiva al gas, (md)
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite, (md)
k _r	Permeabilidad efectiva a los fluidos móviles del yacimiento, (md)
k _w	Permeabilidad efectiva al agua, (md)
k _{ff}	Permeabilidad efectiva al fluido fracturante, (md)
k _{rW}	Capacidad de flujo de la fractura, (darcies-pie)
k _{exp}	Permeabilidad del medio de prueba, (md)
K'	Índice de consistencia (lb seg ^{n'} /pie ²)
L _b	Longitud del banco, (pies)
m	Pendiente de la gráfica de volumen acumulativo de filtrado <u>con</u> tra la raíz cuadrada del tiempo de flujo, ($\frac{cm^2}{min}$)
n'	Índice de comportamiento de flujo
N _p	Número de perforaciones
p _s	Presión superficial, (lb/pg ²)
p _t	Presión de tratamiento, (lb/pg ²)
p _{ws}	Presión estática del pozo, (lb/pg ²)
p _{perm}	Presión permisible, (lb/pg ²)
q _i	Gasto de inyección, (pies ³ /min)

q	Gasto de producción, (volumen/tiempo)*
q_a	Gasto de abandono, (volumen/tiempo)*
q_{ae}	Gasto de producción antes de la estimulación, (volumen/tiempo)*
r_e	Radio de drene del pozo, (pies)
r_d	Radio de la zona dañada (pies)
r_f	Radio de penetración de la fractura, (pies)
r_w	Radio del pozo, (pies)
Re_p	Número de Reynolds de la partícula (sustentante)
S_g	Saturación de gas
S_o	Saturación de aceite
S_w	Saturación de agua
S_{or}	Saturación residual de aceite
S_{wr}	Saturación residual de agua
SG_{ff}	Densidad relativa del fluido fracturante
t	Tiempo de inyección, (min)
t_{eq}	Tiempo de equilibrio, (min)
T	Tiempo de explotación, (años)
T_y	Temperatura del yacimiento, (°C)
T_{exp}	Temperatura de prueba, (°C)
U_{weq}	"Velocidad de fricción", (pies/seg)
v_s	Velocidad final de asentamiento de la partícula de sustentante en el fluido fracturante, (pies/seg)
v_{eq}	Velocidad de equilibrio, (pies/seg)
v	Velocidad de flujo promedio, (pies/seg)

* Se emplean las unidades siguientes: (m³/día) para gastos de aceite y (pies³/día) para gastos de gas.

V_{fm}	Volumen de fluido fracturante disponible para la mezcla, (pies ³)
W	Amplitud de la fractura, (pg)
W_c	Amplitud calculada de la fractura, (pg)
W_1	Amplitud de la fractura necesaria para iniciar la inyección del agente sustentante, (pg)
x	Parámetro dado por la ecuación (8)
X	Capacidad relativa, (pies)
Δ_{Pf}	Pérdidas de presión por fricción a través de la tubería (lb/pg ²)
Δ_{Pp}	Pérdidas de presión por fricción a través de las perforaciones, (lb/pg ²)
Δ_{Ps}	Presión debida a la carga hidrostática, (lb/pg ²)
$\Delta_{P_{exp}}$	Presión diferencial de la prueba de pérdida de fluido, (lb/pg ²)
α	Precio unitario de aceite o gas, ($\$/m^3$)
μ_g	Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento, (cp)
μ_m	Viscosidad de la mezcla fluido fracturante-sustentante (cp)
μ_o	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento, (cp)
μ_r	Viscosidad de los fluidos móviles del yacimiento, (cp)
μ_w	Viscosidad del agua a temperatura de yacimiento, (cp)
μ_{ff}	Viscosidad del fluido fracturante a condiciones del yacimiento. Para el caso de un fluido no-Newtoniano se puede usar viscosidad plástica ⁽⁴⁾ , (cp)
ρ_m	Densidad de la mezcla, (lb/gal)

- ρ_s Densidad del sustentante, (gr/cm³)
- ρ_{ff} Densidad del fluido fracturante, (gr/cm³)
- ϕ Porosidad de la formación
- ϕ_b Porosidad del banco de sustentante
- ϕ_e Porosidad efectiva de la formación

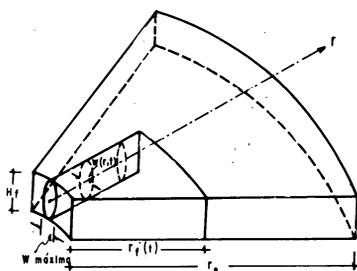


FIG. Nº 1: GEOMETRIA DE LA FRACTURA CONSIDERADA EN EL MODELO MATEMATICO

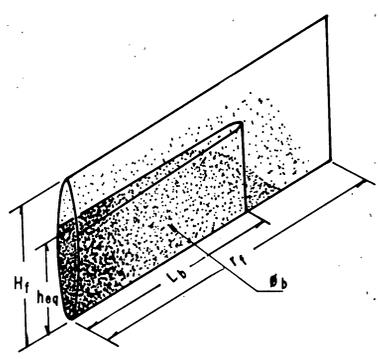


FIG. Nº 2: DISTRIBUCION DEL AGENTE SUSTENTANTE EN UNA FRACTURA VERTICAL

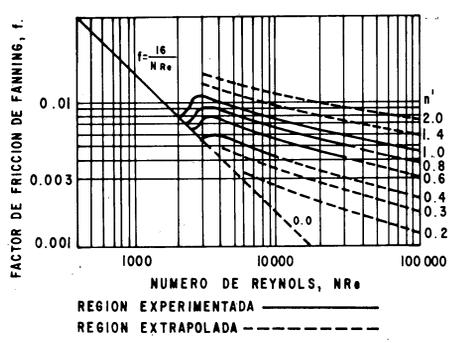


FIG. Nº 4: FACTOR DE FRICCIÓN PARA FLUIDOS NO-NEWTONIANOS

R E F E R E N C I A S

- (1) W.E. Hassebrock, A.B. Waters.
Advancements Through 15 Years of Fracturing.
Journal of Petroleum Technology, July 1964.
- (2) C.R. Fast, G.C. Howard.
Hydraulic Fracturing - A Product of Industrial Research.
Pan American Petroleum Corporation.
- (3) G.C. Howard, C.R. Fast.
Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension.
Drilling & Production Practices, A.P.I. 1957.
- (4) J.E. Smith.
Design of Hydraulic Fracture Treatments.
Society of Petroleum Engineers of A.I.M.E. Paper Number S.P.E.
1286, October 3-6, 1965.
- (5) B.C. Craft, W.R. Holden, E.D. Graves.
Well Design: Drilling and Production.
Prentice - Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey, 1962.
- (6) T.K. Perkins, L.R. Kern.
Widths of Hydraulic Fractures.
Journal of Petroleum Technology, October 1960.
- (7) R.E. Babcock, C.L. Prokop, R.O. Kehle.
Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures.
Producers Monthly, November 1967.
- (8) J.M. Tinsley, J.R. Williams, R.L. Tiner, W.T. Malone.
Vertical Fracture Height - Its Effect on Steady - State Production
Increase.
Journal of Petroleum Technology, May 1969.
- (9) I.R. Dunlap.
How Propping Agents Affect Packed Fractures.
Petroleum Engineering, November 1965.
- (10) L.R. Raymond, G.G. Binder.
Productivity of Wells in Vertically Fractured.
Damaged Formations.
Journal of Petroleum Technology, January 1967.

- (11) Frac Guide Data Book.
Dowell, Tulsa, Oklahoma, 1965.
- (12) Petroleum Engineering Refresher Course No. 2.
Well Stimulation - Fracturing.
Prepared by Halliburton Company.
- (13) W.T. Malone, L.L. Melton.
Fluid Mechanics Research and Engineering Application in Non -
Newtonian Fluid Systems.
Transactions of A.I.M.E., 1964.
- (14) T.E.W. Nind.
Principles of Oil Well Production.
McGraw-Hill, Inc. 1964.
- (15) Principios de Análisis Económico de Proyectos de Explotación del
Petróleo.
Instituto Mexicano del Petróleo. Publicación No. 68 BN/017.
- (16) G.C. Howard, D.H. Flickinger, C.R. Fast, R.B. Evans.
Deriving Maximum Profit from Hydraulic Fracturing.
Drilling and Production Practice, 1958.
- (17) F.G. Martin.
Mechanics and Control in Hydraulic Fracturing.
Petroleum Engineer, December 1967.
- (18) D.W. Dodge, A.B. Metzner
Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems.
Journal of American Institute of Chemical Engineers, June 1959.

C A P I T U L O 11

FLUIDOS FRACTURANTES

11.1. 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. Esto es deseable cuando el objetivo es crear una fractura empacada con un agente sustentante, pues se debe aclarar que existe el fracturamiento con ácido, cuyo principio básico es diferente.

(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 pueden 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 inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que estos fluidos son poco deseables en su uso, - aunque en otras propiedades sean excelentes.

(g) Fácil de preparar.- Se considerará la disponibilidad de los - productos y su facilidad para prepararlos en el campo.

(h) Removible de la fractura.-Esta propiedad es muy importante, - pues si el fluido fracturante queda "atrapado" en la fractura misma por efectos adversos, entonces no habrá flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, siendo esta la función del fracturamiento.

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

11.2. FLUIDOS BASE ACEITE.

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento - fueron precisamente fluidos base aceite, preparados con gasolina y Napalm, una sal ácido-grasa de aluminio; la kerosina, el diesel o el aceite crudo fueron la base de estos 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. Las especificaciones típicas de - este tipo de aceites son:

Grados API	6-25°
Viscosidad	50-300 cp a 100°F
Filtrado API	25-100 ml en 30 min.
Vel. de caída de la arena	Menos de 7 pies/min
Asfaltenos	Menos de .75 %
Tiempo de ruptura de la emulsión	Menos de 30 min.

Las ventajas 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 acarreo 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.

11.3. FLUIDOS BASE AGUA.

La tendencia, en los últimos años, se ha orientado hacia el uso de los fluidos base agua. Ello a pesar de que se considera generalmente inapropiado bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando la formación es sensitiva 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, entre las que pueden mencionar 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.

11.4. FLUIDOS BASE ACIDO.

Los fluidos fracturantes base ácido, en general 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 formaciones 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 varios 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 convenientes 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 altas temperaturas de fondo, ya que su propia estructura retarda la velocidad de reacción entre el ácido y la formación.

11.5. ADITIVOS.

11.5.1. Aditivos para fluidos base aceite.

(a) Reductores de pérdidas de presión por fricción.- Se usa un aceite ácido-graso que aunque aumenta la viscosidad reduce la fricción de los fluidos que son bombeados a alta velocidad. Otro reductor de caída de presión por fricción es un polímero de cadenas moleculares larga, tienden a viajar en sentido laminar, reduciendo así los choques de turbulencia.

(b) Reductores de filtrado.- Un aditivo reductor de filtrado debe ser: 1) efectivo a bajas concentraciones; 2) de fácil remoción; 3) relativamente inerte y compatible con los fluidos de la formación; y 4) aceptable en la línea de producción. La concentración del agente reductor de filtrado se debe determinar, de ser posible, por pruebas de laboratorio sobre la roca de la formación en cuestión, bajo condiciones de temperatura y presión diferencial similares al fondo del pozo.

11.5.2. Aditivos para fluidos base agua.

(a) Reductor de fricción.- El uso del agua en sí implica reducir las caídas de presión por fricción en comparación con otros fluidos. Los agentes reductores de fricción que se usan en agua son esencialmente poliácridamidas. Otros materiales como la goma guar actúan en forma similar, pero no en forma tan efectiva, aunque esta última se prefiere por ser menos cara. Se puede reducir la caída de presión por fricción hasta en un 75% con el uso de reductores apropiados.

(b) Viscosificantes.- Para incrementar la viscosidad se pueden emplear la goma guar, hidroxietil celulosa o poliácridamina, todos son altamente efectivos en pozos con temperaturas de 200°F o más.

(c) Reductores de filtrado.- Los viscosificantes anteriores, al mismo tiempo que dan "cuerpo" al fluido, ayudan a disminuir su pérdida de filtrado. Si además se agregan pequeñas cantidades de sólidos inertes como pueden ser la harina de sílice, el filtrado se reduce notablemente. Las compañías que prestan sus servicios han desarrollado algunos aditivos que en general son mezclas de almidón, bentonita, harina de sílice, goma guar, surfactantes, etc.

(d) Bactericidas.- Cuando se hace necesario el uso de un bactericida, se dispone de algunos solubles en agua como las aminas cuaternarias y los fenoles clorinados.

(e) Surfactantes y alcohol. Se agregan los surfactantes a los fluidos base agua para reducir la tensión interfacial y la resistencia al flujo al producir el pozo.

11.5.3. Aditivos para fluidos base ácido.

(a) Reductores de fricción.- Para fluidos base agua se usa la goma guar, así como en fluidos con bajas concentraciones de ácido. La goma guar es inestable en ácido clorhídrico al 15% a bajas temperaturas. Por lo tanto en fluidos base ácido (para altas temperaturas de fondo) se usan las poliacrilamidas, que son más estables con la temperatura y la concentración de ácido.

(b) Retardadores de la acción química del ácido.- Los retardadores químicos del ácido clorhídrico tienen ciertas ventajas sobre otros retardadores de ácidos, bajo costo, reacción lenta y baja viscosidad. Los materiales que se usan para tal efecto son: alquil fosfato, alquil torato y alquil sulfato.

11.6. SELECCION OPTIMA.

Con el conocimiento que se tiene de los diferentes tipos de fluidos fracturantes de que se dispone, se puede establecer una guía para escoger el fluido apropiado en un caso particular. La selección del fluido fracturante depende de la naturaleza de la formación a fracturar y de los fluidos contenidos en ella.

(a) Propiedades de la formación.- Se deben considerar las propiedades físicas y químicas de la formación a ser fracturada y la influencia de ésta en los fluidos fracturantes. Si la permeabilidad de la formación es alta y no ha sido dañada, se tienen muy pocas posibilidades de incrementar la productividad con un tratamiento por fractura. Sin embargo durante la terminación del pozo generalmente se tiene daño a la permeabilidad, por lo que se debe seleccionar un fluido que no reduzca más esa permeabilidad. Otro factor importante es el contenido de arcilla de la formación. Si el contenido de arcilla es alto, entonces se recomienda un fluido base aceite, que reduzca la acción hidratante de la arcilla. Si se usa un fluido base agua, entonces se debe adicionar cloruro de calcio o potasio al .5%.

En formaciones que contienen agua con sal en solución, se puede usar agua dulce para el fracturamiento y ácido clorhídrico al 1-5% para disolver el cloruro de sodio y aumentar la permeabilidad con la reacción del ácido y los carbonatos de la formación. Si la formación a ser fracturada tiene alto contenido de carbonatos, se recomienda el uso de fluidos base ácido.

(b) Presión y temperatura de fondo.- La temperatura debe ser considerada cuidadosamente en la selección del fluido fracturante, así como en la selección de los aditivos. Como se ha visto, la eficiencia de los fluidos base agua, aceite y ácido es función directa

de la temperatura a que se someten. Por lo que es necesario efectuar las pruebas de laboratorio de los fluidos, con sus aditivos, a las condiciones de operación esperadas.

La presión de fondo es otra variable que debe tomarse en cuenta. - Esta influye en la viscosidad de los líquidos y, por otra parte, se debe considerar en el cálculo hidráulico. Si la presión es baja, se debe pensar en un fluido de fácil remoción de la fractura. Si es alta, se debe pensar en aditivos surfactantes reductores de la tensión interfacial.

CAPITULO 12

TECNICAS ESPECIALES DE FRACTURAMIENTO

12.1 TRATAMIENTO POR ETAPAS.

Los tratamientos de este tipo se usan para remover el daño ocasionado en la vecindad del pozo. Se usan volúmenes pequeños del ácido (50 a 200 galones -- por pie de intervalo), inyectados a gastos altos. Las fracturas creadas serán sólo de unos cuantos pies, y el incremento de productividad correspondrá al obtenible por la remoción del daño.

El pozo se trata con un volumen determinado de ácido, seguido de algún material que desvíe el fluido del intervalo ya fracturado hacia otra zona. El tratamiento se efectúa usando el mismo volumen en cada etapa, separando las etapas con bolas selladoras o material desviador. Después de cada etapa se debe inyectar una cantidad suficiente de bolas o del agente desviador para obturar las perforaciones en un intervalo. Generalmente el volumen de ácido que se utiliza es de 50 a 200 gal/pie del intervalo total.

Por ejemplo, si un pozo va a ser terminado en una formación carbonatada de 500 pies de espesor, en la que los registros muestran 5 zonas con espesor promedio de 25 pies, se puede seguir la técnica siguiente: (1) Revista el pozo y perfora cada intervalo con 10 cargas. (2) Diseñe el tratamiento de estimulación para una zona promedio y bombee 5 etapas iguales separadas por bolas (o el agente desviador). El daño puede removerse con un diseño similar al siguiente:

Paso 1. Inyecte 2500 galones (100 gal/pie x 25 pies) de HCl al 15% al máximo gasto permisible (sin exceder la presión superficial límite). Durante los últimos 1500 galones lance una bola cada 150 galones (10 bolas en total).

Pasos 2 a 4 Se repite el paso 1

Paso 5. Repita el paso 1 iniciando el lanzamiento de las bolas después de inyectar 1000 galones y deje caer una bola cada 300 galones (total 5 bolas).

Paso 6. Sobredesplace con 500 galones de un fluido apropiado.

Paso 7. Ponga a producir el pozo.

* Se ha demostrado que la eficiencia de asentamiento de las bolas en las perforaciones es de 100% cuando su densidad es menor que la del fluido de tratamiento. (J.P.T. Nov. 1980)

12.2 ENTRADA LIMITADA

Para tratar mas de un intervalo disparado, la presión de tratamiento en el fondo del pozo debe ser superior a la presión de iniciación de la fractura de cada zona que va a ser tratada en forma sucesiva. Esto puede efectuarse limitando el número y el diámetro de las perforaciones en la T.R. Como la caída de presión por fricción a través de una perforación varía proporcionalmente con el gasto, al aumentar este gasto se incrementará la pérdida de presión. En estas condiciones las perforaciones actúan como estranguladores de fondo, desarrollando un incremento en la presión en el fondo del pozo a medida que se aumenta el ritmo de inyección. Este incremento de presión inicia una fractura en el intervalo siguiente.

El proceso de fracturamiento de cada zona en forma sucesiva ocurre rápidamente, ya que la presión máxima y los gastos se establecen desde que se inicia el tratamiento. Con un gasto adecuado el proceso continuará hasta que se fracturen todas las zonas disparadas o se alcance la presión máxima permisible por la tubería.

El diseño de un tratamiento de entrada limitada consiste en determinar la presión superficial y la potencia requeridas, considerando diversos gastos y número de perforaciones. La combinación mas apropiada de estas dos variables, se selecciona para tratar el pozo, sin sobrepasar la presión permisible en la superficie por las condiciones de las tuberías. También se toma en cuenta la potencia disponible.

En la revista Ingeniería Petrolera, Oct. 1967, el profesor Antonio Romero Juárez presentó un artículo sobre el diseño de fracturamiento con entrada limitada. El procedimiento comprende en resumen el cálculo de la presión superficial y la potencia requeridas con las ecuaciones siguientes:

$$P_s = \underbrace{\left(\frac{8.33 \rho + C}{1 + \frac{C}{22.1}} \right) \left(\frac{i^2}{N_p^2} \right) \left(\frac{.2625}{d^4 p} \right)}_{\Delta P_p} + \underbrace{.0328D \Delta p_t}_{\Delta P_t} + \underbrace{14.2(.067D+20)}_{\frac{P_{tw} - \Delta P_s}{P_i}}$$

$$HP = .0306 p_s i \quad |HP|$$

Donde:

- P_s .- presión superficial (lb/pg²)
- ΔP_p .- caída de presión en las perforaciones (lb/pg²)
- ρ .- densidad del fluido fracturante (gr/cm³)
- C .- concentración del sustentante (lb/gal)
- i .- gasto de inyección (bl/min)

- P_i .- presión instantánea de cierre en la superficie
 N_p .- número de disparos
 d_p .- diámetro de las perforaciones (pg)
 ΔP_t .- caída de presión, por cada 100 pies de tubería, para el gasto supuesto, de acuerdo con el manual del proveedor (lb/pg²)
 D .- Profundidad máxima del intervalo disparado (m)
 ΔP_t .- caída de presión en la tubería (lb/pg²)
 P_{tw} .- presión de extensión de la fractura en el fondo (lb/pg²)
 ΔP_s .- carga hidrostática (lb/pg²)

12.3 PSEUDO ENTRADA LIMITADA.

Para estimular y fracturar en forma efectiva varios horizontes se estableció este procedimiento, que combina las ventajas de la entrada limitada y del tratamiento por etapas. El procedimiento se describe en un artículo publicado en el J.P.T. de mayo de 1968.

Consiste en: (1) asegurar que las perforaciones estén abiertas antes de fracturar; para esto se usa ácido y bolas selladoras; (2) emplear un número limitado de disparos, para proporcionar una caída de presión del orden de 300 lb/pg² a través de cada perforación, con el objeto de tratar simultáneamente los horizontes con presiones de fracturamiento aproximadamente iguales, y (3) la utilización de tapones puente, cuando se considera necesario, para asegurar la estimulación de zonas con presiones de fracturamiento significativamente diferentes.

La técnica expuesta ha permitido: (1) eliminar prácticamente el arenamiento de los pozos; (2) lograr la estimulación y producción efectiva de varios horizontes; (3) eliminar el problema de tratamientos con altas presiones y bajos gastos; (4) incrementar la productividad, de los pozos tratados, en forma substancial.

12.4 FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS.

A fines de 1973 se propuso el fracturamiento con espumas. Esta técnica constituye ahora una de las innovaciones más significativas en el área de la estimulación de pozos. El fluido fracturante está constituido por agua; un agente espumante y nitrógeno o CO₂, que forman una emulsión homogénea de gas en agua al mezclarse en proporciones predeterminadas.

Por sus propiedades la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones poco permeables, productoras de gas y/o sensibles al agua. Estas propiedades son: a) alta capacidad de acarreo del sustentante; b) baja pérdida de filtrado (Fig. 12.1); c) baja pérdida de presión por fricción; d) alta viscosidad en la fractura inducida; e) daño prácticamente nulo a la formación, debido a que el líquido filtrado es muy bajo y sin residuos; y f) limpieza rápida después de terminar la intervención.

A pesar de las características mencionadas las espumas se tornan inestables

a temperaturas mayores de 80°C lo que limita su aplicación. Por otra parte - el nitrógeno requerido se incrementa exponencialmente con la presión, llegando a ser generalmente altos los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm². Adicionalmente la pérdida de gas a la formación puede ser alta, aunque la de líquido sea baja, por lo que la permeabilidad de la formación debe ser baja (10 md o menor).

Durante el fracturamiento el agua contenida en un tanque se mezcla continuamente con arena en un mezclador, a relaciones arena-agua crecientes hasta de 8 lb/gal. A esta lechada se agrega el agente espumante (.2 a 1%), pasando el fluido a una bomba triple de alta presión. A la descarga de esta bomba se adiciona el nitrógeno a alta presión, formándose la espuma (Fig. 12.2). Al agua se le agrega KCl, un surfactante o cualquier otro aditivo que se requiera para mejorar su compatibilidad con la roca y los fluidos de la formación.

Los gastos de inyección de espuma al pozo son 4 a 5 veces mayores que los manejados en el mezclador y la bomba, debido a la introducción del nitrógeno. Por ejemplo si se usa espuma de 75% de calidad (75% de nitrógeno y 25% de líquido) el gasto de espuma inyectado será 4 veces mayor que el del fluido en el mezclador. La relación arena líquido de 8 lb/gal se reduce a 2 lb/gal en la espuma. La calidad de la espuma usada es del 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65% de calidad la espuma es propiamente agua con gas atrapado irregularmente; arriba del 95% se convierte en niebla (Fig. 12.3).

Las formaciones carbonatadas pueden también fracturarse utilizando espumas ácidas, generalmente formadas con HCl del 20 al 28%. Además de las propiedades mencionadas para la espuma utilizada en fracturamiento con sustentante, el ácido espumado exhibe un efecto de retardación del ritmo de reacción del ácido, que es favorable para lograr fracturas con alta penetración. El equipo utilizado es relativamente simple. El espumante se premezcla con el agua y con el ácido en sus tanques correspondientes. El nitrógeno líquido, almacenado en un tanque criogénico portátil a -346°F, se expande y calienta a 80-100°F para mezclarlo con el líquido en la línea de inyección.

12.5 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO.

El término fracturamiento hidráulico masivo (FHM) se usó para hacer simplemente referencia a tratamientos muy grandes. En un FHM típico, se emplean mas de 100 000 galones de fluido fracturante y mas de 200 000 lb de arena. Estos tratamientos, cuidadosamente planeados, han permitido explotar comercialmente yacimientos de gas con muy baja permeabilidad (de .05 a .005 md). El equipo de bombeo usado debe operar continuamente durante 6 a 10 horas a alta presión. El fluido fracturante se inyecta a gastos de 10 a 50 bl/min. Las concentraciones de arena varían de 1 a 4 lb/gal.

El objetivo de un FHM es desarrollar una fractura que se extienda radialmente de 1000 a 3000 pies. En los tratamientos se usa arena de grano pequeño, -

generalmente malla 20/40. En muchos casos se usa también, como parte del tratamiento, arena malla 100 para ayudar a controlar la pérdida de fluido. La amplitud de la fractura sustentada es pequeña (de .05 a .15 pg), pero proporciona generalmente una conductividad adecuada, debido a la baja permeabilidad de las formaciones tratadas.

C A P I T U L O 1 3

Productos IMP

El Instituto Mexicano del Petróleo ha desarrollado diversos productos que tienen aplicación en la estimulación y en la reparación de los pozos. A continuación se presenta una breve descripción de dichos productos:

- 13.1.- Aditivo para cemento IMP-RC-301.- Es esencialmente un -- retardador de fraguado del cemento para pozos con tempe-- raturas estáticas de hasta 150° C (profundidades de -- 2000 a 4500 m.). Por sus características elimina el uso-- de antiespumantes y reduce el consumo de reductores de -- fricción y de pérdida de filtrado. Se usa en concentra-- ciones de 0.1% al 1.5% por peso de cemento. Su aspecto -- es de un polvo color crema. Se presenta en bolsas de -- polietileno, contenidas en cuñetes de 25 kg.
- 13.2.- Aditivo para cemento IMP-RC-302.- Este producto es simi-- lar en sus características al anterior; pero su rango de -- trabajo es de 2000 a 6500 m. de profundidad, con tempera-- turas estáticas en el fondo de los pozos hasta de 200°C.
- 13.3.- Tensoactivo IMP-TEA-2.- Es un reductor de la tensión -- superficial e interfacial, aplicable en fluidos acuosos, -- como soluciones ácidas o fluidos fracturantes, para -- tratamientos de estimulación. Por sus propiedades evita-- la formación de emulsiones; promueve el rompimiento de -- bloqueos de agua o emulsión; facilita la limpieza de -- la formación; y mejora las condiciones de mojabilidad, -- dejando la roca mojada por agua. Se emplea en concentra-- ciones de 0.1 a 3% en volumen. Es un líquido transparente, -- ligeramente viscoso, neutro, con olor a alcohol iso-- propílico. Es totalmente soluble en sistemas acuosos y -- compatible con la mayoría de los productos utilizados en -- la formulación de los fluidos de estimulación. Se presen-- ta en tambores de 200 litros.
- 13.4.- Inhibidor de precipitado asfáltico IMP-SIA-301.- Se usa-- para evitar la precipitación de material asfáltico pre-- sente en el aceite, cuando éste establece contacto con -- el ácido clorhídrico. Funciona también como bajo-tensor, -- evitando la formación de emulsiones o promoviendo su -- rompimiento. Las concentraciones recomendadas varían de -- 0.6 a 3.0% en volumen. Es un líquido ámbar, viscoso, -- dispersable y parcialmente soluble con soluciones de á-- cido y salmuera y compatible con los demás aditivos de -- estimulación. Se presenta en tambores de 200 litros.

- 13.5.- Estabilizador de emulsiones ácidas IMP-ESA-301. Se utiliza para preparar emulsiones de ácido en aceite, que funcionan como sistemas de acidificación retardada. Este surfactante se adsorbe en la interfase ácido-aceite, rodeando los glóbulos de ácido con una capa molecular que impide la coalescencia del sistema. Se emplea en concentraciones de 0.7 a 1.5% en volumen, con respecto al volumen total de la emulsión. Es un líquido - café, de viscosidad media (38 a 76 cps @ 25° C), soluble en diesel o kerosina y dispersable en agua.
- 13.6.- Obturante químico permanente IMP-OP-301.- Se disuelve en agua para formar una solución que puede ser inyectada en zonas permeables donde se convierte, en función del tiempo y la temperatura, en un gel polimérico. Es aplicable para: a) controlar pérdidas de circulación en la perforación; b) sellar zonas productoras de agua durante la perforación con aire; c) obturar zonas canalización de agua en proyectos de inyección de agua al yacimiento. d) Reducir la producción de agua en pozos productores. El producto está compuesto por dos materiales cristalinos blancos y otros aditivos solubles en agua. Se usa en concentraciones entre el 8 y 10% en peso. Se presenta en bolsas de polietileno de 25 kg.
- 13.7.- Obturante químico temporal IMP-OT-301.- Por sus características es similar al IMP-301; pero el gel rompe, para volver a su forma acuosa original. El tiempo de gelificación y el de rompimiento del gel se pueden controlar dentro de un amplio rango. Puede utilizarse para controlar temporalmente un intervalo productor, por lo que es aplicable en los tratamientos de estimulación selectiva, así como en diversas operaciones de reparación, terminación y perforación de pozos.
- 13.8.- Espumante IMP-EP-302.- Se usa para preparar espumas acuosas aplicables como fluidos de circulación en la reparación y terminación de pozos en zonas con baja presión. Su alta capacidad de acarreo, su estabilidad, su baja pérdida de filtrado y de presión por fricción, son las características principales de las espumas preparadas con el IMP-EP-302. Se usa diluido en agua o salmuera en concentraciones entre 0.15 y 20%. El producto es un líquido de color ámbar, es biodegradable y se presenta en tambores de 200 litros.

- 13.9.- Inhibidor de corrosión para ácidos IMP-ICA-301.- Este aditivo, de tipo catiónico, es compatible con los productos IMP-TEA-2 e IMP-SIA-301. Se puede usar en sistemas de ácido clorhídrico hasta del 28% a temperaturas no mayores de 140° C. La eficiencia del producto es superior a la de los productos comerciales similares, como los denominados: HAI-70, HAI-50, A-170, C-15 y C-12, que también son catiónicos.
- 13.10.- Espumantes IMP-EDL-301 y EDL-302.- Estos productos se desarrollaron para desalojar líquidos (agua y/o condensado) que se acumulan en el fondo de los pozos productores de gas. Los productos se disuelven en la columna de líquido al establecer contacto con ella, y producen una espuma que aligera la columna hidrostática, aumentando el gasto de gas. Los espumantes son sólidos, en forma de barra, que se dejan caer al fondo del pozo para cumplir con la función descrita.
- 13.11.- Estabilizador de arcillas IMP-EA-301.- Este producto estabiliza las arcillas de la formación evitando su expansión, dispersión y emigración. Es un líquido grisáceo, inodoro, a base de hidroxialuminio. Se prepara diluyendo una parte en 13.5 de agua. Se presenta en tambores de 200 litros.
- 13.12.- Soluciones micelares IMP-ME-300.- Son microemulsiones aplicables para incrementar la producción de pozos dañados por: a) bloqueo de agua o emulsión, b) parafina, asfaltenos o resinas precipitadas en la vecindad de un pozo inyector de agua. Los sistemas IMP-ME-300, en forma de concentrado, están contenidos en tambores de 200 litros.
- 13.13.- Inhibidores de incrustación de sulfato de bario y de carbonato de calcio.- Se emplean para evitar la incrustación de sales en el equipo subsuperficial y superficial de producción. Por su composición química los productos modifican el crecimiento de los cristales al adsorberse sobre los núcleos microcristalinos, manteniéndolos en suspensión.
- 13.14.- Inhibidor de parafinas IDP-302.- Inhibe la depositación parafínica en el interior de la tubería de producción, línea de escurrimiento, separadores, tanques deshidratadores, de almacenamiento, etc. Actúa modificando los cristales de parafina y abatiendo el punto de escurrimiento del aceite. Es un líquido amarillento, con punto de inflamación de 47° C. Se dosifica en función del gasto y el contenido de parafina del crudo. Se presenta en --

tambores de 200 litros.

- 13.15.- Reductor de pérdida de agua IMP-RPA-301.- Este aditivo - retiene el agua de las lechadas de cemento, proporcionando pérdidas de filtrado menores de $40 \text{ cm}^3/30'$, de acuerdo a la norma API-RP-10B, para una presión diferencial - de 1000 lb/pg^2 a 210° F . El RPA también retarda el fra--- guado de las lechadas, haciendo innecesario, en algunos- casos, el empleo de retardadores de fraguado. Se emplea- en dosificaciones del 1 al 2% por peso del cemento.
- 13.16.- Reductor de fricción IMP-RF-301.- Es un producto, condensado de sulfonato, que exhibe características como reductor de fricción similares a los productos comerciales. - Con sólo 0.5% de RF-301 por peso de cemento, cambia el - comportamiento de flujo de las lechadas, de plástico - - Bingham a dilatante.

Antes de emplear los aditivos se deben probar en el laboratorio, ya que el tipo de cemento y el agua que se utilizan modifican la viscosidad y el tiempo de espesamiento de las lechadas.

C A P I T U L O 1 4

FLUIDOS DE REPARACION

FUNCIONES

Un fluido de reparación es un fluido que se coloca frente a la formación productora mientras se mata el pozo, se limpia, se perfora, se tapona o se dispara. Las funciones básicas son facilitar el movimiento de los fluidos de tratamiento hasta una profundidad determinada; para remover los sólidos del pozo y; para controlar las presiones de la formación.

Para seleccionar un fluido de reparación debe considerarse:

- 1) Densidad del fluido.- Con las precauciones necesarias, es apropiada una presión de 100 a 200 lb/pg² sobre la presión de la formación.
- 2) Contenido de sólidos.- El fluido no debe contener sólidos, para evitar el taponamiento de la formación y de las perforaciones.

Las partículas mayores que la mitad del diámetro promedio de los poros deben puentearse a la entrada del poro. Estas partículas probablemente no son perjudiciales si son removidas al producir el pozo o disueltas por ácido o aceite.

- 3) Características del filtrado.- Deben de ajustarse para - - minimizar el daño a la formación, considerando el hinchamiento o dispersión de las arcillas, los cambios en la movilidad y la formación de emulsiones inversas estables.
- 4) Pérdida de fluido.- Las características de pérdida de - - fluido deben de ajustarse para evitar la pérdida de cantidades excesivas de fluido a la formación. El puenteo en la cara de la formación, mediante la selección del tamaño apropiado de partículas solubles en ácido (Ca CO₃), es una solución adecuada para controlar la pérdida de fluido. Cuando las limitaciones lo permitan pueden utilizarse partículas de resinas solubles en aceite. En cualquier caso se -- requieren partículas coloidales para obtener un sello efectivo.
- 5) Productos de la corrosión.- El fluido debe de ser químicamente estable, a fin de minimizar la reacción del oxígeno-libre con las tuberías y dispositivos metálicos, y evitar la precipitación del hierro en la formación.

DAÑO A LA FORMACION

Hay dos enfoques para minimizar el daño a la formación:

- 1) Eliminación total de los sólidos.- Los fluidos en contacto con la formación no deben contener partículas sólidas mayores de 2 micrones (milésima parte del mm). Se debe controlar el contenido de oxígeno para minimizar la formación de óxido de hierro, utilizar con cuidado la grasa que se emplea en las roscas, remover el material producto de la - - corrosión (sulfuro de hierro), remover incrustaciones, etc.

Acepte la pérdida de fluido a las formaciones y el movimiento de partículas muy finas hacia la formación. La cantidad de partículas finas se reduce minimizando la presión diferencial hacia la formación.

Acepte las posibles dificultades para remover partículas grandes del agujero, debido a la baja viscosidad del fluido de reparación o su baja capacidad de acarreo. Una velocidad de 150 pies/min debe de ser suficiente para remover los cortes de la formación o arena, aún cuando se use agua salada limpia con una viscosidad de 1 centipoise.

- 2) Control del filtrado.- Debe de evitarse el paso de partículas hacia la formación. Para esto:

- a) Prepare el fluido de reparación adicionando partículas sólidas apropiadamente seleccionadas en tamaño, para lograr su rápido puenteo, incluyendo partículas coloidales -- para maximizar la efectividad del sello.

- b) Remueva los tapones que se hayan desarrollado sobre la cara de la formación (poniendo a producir el pozo o utilizando solventes) por contraflujo y/o por degradación de -- las partículas sólidas de carbonato y las coloidales con -- ácido clorhídrico (HCl). Con ciertas limitaciones pueden -- utilizarse, en lugar del CaCO₃, resinas sólidas solubles -- en aceite (se derriten con la temperatura).

- c) Es posible que la presión diferencial necesaria para -- destapar todos los poros, no sea suficiente. Tampoco es -- siempre posible lograr que el ácido utilizado en el tratamiento de limpieza establezca contacto con todas las zonas obturadas, debido a su tendencia a penetrar en las zonas -- mas permeables.

FLUIDOS DE REPARACION

Aceite crudo.- Su disponibilidad hace al crudo un material - - lógico cuando su densidad satisface las condiciones de operación.

La pérdida de aceite a la formación generalmente no la daña - desde el punto de vista de modificación de las arcillas o - efecto de saturación (no cambia la saturación) como puede - ser el caso al usar agua. El aceite que se utilice deberá --- filtrarse previamente y comprobar que no contiene asfaltenos- o parafinas que pudieran taponar la formación. Esto último -- puede hacerse en el campo, usando el equipo de prueba de pér- dida de filtrado para observar la cantidad de sólidos deposi- tados en el papel filtro.

También debe de comprobarse la posibilidad de que el aceite - forme emulsiones con el agua de la formación. Para esto se -- seguirá la norma API-RP 42. Si se forman emulsiones estables, deberá agregarse un surfactante apropiado.

Aceite diesel.- Deberá también comprobarse la existencia de - sólidos. Si el diesel se obtiene de la refinería, antes de -- que se le agreguen aditivos, no deberá presentar problemas de emulsión.

Agua de la formación.- Aunque la salmuera tomada del tanque - deshidratador, se considera generalmente como agua natural de la formación, a menudo contiene aditivos químicos, partículas finas de aceite, de arcilla, de parafina, de asfalto, o incrus- taciones, por lo que puede causar un daño apreciable a la for- mación.

Aún después de filtrada esta agua puede contener surfactantes adicionados para tratar al aceite (desemulsificantes catióni- cos o inhibidores de corrosión) que pueden causar problemas - de emulsión o de mojabilidad. Deberá también probarse siguien- do la prueba API-RP 42.

Agua de mar.- Dependiendo de su salinidad puede ser necesario, después de filtrarla, adicionarle cloruro de sodio (NaCl) o - cloruro de potasio (KCl) para prevenir la hidratación de ar- cillas.

Salmueras preparadas.- El agua salada preparada, teóricamen- te debería de tener la misma composición, o salinidad equiva- lente, que el agua de la formación para prevenir el daño de - las areniscas que contengan arcillas hidratables. Diversas -- pruebas de laboratorio muestran que con un contenido de 3 a - 5% de NaCl, o 1% de cloruro de calcio (CaCl₂), o 1% de KCL, - se limita el hinchamiento de las arcillas de la mayoría de -- las formaciones. En la práctica generalmente se usa el doble- de estas concentraciones.

Limitaciones del cloruro de calcio.- En ciertas formaciones - la mortmorillonita puede flocularse (encogerse, reducirse) y - llegar a desprenderse, movilizarse y reducir la permeabilidad al puentearse. En estos casos deberá de utilizarse, en lugar -

del cloruro de calcio (CaCl_2), cloruro de potasio (KCl).

En formaciones extremadamente sensibles al agua, pueden utilizarse cloruro de amonio al 2%, aunque este producto es bastante caro.

Problemas de emulsión y mojabilidad.- El fluido de reparación deberá probarse en el campo, para asegurar que no forme emulsiones estables o que cambie la mojabilidad de la roca del yacimiento. Esto es particularmente necesario cuando se usa agua de la formación o cuando se utilizan inhibidores de corrosión o biocidas.

Generalmente las situaciones indeseables de emulsificación o de mojabilidad, pueden corregirse mediante la adición de un surfactante apropiado al 1%.

CONTROL DE LA VISCOSIDAD

Existen diversos aditivos para incrementar la viscosidad y -- por lo tanto la capacidad de acarreo y suspensión de los fluidos. Para un fluido plástico de Bingham, su "viscosidad plástica" se relaciona con la resistencia al flujo entre sus partículas, así como con la viscosidad de su fase fluida continua. -- Su punto de cedencia se relaciona con su capacidad de suspensión cuando el fluido está en reposo.

El control de pérdida de fluido debe obtenerse esencialmente -- mediante un mecanismo de puenteo en la cara de la formación. -- Esto puede lograrse efectivamente mediante la selección apropiada del tamaño de las partículas. Las partículas mayores de $1/2$ del tamaño del poro deberán puentearse a la entrada de dicho poro.

Aditivos que incrementan la viscosidad.- Se usan polímeros naturales y sintéticos:

Polímeros naturales.- La goma Guar proporciona tanto incremento en viscosidad como control en la pérdida de filtrado; sin embargo, debido al daño que ocasiona a la formación, su utilización tiende a disminuir como fluido de reparación.

El almidón se usa principalmente para controlar pérdida de -- fluido. También su aplicación está cayendo en desuso, debido a la reducción que origina en la permeabilidad de la forma -- ción .

La goma Xantato proporciona buena capacidad de acarreo y buen control de pérdida de fluido, pero puede hacer la remoción de las partículas finas indeseables muy difícil, además no es totalmente removida por el ácido clorhídrico.

Entre los polímeros sintéticos destaca la hidroxietil-celulosa (HEC), que combinada con lignosulfonato de calcio, tiene muchas propiedades deseables, como son:

- 1) Buena capacidad de acarreo
- 2) Buen control de pérdida de fluido (en combinación con sólidos de puenteo.
- 3) Baja gelatinosidad, para separar los sólidos indeseables en las presas superficiales
- 4) Es totalmente degradable en HCl.

La carboximetil-celulosa (CMC), que se utiliza en los fluidos de perforación, nunca debe de usarse en contacto con la zona productora, debido al alto grado de daño que ocasiona.

CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO

Los aditivos para aumentar la viscosidad no deben de usarse sin la adición de partículas de puenteo apropiadas para evitar el movimiento de las partículas coloidales dentro de la formación. Las partículas de puenteo deben reunir 2 características:

- 1.- Formar rápidamente una película (puenteo) de baja permeabilidad.
- 2.- Ser removibles por degradación o a contraflujo.

Los materiales usados son:

Carbonato de calcio.- Este material está disponible en varios tamaños (mallas 400 a 70). Para la mayoría de las formaciones se usan partículas de malla 200. El CaCO_3 es completamente soluble por el ácido clorhídrico (HCl).

Usándolo junto con la HEC, proporciona un excelente control de la pérdida de filtrado y capacidad de acarreo; además mediante un lavado con HCl se restituye en un 90% la permeabilidad original de la formación.

Por ejemplo, se ha utilizado agua de mar sin filtrar (136 ppm de sólidos finos) con 5% de NaCl, 1 lb/bl de HEC y 10 libras/bl de CaCO_3 obteniendo un puenteo casi inmediato, un excelente control de pérdida de filtrado y una recuperación de permeabilidad de 93% después de un lavado con HCl.

Resinas solubles en aceite.- Se disponen en varios tamaños para lograr una acción efectiva de puenteo. Son muy efectivas en soluciones acuosas y son fácilmente removibles por bajas concentraciones de aceite (2%). Como algunas resinas tienden a fundirse a temperaturas relativamente bajas deberán de seleccionarse considerando este efecto.

PREPARACION DE SOLUCIONES DE SALES DONDE SE REQUIERE
INCREMENTAR LA DENSIDAD

La siguiente tabla muestra los rangos de densidades de soluciones libres de sólidos:

Densidad gr/cm ³	Densidad lb/gal	Soluciones
1 - 1.17	8.3 - 9.7	Cloruro de Potasio
1 - 1.18	8.3 - 9.8	Cloruro de Sodio
1.18 - 1.32	9.8 - 11.0	NaCl - CaCl ₂
1.32 - 1.40	11.0 - 11.7	Cloruro de Calcio
1.40 - 1.82	11.7 - 15.1	CaCl ₂ - Bromuro de calcio

Cálculo de la densidad de las soluciones

El procedimiento siguiente puede usarse para calcular la densidad de una solución.

Ejemplo: Calcular la densidad de una solución de 6% en peso de cloruro de potasio (KCl). Se desea preparar un barril de una solución de KCl al 6%

$$1 \text{ bl} = 159 \text{ lt} = 159 \text{ kg. de agua}$$

$$159 \times 0.06 = 9.54 \text{ kg. de KCl}$$

La densidad del KCl es:

$$P = 2.162 \text{ (kg/lt)}$$

$$V = \text{Peso}/P$$

$$V \text{ (lts)} = \frac{W \text{ (kg)}}{\text{(kg/lt)}} = \frac{0.54}{2.162} = 4.4125 \text{ lts.}$$

$$\rho_s = \frac{W_{KCl} + W_{H2O}}{V_{H2O}} = \frac{9.54 + 154.59}{159} = 1.032 \text{ kg/lt}$$

$$= 1.032 \text{ gr/cm}^3 = 8.59 \text{ lb/gal}$$

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DENSIDAD DE LAS SOLUCIONES

O SALMUERAS

A medida que la temperatura de cualquier solución se eleva, - su volumen aumenta y su densidad se reduce. La siguiente tabla puede usarse para hacer los ajustes necesarios.

Densidad @ C.S.	Pérdida en la densidad por 100° F de Δt.
1.020	0.042
1.080	0.035
1.201	0.031
1.321	0.028
1.441	0.024
1.561	0.019
1.681	0.016
1.801	0.014

Uso de materiales o partículas sólidas para incrementar la - - densidad de los fluidos de reparación:

El carbonato de calcio (malla 200) puede usarse para incrementar la densidad del fluido cuando se requieran densidades mayores de 1.32 gr/cm³ (12 lb/gal). También pueden utilizarse carbonato de fierro, carbonato de bario y óxido férrico. (Son solubles en HCl).

Para que el fluido tenga características adecuadas para mantener en suspensión los materiales indicados, probablemente será necesario agregar de 0.5 a 1.0 (lb/bl) de un polímero. El asentamiento deberá de comprobarse antes de introducir el fluido al pozo. Si se presenta el asentamiento, se requiere más polímero. Se recomienda el uso de la HEC.

En la siguiente tabla se presentan las características de algunos materiales usados para incrementar la densidad.

Material	Densidad (gr/cm ³)	Incremento obtenible en la densidad
Carbonato de calcio	2.7	0.42
Carbonato de fierro	3.85	0.78
Carbonato de bario	4.43	0.96
Oxido férrico	5.24	1.20

PROCEDIMIENTOS PARA CALCULAR EL PESO DE LOS MATERIALES NECESARIOS PARA OBTENER CIERTA DENSIDAD DEL FLUIDO DE REPARACION

Sean:

- W_m.- peso del material requerido (kg)
- ρ_m.- densidad del material (kg/m³)
- ρ_f.- densidad del fluido deseado o requerido (kg/m³)
- ρ_s.- densidad de la salmuera (kg/m³)
- V_s.- volumen de la solución o salmuera disponible (m³)
- V_m.- volumen del material (m³)
- W_s.- peso de la salmuera disponible (kg)

$$\rho_f = \frac{W_s + W_m}{V_s + V_m} \quad \text{--- (1)}$$

$$W_s = \rho_s V_s \quad \text{--- (2)}$$

$$V_m = \frac{W_m}{\rho_m} \quad \text{--- (3)}$$

sustituyendo (2) y (3) en (1) y despejando W_m:

$$W_m = \frac{V_s (\rho_f - \rho_s)}{(1 - \rho_f / \rho_m)} \quad \text{--- (4)}$$

EJEMPLO

Se dispone en las presas de 10.8 m³ de una salmuera con una densidad de 1.2. Se desea incrementar su densidad agregando CaCO₃. La densidad del fluido deseado es de 1.4 gr/cm³.

$$\rho_s = 1.2 \text{ (gr/cm}^3\text{)} @ \text{ C.S. (70}^\circ \text{ F)}$$

$$V_s = 10.8 \text{ m}^3$$

$$\rho_m = 2.7 \text{ (gr/cm}^3\text{)} = 2700 \text{ (kg/m}^3\text{)}$$

$$\rho_f = 1400 \text{ (kg/m}^3\text{)}$$

$$\bar{T} \text{ pozo} = 170^\circ \text{ F}$$

$$\rho_s \text{ corregida} = 1.2 - 0.031 = 1.169 = 1,169 \text{ (kg/m}^3\text{)}$$

sust. en la ec. (4)

$$W_m = \frac{10.8 (1400 - 1169)}{\left(1 - \frac{1400}{2700}\right)}$$

$$W_m = 5181.5 \text{ (kg)}$$

$$\Delta V = \frac{W_m}{\rho_m} = \frac{5181.5}{2700}$$

$$\Delta V = 1.92 \text{ m}^3$$

$$V_f = V_i + \Delta V = 10.8 + 1.92$$

$$V_f = 12.72 \text{ m}^3$$

CUIDADO Y MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE REPARACION

- 1) Los tanques en que se almacene o transporte el fluido deben de limpiarse totalmente antes de usarse.
- 2) Las presas deben de estar equipadas con baffles en el fondo, para contener el material que se asiente. La succión deberá estar aproximadamente a 50 cm. del fondo. Los tanques o las presas deben de tener acceso adecuado para su limpieza. Los rincones arredondados facilitan la limpieza.
- 3) Las tuberías de producción sucias frecuentemente contienen - óxidos, incrustaciones, grasa lubricante, etc. Pueden a menudo limpiarse dentro del pozo colocando un tapón recuperable por línea en el fondo, o introduciendo una tubería de 1 pg. y circulando HCl o simplemente agua con 1 lb/gal de arena para fracturamiento.
- 4) Con un desarenador cónico de 4 pg., operado apropiadamente, pueden removerse la mayor parte de los sólidos mayores de 10 micras. Con un filtro de cartucho (como el Peco), pueden removerse los sólidos de hasta 2 a 5 micrones, cuando se requieren fluidos limpios.

- 5) Las partículas de óxido de fierro constituyen un material - obturante muy dañino. La reacción entre el oxígeno y el - - fierro puede prevenirse agregando sulfito de sodio - - - (NaSO₃) para reducir el oxígeno. El citrato de sodio puede utilizarse para secuestrar el fierro.

Los secuestrantes son aditivos que se utilizan para mantener en solución algún material con el objeto de que no se precipite.

LODOS CONVENCIONALES A BASE DE AGUA

Por economía y disponibilidad algunas veces se sugiere el uso de un lodo en lugar de una samuera. Sin embargo su filtrado con tiene dispersantes, arcillas, y altas concentraciones de partículas finas que pueden causar un daño irreparable tanto en el interior de la formación como en la cara de entrada.

Por lo tanto deberá evitarse su uso, excepto frente a formaciones que serán abandonadas.

LODOS BASE ACEITE O DE EMULSION INVERSA

Estos lodos son generalmente menos dañinos desde el punto de vista de ocasionar problemas en las arcillas, ya que su filtrado contiene aceite y proporciona muy bajos gastos de filtrado. Sin embargo pueden ocasionar bloqueos por emulsión muy severos, ya que la mayoría de los fluidos base aceite contienen emulsificantes que pueden mojar de aceite la formación.

El costo de los lodos es alto, por lo que su uso se justifica sólo cuando los lodos base agua dañan seriamente la formación.

ESPUMAS

En pozos con baja presión, donde la circulación de fluidos a base de agua o aceite es imposible, se pueden usar espumas preformadas en ciertos trabajos de reparación como: desarenamiento, perforación o profundización. Dependiendo de la relación de aire a agua circulada, los gradientes de flujo del orden de 0.1 a 0.2 (lb/pg²) son obtenidos.

La espuma es una mezcla de aire disperso en agua dulce o salmuera que contiene una pequeña cantidad de surfactante. La concentración y tipo de surfactante debe seleccionarse para obtener una espuma estable con los fluidos específicos de la formación.

El equipo requerido incluye: compresor de aire, tanques para la solución espumante, una boma de líquido, medidores de líquido y aire, y un generador de espuma.

El equipo necesario para manejar la espuma incluye un cabezal para girar la TP, un ensamble de preventores (strippers) en la cabeza del pozo, que se usa para diversificar la espuma -- que sale hacia la presa de desecho.

El compresor generalmente maneja de 500 a 1000 ft³/min. a presión de 500 lb/pg². El agua y el agente espumante se mezclan y se inyectan a la corriente de aire, a un gasto de 10 a 20 gal/min. Los agentes espumantes se usan en concentraciones de 0.5 a 1%. Para producir una espuma consistente, e incrementar su capacidad de acarreo se agrega al agua bentonita o polímeros.

La principal ventaja de la espuma es la combinación de baja densidad, baja pérdida de filtrado y la capacidad de acarreo a velocidades de flujo moderadas. Se han medido presiones de fondo tan bajas como de 50 lb/pg² a 2900 pies de profundidad mientras se circulaba espuma.

Las recomendaciones expuestas sobre el uso de los fluidos de reparación, deben considerarse cuidadosamente cuando se reparan pozos en formaciones depresionadas y/o con baja permeabilidad y/o con arcillas hidratables. Las formaciones que responden favorablemente a los tratamientos de limpieza y estimulación, pueden ser tratadas con menor rigor.

CAPITULO 15

TEMAS SELECTOS

15.1 CEMENTACIONES FORZADAS

La cementación forzada es una operación en que una lechada de cemento es forzada bajo presión a un punto específico del pozo, con propósitos de reparación. El objetivo es llenar todas las perforaciones o canales detrás de la TR con cemento, para obtener un sello entre la TR y la formación.

Para lograr este objetivo se requiere solamente de un pequeño volumen de cemento, pero debe de ser colocado en el lugar preciso - dentro del pozo. El cemento colocado en una fractura vertical lejos del agujero no tiene ningún valor.

Un punto importante es el que la cementación forzada no puede resolver problemas de comunicación vertical dentro de las formaciones.

Se conocen 2 técnicas para efectuar cementaciones forzadas:

1) TECNICA A ALTA PRESION.- Comprende el fracturamiento de la formación y el bombeo de la lechada de cemento dentro de la fractura, hasta que una presión superficial determinada se alcanza y se mantiene. Normalmente se utiliza cemento con alta pérdida de filtrado.

2) TECNICA A BAJA PRESION.- Consiste en la colocación del cemento sobre el intervalo disparado y la aplicación de la presión necesaria para formar un enjarre de cemento deshidratado dentro de las perforaciones, canales o fracturas que puedan estar abiertas y comunicadas con las perforaciones. Deben de usarse cementos de baja pérdida de filtrado. (de 50 a 100 cm³) y fluidos de reparación -- limpios. No es deseable fracturar hidráulicamente la formación.

La clave para llenar efectivamente los canales es el control de la pérdida del filtrado. Con un control apropiado de la pérdida del filtrado existe muy poco riesgo de que se peguen las herramientas dentro del agujero, debido al desarrollo del enjarre en el interior de la TR. Idealmente sólo un pequeño nodo de cemento permanece dentro de la TR opuesto a cada perforación después del lavado. El volumen de cemento requerido para llenar la TR a través del intervalo disparado raramente excede de 10 a 15 barriles, siendo de 0.1 a 0.2 pie³ por perforación.

PROCEDIMIENTO DE CEMENTACION FORZADA A BAJA PRESION

Mezclado de cemento.

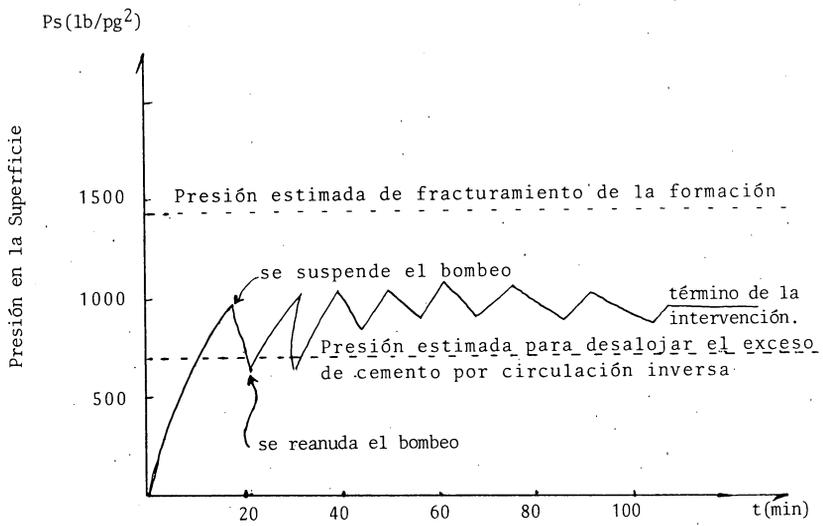
- 1.- Mida el volumen de agua requerida dentro del tanque.
- 2.- Agregue el aditivo reductor de pérdida de filtrado y el retardador de fraguado al agua y mezclelos totalmente antes de -- adicionar el cemento.

Pruebas Superficiales de la lechada de cemento.- Después de mezclar los ingredientes y circular durante 5 a 10 minutos, se tomará una muestra de la lechada para controlar o verificar su pérdida de filtrado. Se usará un prensa-filtro estándar (a temperatura ambiente y 1000 lb/pg² de presión diferencial). La pérdida de fluido deberá de ser de 25 a 50 cm³ en 30 minutos.

Colocación del cemento.- La lechada de cemento deberá colocarse sobre las perforaciones, particularmente cuando se tengan grandes intervalos disparados. Si se usa agua salada como fluido de desplazamiento, el efecto de la aceleración del fraguado por la sal deberá ser considerado y, si es necesario, el cemento debe protegerse con fluido de espaciamiento antes y después de la lechada.

Se deben tomar todo género de precauciones para evitar la contaminación del cemento.

Proceso del desarrollo del enjarre.- Para deshidratar el cemento dentro de las perforaciones, la presión deberá incrementarse ligeramente, interrumpiéndola ocasionalmente como se muestra en la siguiente figura:



El ritmo del desarrollo del enjarre es una función de la presión y el tiempo. Si se fractura la formación, deberá detenerse el -- bombeo por varios minutos (3 a 4) y a continuación se reiniciará lentamente. Durante la cementación, al detener el bombeo, el -- ritmo de declinación de la presión superficial proporciona una -- indicación del desarrollo del enjarre. Este ritmo decrece a medida que aumente el enjarre. Cuando la presión final deseada se alcanza, el bombeo deberá detenerse y la presión final observarse -- por 5 ó 10 minutos. Si la presión se abate, deberá elevarse -- al nivel deseado. La cementación se da por terminada cuando se -- mantiene esta presión.

El tiempo de bombeo necesario para aplicar esta técnica intermitente se reduce por un factor de 2 del tiempo que se determina -- usando las células API para cementaciones forzadas.

Regreso del exceso de cemento.- La circulación inversa deberá -- efectuarse de tal forma que se mantenga una presión diferencial hacia las perforaciones, pero algo inferior a la presión final de la cementación. Todo el cemento puede desalojarse del intervalo disparado si se desea, sin embargo se tiene mayor éxito cuando se deja el cemento a través de las perforaciones y posteriormente se perfora.

Tiempo de espera después de la cementación.- Generalmente es suficiente esperar de 4 a 6 horas para que el cemento alcance una resistencia a la compresión de 200 a 250 lb/pg², necesaria para taponar el equivalente de una perforación, siempre y cuando se tenga cuidado al proceder con las operaciones siguientes, de -- evitar presiones diferenciales excesivas hacia el pozo.

Evaluación de la cementación.- La prueba de la cementación fuerza da quedará determinada por los requerimientos de las operaciones subsiguientes en el pozo.

Además de los procedimientos conocidos, como registros, etc. se recomienda lo siguiente:

a) Aplique una presión hacia la formación por lo menos igual a la que será empleada en los fracturamientos subsiguientes. Debe hacerse notar que el represionamiento de la TR no es una indicación positiva del sello de las perforaciones con cemento, -- ya que las perforaciones taponadas con lodo también pueden soportar una presión diferencial considerable.

b) Aplique una presión diferencial hacia el pozo por lo menos tan grande como la que se tendrá al producir el pozo.

Si la cementación forzada falla con la presión diferencial hacia el pozo, probablemente se desprendieron algunos tapones de lodo de una o mas perforaciones. La solución a este problema es efectuar otra cementación forzada. Esto no debe de considerarse como una indicación de que la lechada de cemento o la técnica de aplicación falló. Con la técnica de cementación de baja pérdida de filtrado, el costo de una segunda o tercera intervención es mínimo.

15.2 METODO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LOS
CAMBIOS DE TEMPERATURA EN POZOS PROFUNDOS

(Trabajo publicado en la revista JPT de Junio de 1979, del profesor Romero Juárez).

ECUACIONES:

$$\beta = 0.281 \left(\frac{dti}{dci-dte} \right) \text{-----(1)} \quad (12) \text{ (en el artículo)}$$

donde:

dti = diámetro interno T.R.
dte = diámetro externo T.P.
dci = diámetro interno T.R.

$$F = 1.658 \frac{1+\beta f(t)}{\beta} \text{-----(2)} \quad (8)$$

donde:

f(t).- función del tiempo de valor variable (se obtiene de la figura 1 ó 6).

$$A = F \cdot i \text{-----(3)} \quad (4)$$

donde:

A.- función definida por la ec. 3
i.- gasto de inyección (bl/dia)

$$T (Z,t) = geZ + Tes - geA + (Tfs + geA - Tes) e^{-Z/A} \text{--(4)} \quad (1)$$

donde:

Tfs.- temperatura de inyección del fluido en la superficie (°F)
ge.- gradiente geotérmico (°F/pie)
Tes.- temperatura de la roca en la sup. de la tierra (°F)
Z.- profundidad (pies)

EJEMPLO:

Calcular la temperatura a una profundidad de 14000 pies, después de inyectar en un pozo, durante una hora, un gasto de 10bl/min. Los datos adicionales son:

$$Z = 14,000 \text{ pies}$$

$$t_i = 1 \text{ hora}$$

$$i = 10 \text{ bl/min} = 1440 \times 10 = 14,400 \text{ bl/día}$$

$$g_e = 0.019 \text{ (°F/pie)}$$

$$T_{es} = 70 \text{ °F}$$

$$T_{fs} = 70 \text{ °F}$$

$$\text{Diámetro interno T.R.} = d_{ci} = 6.625 \text{ pg.}$$

$$\text{Diámetro externo T.R.} = d_{ce} = 7.625 \text{ pg.}$$

$$\text{Diámetro interno T.P.} = d_{ti} = 3.826 \text{ pg.}$$

$$\text{Diámetro externo T.P.} = d_{te} = 4.5 \text{ pg.}$$

$$T_{bh} = \text{temperatura fondo pozo inyector} = 336. \text{ °F}$$

Sustituyendo:

$$\beta = 0.281 \left(\frac{3.826}{6.625 - 4.5} \right)$$

$$\beta = 0.50593$$

$$F = 1.658 \frac{1 + (0.50593)(0.72)}{(0.50593)} = 4.4709$$

De la Fig. 1 del artículo, para T.R. = 7 5/8 pg y una hora de bombeo:

$$f(t) = 0.72$$

$$A = F \times i$$

$$A = 4.4709 \times 14400 \text{ bl/día} = 64,381 \text{ pies}$$

$$T(Z, t) = (0.019)(14,000) + 70 - (0.019)(64,381) + (70 + (0.019)(64,381) - 70) e^{-\frac{14000}{64381}}$$

$$T(Z, t) = 96.94 \text{ °F}$$

Cálculo del acortamiento de la tubería de producción por efecto del tratamiento de estimulación.

$$\Delta L = Z \lambda \Delta t \quad \text{-----(5)-----(16)}$$

λ = Coeficiente de expansión térmica del acero

$$\Delta t = \frac{T_{fs} + T(Z)}{2} - \frac{T_{es} + T_{bh}}{2} \quad \text{-----(6)}$$

$$\Delta t = \frac{70 + 96.94}{2} - \frac{70 + 336}{2}$$

$$\Delta t = - 119.53 \text{ } ^\circ\text{F}$$

sust. datos en la ec. 5

$$\Delta L = (14,000) (6.69 \times 10^{-6}) (-119.53) = -11.2 \text{ pies.}$$

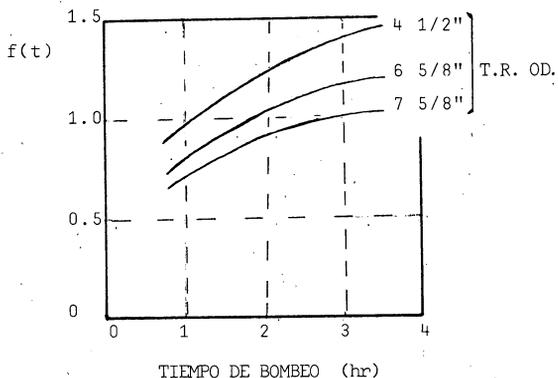


FIG. 1.- VALORES DE f(t) PARA CALCULAR LA TEMPERATURA EN EL POZO.

15.3 REGISTROS DE PRODUCCION

RESUMEN

Los registros de producción se usan para evaluar las condiciones de los pozos durante su terminación, su producción, y en los proyectos de recuperación secundaria o mantenimiento de presión por inyección de fluidos. A continuación se resumen las áreas -- específicas de su aplicación:

- 1) Terminación de pozos:
 - (a) Evaluación de fracturamiento.- Con los Registros de - - Temperatura.
 - (b) Evaluación de acidificaciones.- Con el Registro de - - - Temperatura.
 - (c) Comprobación de la efectividad de los disparos.- Con el fluómetro y con el registro de temperatura.

- 2) Pozos en Producción Primaria:
 - (a) Comprobación de fugas en la T.P., en la T.R., y el empacador.- Con el Fluómetro y el Registro de Temperatura.
 - (b) Comprobación de canalizaciones.- con el Registro de Temperatura, con el Fluómetro y con trazadores.
 - (c) Determinación del perfil de producción, con el Fluómetro, el Gradiomanómetro y el Registro de Temperatura.
 - Se determina la procedencia del agua.
 - Se determina los puntos de entrada de agua
 - Se determina los puntos de entrada de gas.
 - Se determina si todos los disparos contribuyen al flujo en forma efectiva.
 - Se determina el índice de productividad.
 - (d) Determinación de zonas nuevas con hidrocarburos.- Con - los registros Rayos Gamma, Neutrón y TDT.
 - (e) Control de nivel de agua en el yacimiento.- Con el Re-- registro TDT.
 - (f) Control de nivel de gas - líquido.- Con el Registro - - Neutrón.

- 3) Pozos Productores en proyectos de Recuperación Secundaria:
 - (a) Comprobación de fugas por la T.P., por la T.R. y el empac

RESUMEN

CONTINUACION

gador.- Con el Fluómetro y el Registro de Temperatura.

(b) Comprobación de la operación de las válvulas de bombeo - neumático.- Con el Registro de Temperatura.

(c) Determinación del Perfil de Producción.- Con el Fluómetro, el Gradiomanómetro y el Registro de Temperatura.

- Se determina los puntos de entrada de agua.

- Se determina los puntos o las zonas con entrada de gas

- Se determina si todos los disparos son efectivos

- Se determina el índice de productividad.

(d) Comprobación de canalizaciones.- Con el Fluómetro, el Registro de Temperatura y Trazadores.

(e) Comprobación de zonas nuevas con hidrocarburos.- Con los registros de Rayos Gamma, Neutrón y TDT

(f) Control del nivel de agua con el yacimiento.- Con el TDT.

(g) Control del nivel de gas - líquido.- Con el Registro - - Neutrón.

(h) Determinación de zonas en las que se presenta la surgencia de gas,. Con el Fluómetro, el Gradiomanómetro y el Registro de Temperatura.

4) Pozos Inyectores:

(a) Comprobación de fugas por la T.P., la T.R. y el empacador.- Con el Fluómetro, el Registro de Temperatura y Trazadores.

(b) Determinación de los perfiles de inyección.- Con el Fluómetro y Trazadores.

(c) Comprobación de canalización.- Con el Registro de Temperatura y Trazadores.

15.4 PROGRAMA PARA CALCULAR PERFILES DE TEMPERATURA EN POZOS

Francisco Garaicochea P.

RESUMEN

La determinación de la variación de la temperatura en el pozo tiene aplicaciones en el diseño de tratamientos de estimulación y en la evaluación de los cambios de longitud que experimentan las tuberías al estimular un pozo o convertirlo en inyector.

Se presenta aquí un programa, para la calculadora TI-59, que permite calcular perfiles de temperatura en pozos, en función del gasto y tiempo de inyección, mediante la aplicación del procedimiento simplificado expuesto en la referencia 1.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO

La ecuación siguiente resuelve el problema de la distribución de la temperatura en un pozo inyector. (2)

$$T(z, t) = g_z^2 + T_{es} - gA + (T_{fs} + gA - T_{es}) e^{-z/A} \quad (1)$$

Donde el valor de A se obtiene con las ecuaciones siguientes:

$$A = 1440 Fi \quad (2)$$

$$F = 1.658 \left(\frac{1 + B f(t)}{B} \right) \quad (3)$$

$$B = .281 \left(\frac{d_{ti}}{d_{ci} - d_{te}} \right) \quad (4)$$

El valor de $f(t)$, en la ecuación 3, se obtiene con la siguiente ecuación, ajustada de la Fig. 5 de la referencia 3.

$$\log f(t) = .31333 \log Y - .06 (\log Y)^2 + .006666 (\log Y)^3 \quad (5)$$

$$\text{Donde: } Y = \frac{23 t}{d_{ce}^2} \quad (6)$$

Finalmente el cambio en la temperatura promedio de la tubería está dado por:

$$\Delta T = \frac{T_{fs} + T(z)}{2} - \frac{T_{es} + T_{bh}}{2} \quad (7)$$

PROGRAMA

En la Tabla I se muestra el listado del programa desarrollado, y en la Tabla II las instrucciones para correrlo.

EJEMPLO

Se desea calcular la temperatura en un pozo de 14 000 pies, -- para un gasto de inyección de 10 bl/min., si se ha inyectado -- agua durante una hora. El gradiente geotérmico es de .019 -- °F/pie. La temperatura en el fondo del pozo es de 330° F. --
 $T_{fs} = T_{es} = 70^\circ \text{ F}$. Para las tuberías: $d_{ci} = 6.625 \text{ pg}$, $d_{ce} = 7.625 \text{ pg}$, $d_{ti} = 3.826 \text{ pg}$ y $d_{te} = 4.5 \text{ pg}$.

En la Tabla II se presentan los resultados obtenidos para el ejemplo considerado.

T A B L A I
LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
000	2nd Lbl A STO 01	ge	°F/pie
004	R/S STO 02	Z	pies
007	R/S STO 03	Tes	°F
010	R/S STO 04	Tfs	°F
013	R/S STO 05	i	bl/min
016	R/S STO 06	t	hr
019	R/S STO 07	dci	pg
022	R/S STO 08	dti	pg
025	R/S STO 09	dte	pg
028	R/S STO 10	Tbh	°F
031	R/S STO 14 R/S	dce	pg
035	2nd Lbl B		
037	$23 \times \text{RCL } 06 \div \text{RCL } 14 \times^2$		
046	= 2nd log STO 16	Y	
050	.31333 x RCL 16 - .06 x		
064	RCL 16 \times^2 + .006666 x		
076	RCL 16 2nd $\times \geq t$ 082		
081	+/- y^x 3 = INV 2nd log		
087	STO 15	f (t)	
089	RCL 08 \div (RCL 07 - RCL 09) x		
100	.281 = STO 11	B	
107	x RCL 15 + 1 = \div RCL 11 x		
117	1.658 x RCL 05 x 1440 =		
131	STO 12	A	

T A B L A 1
LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
133	RCL 2 +/- ÷ RCL 12 = INV Inx		
142	x (RCL 04 + RCL 01 x RCL 12		
152	- RCL 03) = - RCL 01 x RCL 12		
163	+ RCL 03 + RCL 01 x RCL 02		
172	= STO 13 R/S	T (Z, t)	°F
176	2nd Lbl C .5 x (RCL 04 + RCL 13)		
188	- .5 x (RCL 03 + RCL 10) = R/S	ΔT	°F

TABLA II

INSTRUCCIONES PARA USAR EL PROGRAMA

PASO	INTRODUZCA	PRESIONE	MUESTRA	COMENTARIOS
1	.019	A		$g, \text{ }^\circ\text{F}/\text{pie}$
2	14000	R/S		$Z, \text{ pies}$
3	70	R/S		$T_{es}, \text{ }^\circ\text{F}$
4	70	R/S		$T_{fs}, \text{ }^\circ\text{F}$
5	10	R/S		$i, \text{ bl}/\text{min.}$
6	1	R/S		$t, \text{ hr}$
7	6.625	R/S		$d_{ci}, \text{ pg}$
8	3.826	R/S		$d_{ti}, \text{ pg}$
9	4.5	R/S		$d_{te}, \text{ pg}$
10	330	R/S		$T_{bh}, \text{ }^\circ\text{F}$
11	7.625	R/S		$d_{ce}, \text{ pg}$
		B	96.82	$T(Z, t), \text{ }^\circ\text{F}$
		C	-116	$\Delta T, \text{ }^\circ\text{F}$

NOMENCLATURA

- A.- Función definida en la ecuación 2, pies
- B.- Cantidad definida por la ecuación 4
- d_{ce} .- Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pg.
- d_{ci} .- Diámetro interior de la tubería de revestimiento, pg.
- d_{te} .- Diámetro exterior de la tubería de producción, pg.
- d_{ti} .- Diámetro interior de la tubería de producción, pg.
- f(t).- Función del tiempo de conducción de calor
- F.- Factor definido por las ecuaciones 3 y 4, pies/bl/día
- g.- Gradiente geotérmico, °F/pie
- i.- Gasto de inyección, bl/min.
- t.- Tiempo de inyección, horas
- Tbh.- Temperatura de fondo del pozo estimulado o inyector, °F
- Tes.- Temperatura de la roca en la superficie, °F
- Tfs.- Temperatura del fluido inyectado en la superficie, °F
- T(Z,t).- Temperatura del fluido en el pozo, °F
- Z.- Profundidad, pies
- ΔT .- Cambio en la temperatura, °F

REFERENCIAS.

- 1.- Romero Juárez A.: "A Simplified Method for Calculating Temperature Changes in Deep Wells". J.P.T. (junio 1979).
- 2.- Ramey, H.J.: "Wellbore Heat Transmission". J.P.T. (Abril 1972):
- 3.- Matson, B.G., Whitfield, M.A. y Dysart G.R.: "Computer Calculations of Pressure and Temperature Effects on Length of Tubular Goods During Deep Well Stimulation". J.P.T. (abril 1967).

15.5 DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION MATRICIAL DE ARENISCAS

Francisco Garaicochea P.

RESUMEN:

Para diseñar tratamientos con ácido a la matriz de la formación, Williams propone el uso de cuatro curvas derivadas de un estudio teórico-experimental (Figs. 1 a 4)(1)(2). Estas figuras fueron desarrolladas para una mezcla de 3% de HF con 12% de HCl. Con la finalidad de facilitar el diseño mencionado se elaboró un programa para la calculadora TI-59, que permite estimar los volúmenes de fluidos requeridos para efectuar un tratamiento intersticial, en formaciones areniscas, usando ácido intensificado.

PROCEDIMIENTO:

La siguiente ecuación, ajustada a las figuras 1 a 4, - permite calcular el volumen de ácido (V_0), requerido para - aumentar la permeabilidad de la formación hasta una penetración deseada (X), en función de la temperatura de la formación (T) y del gasto máximo que puede aceptar sin fracturarse (i/h).

$$V_0 = 140 + C_1 + C_2x + C_3y + C_4x^2 + C_5xy + C_6y^2 + C_7x^3 + C_8x^2y + C_9xy^2 + C_{10}y^3 + C_{11}z + C_{12}zx + C_{13}zy + C_{14}zx^2 + C_{15}zxy + C_{16}zy^2 + C_{17}zx^3 + C_{18}zx^2y + C_{19}zxy^2 + C_{20}zy^3 \quad (1)$$

Donde:

$$x = (X - 4) \quad (2)$$

$$y = \log (.9 i/h) \quad (3)*$$

$$z = (T-175)/100 \quad (4)$$

* En esta ecuación el valor de i se multiplica por .9 para contar en la práctica con un margen de seguridad.

Los valores de los coeficientes de la Ec. 1 son:

$C_1 = -88.636$	$C_{11} = -15.226$
$C_2 = 18.72$	$C_{12} = 6.0995$
$C_3 = .67336$	$C_{13} = -62.05$
$C_4 = 4.4285$	$C_{14} = 6.051$
$C_5 = -22.83$	$C_{15} = -24.813$
$C_6 = 21.975$	$C_{16} = -14.834$
$C_7 = 1.3124$	$C_{17} = .3812$
$C_8 = -9.473$	$C_{18} = -.84504$
$C_9 = 6.8514$	$C_{19} = -3.8846$
$C_{10} = 1.511$	$C_{20} = -.99883$

El volumen de ácido obtenido con la Ec. 1 corresponde a un pozo con radio de 3 pg., y estimulando con ácido para lodos con 3% de HF. El volumen de ácido requerido para otros radios y otras concentraciones de HF, se obtiene con la ecuación siguiente:

$$V = \frac{3 \cdot V_{oh}}{C_o} \left[\frac{(r_w + \Delta r_a)^2 - r_w^2}{(3 + \Delta r_a)^2 - 9} \right] \quad (5)$$

El programa de cómputo desarrollado con las ecuaciones anteriores se muestran en la Tabla 1. En la Tabla 2 se presentan las instrucciones para correrlo.

RECONOCIMIENTO

La ecuación 1, que constituye la parte esencial del procedimiento programado, fue establecida por el Dr. Juan Manuel Berlanga.

T A B L A I

L I S T A D O D E L P R O G R A M A

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
000	2nd Lbl A STO 00	C _o	%
004	R/S STO 01	h	pies
007	R/S STO 02	T	°F
010	R/S STO 03	i	bl/min
013	R/S STO 04	X	pg
016	R/S STO 05 R/S	r _w	pg
020	2nd Lbl B		
022	RCL 03 ÷ RCL 01 x .9 =		
031	log STO 06	Y	
034	RCL 04-4 = STO 07	x	
041	RCL 02 - 175= ÷ 100 =		
053	STO 08	z	
055	88.636 +/-18.72 x RCL 07		
071	+ .67336 x RCL 06 +		
082	4.4285 x RCL 07 x ² -		
093	22.83 x RCL 06 x RCL 07 +		
105	21.975 x RCL 06 x ² + 1.3124		
122	x RCL 07 x ² x RCL 07 -		
130	9.473 x RCL 07 x ² x RCL 06 +		
143	6.8514 x RCL 07 x RCL 06 x ² +		

L I S T A D O D E L P R O G R A M A

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
157	$1.511 \times \text{RCL } 06 \times^2 \times$ $\text{RCL } 06 -$		
170	$15.226 \times \text{RCL } 08 +$ $6.0995 \times$		
187	$\text{RCL } 08 \times \text{RCL } 07 - 62.05 \times$		
199	$\text{RCL } 08 \times \text{RCL } 06 + 6.051 \times$		
211	$\text{RCL } 08 \times \text{RCL } 07 \times^2 -$ 24.813		
224	$\times \text{RCL } 08 \times \text{RCL } 07 \times$ $\text{RCL } 06$		
233	$-14.834 \times \text{RCL } 08 \times$ $\text{RCL } 06$		
246	$\times^2 + .3812 \times \text{RCL } 08 \times$ $\text{RCL } 07$		
259	$\times^2 \times \text{RCL } 07 - .84504 \times$ $\text{RCL } 08$		
273	$\times \text{RCL } 07 \times^2 \times \text{RCL } 06 -$		
281	$3.8846 \times \text{RCL } 08 \times$ $\text{RCL } 07$		
293	$\times \text{RCL } 06 \times^2 - .99883 \times$		
305	$\text{RCL } 08 \times \text{RCL } 06 \times^2 \times$ $\text{RCL } .06$		
314	$= + 140 =$	V_0	gal/pie
320	$\times (((\text{RCL } 05 + \text{RCL } 04) \cdot$ $\times^2 -$		
332	$\text{RCL } 05 \times^2) \div ((3 + \text{RCL } 04)$ \times^2		
345	$-9)) \times 3 \div \text{RCL } 00$		
354	$\times \text{RCL } 01 = 2\text{nd Int R/S}$	V	gal

TABLA 2

INSTRUCCIONES PARA USAR EL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCION	ALMACENAMIENTO EN MEMORIA No.	PRESIONE	MUESTRA
1	Introduzca Co	00	A	
2	Introduzca h	01	R/S	
3	Introduzca T	02	R/S	
4	Introduzca i	03	R/S	
5	Introduzca X	04	R/S	
6	Introduzca r _w	05	R/S	
7			B	V

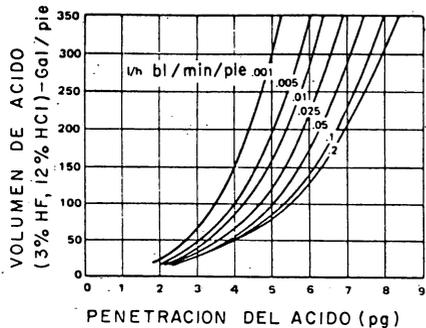


FIG. 1 - PENETRACION DEL ACIDO ACTIVO PARA $T = 100^{\circ}\text{F}$ y $r\omega = 3 \text{ pg}$

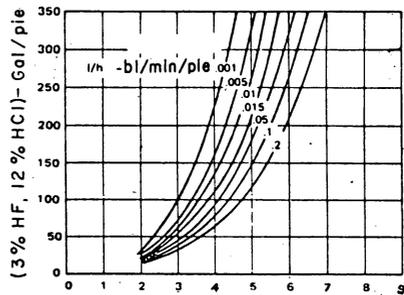


FIG. 3 - PENETRACION \rightarrow
 $T = 200^{\circ}\text{F}$, $r\omega = 3 \text{ pg}$

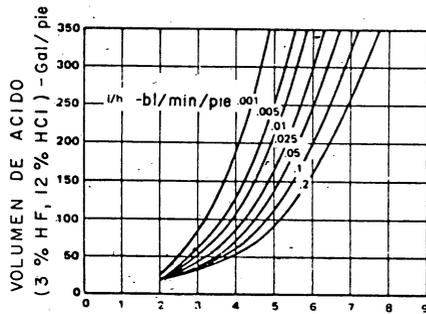


FIG. 2 - PENETRACION \rightarrow
 $T = 150^{\circ}\text{F}$, $r\omega = 3 \text{ pg}$

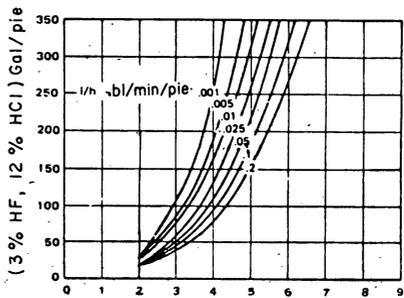


FIG. 4 - PENETRACION \rightarrow
 $T = 250^{\circ}\text{F}$, $r\omega = 3 \text{ pg}$

NOMENCLATURA

- Co.- Concentración HF usada en el ácido intensificado, %
- h.- Longitud del intervalo disparado, pies
- i.- Gasto máximo de inyección, bl/min.
- Δr_a .- Penetración del ácido activo en la formación, pg
- r_w .- Radio del pozo, pg
- T.- Temperatura del ácido activo en la formación, °F
- Vo.- Volumen de ácido intensificado, con 3 % de HF, requerido para estimular un pozo, con $r_w = 3$ pg, gal/pie.
- V.- Volumen total de ácido intensificado requerido, gal.
- X.- Penetración deseada del ácido activo en la formación, pg.
- x.- Función definida en la ecuación 2.
- y.- Función definida en la ecuación 3.
- z.- Función definida en la ecuación 4.

REFERENCIAS.

- 1.- Williams, B.B.: "Hydrofluoric Acid Reactions with Sandstone Formations", J. Eng. Ind. (Feb 1975) ASME, 252-258
- 2.- Williams, B.B., Gidley, J.L., y Schechter, R.S., "Acidizing Fundamentals". Monograph Volume 6. SPE (1979).

15.6 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO

(PROGRAMA PARA LA CALCULADORA TI-59)

RESUMEN

El fracturamiento con ácido es una técnica de estimulación que se utiliza frecuentemente en formaciones carbonatadas. El diseño de estos tratamientos comprende cálculos laboriosos, complejos y de tipo iterativo. Por esta razón se desarrolló un programa para la calculadora TI-59, que permite diseñar un fracturamiento con ácido clorhídrico, para una formación caliza, mediante la aplicación general del método expuesto en el capítulo 7 de la referencia 1*.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

En primer término se determina la geometría de la fractura, definida por su amplitud y su longitud, ya que su altura se estima previamente. La geometría se calcula, para un tiempo de inyección dado, mediante la solución simultánea, por tanteos, de las ecuaciones (1) y (2) (2). Para esto se supone un valor de W_w y, aplicando sucesivamente las ecuaciones (3), (4), (2) y (1), se obtiene un valor de W_w . Si este valor coincide con el supuesto, entonces el problema está resuelto. De lo contrario, se supondrá otro valor de W_w , hasta lograr la aproximación deseada.

$$W_w = 2.1 \sqrt[4]{\frac{\mu i L^2}{E h}} \quad (1)$$

$$L = \frac{i}{32 h \pi C^2} (\pi W_w + 8 V_{sp}) \left[\frac{2 \alpha}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\alpha^2} \operatorname{erfc} \alpha \right] \quad (2)$$

* Referencias al final.

Donde:

$$\alpha = \frac{8 C \sqrt{\pi t}}{\pi Ww + 8 V_{sp}} \quad (3)$$

$$\operatorname{erfc} \alpha = \frac{1}{(1 + .278 \alpha + .23 \alpha^2 + 0.000972 \alpha^3 + .0781 \alpha^4)^4} \quad (4)$$

Si: $\alpha > 3$

$$e^{\alpha^2} \operatorname{erfc} \alpha \rightarrow \frac{1}{\alpha \sqrt{\pi}} \quad (5)$$

Después de obtener Ww y L , se calcula la amplitud promedio de la fractura con la ecuación:

$$\bar{W} = \frac{\pi Ww}{4} \quad (6)$$

A continuación se procede al cálculo de la penetración del ácido activo en la fractura (3). Los pasos son:

a) Se calcula la velocidad promedio de pérdida de fluido:

$$\bar{V}_N = \frac{\pi C}{2 \sqrt{t}} \quad (\text{pies/min}) \quad (7)$$

b) Se obtiene el valor del número de Reynolds para el flujo de ácido dentro de la fractura:

$$N_{Re} = \frac{\rho_a i}{\mu_a h} \quad (8)$$

c) Se determina el valor del coeficiente de difusión efectivo, con la siguiente ecuación ajustada de la Fig. 1.

$$De = (14003 - 17828 \log N_{Re} + 8548 (\log N_{Re})^2 - 1829 (\log N_{Re})^3 + 147.6 (\log N_{Re})^4) \times 646 \times 10^{-9} \quad (9)$$

Donde: De (pies²/min)

d) Se calcula el número de Peclet para la pérdida de fluido:

$$N_{pe}^* = \frac{\bar{w} \bar{V}_N}{2 De} \quad (10)$$

Las unidades deben ser consistentes en esta ecuación.

e) La penetración adimensional del ácido, La , se obtiene con la siguiente ecuación, ajustada de la Fig. 2, para $c/co=0.1$

$$La = .00485 + 1.1 N_{pe}^* - .179 N_{pe}^{*2} - .2 N_{pe}^{*3} + .069 N_{pe}^{*4} \quad (11)$$

f) La penetración del ácido se determina con:

$$x L = \frac{La NRe \mu_r}{4 \bar{V}_N \rho} \quad (12)$$

A continuación se procede a calcular la conductividad de la fractura acidificada y sometida a la presión de cierre correspondiente. El procedimiento consiste en la solución de los pasos siguientes: (5) (7)

a) Se calcula el volumen de ácido que se utilizará en el tratamiento (yV). Williams y Nierode (7) proponen que este volumen sea por lo menos igual a tres veces el volumen de la fractura acidificada cuando se usa HCl al 15%. Si se usa HCl al 28% el volumen recomendado es $1.5 V_f$. Para calcular este volumen se usa la ecuación:

$$yV = y V_f (b1) = \frac{y (2 xL) (\text{pies}) h(\text{pies}) \bar{w} (\text{pies})}{5.614 (b1/\text{pie}^3)} \quad (13)$$

Donde el valor de y , ajustado en función de c_o , es:

$$y = 4.73 - 11.53 c_o \quad (14)$$

Sustituyendo (14) en (13), y usando por \bar{W} su equivalente $\pi/4 W_w$, se obtiene:

$$y V_f (b1) = (1.323 - 3.226c_0) x L h W_w \quad (15)$$

b) Se obtiene la amplitud equivalente de la fractura ideal (uniformente disuelta por el volumen anterior):

$$W_a = \frac{5.614 y V_f X}{2 x L h (1 - \emptyset)} \quad (16)$$

Donde el valor de X se obtiene con la siguiente ecuación, ajustada en función de $c^{(1)}$:

$$X = .58c_0 - .0103 \quad (17)$$

Sustituyendo en (16) y simplificando.

$$W_a = \frac{y V_f (1.63c_0 - .029)}{x L h (1 - \emptyset)} \quad (18)$$

c) Finalmente se calcula la conductividad de la fractura acidificada con la siguiente expresión:

$$WK_f = 221 x 10^{-7} \left[9.36 x 10^{13} W_a^3 \right]^{.822} e^{(-C_2 P_c)} \quad (19)$$

$$\text{Donde: } C_2 = (3.8 - .28 \ln S) x 10^{-3} \quad (20)$$

y WK_f (Darcies - pie)

A continuación se presenta el procedimiento para determinar el incremento en la productividad del pozo⁽⁶⁾. Los pasos de esta etapa final de cálculo son:

a) Obtenga el área de drene, en acres, con la siguiente ecuación:

$$A \text{ (acres)} = \frac{.866 (2re)^2 \text{ (pies}^2\text{)}}{43560 \text{ (pies}^2\text{/acre)}} \quad (21)$$

b) Calcule el valor de H

$$H = \frac{5 WK_f}{\pi Ko} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \sqrt{\frac{10}{A}} \quad (22)$$

c) Determine el valor de la relación de índice de productividad en la forma siguiente:

Si: $.1 < H < 3$

$$\frac{J}{J_0} = B \left[.785 \left[\tan \left(1.83 \frac{xL}{r_e} - 1.25 \right) + 4.28 \right] - 1.75 \right] + 1.75 \quad (23)$$

Si: $H > 3$

$$\frac{J}{J_0} = F \left[\tan (Y + Z) - \tan Z \right] + 1 \quad (24)$$

Donde:

$$B = .345 H^{-.0346} \quad (25)$$

$$F = 4.84 H^{-2} - 6.4 H^{-1} + 2.38 \quad (26)$$

$$Y = (2.27 - 1.32 H^{-1}) \frac{xL}{r_e} \quad (27)$$

$$Z = 1.24 H^{-2} - 1.64 H^{-1} - 0.84 \quad (28)$$

EJEMPLO DE APLICACION.

Para ilustrar el procedimiento se supondrá un pozo terminado en una formación caliza a 7500 pies de profundidad. La permeabilidad de la formación es de 0.5 md, su porosidad de 0.10, su módulo de Young 6.45×10^6 lb/pg². La presión estática del pozo es de 2500 lb/pg²; el espaciamento entre pozos es de 1320 pies; el radio del pozo de 0.5 pies; la resistencia de la roca al incrustamiento es de 50 000 lb/pg²; la presión de confinamiento o esfuerzo de cierre de la fractura es de 3750 lb/pg. La temperatura de la formación es de 200°F. Las propiedades de los fluidos de tratamiento se resumen en la Tabla I.

Los pasos para correr el programa se muestran en la Tabla II, - que incluye los datos necesarios, sus unidades y los resultados obtenidos. Estos resultados son para la inyección de 150 bl. del fluido inicial, mas 80 bl de ácido con baja pérdida de filtrado, y corresponden a la mayor penetración del ácido e incremento de productividad obtenibles.

A continuación se efectúan los cálculos relativos a la inyección del ácido solo. Para ésto se introducen los valores de $C = .007$ presionando STO 05, y de $\mu = .048$ presionando STO 02. Se repiten los pasos 19 a 25, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla III. Estos resultados corresponden a la menor penetración e incremento de productividad esperados.

Los cálculos para otros tiempos se realizan repitiendo los pasos 19 a 25, introduciendo previamente los valores de C y μ correspondientes.

En la Tabla IV se muestran los cuatro casos o alternativas de diseño considerados, y en la Tabla V un resumen de los resultados obtenidos. Al correr el programa debe seguirse la secuencia: 1) seleccione un valor de t ; 2) realice los cálculos para la mínima pérdida de fluido; 3) efectúe los cálculos para la máxima pérdida de fluido. Los pasos anteriores se repiten para todos los valores de t que se deseen considerar.

El listado del programa se presenta en la Tabla VII. Cuando se diseñen tratamientos en los que se usará un ácido emulsificado, la viscosidad de la emulsión en la fractura debe de usarse para estimar la penetración del ácido. Esta viscosidad debe evaluarse a la temperatura y ritmo de corte esperado en la fractura. El ritmo de pérdida de fluido debe estimarse a partir de pruebas de pérdida de filtrado. En estas pruebas deben de simularse la temperatura y el proceso de reacción del ácido emulsificado. Las predicciones pueden ser erróneas si no se hacen las determinaciones mencionada en forma apropiada.

TABLA I

CARACTERISTICAS DEL TRATAMIENTO

Fluido inicial:

Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería - de producción y a la presión superficial)	10 bl/min.
Temperatura a la cual el fluido entra a la - fractura	150° F
Viscosidad promedio durante su flujo a lo lar - go de la fractura	60 cp
Concentración del aditivo para pérdida de - - fluido	200 lb/1 000 gal.
Características de pérdida de fluido:	
Pérdida inicial, V_{spt}	0.07 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido	0.002 pies/min. ^{1/2}
Acido	
Gasto de inyección (de acuerdo a la tubería - de producción y la presión superficial límite)	10 bl/min.
Viscosidad promedio al fluir a lo largo de - la fractura	
(175° F, ácido parcialmente reacciona - do)	
15% HCl (conteniendo 50 lb poliacri-- lamida/1 000 gal)	1.2 cp
Viscosidad del ácido reaccionado (200°F)	1.7 cp
Densidad del ácido	
15% HCl (conteniendo 50 lb poliacri-- lamida/1 000 gal)	71.1 lb/pies ³
Características de pérdida de fluido:	
Pérdida inicial, V_{spt}	0.07 gal/pies ²
Coefficiente de pérdida de fluido,	
C (sin aditivo de pérdida de fluido)	0.007 pies/min ^{1/2}
C (con aditivo de pérdida de fluido)	0.002 pies/min ^{1/2}

TABLA III
 INYECCION DE ACIDO SOLO

PASO	INTRODUZCA	PRESIONE	MUESTRA	COMENTARIOS
19	15			t, min
20		B	95.65	L, pies
21		R/S	.0279	\bar{W} , pg
22		R/S	33.63	xL, pies
23		R/S	79.96	yV, bl
24		R/S	5.995	WK_f , Darcies-pie
25		R/S	1.55	J/J_o

TABLA IV
 ALTERNATIVA DE DISEÑO

CASO	T R A T A M I E N T O
1	150 bl de fluido inicial a 10 bl/min 80 bl de HCl al 15% a 10 bl/min
2	300 bl de fluido inicial a 10 bl/min 126 bl de HCl al 15% a 10 bl/min
3	450 bl de fluido inicial a 10 bl/min 163 bl de HCl al 15% a 10 bl/min.
4	600 bl de fluido inicial a 10 bl/min 173 bl de HCl al 15% a 10 bl/min

TABLA V
 RESUMEN DE RESULTADOS

CASO	yV	L *	L **	\bar{W} *	\bar{W} **	xL *	xL **	WK_f *	WK_f **	J/J_o *	J/J_o **
1	80	253	96	.1225	.0279	143	34	.1690	5.99	2.48	1.55
2	126	395	139	.1535	.0338	181	41	.2928	11.58	2.86	1.65
3	163	508	167	.1816	.0376	207	45	.3997	16.69	3.08	1.72
4	173	534	194	.1892	.0406	213	49	.4243	15.87	3.13	1.76

* Mínima pérdida de fluido

C = .002 (STO 05)

μ = 2.4 (STO 02)

** Máxima pérdida de fluido

C = .007 (STO 05)

μ = .048 (STO 02)

TABLA II
EJEMPLO DE APLICACION

PASO	INTRODUZCA	PRESIONE	MUESTRA	COMENTARIOS
1	3	2nd O p 17	719.29	Partición de la memoria
2	1			Lee lado uno del programa
	2			Lee lado dos del programa
	3			Lee lado tres del programa
3	56.146	A		i , pies ³ /min.
4	2.4	R/S		μ , lbm/pie-min
5	50	R/S		h , pies
6	1.075 EE14	R/S		E , lbm/pie-min ²
7	.002	R/S		C , pies/ $\sqrt{\text{min}}$
8	.000935	R/S		V_{sp} , pies ³ /pie ²
9	71.1	R/S		ρ , lb/pie ³
10	.048	R/S		μ_a , lbm/pie-min
11	.068	R/S		μ_r , lbm/pie-min
12	.1	R/S		ϕ , fracción
13	3750	R/S		P_c , lb/pg ²
14	.15	R/S		c_0 , fracción
15	50000	R/s		S , lb/pg ²
16	.5	R/S		K_0 , md.
17	660	R/S		r_e , pies
18	.5	R/S		r_w , pies
19	15			t , min.
20		B	252.97	L , pies
21		R/S	.1225	\bar{w} , pg.
22		R/S	143.40	$\times L$, pies
23		R/S	79.96	yV , bl
24		R/S	.1690	WK_f , Darcies-pie
25		R/S	2.48	J/J_0

TABLA VI
LISTADO DEL PROGRAMA
(Partición: 719.29)

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
000	2nd Lbl A STO 01	i	pies ³ /min
004	R/S STO 02	μ	$\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{min}}$
007	R/S STO 08	h	pies
010	R/S STO 04	E	$\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{min}^2}$
013	R/S STO 05	C	pies/ $\sqrt{\text{min}}$
016	R/S STO 07	Vsp	pies ³ /pie ²
019	R/S STO 11	ρ	lb/pie ³
022	R/S STO 20	μ_a	$\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{min}}$
025	R/S STO 15	μ_r	$\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{min}}$
028	R/S STO 13	ϕ	fracción
031	R/S STO 17	Pc	lb/pg ²
034	R/S STO 19	c _o	fracción
037	R/S STO 00	S	lb/pg ²
040	R/S STO 26	Ko	md
043	R/S STO 28	r _e	pies
046	R/S STO 29 R/S	r _w	pies
050	2nd Lbl B STO 09	t	min
054	.013 STO 06 3 x π t RCL 09 x $\pi = \sqrt{x}$ x RCL 05	Ww	pies
071	x 8 + (π x RCL 06 + 8 x RCL 07) = STO 10	α	
088	2nd x \geq t 710		

LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
091	$Y^x 4 \times .0781 + RCL 10$ $Y^x 3 \times .000972$		
112	$+ RCL 10 \times^2 \times .23 +$ $RCL 10 \times .278$		
128	$= + 1 = Y^x 4 =$		
135	$1/x$	erfc α	
136	$\times RCL 10 \times^2 INV 1n \times$		
142	$+ 2 \times RCL 10 \div \pi \sqrt{x} - 1 = x$ $(\pi \times RCL 06$		
159	$+ 8 \times RCL 07) \times RCL 01 \div$ $100 \div$		
173	$RCL 08 \div RCL 05 \times^2 =$		
180	STO 03	L	pies
182	$\times^2 \times RCL 01 \times RCL 02 \div$ $RCL 04 \div RCL 08$		
195	$= \sqrt{x} \sqrt{x} \times 2.1 =$		
203	STO 12	Wa	pies
205	$.0008 \times \geq t RCL 06 - RCL 12 =$ $2nd x $		
218	$INV 2nd \times \geq t 229$		
222	$RCL 12 STO 06 GTO 060$		
229	RCL 03 R/S		Muestra L, pies
232	$RCL 06 \times 3 \times 2nd \pi = R/S$		Muestra \bar{W} , pg
240	$2nd \pi \times RCL 05 \div 2 \div RCL 09$		

LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
251	$\sqrt{x} =$ STO 27	\bar{V}_N (pies/ min)	
253	RCL 11 x RCL 01 ÷ RCL 20 ÷ RCL 08 =		
265	STO 14	NRe	
267	14003 - 17828 x RCL 14 2nd log		
282	+ 8548 x RCL 14 2nd log x^2 - 1829		
297	x RCL 14 2nd log Y^{x3} + 147.6 x RCL 14		
312	2nd log Y^x 4 =		
316	x 646 EE 9 +/- =		De, pies ² /min
324	1/x x RCL 12 ÷ 2 x RCL 27 =		
334	STO 16	Np	
336	.00485 + 1.1 x RCL 16 - .179 x RCL 16		
357	x^2 - .2 x RCL 16 Y^{x3} + .069 x RCL 16		
375	$Y^{x4} =$		La
378	x RCL 14 x RCL 15 ÷ 4 ÷ RCL 27		
389	÷ RCL 11 =	xL	
393	STO 18 R/S		Muestra xL (pies)
396	2nd lf flg 1 432 2nd St flg 1		
413	x (1.323 - 3.226 x RCL 19) x RCL 12 x RCL 08 =		

LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
426	STO 22 R/S GTO 438		Muestra yV (bl)
432	RCL 22 R/S INV 2nd St flg 1		
438	x (1.63 x RCL 19 - .029) ÷ RCL 18		
456	÷ RCL 08 ÷ (1-RCL 13) =		
467	STO 21	Wa (pies)	
469	3.8 - .28 x RCL 00 ln = x 1 EE 3 +/- x RCL 17		
489	+/- = INV ln x	e ^{-C2} Pc	
493	x 221 EE 7 +/- x ((RCL 21 Y ^x 3 x		
508	9.36 EE 13) Y ^x .822) =		
523	STO 23 R/S	WK _f	Muestra WK _f (Darcies-pie)
526	3 x ² ÷ 2nd Rad RCL 28 x 2 = X ² ÷		Calcula A/10
534	503 EE 3 = 1/x x (RCL 28 ÷		
548	RCL 29 = ln x) x 5 x RCL 23 ÷ π ÷ RCL 26		
563	= STO 24	H	
566	2nd x ≥ t 627		
569	1.83 x RCL 18 ÷ RCL 28 - 1.25 = 2nd tan + 4.28		
591	= x .785 - 1.75 = x (.345 x RCL 24 - .0345)		
619	= + 1.75 = R/S		Muestra J/Jo

LISTADO DEL PROGRAMA

PASO	INSTRUCCIONES	VARIABLE ALMACENADA	COMENTARIOS
627	1.24 ÷ RCL 24 X ² - 1.64 ÷ RCL 24 - .84 =		
648	STO 25	Z	
650	+ ((RCL 18 ÷ RCL 28 x (2.27 - 1.32 ÷ RCL 24))		
674	= tan - RCL 25 tan) = x (4.84 ÷ RCL 24 X ² -		
693	6.4 ÷ RCL 24 + 2.38) = + 1 = R/S		Muestra J/Jo
710	x 2nd π √x = 1/x GTO 142		

NOMENCLATURA

- A.- Area de drene, acres.
- c.- Concentración del ácido, fracción
- c_0 .- Concentración inicial del ácido, fracción
- C.- Coeficiente total de pérdida de filtrado, pies/ $\sqrt{\text{min}}$
- De.- Coeficiente de difusión efectivo, pies²/min
- E.- Módulo de Young de la formación, lb_m/pie-min²
- erfc.- Complemento de la función error
- h.- Altura de la fractura, pies
- i.- Gasto de inyección, pies³/min,
- J.- Índice de productividad después del tratamiento
- Jo.- Índice de productividad sin daño o estimulación
- Ko.- Permeabilidad efectiva al aceite, md
- Kf.- Permeabilidad de la fractura, darcies
- L.- Longitud de la fractura, pies
- La.- Penetración adimensional del ácido
- Npe.- Número de Peclet para la pérdida del fluido, adimensional
- NRe.- Número de Reynolds para el flujo en la fractura, adimensional.
- NRe.*. Número de Reynolds para la pérdida de fluido, adimensional
- Pc.- Presión de cierre, lb/pg²
- re.- Radio de drene, pies
- rw.- Radio del pozo, pies
- S.- Resistencia de la roca al incrustamiento, lb/pg².
- t.- Tiempo de inyección, min.
- V_A .- Velocidad axial, pies/min
- V_N .- Velocidad de pérdida de fluido a lo largo de la fractura, pies/min.
- V_f .- Volumen de la fractura, bl
- V_{sp} .- Pérdida de fluido inicial, pies³/pie²
- W.- Amplitud de la fractura, pies, pg
- Ww.- Amplitud de la fractura en el pozo, pies
- \bar{W} .- Amplitud promedio de la fractura, pies, pg
- Wa.- Amplitud por disolución, pies
- WKf.- Conductividad de la fractura, darcies-pie
- xL.- Penetración del ácido, pies.
- yV.- Volumen mínimo de ácido, bl.

- X.- Poder de disolución del HCl, pies³/pies³
- ϕ.- Porosidad de la formación
- μ .- Viscosidad del fluido fracturante, $\frac{\text{lbm}}{\text{pie-seg}}$
- μ_a .- Viscosidad promedio del ácido, parcialmente gastado, a lo largo de la fractura, $\frac{\text{lbm}}{\text{pie-seg}}$
- μ_r .- Viscosidad promedio del ácido gastado $\frac{\text{lbm}}{\text{pie-seg}}$
- ρ.- Densidad del fluido, lb/pie³

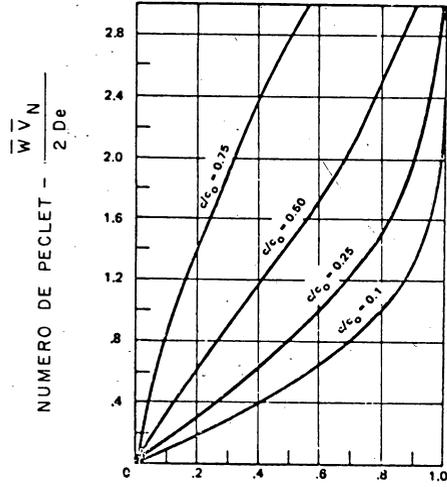


FIG. 2 - PENETRACION DEL ACIDO EN UNA FRACTURA (SPE.DIC.1971) (3)

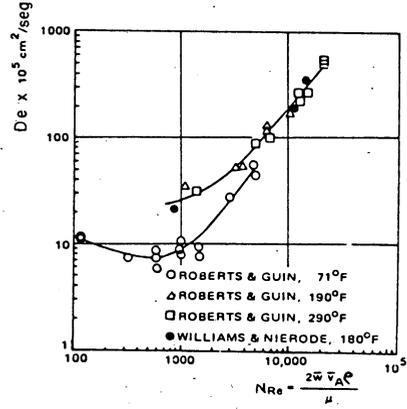


FIG. 1 - CORRELACION DEL COEFICIENTE EFECTIVO DE DIFUSION CON N_{Re} (SPE. AGO. 1974) (4)

REFERENCIAS:

1. - Williams, B.B., Gidley, 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 Hydraulically Induce Fractures". J. Pet. -- Tech. (Dic. 1969).
3. - Nierode, D.E. y Williams, B.B.: "Characteristics of Acid Reac_{tion} in Limestone Formations". Soc. Pet. Eng. J. (Dic. 1971).
4. - Roberts, L.D. y Guin, J.A.: "The effect of Surface Kinetics in Fracture Acidizing". Soc. Pet. Eng. J. (Ago. 1974).
5. - Nierode, D.E. y Kruk, K.F.: "An Evaluation of Acid Fluid Loss Additives, Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity". SPE-4549, (1973).
6. - Tinsley, J.M. et al.:
"Vertical Fracture Height-lts Effect on Steady-State Production Increase. J. Pet. Tech. (May. 1969).

FACTORES DE CONVERSION:

$$\text{bl/min} \times 5.6146 \text{ E} + 00 = \text{pies}^3/\text{min}$$

$$\text{lbf/pg}^2 \times 1.6668 \text{ E} + 07 = \text{lbf/pie-min}^2$$

$$\text{c.p.} \times 4.031 \text{ E} - 02 = \text{lbf/pie} - \text{min}$$

