



T
622.3382
R789

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA



“Procedimientos de Acidificación Matricial
en Pozos de Petróleo”

PROYECTO DE GRADO

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN PETROLEO**

Presentado por:

JORGE OSWALDO ROSAS WILLIAMS

Guayaquil, Ecuador

1990

DEDICATORIA

A mis padres, por su esfuerzo y abnegación, elementos sin los cuales esta larga empresa no hubiera culminado esta etapa.

A mis hermanas por su constante cariño y respaldo.

A Zulay, por todo lo que ella es y significa para mí.

AGRADECIMIENTO

Al ingeniero Kléber G. Malavé, Director de Proyecto de graduación, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo. Y junto a él, a todos y cada uno de mis profesores y compañeros que de una u otra manera han ayudado a que yo alcance esta meta.

K. G. Malavé.

Ing. Kléber G. Malavé

Director de Proyecto de Graduación

Daniel Tapia F.

Ing. Daniel Tapia F.

Miembro del Tribunal

Francisco Andrade.

Ing. Francisco Andrade

Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

.....
Jorge Rosas Williams

INDICE GENERAL

RESUMEN	6
INDICE GENERAL	8
INTRODUCCION	10
CAPITULO I: GENERALIDADES SOBRE ACIDIFICACION	11
1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA ACIDIFICACION	11
1.2 SISTEMAS DE ACIDOS Y APLICACIONES	
GENERALES	18
1.2.1 ACIDO CLORHIDRICO	19
1.2.2 ACIDO FLUORHIDRICO	22
1.2.3 ACIDO ACETICO	25
1.2.4 ACIDO FORMICO	26
1.2.5 ACIDOS GRANULADOS	27
1.2.6 MEZCLAS DE ACIDO	29
1.2.6.1 ACIDO ACETICO-CLORHIDRICO Y	
FORMICO-CLORHIDRICO	29
1.2.6.2 ACIDO FORMICO - ACIDO FLUORHIDRICO ...	29
1.3 ADITIVOS DE ACIDOS	30
1.3.1 INHIBIDORES DE CORROSION	31
1.3.2 SURFACTANTES	41
1.3.3 SOLVENTES MUTUOS	43
1.3.4 ADITIVOS CONTRA PERDIDAS DE FLUIDOS	44
1.3.5 REDUCTORES DE FRICCION	46
1.3.6 AGENTES RETENEDORES	48

1.3.7 MATERIALES DESVIADORES Y	
AGENTES DE PUENTEO TEMPORAL	50
CAPITULO II: ACIDIFICACION MATRICIAL	55
2.1 DESCRIPCION DE UNA ACIDIFICACION MATRICIAL	55
2.2 MECANISMOS DE ATAQUE DEL ACIDO	58
2.3 PREDICCION DEL RADIO DE REACCION DEL ACIDO	66
2.4 PRODUCTIVIDAD OBTENIDA DESPUES DE LA	
ACIDIFICACION DE ARENISCA	74
CAPITULO III: PROCESOS OPERACIONALES	81
3.1 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO PARA	
ACIDIFICACION DE ARENISCAS	81
3.2 ERRORES COMETIDOS EN LOS TRATAMIENTOS	
CON ACIDOS	84
CAPITULO IV: BREVE RESEÑA DE LOS PROCEDIMIENTOS	
SEGUIDOS EN POZOS DEL ORIENTE	
ECUATORIANO PARA ACIDIFICACION	96
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115

RESUMEN

La acidificación es un procedimiento de estimulación por el cual se inyecta ácido a la formación con la finalidad de incrementar o restaurar la capacidad productiva de una formación petrolífera determinada.

La acidificación puede ser: Acidificación matricial y ACID-FRAC. La primera se aplica fundamentalmente a areniscas y en el caso de fracturamiento con ácidos se lo usa con exclusividad en la estimulación de formaciones carbonatadas, aplicando una presión mayor a la de fracturamiento de la formación.

En el Ecuador el procedimiento que se aplica es el de acidificación matricial, donde se usa generalmente ácido clorhídrico al 7.5% como ácido regular para lodos como prelavado y posteriormente un volumen de ácido clorhídrico al 12.5% más 3% de ácido fluorhídrico, y si el espesor de la formación lo exige (mayor a 50') se debe realizar la estimulación en etapas. También se realizan estimulaciones con ácidos de baja concentración, fluoruro de amonio (NH_4F) y ácido clorhídrico (HCL).

Cabe recalcar que cuando se efectúa un procedimiento de estimulación con ácidos es muy importante el uso de las distintas clases de aditivos demulsificantes, inhibidores

de corrosión, reductores de fricción, etc. Además se debe conocer de manera general, las características de cada formación como son la composición mineralógica, porosidad y permeabilidad.

INTRODUCCION

El siguiente es un resumen teórico de la acidificación matricial de areniscas, el cual ha querido dar una visión más amplia y compendiada de este importante aspecto de la estimulación de pozos petroleros, ampliando en algo los conocimientos impartidos en clase.

Se abarca la clasificación y aplicación general de los distintos tipos de ácidos, así como los aditivos en general (inhibidores de corrosión, retardadores, reductores de fricción, demulsificantes, etc.).

Se describe además los distintos mecanismos que actúan en una acidificación matricial de areniscas, especialmente cuando en ellas hay presencia de arcillas.

Para poder entender mejor los mecanismos de la acidificación matricial se debe conocer los fundamentos teóricos de las reacciones ácidas, y de la formación del daño en el yacimiento.

CAPITULO I

GENERALIDADES SOBRE ACIDIFICACION

1.1 Aspectos generales de la acidificación

La estimulación de pozos mediante ácidos es una de las técnicas antiguas dentro de la industria petrolera y que sigue siendo válido.

El primer tratamiento se efectuó en 1.876, pero no es sino hasta 1.932 que se considera como el comienzo de la moderna era de la acidificación, habiéndose aplicado en areniscas recién en 1.933.

La utilidad de los ácidos en la estimulación de pozos deriva de su habilidad para disolver minerales y materiales extraños, tal como el lodo de perforación, el cual puede ser introducido dentro de la formación durante la perforación del pozo o procedimientos de reacondicionamiento. La extensión a la cual la disolución de estos materiales incrementará la productividad del pozo dependerá de varios factores, incluyendo el método de acidificación escogido.

En formaciones carbonatadas, el ácido puede ser usado para crear líneas de flujo por fracturamiento. El fracturamiento con ácido no es aplicable a pozos de

areniscas.

Muskat demostró que la relación de los índices de productividades entre este sistema con una zona de permeabilidad reducida k_s , y otra similar de permeabilidad uniforme k , está dado por:

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{Fk \log R_e/R_a}{\log R_s/R_a + Fk \log R_e/R_s}$$

Donde $Fk = K_s/k_a$, la razón de permeabilidades, J_o es la permeabilidad de la zona no dañada, y J_s es la productividad del pozo dañado. Esta expresión es graficada en la figura 1 para los valores de $R_s \rightarrow R_w$ de 0 a 12", en un pozo con 660' de radio de drenaje.

El incremento de la producción que puede ser obtenido de la remoción del daño, puede ser estimada de la figura 1, en tanto que el radio de la zona dañada y su permeabilidad relativa o la formación son conocidas. Por ejemplo si es que la zona dañada se extiende 6 in. dentro de la formación y la razón de permeabilidad es de 0.05, entonces la permeabilidad esperada solamente será 0.3 de la productividad de un pozo no dañado. Un tratamiento de estimulación que remueva este daño dará un incrementon de 3.3 veces en la tasa de producción.

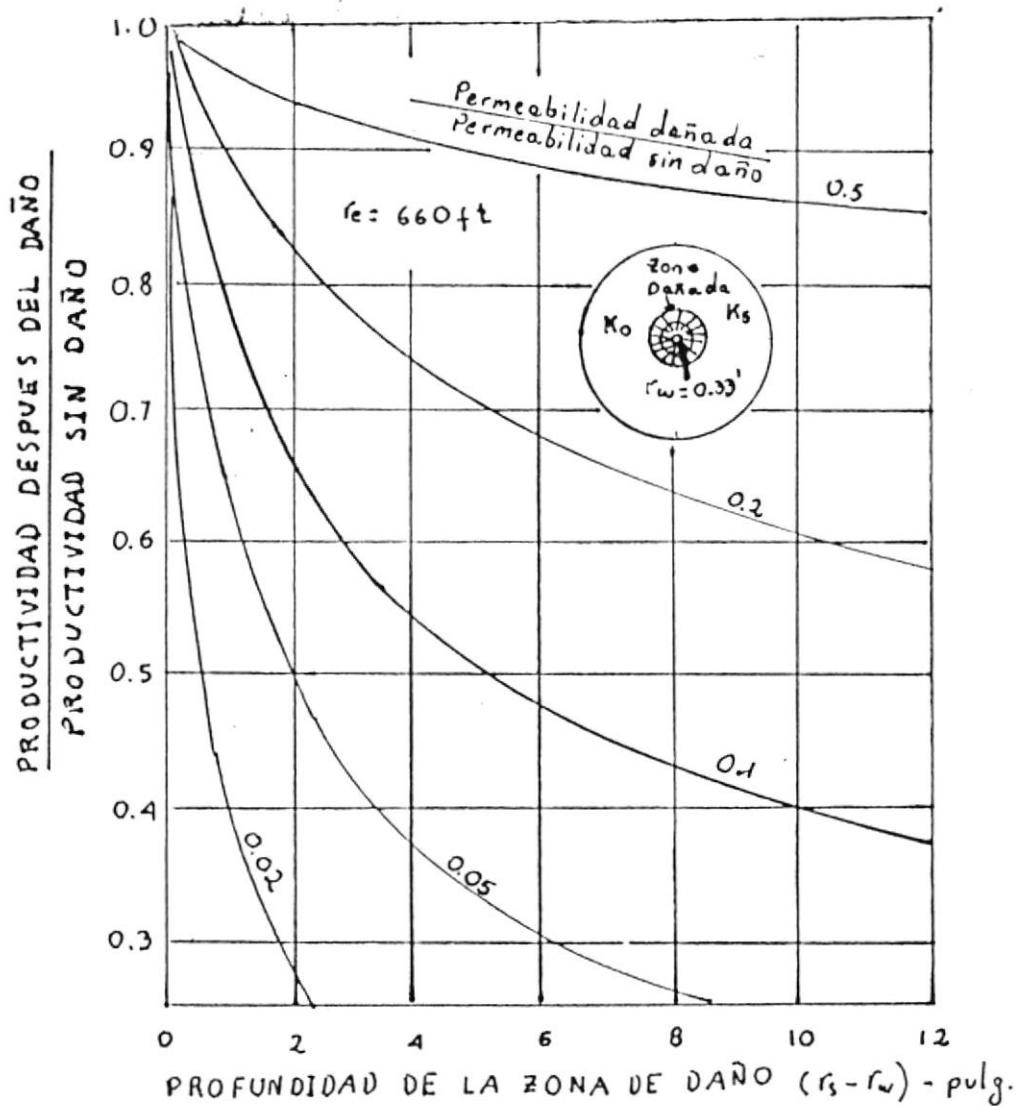


Figura 1.- Esquema de un pozo dañado en un yacimiento limitado.

Un tratamiento matricial provee muy poca estimulación en un pozo no dañado.

Las formaciones de areniscas son a menudo tratadas con una mezcla de HCl y HF a bajas tasas de inyección para prevenir fracturas. Esta mezcla escogida a causa de su habilidad para disolver las arcillas encontradas en el lodo de perforación, también reaccionará con la mayoría de las areniscas presentes naturalmente, incluyendo sílica, material calcáreo, feldespato.

La penetración del ácido en la formación es idealmente más o menos radial, y como resultado de su alta tasa de reacción con las arcillas, el ácido no gastado alcanza sólomente pocos pies alrededor del pozo. A menudo si es que la tasa de reacción puede ser reducida sustancialmente, un gran volumen de ácido sería requerido para llenar los espacios porosos de la formación al radio requerido para generar una apreciable estimulación.

En carbonatos, los tratamientos matriciales normalmente emplean ácido clorhídrico. La alta tasa de reacción de este ácido con la caliza (CaCO_3), resulta en la formación de grandes canales de flujo, a menudo llamados "wormholes". La longitud de estos wormholes va normalmente de unas pocas pulgadas a unos cuantos pies. Es decir

que, para rocas carbonatadas la acidificación matricial no crea una significativa estimulación más allá de la remoción del daño cercano al pozo.

En casos excepcionales el tratamiento matricial puede dar una estimulación significativa en pozos no dañados. Esto puede ocurrir, por ejemplo, en formaciones naturalmente fracturadas donde el ácido puede fluir a lo largo de fracturas existentes. En algunos casos en carbonatos fracturados, ácidos emulsificados con petróleo han reportado dar dos a tres veces las razones de estimulación arriba de la esperada para la remoción del daño solamente.

De manera general la acidificación de pozos puede caer dentro de tres categorías y que se detallan a continuación:

- a.- Lavado con ácido (washing acid) ✓
- b.- Acidificación matricial (matrix acidizing) ✓
- c.- Fracturamiento con ácido (ACID-FRAC) ✓

a.- El lavado con ácido: Es una operación diseñada para remover escalas solubles en ácido, presentes en el interior del pozo o para abrir perforaciones. Esto no puede envolver más que localmente una pequeña cantidad de ácido en la posición deseada en el interior del pozo, y permitiéndole reaccionar libre de la agitación externa, con depósitos de escala o de la formación.

Alternativamente el ácido puede ser circulado hacia atrás y forzado a través de la perforaciones o la cara de la formación. La circulación puede acelerar el proceso de disolución incrementando la tasa transferida de ácido no consumido a la superficie del interior del pozo.

b.-Acidificación matricial: Está definida como la inyección de ácido dentro de el espacio poroso de la formación (intergranular, cavernas, o fracturas) a una presión debajo de la presión de fractura de la formación. El objetivo de un tratamiento de acidificación matricial es alcanzar, más o menos, la penetración radial del ácido dentro de la formación. La estimulación es usualmente llevada a cabo, por la remoción de un efecto de una reducción de la permeabilidad cerca del interior del pozo (daño) por agrandamiento de los espacios porosos y la disolución de las partículas taponando estos espacios. La acidificación matricial es a menudo más usada donde el fracturamiento con ácido no puede ser aventurado a causa una rotura de lutita u otros límites naturales el flujo. Cuando desarrollamos sucesivamente acidificación matricial, a menudo incrementamos la producción de petróleo, fuera de incrementar el porcentaje ya sea de agua o gas producido.

c.-Fracturamiento con ácido: Es la inyección de ácido dentro

de la formación a una presión alta capaz de fracturar la formación o abrir fracturas existentes. La estimulación es llevada a cabo cuando un canal altamente conductivo de flujo, permanece abierto después del tratamiento. Este canal está formado por la reacción del ácido con las paredes solubles en ácido de la fractura. La longitud de la fractura conductiva creada en el fracturamiento ácido es determinado por una combinación de la tasa de reacción del ácido y la tasa de fluido perdido desde la fractura a la formación. Esta longitud de la fractura conductiva es el factor limitante de la estimulación.

Además de los usos anteriormente señalados, los ácidos son algunas veces usados en los pozos para los siguientes propósitos:

- * Como una "punta de lanza" cuando se fractura, para disolver partículas finas formadas en el proceso de perforación, permitiendo de ese modo al fluido de fracturamiento entrar a todas las perforaciones.

- * Para romper emulsiones de la formación cuando la emulsión es sensitiva a una reducción del pH o es estabilizado por finas partículas que el ácido puede disolver.

- * Para romper un ácido viscoso sensitivo al gel, usado en

un tratamiento de fracturamiento, si es que no se rompe después del tratamiento.

* Como un preflujo en la inyección de cemento.

Las técnicas para estos usos y aplicaciones, están pobremente definidas y no las vamos a tratar en este trabajo.

En lo posterior nos referiremos casi exclusivamente a la acidificación matricial, que es el caso que se aplica en el tratamiento a areniscas.

El tratamiento matricial básicamente desea remover la restricción al flujo cercano a la parte interior del pozo, restricción llamada daño a efecto de piel.

1.2. Sistemas de ácidos y aplicaciones generales

Los sistemas de ácidos corrientemente en uso pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Ácidos minerales
 - Acido clorhídrico
 - Acido fluorhídrico-clorhídrico
- Ácidos orgánicos
 - Acido fórmico
 - Acido acético
- Ácidos en polvo

- Acido sulfámico
- Acido cloroacético

- Mezclas de ácidos
 - Acido acético-clorhídrico
 - Acido fórmico-Clorhídrico
 - Acido fórmico-fluorhídrico

- Sistemas de ácidos retardados
 - Acidos gelificados
 - Acidos retardados químicamente
 - Acidos emulsificados

Todos estos con excepción del fluorhídrico-clorhídrico y el fórmico-fluorhídrico, son usados para estimular formaciones carbonatadas.

Daremos ahora generalidades de los ácidos más usados:

1.2.1 Acido clorhídrico (HCL)

La mayoría de los tratamientos de formaciones carbonatadas, emplean ácido clorhídrico. Usualmente éste es usado como un 15% (por peso) de solución de gas cloruro de hidrógeno y agua.

Esta concentración a menudo llamado ácido regular, fué originalmente escogido debido a la ineficacia de los pri-

meros inhibidores y la dificultad de prevenir la corrosión de los pozos entubados por acción de soluciones más concentradas.

Sin embargo concentraciones del ácido pueden variar de entre 5% o alrededor de 35%. El punto de congelamiento del HCL al 15% es -27°F , menos de 70°F para 20 a 29% de HCL, y 36°F para ácido al 35%.

La reacción que presenta la reacción del HCL con la caliza es:

1000 galones de HCL el 15% disolverá 1840 lbs. o 10.5 pies cúbicos de caliza de porosidad cero. Esta reacción producirá 2050 lbs. de cloruro de calcio (CaCl_2), 812 lbs. de dióxido de carbono (CO_2) o 6600 pies cúbicos de anhídrido carbónico o condiciones normales de presión y temperatura y 333 lbs. de agua, además de los 7600 lbs. de agua usadas como solventes del ácido.

En la práctica después de desgastarse en la caliza, 1000 galones de HCL 15% originan 1020 galones de solución al 20,5% de CaCl_2 , pesando 9.79 lbs/gal.

La reacción del HCL con las dolomitas es:



en este caso 1000 galones de ácido clorhídrico al 15% disolverá 1710 lbs. o 9.6 piés cúbicos de dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) de porosidad cero.

El gasto de 1000 galones de HCl al 15% en dolomita producirá 1020 galones de una mezcla de 10,5% de CaCl_2 y 9% de MgCl_2 en solución, pesando 9.7 lbs/gal.

En adición a esto cabe señalar que concentraciones más bajas son comúnmente desarrolladas y son usadas donde el poder de disolución del ácido no es la única consideración. Un ejemplo de tal aplicación es encontrado en la acidificación de areniscas donde 5 a 7.5% de HCl es a menudo usado para desplazar agua connata el frente de mezclas de HCl-HF para prevenir la formación de fluorsilicatos de sodio y potasio, materiales capaces de taponar la formación.

El uso continuado del ácido clorhídrico resulta de su moderado costo y productos solubles en la reacción (CaCl_2 y CO_2).

La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad en huecos entubados. Esta alta corrosividad es especialmente significativa y difícil para controlar temperaturas arriba de los 250 F.

Además, el aluminio y los metales cromados, a menudo encontrados en bombas, son fácilmente dañados. Por estas causas muchas veces será requerido un ácido menos corrosivo que el HCl.

1.2.2 Acido Fluorhídrico

La mezcla $(\text{HCl}-\text{HF})$ ^{usado} es usada casi exclusivamente para estimulaciones de areniscas. Dentro de la industria química, el ácido fluorhídrico es desarrollado comercialmente como un material relativamente puro en forma anhidrica o como un concentrado (40 a 70%) de solución acuosa, como tal es usada en la industria petrolera para estimulación de pozos. El ácido fluorhídrico es más a menudo una solución diluida en ácido clorhídrico.

Esto puede ser formado de la dilución de soluciones concentradas de ácido fluorhídrico, o más frecuentemente de la reacción de bifluoruro de amonio con ácido clorhídrico. A menudo HCl 15% es usado y suficiente bifluoruro es añadido para crear una solución conteniendo 3% HF.

Consumo de cloruro de hidrógeno por esta reacción deja 12% HCl remienente en solución. Similarmente 6% HF es a menudo generado de las soluciones 15% HCl y la concentración final del ácido clorhídrico es

aproximadamente 9%. Las soluciones más concentradas van desde un rango de 12% HCl y 10% HF a 25% HCl y 20% HF, son preparadas por dilución de HF de alta resistencia con una solución acuosa HCl.

Las características de HF-HCl son comparables con las del HCl solo, y similares inhibidores de corrosión son requeridos.

Las reacciones con el HF son las siguientes:



Las dolomitas reaccionan de la siguiente manera:



Con areniscas (dióxido de silica o silice SiO₂)



- * El SiF₄ es un gas soluble (similar al CO₂) que es capaz de producir una reacción adicional, cuando se mantiene en solución bajo presión.

El ácido fluorhídrico se bombea generalmente como una mezcla de ácido clorhídrico/fluorhídrico (Acido HF) obteniéndose el ácido fluorhídrico de la reacción del ácido clorhídrico con el bifluoruro de amonio, tal como se muestra en la siguiente reacción:



Se utiliza exceso de ácido clorhídrico en esta reacción, ya que el ácido clorhídrico parece aumentar la solubilidad de algunos de los productos secundarios de la reacción, y tiene también un efecto significativo sobre la tasa de la reacción.

Un mil galones de HF al 4.2% disolverá 700 lb. de arcilla.

El rápido tiempo de reacción y los precipitantes hacen del ácido fluorhídrico indeseables en arenas conteniendo carbonatos que tienen más de 20% de solubilidad en ácido clorhídrico. El ácido fluorhídrico nunca debe ser usado en formaciones carbonatadas.

Tampoco debe emplazarse en formaciones de arenisca, sino precedido de HCl. De ese modo se remueve el material calcáreo y se evita que el ácido HF ya reaccionado se mezcle con el agua de la formación.

Acidos Orgánicos

Debido a su baja corrosividad y más fácil inhibición a altas temperaturas, los ácidos orgánicos son bastante apreciados. Ellos son usados principalmente en operaciones que requieren un largo tiempo de contacto del ácido con la tubería, o donde partes cromadas no deberán ser contactadas. Aunque muchos ácido orgánicos son actualmente desarrollados, sólo 2, acético y fórmico son usados más ampliamente en la estimulación de pozos.

1.2.3 Acido Acético(HAc)

Fue uno de los primeros ácidos orgánicos en ser usados en cantidades apreciables en la estimulación de pozos. Es comúnmente usado en solución de 10% de peso en agua.

Económicamente hablando el ácido acético es más caro que el ácido clorhídrico o el ácido fórmico. Este mayor costo generalmente rige su uso en pequeñas cantidades sólomente para especiales aplicaciones. Entre las reacciones con caliza y dolomita en presencia de ácido acético tenemos:



El ácido acético es muy fácil para inhibir contra la corrosión y puede ser usualmente dejado en contacto con el tubing o el casing por días, sin que haya peligro de una seria corrosión. Debido a estas características, el ácido acético es frecuentemente usado como fluido perforante en pozos de caliza.

1100 Lbs de ácido acético al 10% disolverán alrededor de 1100 Lbs de caliza.

Otras ventajas del ácido acético en comparación con el ácido clorhídrico son:

- 1.- El ácido acético es naturalmente separado contra la precipitación de hierro.
- 2.- Este no causa una fragilidad o esfuerzos de rompimiento en aceros de alta resistencia.
- 3.- No corroe el aluminio.
- 4.- No ataca las partes cromadas hasta los 200 F.

Es decir que el ácido acético es especialmente recomendado para tratar pozos que tienen bombas con partes cromadas.

1.2.4 Acido Fórmico

De los ácidos orgánicos usados en acidificación, el ácido fórmico tiene el más bajo peso molecular, y

correspondientemente el más bajo costo por volumen de roca disuelta. Diez por ciento de ácido fórmico puede disolver una cantidad equivalente de caliza a la que puede disolver 8% de ácido clorhídrico, mientras que 10% de ácido acético puede disolver la misma cantidad de caliza que 6% de ácido clorhídrico.

Las principales reacciones son:



A pesar de su bajo costo este ácido es más difícil de inhibir contra la corrosión a altas temperaturas. Aunque más corrosivo que el ácido acético, el ácido fórmico corroe uniformemente y con menos "picaduras" que el ácido clorhídrico, y efectivos inhibidores son desarrollados para su uso a temperaturas tan altas como 400 F.

Para aplicaciones de alta temperatura, la discrepancia de costo con el HCl se estrecha debido a las concentraciones altas de inhibidor requeridas para ácido clorhídrico.

1.2.5 Ácidos granulados

Dentro de este grupo tenemos los ácidos sulfámicos y cloroacéticos. Estos ácidos son de uso limitado en la

estimulación de pozos, y su principal ventaja radica en el bajo costo de transporte. Son gránulos cristalinos blancos que son fácilmente solubles en agua, y son generalmente mezclados con agua en o cerca al sitio del pozo.

Algunas veces estos ácidos son arrojados en forma de "barras de ácidos", como una forma conveniente para introducirlos dentro del pozo. A menos que el ácido sulfámico esté modificado, este no disolverá los óxidos de hierro u otros productos ferrosos. Debido a su peso molecular, la cantidad de carbonato de calcio disuelta por una libra de ácido sulfámico es sólo un tercio de la disuelta por un peso igual de HCl.

El ácido sulfámico es un excelente despojador de cromo y no debe emplearse en pozos donde se encuentran bombas cromadas. No se recomienda este ácido para el tratamiento de formaciones de caliza o dolomita por encima de 140 a 150 ° F. A temperaturas mayores, el ácido sulfámico se hidroliza para formar ácido sulfúrico. Cuando el H₂SO₄ reacciona con caliza (CaCO₃) o escalas carbonatadas, sulfato de calcio (CaSO₄ o yeso), será precipitado hacia el fondo del pozo.

El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el

ácido sulfámico, y es generalmente preferido cuando un ácido granulado es el apropiado para la estimulación. Tampoco es recomendable para aplicaciones en formaciones con temperaturas mayores a 160 F.

1.2.6 MEZCLAS DE ACIDOS

1.2.6.1 Acidos acético clorhídrico y fórmico clorhídrico

Estas mezclas, usadas en carbonatos, aprovechan el poder disolvente y la economía del HCl con la baja corrosividad (especialmente a altas temperaturas).

Estos ácidos mezclados han sido muchas veces vendidos como ácidos orgánicos. El CO₂ desarrollado por la reacción del HCl, bajo condiciones de formación, reduce la reacción de los ácidos orgánicos, y en casos extremos, puede inhibir al ácido orgánico de reaccionar.

1.2.6.2 Acido Fórmico-Acido Fluorhídrico

Esta mezcla es generalmente usada en areniscas. Es a veces empleada en aplicaciones de altas temperaturas porque es menos corrosivo que la mezcla de ácidos clorhídricos y fluorhídricos.

La tasa de reacción puede teóricamente ser retardada por gelificación del ácido, mojando de petróleo los sólidos de

formación o emulsificando el ácido con un aceite.

Además de todos los tipos de ácidos señalados, tenemos los ácidos gelificados, los ácidos químicamente retardados y los ácidos emulsificados. En estos últimos (los emulsificados) el former que es el más común, normalmente contiene de 10 a 30% de hidrocarburos como fase externa, la razón de aceite a petróleo es a menudo alrededor de 2:1.

Tanto la alta viscosidad creada por emulsificación y la presencia de el petróleo puede retardar la tasa de transferencia de ácido a la roca.

Esta reducción en tasa de transferencia, y su correspondiente reducción en la tasa de reacción del ácido, a menudo incrementa la profundidad de la penetración del ácido.

1.3 Aditivos de ácido

A pesar que el objeto principal de este trabajo es la acidificación matricial, es importante señalar de manera general los aditivos que se usan en los procesos de estimulación de pozos con ácido.

Entre los principales problemas que pueden causar el uso de ácido, se encuentran:

- Desprender sólidos que taponan la formación

- Formar emulsiones
- Depositar sedimento
- Corroer el acero

Es por esto y otras razones que el uso de ácidos, va acompañado de un conjunto de aditivos, que tratan de aumentar la efectividad y seguridad en los tratamientos de pozo.

1.3.1 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión constituyen un fuerte rubro dentro del programa de acidificación. Cabe adelantar que estos inhibidores se escogen fundamentalmente considerándose si es que altas temperaturas de fondo son encontradas o largos tiempos de contacto ácido tubería son anticipados.

En la corrosión ácida hierro metálico va en solución a sitios anódicos y electrones son liberados en sitios catódicos, reduciendo iones de hidrógeno a hidrógeno gaseoso.

Para ser efectivo, un inhibidor de corrosión deberá reducir la tasa de reacción en el sitio catódico o anódico, o en ambos sitios.

De manera general, dos clases de inhibidores (distinguidos

por la manera en la cual ellos inhiben la corrosión) son encontrados más usualmente:

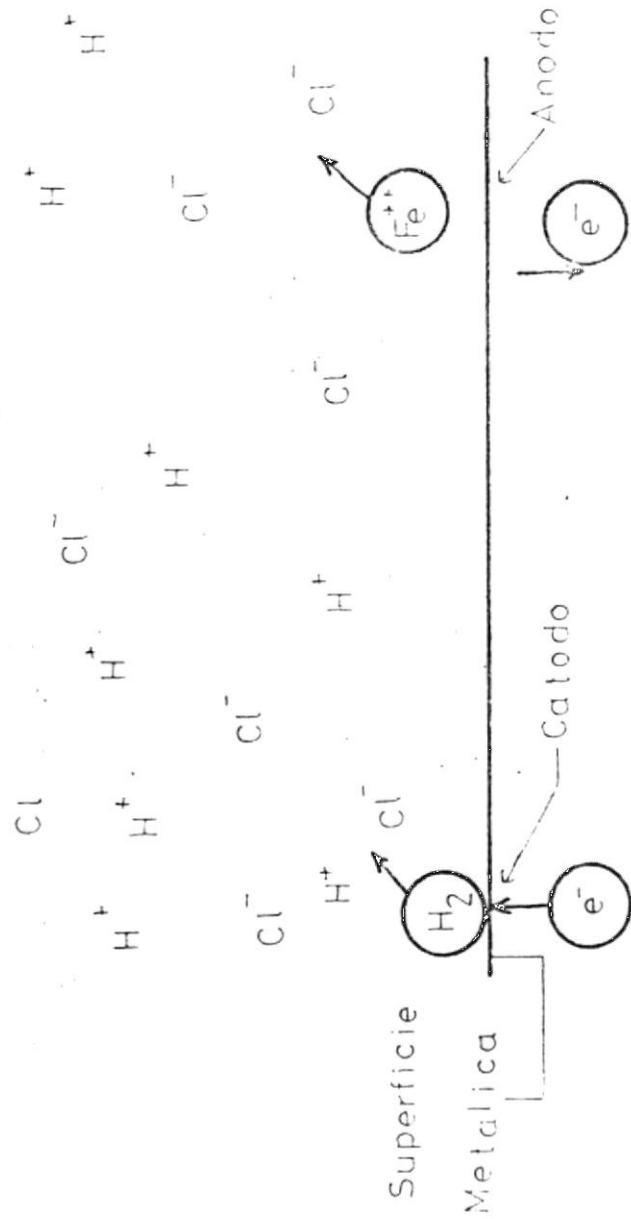
Una clase (el tipo anódico) funciona por la compartición de electrones de la molécula de el inhibidor con los sitios anódicos en la superficie del metal. El enlace así establecido termina la reacción en ese sitio.

La segunda clase (el tipo catódico) forma una película protectora por la adherencia de el inhibidor catódico o el área catódica de la superficie del metal a través de la atracción electrostática. (Figura 2)

La efectividad del inhibidor es una función de su habilidad para formar y mantener una película sobre la superficie del acero.

Por lo tanto los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor absorvidas, reducirán la efectividad del inhibidor. Debido a que altas temperaturas, la tasa de corrosión se incrementa, los inhibidores para ácidos de alta resistencia a la temperatura, mayores a 250 F son difíciles de formular.

La efectividad del inhibidor debe ser determinada por pruebas de laboratorio, en las cuales el operador deberá



Celdas electroliticas sobre la superficie metalica por corrosion acida

FIGURA N° 2

ser cauteloso para definir los parámetros que nos darán una mayor seguridad de obtener una adecuada protección al más bajo costo.

Entre los factores que mas influncian en la taza de corrosión estan:

- La intensidad de la agitación
- El tipo de metal
- Tiempo de exposición
- Temperatura
- Tipo de ácido y concentración
- Tipo de inhibidor y concentración
- Area del metal / volumen del ácido
- Presión
- Presencia de otros aditivos



Un incremento en la agitación incrementará la tasa de corrosión, es decir que en circuntancias estáticas el inhibidor será más favorable que cuando el ácido es bombeado a través de la tubería.

El efecto del tipo de metal es significativo como es señalado en la figura 3 para un inhibidor orgánico de corrosión, en pruebas con tuberías N-80, J-55 y P-110. Debido a que muchas veces las especificaciones de resistencia y esfuerzo son muchas veces afectadas por

modificaciones físicas y/o químicas, en la manufactura es recomendable que en las pruebas de laboratorio se use una representativa muestra de el elemento tubular o ser protegido.

Con un mayor tiempo de exposición la corrosión incrementará. Algunos inhibidores que ofrecen similar protección para tiempos de exposición cortos pueden proveer muy diferente protección para periodos más largos.

Cuando hay un incremento de temperatura, se incrementa la tasa de corrosión. Es muy difícil el control de corrosión en tratamientos con ácidos a temperaturas arriba de los 200 F.

El control de corrosión es mucho más difícil cuando se usa una concentración mayor de ácido, especialmente del ácido clorhídrico.

Algunos inhibidores son más efectivos a altas presiones, mientras otros lo son a bajas presiones (menores de 1000 psi). Los aditivos que se usan en un sistema de ácido (p.e. solventes, mutuos o surfactantes) a menudo alteran la efectividad del inhibidor de corrosion y su seleccion debe

solamente después que las siguientes especificaciones del tratamiento y del pozo son hechas:

- Tipo y concentración del ácido
- Tipo de metal a ser expuesto
- Máxima temperatura
- Duración del contacto ácido tubería

La mayoría de las compañías tienen una tolerancia de pérdidas de metal de 0.02 a 0.05 lbs./pie cuadrado de área si es que no ocurre agujeramiento.

A temperaturas mayores de 250 F y con tiempo de exposición mayores de 8 horas, es difícil controlar la corrosión como ocurre en pozos profundos.

Dentro de los inhibidores inorgánicos de corrosión, el arsénico ha sido el más popular, puede ser usado hasta temperaturas de al menos 450 F.

El arsénico presenta entre otras desventajas que afecta los catalizadores de refinería, no es efectivo en presencia de sulfuro de hidrógeno, los componentes de arsenico son relativamente inefectivos para concentraciones de H.Cl mayores a 17%, además que el arsenico es un veneno que afecta al medio ambiente.

Afortunadamente se tiene también los ácidos orgánicos que son efectivos para rangos de temperatura mayores a 250 F, y que a pesar de no ser tan efectivos como el arsenico

salvan algunos problemas por este presentados.

TABLA I

Efectividad de los inhibidores de corrosión a altas temperaturas en ácido clorhídrico al 15%

<u>Tipo Inhibidor</u>	<u>Concentración del inhibidor</u>	<u>Temperatura</u>	<u>*Tiempo de protección</u>
	%	° F	Hrs.
Orgánico	0.6	200	24
	1.0	250	10
	2.0	300	2
Inorgánico	0.4	200	24
	1.2	250	24
	2.0	300	12

* Tiempo requerido por HCl 15% para remover 0.05 libras de metal por pie² de área expuesta de metal.

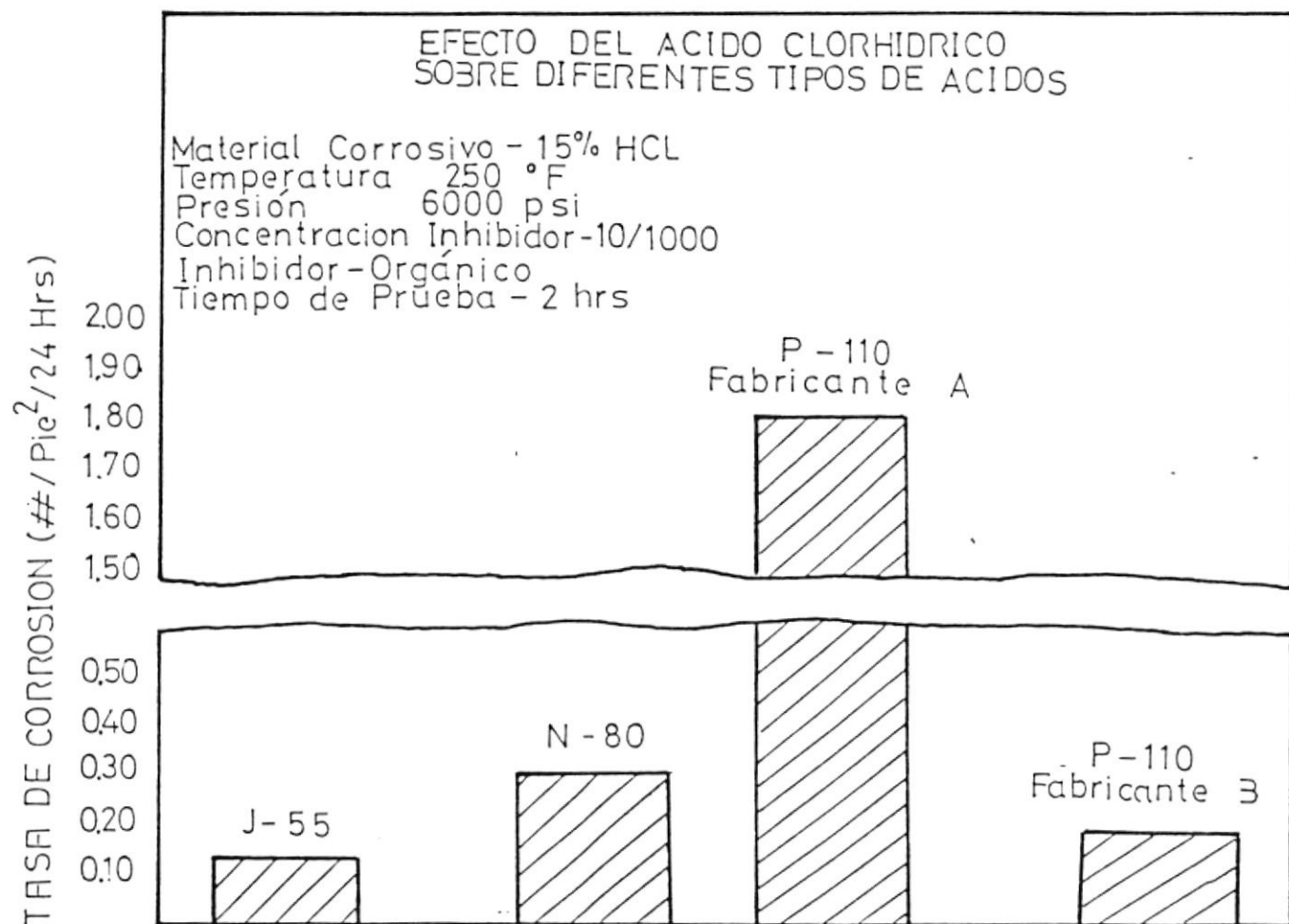


FIGURA N° 3.

1.3.2 Surfactantes

La función primordial de los surfactantes (o productos químicos tensoactivos) es la de demulsificar en este caso ácido y petróleo reduciendo la tensión interfacial y alterando así la humectabilidad de la formación para lograr una rápida limpieza y para prevenir formación de sedimento.

La tensión superficial del ácido clorhídrico al 15% es 72 dinas/cm. y puede ser reducida alrededor de 30 dinas/cm. con la adición de un adecuado surfactante. Al bajar la tensión superficial los tiempos de "swabbing" y limpieza disminuyen y por ende los costos de operación.

El ácido regular conteniendo agentes demulsificantes es algunas veces denominado ácido no emulsificante (NE acid). Los agentes activos superficiales, son en ocasiones añadidos al ácido para desarrollar un también llamado ácido de baja tensión superficial (low surface tension, LST Acid) a pesar de que su aplicación ha disminuido en los últimos años.

Se ha demostrado que a pesar de poder conseguirse una baja tensión interfacial en el laboratorio, la absorción de el surfactante en los materiales de la formación cerca al pozo limite la efectividad de estos surfactantes en el campo.

La presencia de un solvente mutuo puede extender la profundidad de la penetración de el surfactante en la formación.

Básicamente los surfactantes que se usan en tratamientos de acidificación se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Agentes retardadores de ácidos
- Emulsiones de ácidos e hidrocarburos
- Agentes de penetración
- Anti-emulsionadores
- Separadores de emulsiones
- Agentes eliminadores de lodo
- Agentes espumantes
- Agentes humectantes
- Agentes gelificantes

Dentro de este grupo también se suele considerar a los agentes de suspensión, a los agentes antienlodantes y a los inhibidores de corrosión.

Debe ser ejercida una adecuada precaución al utilizar surfactantes, de que ellos sean compatibles con el inhibidor de corrosión y otros aditivos.

1.3.3 Solventes Mutuos

Los solventes son elementos que ayudan a minimizar la absorción de surfactantes en los sólidos de las formaciones, evitando así restricciones para la productividad después de la acidificación por la alteración de la permeabilidad relativa o formación de emulsiones.

Los solventes son elementos que tienen una apreciable solubilidad tanto en petróleo como agua, entre estos están los alcoholes, acetonas y otros.

En procesos de campo el término "solvente mutuo" es sinónimo del éter monobutil glicol etileno (EGMBE por sus siglas en inglés), el cual además de su solubilidad mutua, reduce la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, actúa como solvente para solubilizar petróleo en agua, se comporta como removedor de materiales oleófilos de la superficie que de otra manera pueden ser mojadas en agua y finalmente mejora la acción de los surfactantes en contacto con los materiales de la formación.

Los más grandes usos de los agentes solventes como, el EGMBE, son en acidificación de areniscas, algunas veces ha sido usado en la estimulación de rocas carbonatadas. Un solvente comercial bastante utilizado en el MUSOL A (marca

HALLIBURTON), para tratamientos con ácidos fluorhídricos.

1.3.4 Aditivos contra pérdidas de fluidos

Son aditivos requeridos básicamente para reducir la fuga de fluido a través de las superficies de la fractura durante un ACID-FRAC.

El aditivo contra pérdida de fluido se deposita en la superficie de la fractura, disminuye la fuerza y al mismo tiempo el ácido reacciona con la caliza y se introduce alrededor de la partícula (Figura 5).

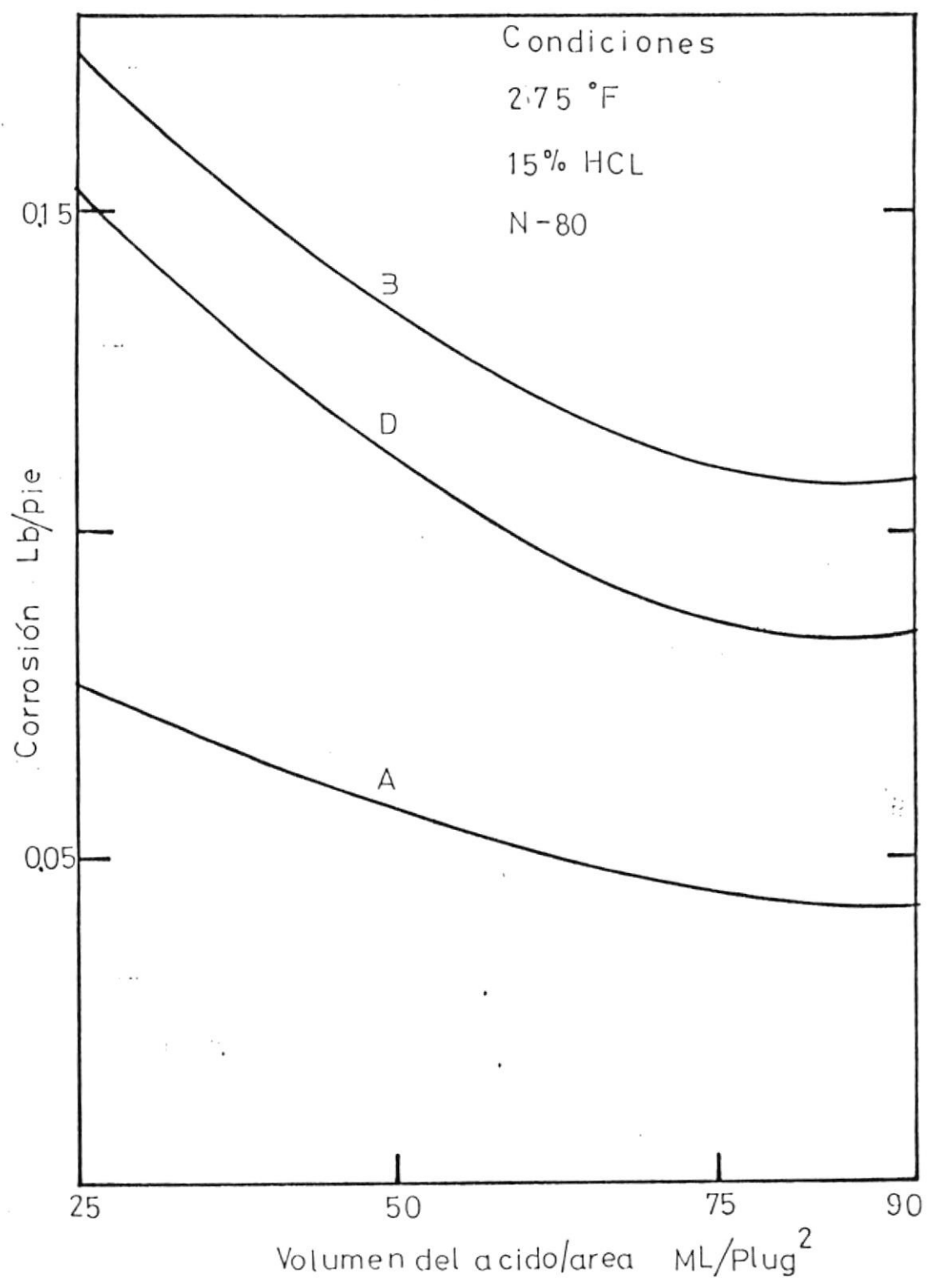
El agente de control de pérdida de fluido puede ser degradable o lentamente soluble en el tratamiento de la solución, petróleo producido o agua producida. El MATRISEAL I (marca HALLIBURTON) es un ejemplo de este tipo de material, el cual es lentamente soluble en el petróleo producido.

El MATRISEAL I se emplea también para la limpieza de los orificios de cañoneo. El MATRISEAL II también es un aditivo contra pérdida de fluido que se usa en acidificaciones de pozo de inyección de agua o pozos de evacuación y pozos de gas.

Este polímero que no contiene ninguna resina soluble (como lo tiene el MATRISEAL I) es soluble en petróleo y puede

Efecto del volumen de ácido / área de contacto

FIGURA N° 4



ser degradable y/o soluble en ácido, ácido usado o agua.

1.3.5 Reductores de Fricción

Los reductores de fricción son químicos que se agregan a las soluciones ácidas para reducir la pérdida de presión por fricción en la tubería y así reducir la presión superficial de tratamiento debajo de un límite fijado, o para minimizar la potencia requerida para bombear a una tasa especificada.

Estos reductores químicos son normalmente polímeros orgánicos que convierten el flujo de Newtoniano (viscosidad constante a toda tasa de corte) a un fluido no Newtoniano (la viscosidad varía con la tasa de corte).

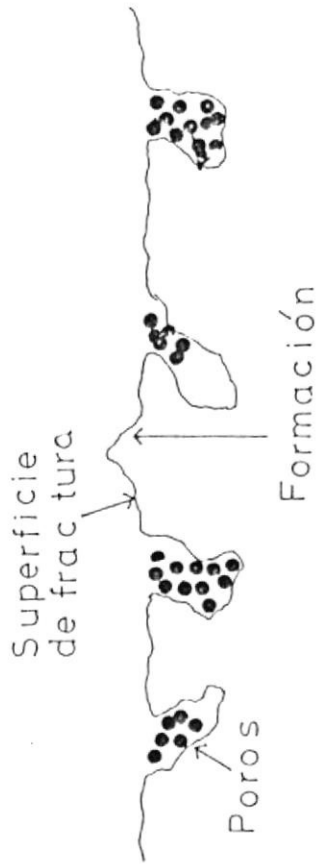
En la figura 6 es mostrado un típico comportamiento de la caída de presión por fricción para una solución ácida después de la adición de un aditivo reductor de fricción en función tanto de la tasa de flujo a través de una tubería de 2.7/8" como de la concentración del polímero.

Para los polímeros actualmente en uso la mínima caída de presión ocurre usualmente a concentraciones oscilando de entre 1 a 20 lbs/1000 gal. de fluido.

Muchos polímeros usados como reductores de fricción pueden mejorar las características de los aditivos para pérdidas

FIGURA N° 5

A Ingreso de partículas solidas
y soporte en los poros



Aditivos Solidos

Comportamiento Tipico de los
aditivos de perdida de fluidos

de fluido, para lo cual el contenido del polímero deberá estar entre 50 a 200 lbs/gal de ácido para una mayor efectividad.

El FR-24 es un reductor de fricción líquido diseñado específicamente para soluciones ácidas, aunque el FR-20 (sólidos finamente divididos), también se pueden usar en tratamientos con ácidos. La recomendación usual en los tratamientos con FR-24 es 2 galones por 1000 galones de ácido.

1.3.6 Agentes Retenedores

Cuando apreciables cantidades de hierro en estado férrico $+++$ (Fe^{+++}), bastante opuesto al más tóxico estado ferroso del hierro $++$ (Fe^{++}) son disueltos por el ácido y depositados en las cercanías del pozo en forma de hidróxidos de hierro insolubles, pueden causar taponamientos permanente de los pozos y una consiguiente reducción de la permeabilidad.

Para inhibir la precipitación de los iones de hierro y otras de metálicas durante la acidificación de un pozo se usan los agentes retenedores.

El control del pH es bastante importante en el control de la precipitación del hierro. El hierro férrico se precipita a un pH aproximadamente 2.2, mientras que el

hierro ferroso se precipita a un pH alrededor de 7. Puesto que el ácido gastado en solución raramente llega a un pH superior a 6, la precipitación de hierro ferroso raramente constituye un problema.

Los agentes retenedores son ácidos orgánicos y sus derivados. Entre los más usados ácidos orgánicos tenemos los ácidos cítrico, láctico, acético y glucónico. Entre sus derivados y que son los más usados están el ácido tetracético diamino etileno (EDTA) y el ácido triacético nitrilo (NTA).

Sóloamente el ácido cítrico, el EDTA y el NTA pueden mantener tanto como 3000 ppm de hierro férrico en solución de ácido gastado por más de cuatro horas a temperaturas arriba de los 175 F. El EDTA está entre los más caros y el cítrico entre los más baratos de los retenedores de hierro.

En pozos con tuberías afectadas por la corrosión es inevitable el uso de retenedores de hierro. El agente retenedor de hierro debe poseer propiedades de baja tensión superficial para una mejor habilidad humectante del ácido para la eliminación de la barrera que constituye los sólidos recubiertos de petróleo.

1.3.7 Materiales Desviadores y Agentes de Puente Temporal

Los agentes de puenteo temporal y los materiales desviadores se emplean para controlar la colocación de los fluidos durante las operaciones de estimulación, y para proteger las zonas productoras en operaciones de reacondicionamiento.

En las figuras 7 y 8 se muestra como el ácido seguirá el camino de menor resistencia, usualmente los interválos menos dañados, a menos que agentes desviadores o de puente sean empleados para permitir una relativamente uniforme acidificación de varias zonas porosas abiertas a la producción.

El flujo puede ser efectivamente desviado usando equipo de fondo de pozo como packers. Sin embargo, puesto que usando un taladro de reacondicionamiento para remover los packers puede incrementar significativamente los costos del trabajo; se han desarrollado técnicas para separar etapas de fluido sin usar packers.

En esta técnica cada etapa de fluido es seguido, por material que temporalmente taponará la zona recién tratada, desviando la próxima etapa de ácido a una zona no tratada.

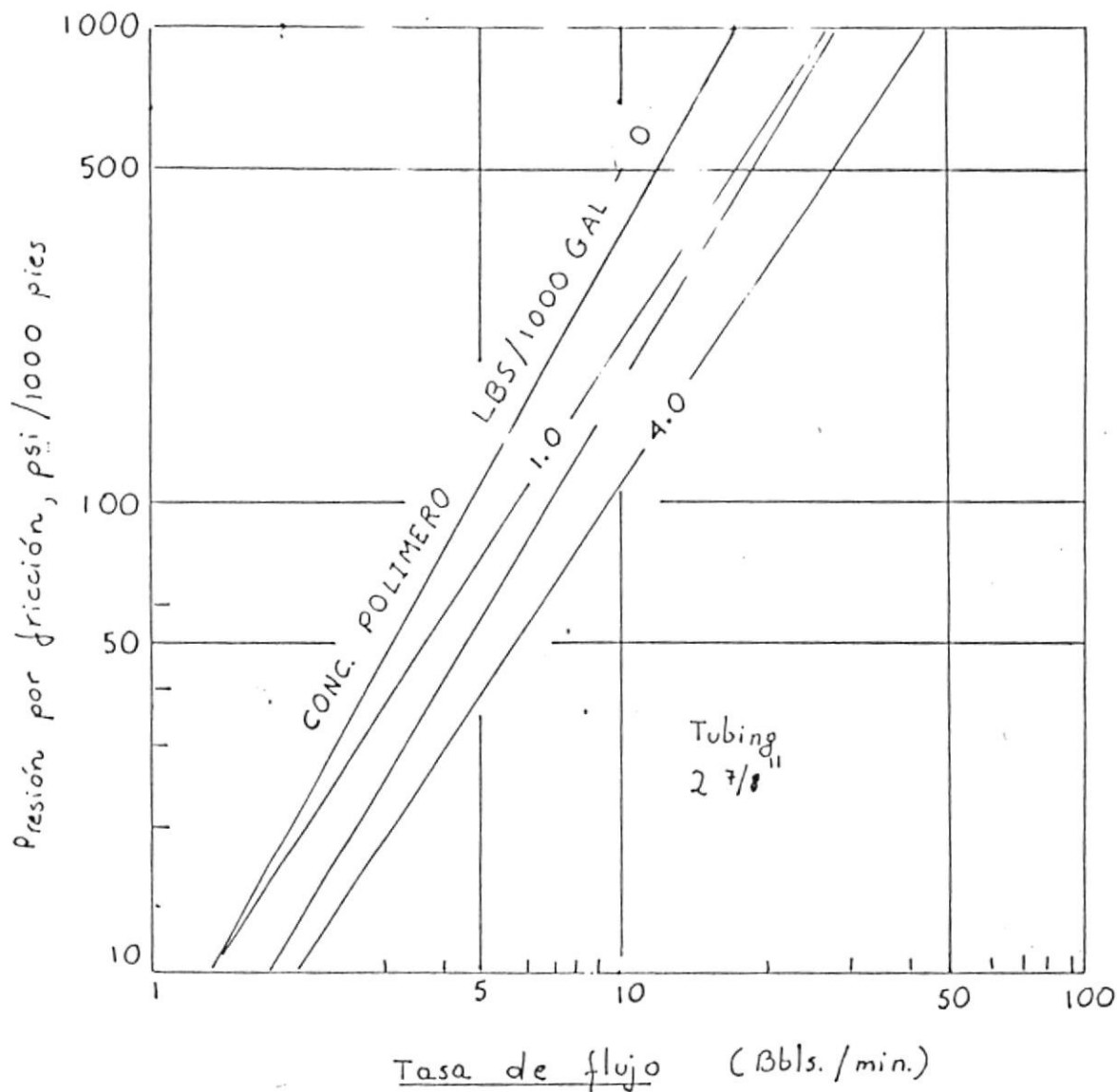


Figura 6.--Presión de fricción en un tubo de 2 7/8" para HCl(28%) conteniendo un típico reductor de fricción poliacrilamídico

TRAYECTORIA DEL ACIDO INYECTADO
(sigue el camino de menor resistencia)

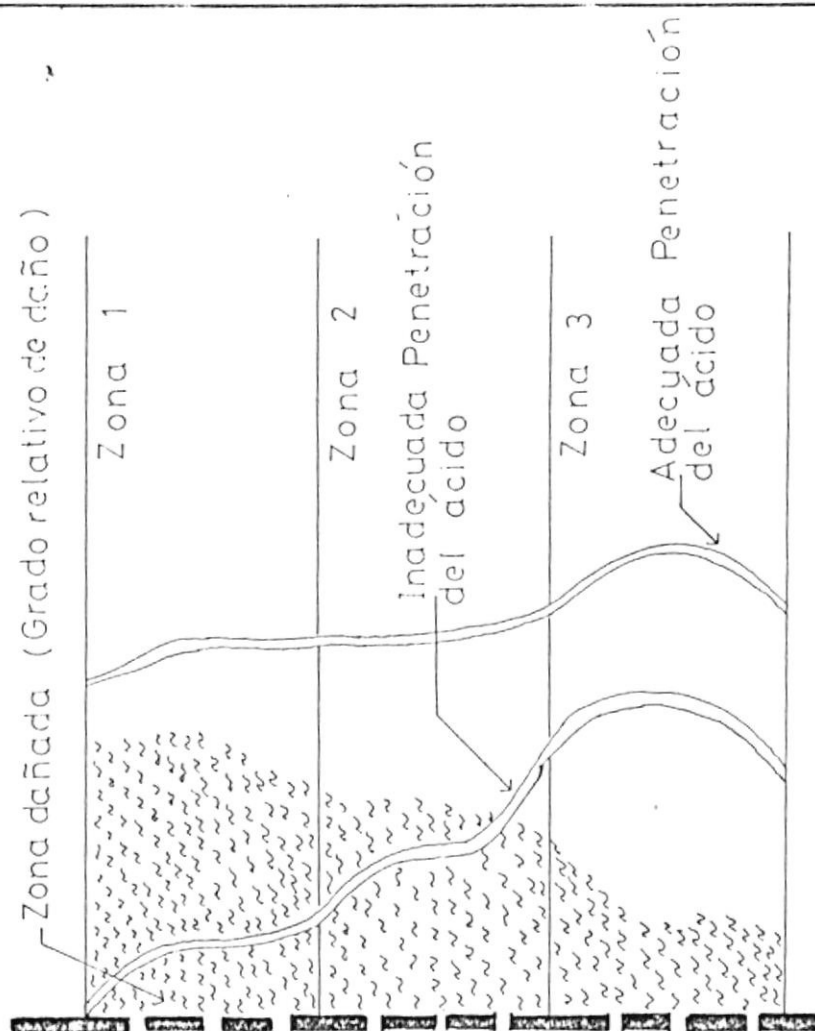


FIGURA N.º 7

Dowell's J-237, Halliburton's, Matriseal O y El Western ASP-530 son resinas finamente divididas, solubles en petróleo, usadas como agentes desviadores en la acidificación matricial de pozos.

Los agentes temporales de puente son sólidos utilizados para diversificar los fluidos tratantes en las operaciones de estimulación y para proteger las zonas productoras en las operaciones de reacondicionamiento.

La efectividad de estos agentes de puente depende de la distribución del tamaño de sus partículas y su selección se la hace en función de las condiciones del pozo (fluidos de la formación contactadas, espesor de la formación, temperatura y propiedades físicas de la formación, tipo de completación de pozo y técnicas de colocación), del punto de fusión y de la solubilidad del agente de puenteo.

Cabe señalar que el uso de los aditivos de ácidos debe seguir al igual que todo producto químico ciertas normas de manejo y tratamiento por razones de efectividad y más que todo seguridad para lo cual se deben consultar los manuales correspondientes.

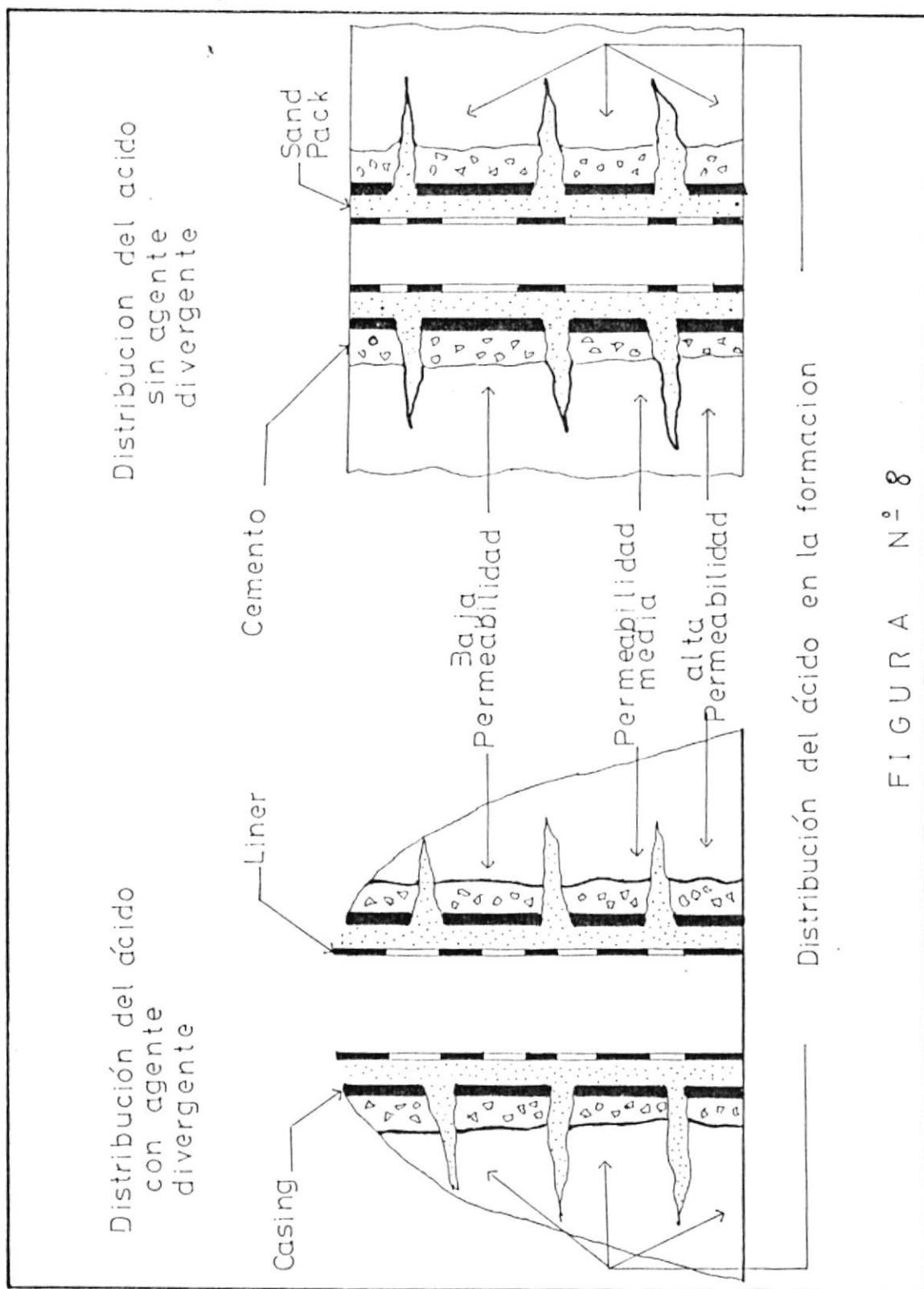
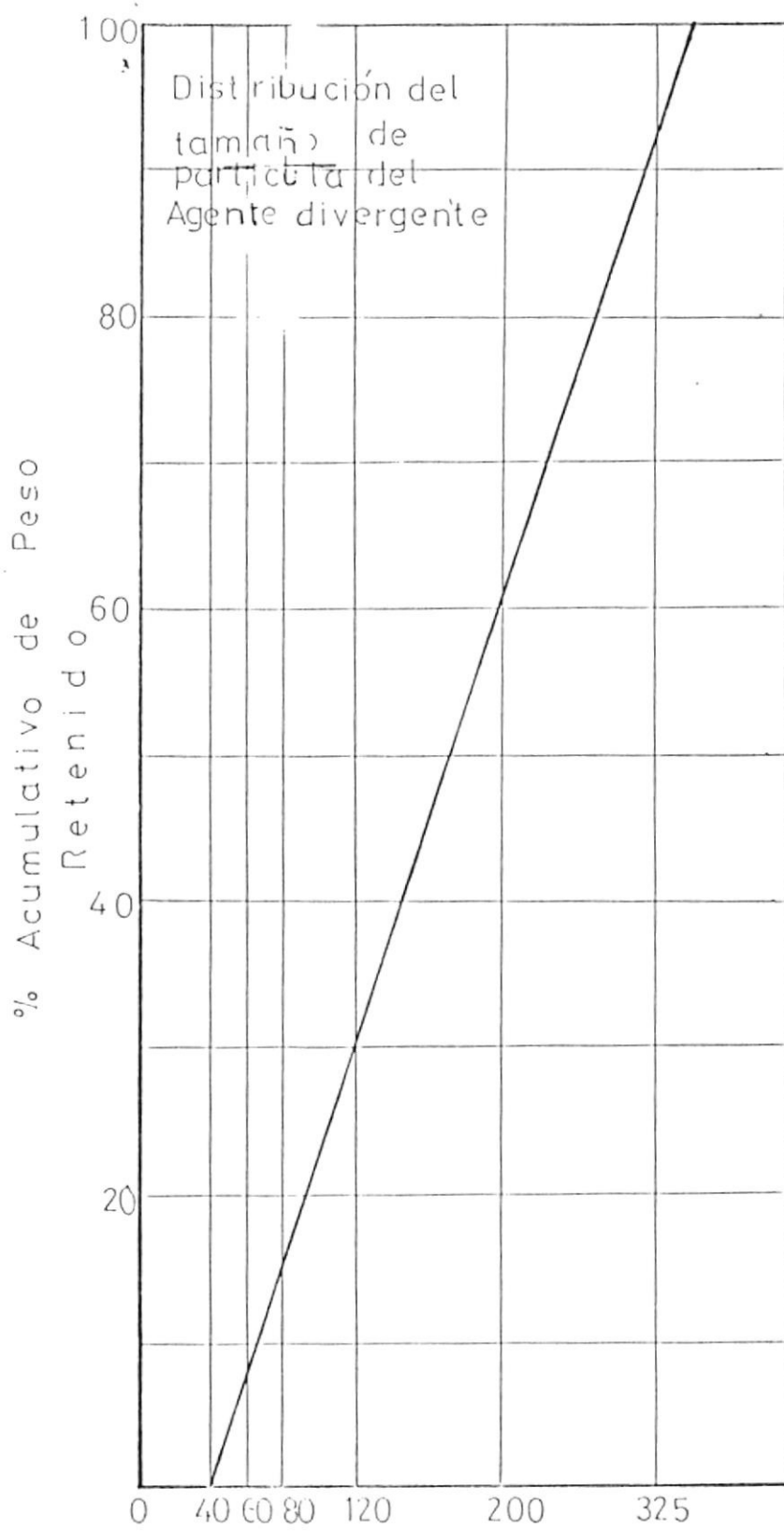


FIGURA N° 8



CAPITULO II

ACIDIFICACION MATRICIAL

2.1. Descripción

El tratamiento de formaciones de areniscas por mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico ha sido usado como un medio para remover el daño causado por la presencia de arcilla cerca a las paredes del pozo. Estas arcillas pueden originarse ya sea naturalmente de formaciones arcillosas o pueden haberse introducido desde los fluidos de perforación, completación o reacondicionamiento.

Un tratamiento de acidificación para una formación de areniscas, normalmente consiste de inyección secuencial de tres fluidos: un preflujo, una mezcla de ácido fluorhídrico-ácido clorhídrico, y un postflujo. Estos fluidos sirven a propósitos definidos.

El preflujo es usualmente ácido clorhídrico, variando en concentraciones de 5 a 15% y conteniendo un inhibidor de corrosión y otros aditivos requeridos. El preflujo desplaza agua desde el pozo y agua connata desde la región vecina al pozo; minimizando así el contacto directo entre los iones de sodio y potasio en el agua de formación y los productos de la reacción de fluosilicatos.

Esto normalmente eliminará el redañar la formación por precipitación del sodio insoluble o fluosilicatos de potasio. El ácido también reacciona con calcita (carbonato de calcio) u otros materiales calcáreos en la formación y reduciendo así o eliminando, la reacción entre el ácido fluorhídrico y la calcita.

El preflujo evita la pérdida del caro HF y previene la formación de fluoruro de calcio; éste último un precipitado de la mezcla de HF-HCL gastado.

La mezcla HF-HCL (usualmente 3% de HF y 12% de HCL) es inyectado entonces. El ácido fluorhídrico reacciona con las arcillas, arenas, lodo de perforación o filtrado de cemento para mejorar la permeabilidad cerca a las paredes del pozo.

El ácido clorhídrico no reaccionará (excepto en el caso de que haya algún carbonato en la formación) y está presente para mantener el ph bajo, previniendo la precipitación de los productos de la reacción del ácido fluorhídrico.

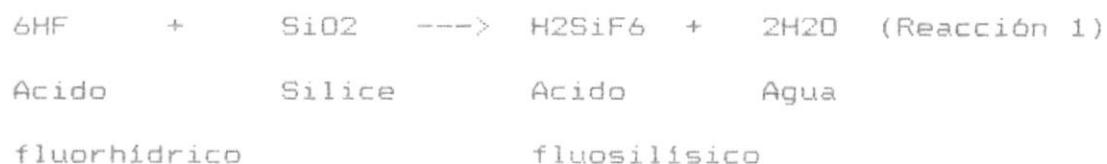
Un postflujo es requerido para aislar el ácido fluorhídrico de la salmuera que puede ser usada para fluir los productos insolubles de la reacción ácido y para restaurar la humectabilidad al agua de la formación.

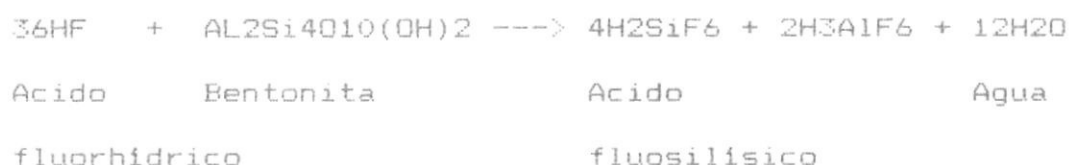
Normalmente uno de tres tipos de postflujo es usado; (1) para pozos de petróleo, ya sea un postflujo de diesel, o HCL al 15% es usado; (2) para pozos de inyección de agua, ácido clorhídrico es usado y (3) para pozos de gas, ya sea ácido o gas (como por ejemplo nitrógeno o gas natural) es usado.

Al postflujo se le añaden químicos para ayudar a remover los fluidos tratantes de la formación, restaurar la humectabilidad del agua hacia los sólidos de la formación y a los productos precipitados de la reacción, además de prevenir la formación de emulsiones.

Un solvente mutuo de glicol éter ha demostrado ser útil para este propósito. Cuando un gas es usado como postflujo, aditivos de limpieza general son añadidos a la etapa de HF-HCL de el tratamiento.

Las siguientes ecuaciones químicas muestran las reacciones del ácido fluorhídrico sobre la arena (reacción 1) y sobre la bentonita (reacción 2)





(Reacción 2)

Estas reacciones aunque pueden parecer simples son realmente muy complejas. A menudo las reacciones pueden tomar lugar para producir productos insolubles. Es por esta razón que un exeso de ácido clorhídrico debe ser mantenido en la mezcla, además de que esto tiene un efecto significativo sobre la tasa de reacción, lo que como veremos redundará en una mejor estimulación.

El ácido fluorhídrico se bombea generalmente como una mezcla de ácido clorhídrico/ fluorhídrico, obteniéndose el ácido fluorhídrico de la reacción del ácido clorhídrico con el bifluoruro de amonio, como es mostrado en la siguiente reacción



2.2 Mecanismos de Ataque al Acido

2.2.1 Tipos de daño de formación

Los daños de formación resultantes de la presencia de

arcilla pueden ser clasificados en dos tipos básicos; formaciones dañadas por lodos y formaciones naturalmente dañadas

a) Formaciones dañadas por el lodo

El daño por el lodo es en la mayoría de los casos el resultado de el ingreso de el lodo de perforación hacia los espacios porosos de la formación adyacente a las paredes del pozo. El grado del daño es usualmente dependiente del tiempo de perforación, permeabilidad de la perforación, tipo del lodo de la perforación, y el número de viajes que son hechas durante las operaciones de la perforación.

Generalmente la máxima penetración de las partículas del lodo de la perforación dentro de los intersticios de la formación es de aproximadamente 1" o menos. Sin embargo, un daño adicional puede resultar cuando el filtrado del lodo penetra en la formación y contacta con arcillas naturales de la formación.

En formaciones con un alto porcentaje de arcillas sensitivas al agua (p.e. montmorillonita), el daño por el filtrado puede ser tan severo como el daño causado por la invasión de las partículas del lodo.

b) Formaciones naturalmente dañadas

Las formaciones naturalmente dañadas exhiben una reducción en la permeabilidad virgen, como resultado de la hinchazón o la migración de arcillas sensitivas para tapar los canales de flujo de la formación.

Esto puede ocurrir después que un pozo ha sido expuesto a agua fresca, ácido o fluido de completación, o después de que el filtrado de el lodo ha penetrado en la formación durante la perforación. El daño natural usualmente existe hasta una profundidad de 2 o 3 piés de la pared del pozo, sin embargo en algunos casos extremos éste puede extenderse de 7 a 8 piés de la pared del pozo.

En estudios con núcleos de arenicas de berea se ha mostrado que la permeabilidad del núcleo disminuye en el contacto inicial con mezclas de ácido fluorhídrico y clorhídrico, para posteriormente incrementarse con la inyección continuada de esta mezcla ácida.

Esta reducción inicial de la permeabilidad, se razonó que fué causada por la parcial desintegración de la matriz de la arenisca y la migración de aguas debajo de los finos que taponaron los canales de flujo en el núcleo. Estos finos fueron posteriormente disueltos por la continua exposición al ácido fluorhídrico no gastado.

2.2.2.Efecto de la Concentración del Acido Fluorhídrico en la Respuesta del Núcleo al HF-HCL

En la figura 10 se muestra que a más altas concentraciones de ácido fluorhídrico en una arenisca de Berea se obtendrá una mayor disminución inicial de la permeabilidad, pero que un más pequeño volumen de ácido alcanzará un incremento de la permeabilidad.

Estos datos indican que se necesitarán de 50 a 100 volúmenes porosos de una mezcla de 3% HF y 12% HCL para poder alcanzar un incremento significativo de la permeabilidad.

Esto significa que se necesitarían para este caso de 220 a 440 galones de mezcla de ácido por pié de intervalo para tratar una zona de ft de radio alrededor del pozo de manera efectiva. Cabe señalar que éste volumen de ácido puede destruir los materiales consolidantes en la roca y permitir una disminución de la permeabilidad por compactación.

2.2.3.Efecto de la Composición de la matriz en la respuesta del Núcleo al HF-HCL

La composición mineralógica de la matriz de la arenisca tiene un sustancial efecto en la respuesta de la formación

EFFECTO DE HF SOBRE NUCLEOS
BEREA RESPUESTA ALA
MEZCLA HF-H₂CL

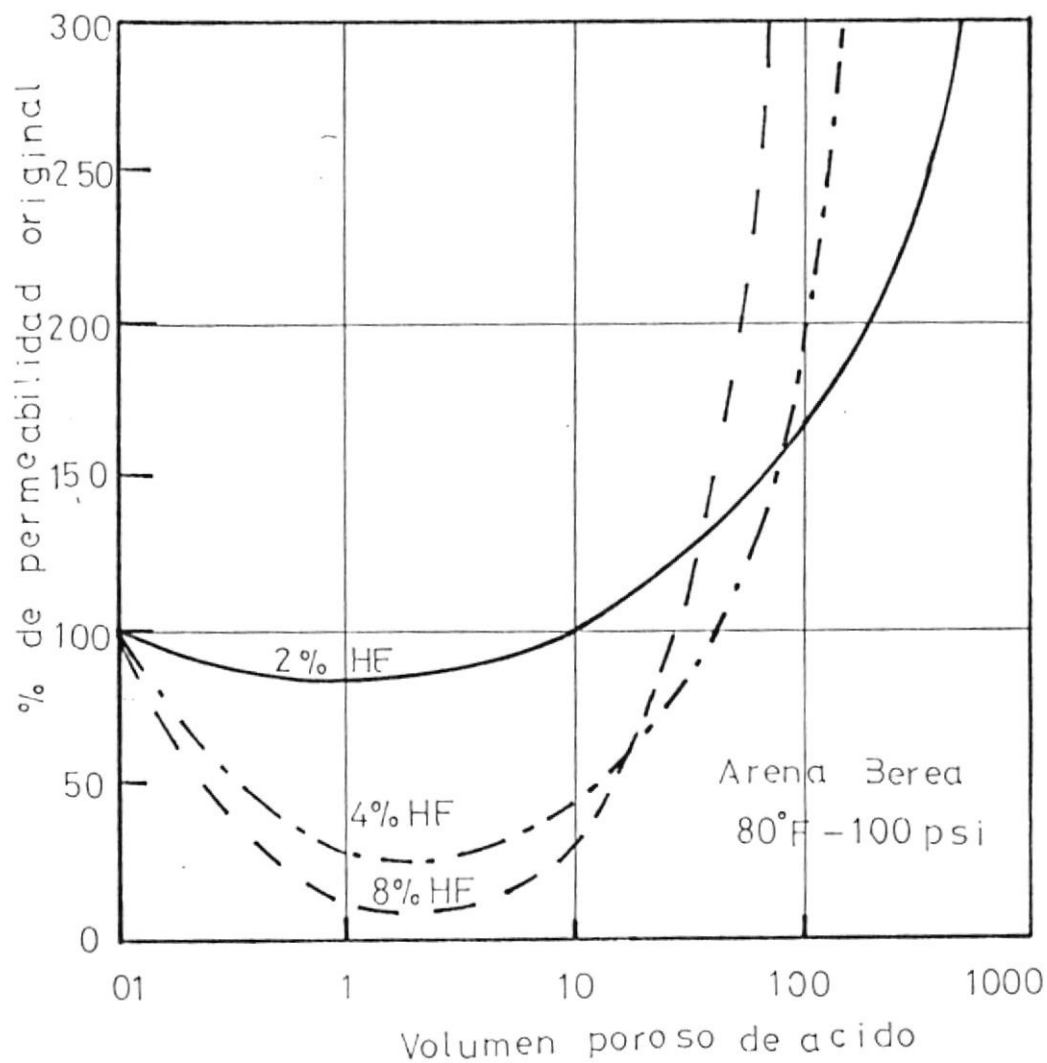


FIGURA N° 10

al ácido fluorhídrico. Si es que la arenisca contiene menos del 6% de arcilla, mostrará solamente una ligera reducción de la permeabilidad en el contacto inicial con el ácido.

En ensayos con núcleos que contenían una mayor cantidad de finos cuarcíticos que arcillas, se mostró una mayor reducción de la permeabilidad de las formaciones probadas. Los finos cuarcíticos son más lentos para reaccionar con el lodo ácido que los minerales de arcilla, y una vez desprendidos de la matriz, son más efectivos en el taponamiento de los canales porosos.

Es decir que formaciones conteniendo finos cuarcíticos requieren más ácido para alcanzar un incremento dado de la permeabilidad que formaciones con un alto contenido de minerales arcillosos.

2.2.4. Efecto del gradiente de presión en la respuesta del núcleo al HF-HCL

En la figura 11 se muestra que tanto como la tasa de flujo de ácido a través de un núcleo de Berea es incrementada (gradiente de presión es incrementado) la permeabilidad inicial incrementa su declinación. Además, grandes cantidades de ácidos son requeridos para alcanzar un incremento dado de la permeabilidad.

EFFECTO DE LA TASA DE
FLUJO DEL ACIDO EN UN
NUCLEO BERE A 'RESPUESTA
AL HF-HCL

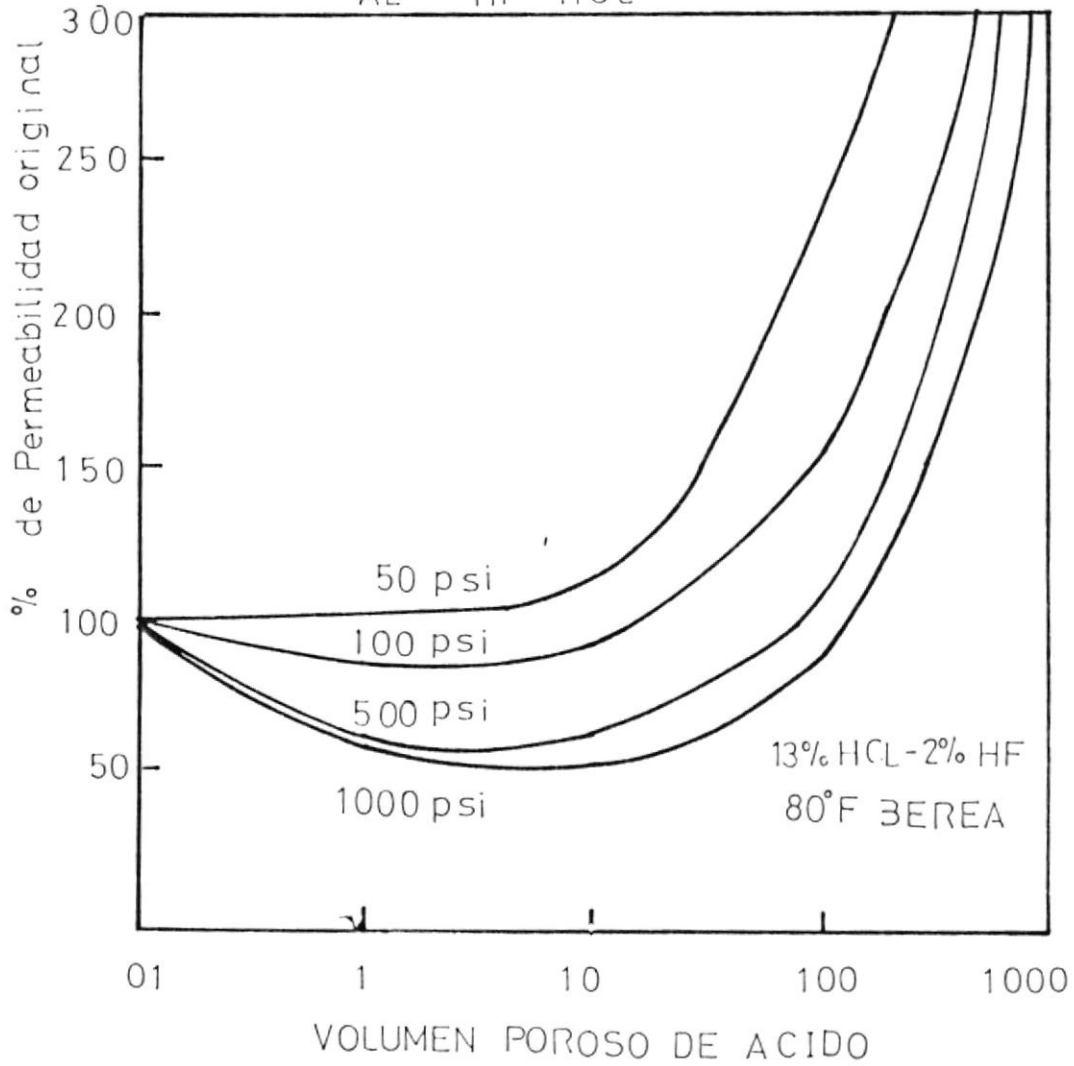


FIGURA N° II

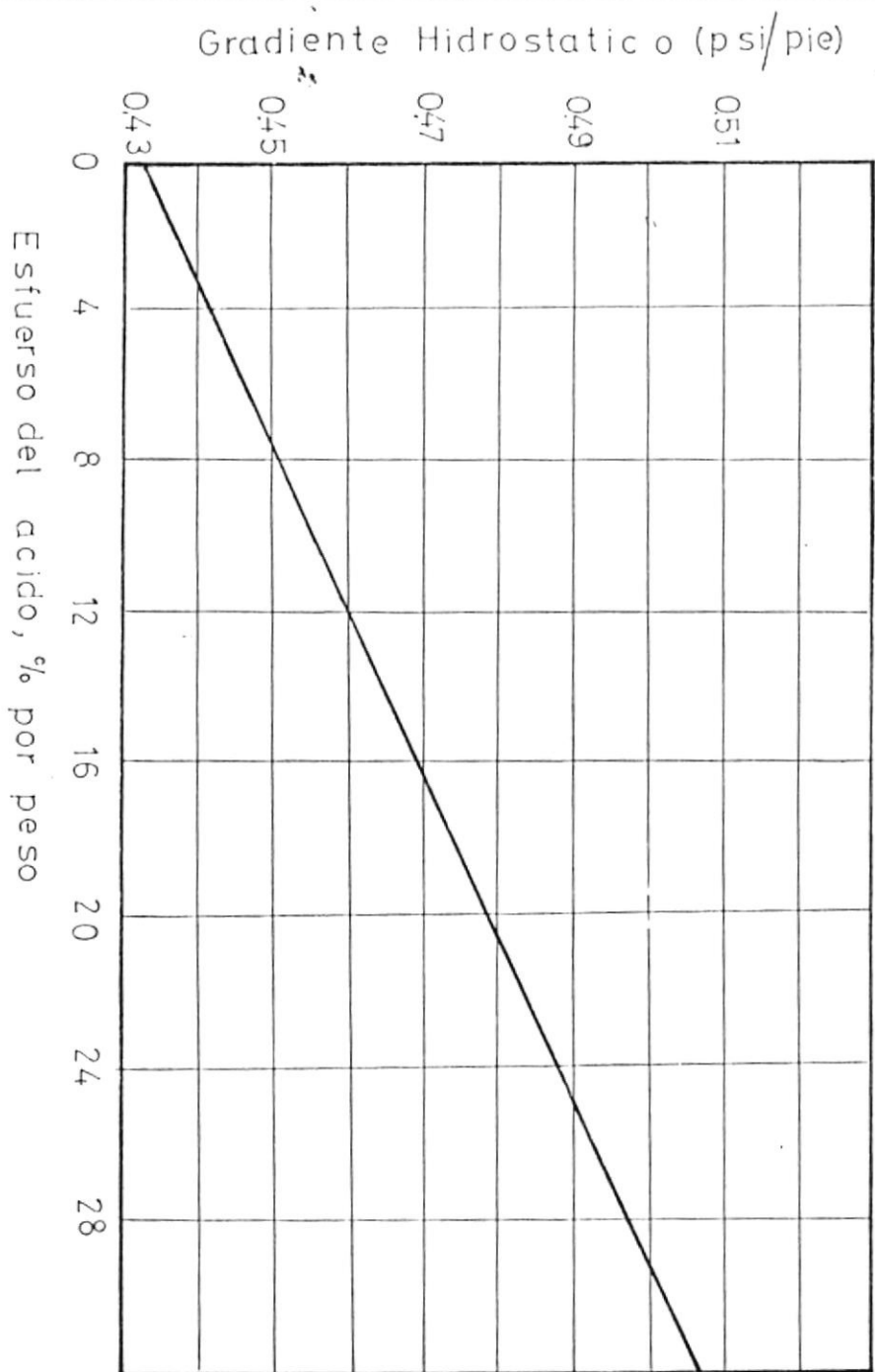


FIGURA N° 12

El incremento de la declinación de la permeabilidad puede ser causada por un incremento en la cantidad de finos aflojados por el efecto del incremento de las fuerzas de arrastres a altas tasas de flujo.

Mayores volúmenes de ácido son probablemente requeridos para alcanzar una permeabilidad dada debido a que el HF no reaccionó mientras el ácido residió en el núcleo cuando se inyectó a más altas tasas de flujo (figura 11)

La cantidad de ácido requerido para remover la consolidación de la formación varía con muchos factores, entre ellos la resistencia compresiva inicial de la formación, su profundidad, su mineralogía y que tan rápidamente la cementación es disuelta por el ácido.



2.3 Predicción de penetración de ácidos en areniscas

Varios autores han propuesto símbolos para simular los procesos de acidificación de areniscas. Todos ellos convienen con un balance de ácido, pero introducen diferentes asunciones y por lo tanto conducen a diferentes resultados.

Aplicando el balance de materia a un pozo y usando la distribución del tamaño del pozo, uno puede demostrar que el cambio en la concentración del ácido como una función

de distancia y tiempo puede ser referido a un coeficiente de la tasa de reacción definido por:

$$\frac{\partial(\phi \bar{c})}{\partial t} + \bar{V}_a \frac{\partial \bar{c}}{\partial X} = -\phi [\bar{r}_f(\phi)] \quad (a)$$

donde \bar{c} es la concentración promedio de ácido o la posición X medida desde la entrada, u es el flujo volumétrico, \bar{V}_a es la velocidad axial promedio, y $r_f(\phi)$ es un coeficiente de la tasa efectiva de reacción que varía con el cambio ocurrido durante la oxidificación.

Si es que se asume que un flujo estable es desarrollado y la porosidad es constante, la ecuación de balance de materia se reduce a:

$$u \frac{\partial \bar{c}}{\partial X} = -\phi \bar{c} [\bar{r}_f(\phi)] \quad (b)$$

y a menudo si es que la condición de entrada $c = c_0$ a $X = 0$ es insertada, la ecuación se reducirá a:

$$\frac{\bar{c}(X)}{c_0} = \exp \frac{-[\bar{r}_f(\phi)] X}{u} \quad (c)$$

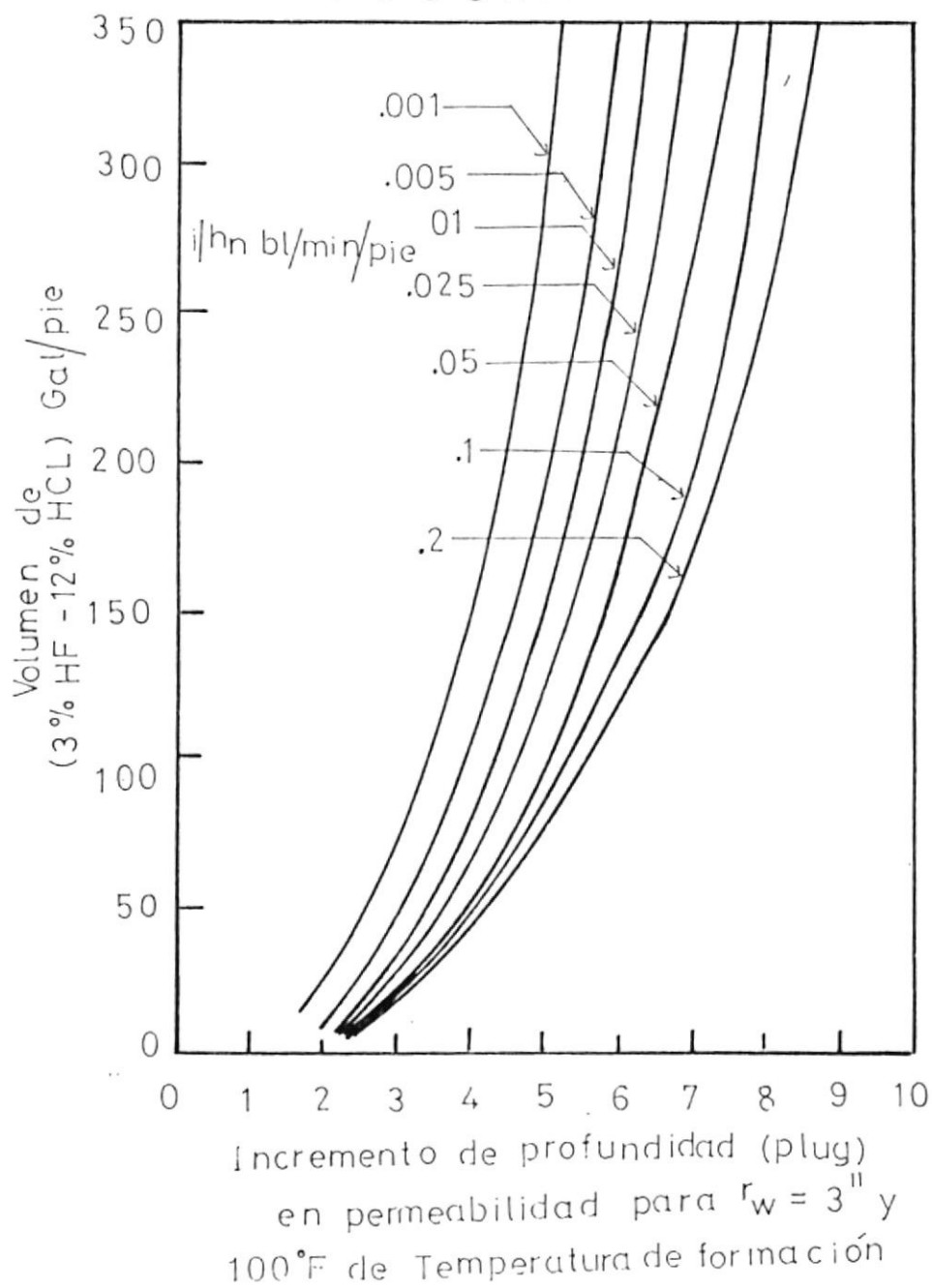
El coeficiente de la tasa de reacción puede ser determinada de mediciones experimentales obtenidas por la inyección de ácido fluorhídrico dentro de un núcleo lineal de arenisca y observando la concentración del ácido que

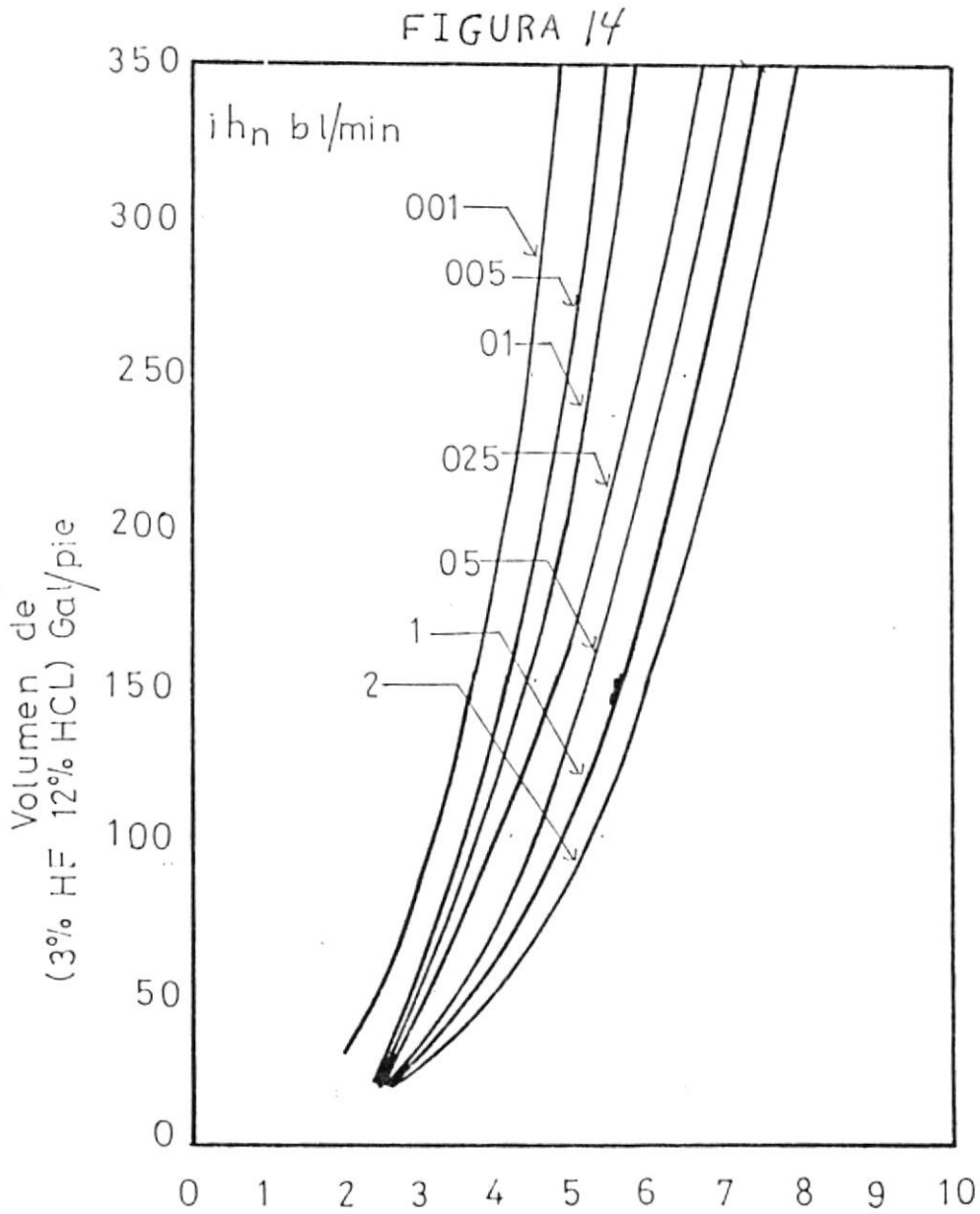
sale. Se han hecho estas mediciones para núcleos de arenisca de Berea, con la finalidad de poder resolver la ecuación (a) y poder obtener la concentración del ácido como una función del tiempo y la posición del sistema lineal. La ecuación de balance de ácido también puede ser expresada en coordenadas radiales o esféricas y puede solucionarse para computar el cambio en porosidad tan pronto como el tratamiento progresa.

Estudios posteriores realizados en varias areniscas típicas de la costa del golfo demostraron que (1) debido a las diferencias en composición, la relación entre la tasa efectiva de reacción y la porosidad dadas para la arenisca de Berea, no se aplican a todas las formaciones y (2) que aún cuando las composiciones fueren similares, las respuestas pueden ser muy diferentes, aparentemente debido a la forma en que las arcillas fueron distribuidas en la roca.

Fueron entonces desarrolladas curvas para diseño de los tratamientos de acidificación. Estas curvas de diseño son mostradas en las figuras 13 a 16. Estas figuras son para rangos de temperatura de 100 a 250 F y tasas de inyección de 0.001 a 0.2 Bbls/min/pie de formación a ser tratada. Las curvas fueron desarrolladas para 3% HF / 12% HCl pero el efecto de otras concentraciones de ácido puede ser

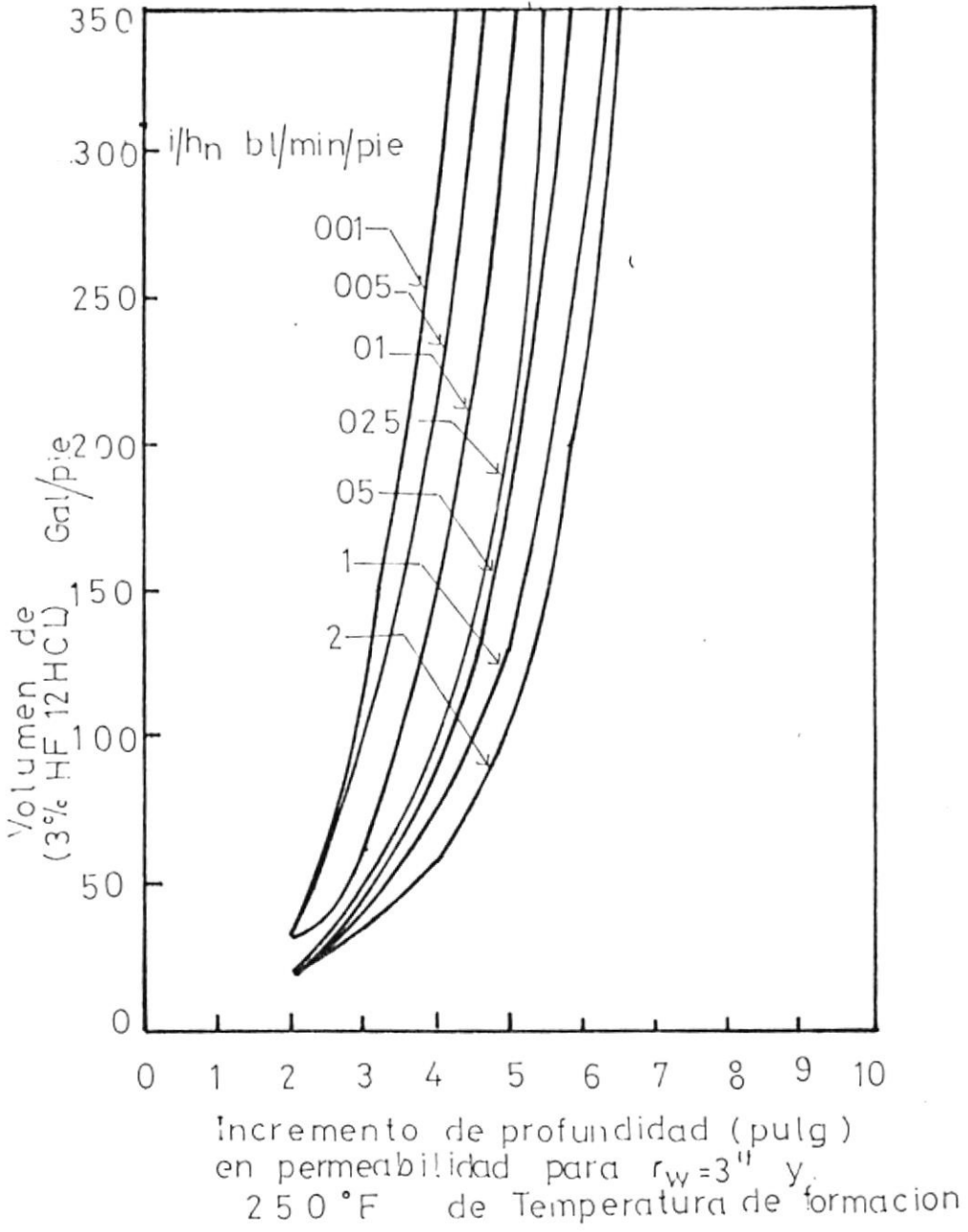
FIGURA N° 13





Incremento de profundidad (plug)
 en permeabilidad para $r_w = 3''$ y
 150°F de temperatura de formación

FIGURA N° 16



estimado el volumen equivalente de 3% HF a una base de poder disolvente.

Es de gran importancia predecir el radio de ataque del ácido, para estimar la cantidad de ácido requerido para un tratamiento.

Gatewood y colaboradores propusieron que la distancia de penetración de el ácido puede ser predicha asumiendo reacción instantánea de el ácido fluorhídrico con arcillas en la formación y que todas las arcillas son contactadas con el ácido.

Tasas de reacción medidas con arenas silícicas fueron incluidas como reacciones dependientes del tiempo. Con estas aproximaciones conociendo el contenido de arcilla de la formación y el poder disolvente del ácido, la profundidad de penetración puede ser directamente referida al volumen del ácido inyectado. Las restricciones en este estudio fueron que el ácido contactará efectivamente todos los componentes arcillosos en la arenisca o que la fracción de arcillas a ser contactadas es conocida. Su uso está limitado por la falta de curvas de diseño en el estudio.

2.4 Productividad obtenida después de la acidificación de areniscas

De datos de producción, curvas de restauración de presión o DST (drill stem testing), una razón de daño puede ser determinada para formaciones dañadas. La razón de daño es una medida del grado de daño que está presente en la formación.



Matemáticamente la razón de daño puede ser expresada como

$$DR = \overline{J_o} / \overline{J_d} = K_o / \overline{K_d}$$

Donde $\overline{J_o}$ es la productividad de una formación no dañada y $\overline{J_d}$ es la productividad de una formación dañada. La productividad resultante de la remoción completa de daño es igual a $\overline{J_o}$.

$$J_o = (DR) (\overline{J_d})$$

El incremento teórico de producción es por lo tanto igual al daño de la formación.

$$PI = J_o / \overline{J_d} = DR$$

Si es que el ácido es usado para remover el daño de arcilla, un adicional incremento de la producción es usualmente obtenido debido al mejoramiento en la permeabilidad de la formación resultante de la reacción

del ácido fluorhídrico en esa parte de la formación no contribuyente al daño (arena, feldespatos, etc.).

Si embargo, la tasa de producción después del tratamiento es algunas veces menos que el esperado. Las restricciones de flujo después del tratamiento se cree que en la mayoría de las veces son ocasionadas por precipitación de los productos de la reacción del ácido, un cambio en la humectabilidad de la roca de mojado agua mojada de petróleo, o la formación de una emulsión entre el ácido reaccionado y el petróleo de la formación.

Los siguientes pasos minimizarán la oportunidad para redañar la formación por precipitación: (1) un preflujo de ácido deberá ser usado, (2) un postflujo compatible con el ácido deberá ser usado, y (3) el ácido deberá ser retirado de la formación dentro de unas pocas horas de completar el tratamiento.

Tanto el humectarse de petróleo la matriz de la formación, como las partículas finas aflojadas por la reacción pueden potencialmente reducir la productividad. Los sólidos de la formación pueden ser mojados por petróleo debido a que los inhibidores de corrosión de otros aditivos se absorben fuertemente en partículas de arcilla o superficies limpias de sílice.

El efecto de un cambio en la humectabilidad sobre la productividad se puede mostrar en la Figura 17a, con una curva ejemplo de permeabilidad relativa para una roca hidrofila. En esta figura asume que por ejemplo la saturación de agua es 40%. Entonces $K_{ro} = 60\%$ y $K_{rw} = 2\%$. Esto es la permeabilidad al petróleo es 60% de la permeabilidad absoluta de la roca y la permeabilidad al agua es 2%. Con fines ilustrativos, si es que la roca es totalmente oleófila, la relación de permeabilidad es esencialmente invertida (en la práctica esto, si es que ocurre, es raro). El petróleo (ahora como fase mojante) tendrá una permeabilidad relativa de 2% y el agua una permeabilidad relativa del 60%. Si es que un cambio de permeabilidad de esta magnitud ocurre, más que todo de las 5" a 12" alrededor del pozo, puede dar de dos a tres veces una reducción de productividad en comparación con la productividad de la formación no dañada.

El empeoramiento de la productividad también puede ocurrir si es que una emulsión es formada entre el petróleo del reservorio y el ácido reaccionado. La estabilización de emulsiones por sólidos depende críticamente de la humectabilidad de los finos producidos por el ataque del ácido.

Las partículas de los sólidos de los estabilizadores de emulsiones, deben ser más pequeños en diámetro que la

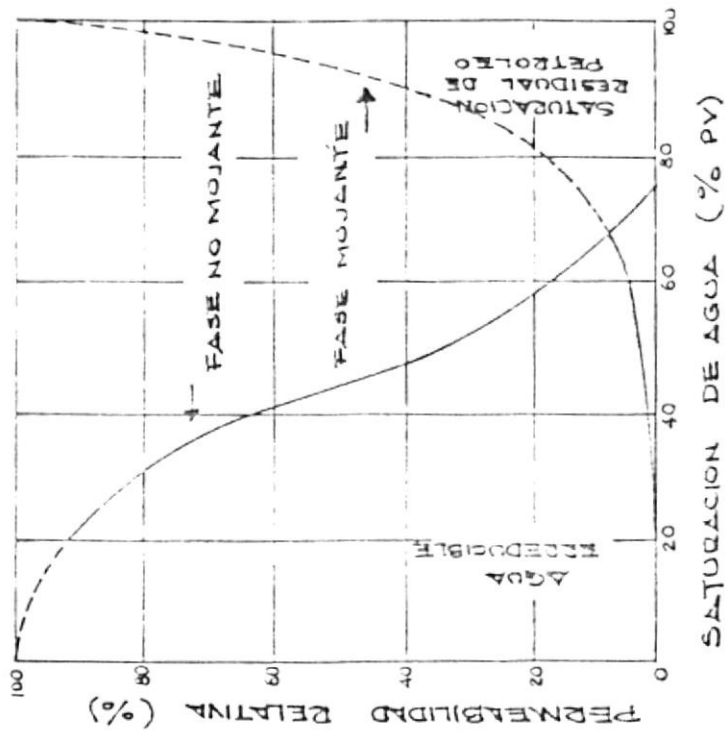


FIGURA 17 (a) : Ejemplo de curvas de permeabilidad relativa.



FIGURA 17 (b) : para estabilizar una emulsion, el diametro de la particula solida - debera ser pequeno comparada con el de la gota de la emulsion.

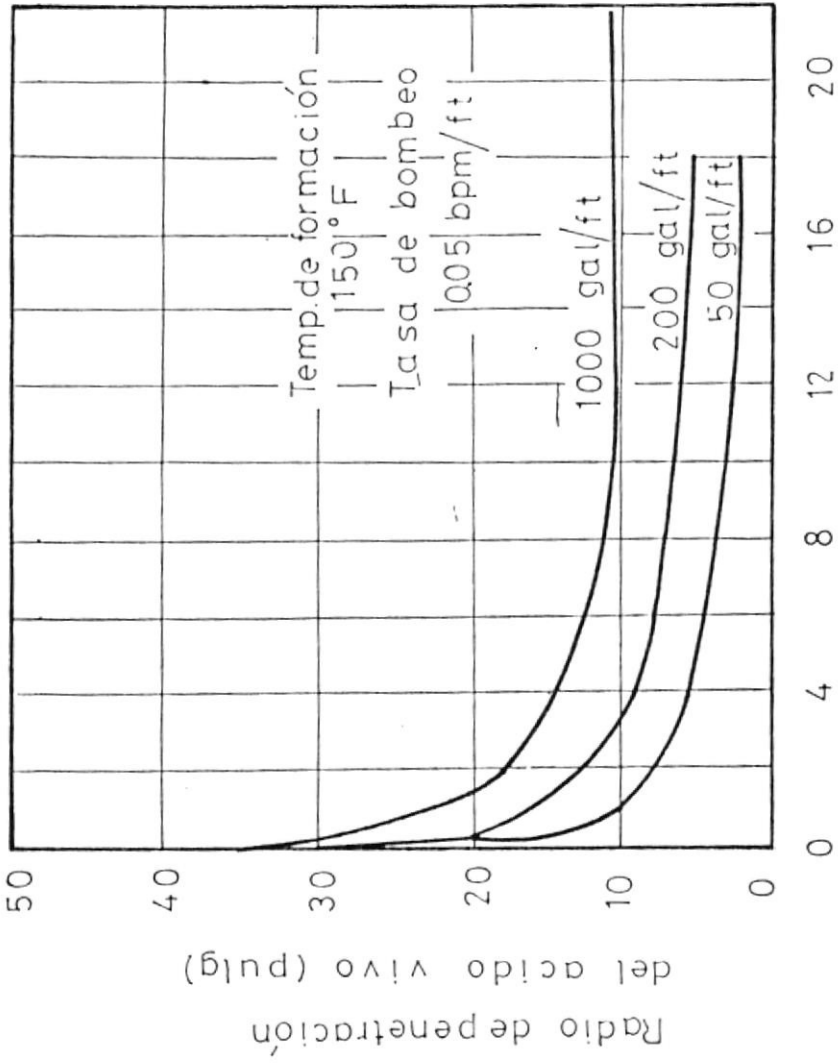
"gotita" de la fase interna de la emulsión (Figura 17b).

También el pH, la composición del petróleo, y otros factores pueden influenciar en la formación de la emulsión y su estabilidad.

Las emulsiones resultantes durante estimulaciones pueden exhibir una extremadamente alta viscosidad y muy pobres características de flujo.

Las emulsiones estables, sin embargo pueden tener un efecto empeorante sobre la productividad de un pozo. El efecto de aditivos y pH sobre la humectabilidad de sólidos es compleja y puede sólo ser estudiada en pruebas de laboratorios conducidas con todos los componentes presentes (Ver API RP 42).

Como ya señalamos en la sección de aditivos, las restricciones de productividad causadas por mojarse de petróleo la formación y los fines a menudo pueden ser removidos por la formación de sólidos mojados de agua. Algunos químicos pueden arrancar la surfactante mojando en petróleo de la superficie y dejarla hidrófila. El EGMBE al 10% en la etapa de postflujo es preferido para esta aplicación. Se han elaborado muchos estudios que discuten la aplicación de los solventes mutuos en los tratamientos de estimulación.



% en peso concentración de arcilla

FIGURA N° 18

Los solventes mutuos no pueden ser usados indiscriminadamente, pues pruebas de compatibilidad deberán ser desarrolladas con el ácido, fluidos de formación y sólidos de la formación para asegurar que un daño adicional al que se quiere solucionar no ocurra.

CAPITULO III

PROCESOS OPERACIONALES

3.1 Procedimiento de diseño para tratamientos de acidificación de areniscas

Se siguen varios procedimientos para diseñar una acidificación matricial de areniscas, los cuales tienen como principal y común objetivo el determinar el volumen del ácido necesario para el tratamiento.

Los dos procedimientos que haremos referencia son el recomendado por Halliburton y el señalado por Bert B. Williams y colaboradores en "Acidizing Fundamentals" (SPE, 1979).

Procedimiento de diseño 1 (Bert B. Williams y colaboradores)

El diseño del tratamiento de acidificación deberá especificar no solamente los volúmenes y tipos de fluidos a ser inyectados, sino también la máxima tasa de inyección permisible y la presión de tratamiento (que no permitirá fractuarse a la formación).

Paso 1 Determinar el gradiente de fractura para el pozo o campo de interés. Los mejores datos son obtenidos de la

presión de cierre instantánea medida durante o inmediatamente después de un tratamiento de fracturamiento. Si es que recientes datos no han sido obtenidos, el gradiente puede ser estimado con la aproximación siguiente:

$$G_f = \alpha + (\text{gradiente de sobrecarga} - \alpha) * \frac{\text{Presión de yacim.}}{\text{profundidad}} \quad (\text{ec. 1})$$

Donde α = constante (0.33 a 0.5) y el gradiente de sobrecarga es aproximadamente un p.s.i./pie a profundidades menores de 10.000 pies y de 1 a 1.2 p.s.i./pie a profundidades para extrapolar a una presión de reservorio reducida de un gradiente de fractura obtenida a la presión de yacimiento inicial como sustituir el viejo gradiente de fractura y la presión de yacimiento en la ecuación 1 y calcular α . Entonces, para la nueva presión de yacimiento y el valor computado de α , estimar el gradiente de fractura revisado. Recordar que esta es una ecuación de aproximación y que los valores propuestos de α deben ser verificados de los datos de campo.

Paso 2 Predecir la máxima tasa posible de inyección sin alcanzar el fracturamiento.

$$a) Q_{\max} = 4.917 * 10^{-6} K_{av} h \frac{(G_f * \text{Profund.} - \text{Pres. de yacimien.})}{\mu \ln (r_e / r_w)}$$

Para usar esta ecuación, la permeabilidad es expresada en milidarcies, viscosidad en centipoises, presión en p.s.i., mientras el radio de drenaje, el radio del pozo y el espesor neto de la arena son expresados en pies. La tasa de inyección calculada estará en barriles por minuto.

Para evitar el fracturamiento de la formación, la tasa de inyección deberá ser obviamente menor que Q_{max} . Como un procedimiento práctico, una tasa 10% menor es sugerida.

No es posible obtener a menudo esta tasa reducida sin fracturar la formación debido a que la tasa de inyección es inicialmente controlada por la permeabilidad de la zona de daño, más que por la permeabilidad de la formación. Note que K_{av} es la permeabilidad promedio, incluyendo tanto las permeabilidades de la zona de daño y de la matriz de formación, pero no la permeabilidad de la matriz lejos del pozo. Las viscosidades del ácido pueden ser obtenidas de tabla para ser usadas en la ecuación (a).

Paso 3 Estimar la máxima presión de superficie, ignorando fricción a través de la tubería, para la cual los fluidos pueden ser inyectados sin fracturar la formación:

$$P_{max} = (G_f - \text{grad. hidrostático del ácido}) * \text{Profundidad}$$

Datos para el gradiente hidrostático del ácido pueden ser

FIGURA 19

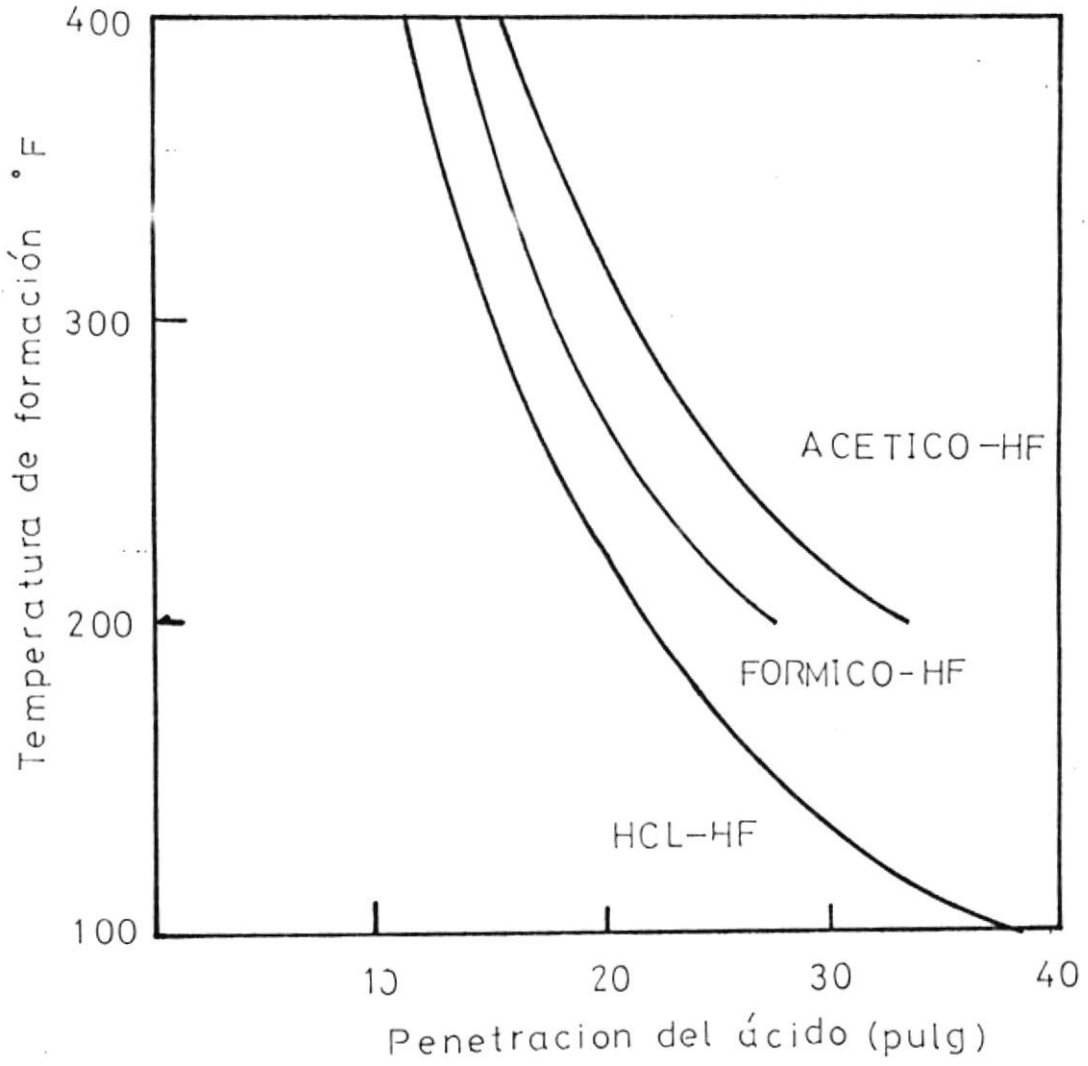


FIGURA N° 19

obtenidos de la figura correspondiente.

Durante el tratamiento la presión de superficie deberá estar limitada a presiones debajo de este máximo. Si es que la inyección no es posible de lograr sin exceder esta presión, esta deberá ser inicialmente sobrepasada, pero tan pronto la inyección es iniciada la tasa deberá ser reducida para mantener la presión de superficie inferior a P_{max} .

Paso 4 Determinar el volumen de solución de HCl-HF a usar (mirar cartas de diseño dadas en las figuras 13 al 16.

a) Dividir la máxima tasa de inyección determinada en el paso 2 y dividir por el espesor del intervalo perforado para poder obtener la tasa específica de inyección en barriles/minuto por pie de intervalo perforado.

b) Estimar el radio de la zona de daño. En ausencia de datos de pruebas de pozos, los autores sugieren que las formaciones de baja permeabilidad (menor que 5 md) tienen un espesor de la zona de daño estimado en 3", formaciones más permeables pueden ser consideradas como poseedoras de una zona de daño de 6" o más.

c) Determinar la temperatura de la formación (F).

d) Escoger la carta de las figuras 13 a 16 más cercana a la

temperatura de la formación correspondiente, y usando el espesor asumido de la zona de daño asumida y la tasa de inyección específica, leer el volumen de lodo ácido (3% HF - 12% HCl) requerido para obtener un incremento de permeabilidad a el radio deseado. Si es que el lodo ácido a ser usado contiene más de 3% HF, reducir el volumen leído de las figuras 13 a 16 multiplicando por la razón $3/(\text{concentración HF})$. Si es que el radio del pozo (r_w) no es 3", usar la ecuación (b) para calcular el volumen requerido.

$$V = \frac{V_o (R_w + R_{acido})^2 - R_w^2}{(3 + R_{acido})^2 - 9}$$

Donde V_o es el volumen del lodo ácido leído de las figuras 13 a 16 requerido para cuando el radio del pozo es 3" y R_{acido} es la profundidad del incremento de permeabilidad dentro de la formación medida en pulgadas. En pozos con amplios intervalos abiertos, la economía puede limitar el volumen total del ácido que puede ser usado. Para estos pozos, figuras 13 a 16 pueden ser usadas para predecir el radio tratado con un volumen dado de ácido.

Paso 5 Especificar el tratamiento. El tratamiento ácido es especificado de la siguiente manera:

Preflujo Normalmente inyectar 50 gal. de ácido regular

por pie de intervalo perforado. Como ya se señaló anteriormente el preflujo es inyectado con la intención de (1) remover calcita de la región cercana al pozo, antes de que esta entre en contacto con HF y (2) para formar una barrera entre la mezcla de HCl - HF y la salmuera de la formación.

Acido fluorhídrico Inyectar el volumen de lodo ácido determinado en la carta de diseño.

Postflujo En pozos de petróleo, inyectar un volumen de postflujo de diesel o ácido clorhídrico igual al volumen del lodo ácido. Este postflujo está compuesto generalmente de un 70% de aceite diesel y 10% de EGMBE. El postflujo aísla el ácido gastado de los fluidos usados para desplazar los fluidos tratantes dentro de la formación. La mezcla de aceite diesel - EGMBE también remueve agua de la formación cerca al pozo, mejora la permeabilidad relativa al petróleo, y deja la formación fuertemente mojada de agua.

No es requerido tiempo de remojo para que este tratamiento sea efectivo. Tan pronto como sea posible después de que la inyección está completa, el pozo deberá ser puesto en producción. Prolongados períodos de espera con ácido gastado en la formación, reduce la efectividad del

tratamiento.

Procedimiento 2 (Holliburton chemical stimulation)

Cuando diseñamos un tratamiento de arenisca, es importante conocer tanto acerca de la composición de la formación, y de sus propiedades como sea posible. Lo tanto un juego de curvas ha sido desarrollado para proveer una guía aproximada para el diseño de los tratamientos de arenisca. Estas curvas son mostradas en las Fig 18 a 21. Para usar estas curvas, la siguiente información es necesaria:

- 1.- Temperatura de fondo.
- 2.- Tasa de inyección.
- 3.- Contenido de silicatos (arcillas).
- 4.- Radio del Pozo.

Determinación del Volumen de ácido

El diseño en general, involucra la determinación de la penetración del ácido basado en la temperatura de la formación.

Este valor para penetración entonces es ajustado por el efecto de la tasa de inyección y el contenido de silicato. Finalmente el volumen de ácido es determinado basado en este valor ajustado de la penetración del ácido.

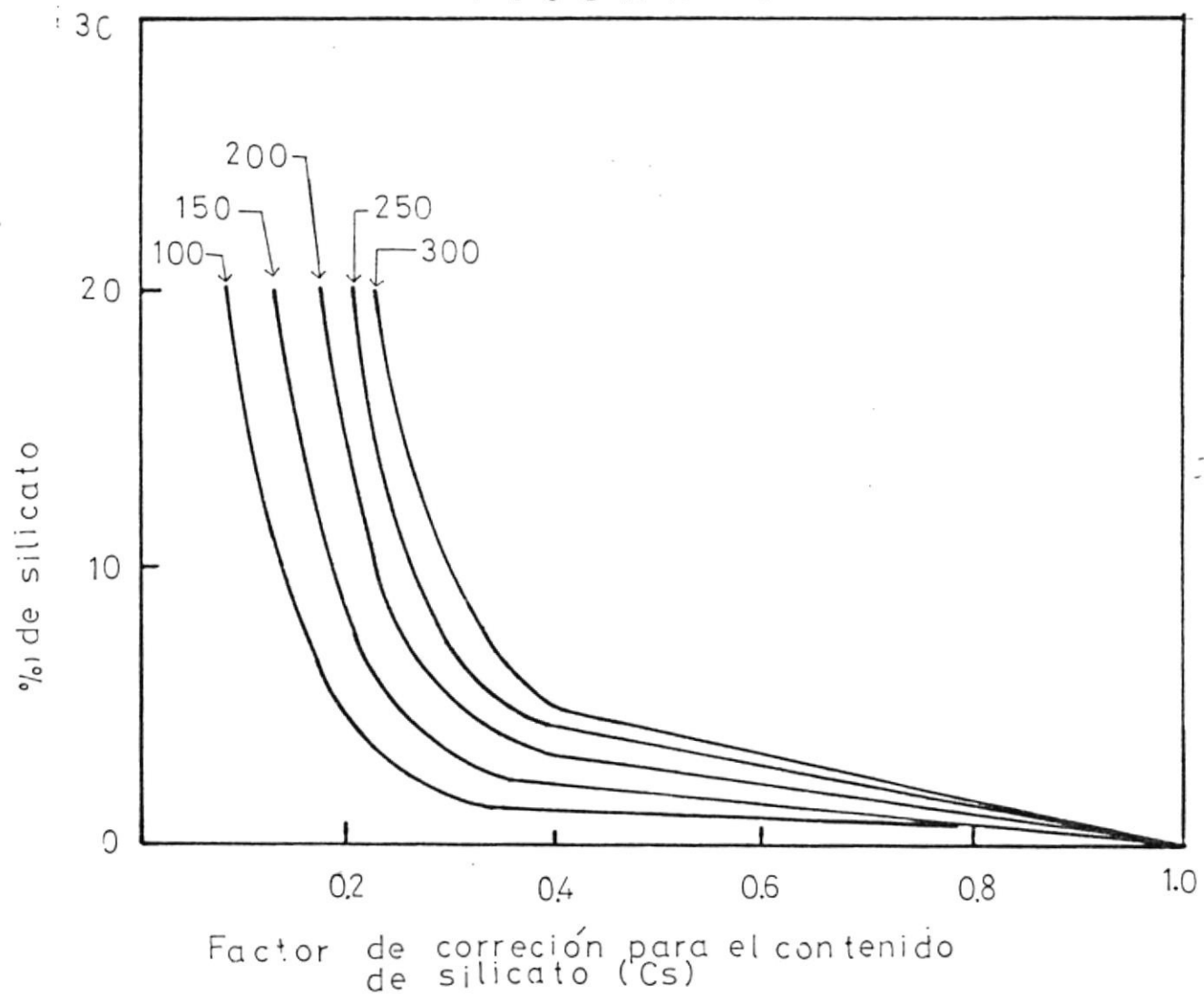
Efecto de Temperatura.- De la figura 19, es obvio que incrementando la temperatura de formación grandemente disminuye.

Efecto de la tasa de inyección

Tanto como el ácido es bombeado más rápidamente la profundidad de penetración de el ácido "vivo" es incrementado. Este valor deberá ser el máximo sin exceder la presión de fractura. Fig. 18 muestra las tasas de inyección posibles o especificadas presiones para diferentes permeabilidades. Si es que la permeabilidad y presión de fracturamiento son conocidas esta curva puede ser usada para determinar la máxima tasa de bombeo. La fig. 18 provee un factor de corrección para la tasa de bombeo a la cual es aplicada la profundidad de penetración como se descubre en la fig. 19.

Efecto del contenido de silicato.- El contenido de silicato incluye tanto los minerales de arcilla como otros silicatos tales como feldespatos. Pruebas de laboratorio en una muestra de la formación son necesarias para determinar este valor. En la ausencia de esos datos un valor de 10%, puede ser usado como un promedio. A medida que el contenido de silicato es incrementado, la profundidad de penetración del ácido vivo es grandemente.

FIGURA N° 20



Radio de drenaje = 5 ft

Viscosidad del fluido de inyección, $\mu = 1 \text{ cp}$

ΔP : Presión diferencial = Presión de fondo de tratamiento
 - Presión estática del reservorio

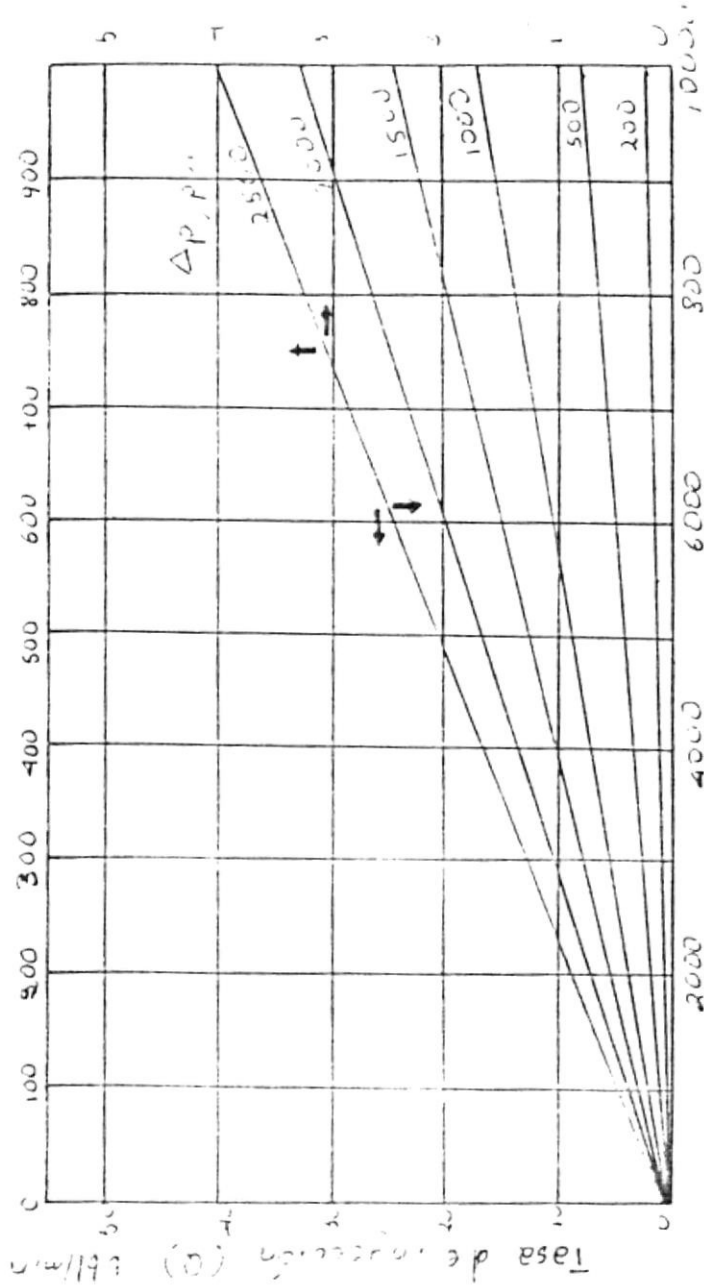


Fig. Capacidad de la formación (Kh), md-ft

(Este gráfico es un ejemplo donde se muestran volúmenes de ΔP de sus inyecciones en la formación permeablemente estratificada)



Esta variable es el más sencillo elemento controlador en la determinación de cuan lejos el ácido fluorhídrico puede ser bombeado dentro de una formación. Fig. 20 provee un factor de corrección para el efecto de los silicatos, el cual también es aplicado a la profundidad de penetración de la fig. 19.

Efectos combinados.— Estos efectos son combinados y el factor efectivo de penetración es usado en la Fig. 21 para determinar el volumen de ácido HF al 3% a ser usado.

Ejemplo

Datos

Temperatura = 200 F^o

Contenido de Silicato = 10%

W = 3.81" (hueco de 7 5/8")

Q = 1.5 Bbls/min

Intervalo perforado (h) = 25 pies

Use HCl - HF

Procedimiento de diseño

Paso 1.— Determinar la penetración de HF en la arena limpia de la figura 19.

Penetración = 24" a 200 F^o

Paso 2: Ajustar para tasa de bombeo de la figura 18.

$Q/h = 1.5/25 = 0,06 \text{ bbl/min/pie}$

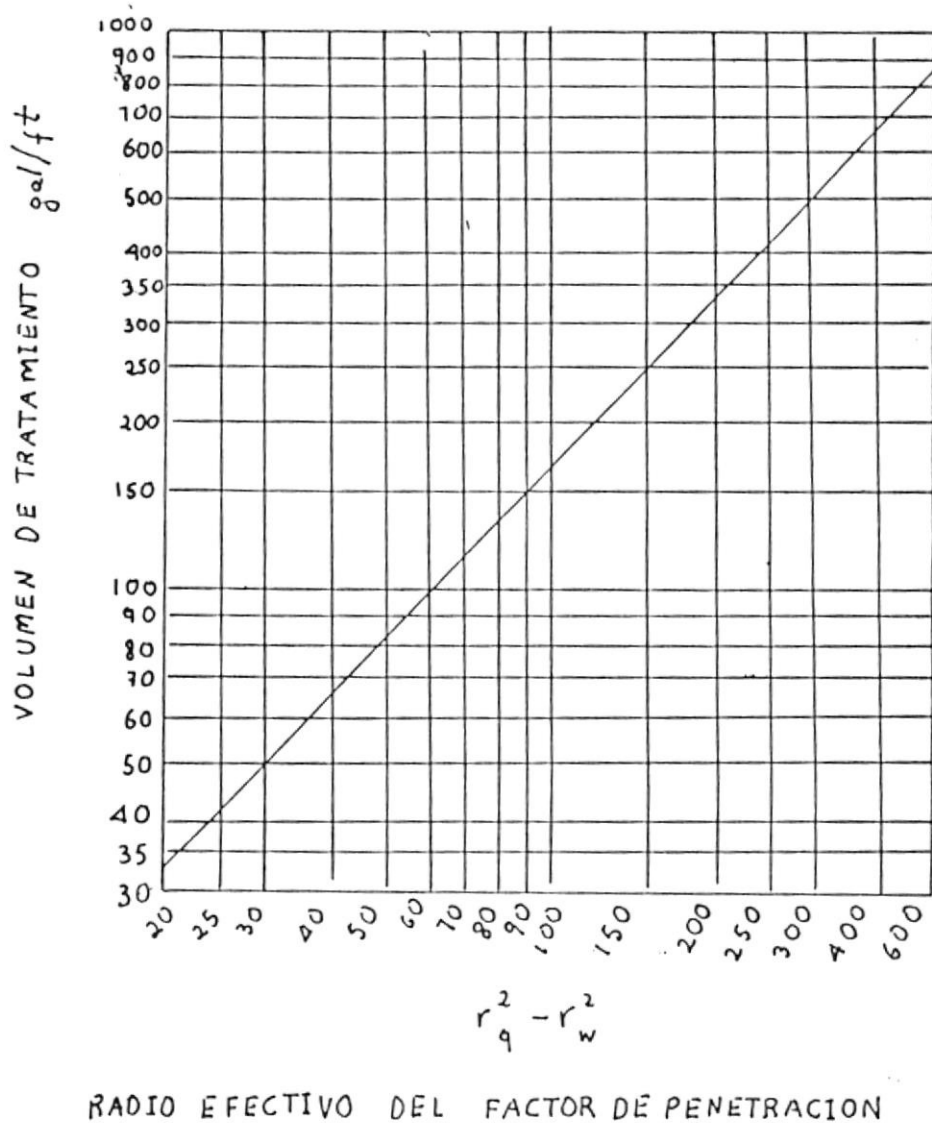


Figura 21. - Volumen de tratamiento del ácido HF después de corrección por silicatos y tasa de bombeo

$$Cq = 1.07$$

$$\text{Penetración ajustada} = 1.07 * 24 = 25.7''$$

Paso 3: Corregir para contenido de arcilla de la fig 20

$$\text{De 10\% de silicato } C5 = 1.208$$

$$\text{penetración ajustada} = 0.208 * 25.7 = 5.35''$$

Paso 4: Aplicar factores de corrección para determinar

el volumen de ácido de la figura 21.

Distancia desde el centro del pozo a la

profundidad de penetración del ácido = (a) =

$$5.35 + w (3.81)$$

$$(a) = 9.16 \text{ ir}$$

Radio efectivo del factor de penetración=

$$(a^2 - w^2) = 9.16^2 - 3.81^2 = 69.4$$

Volumen de ácido de la figura 5.21 para (re -

$$rw) = 69.4 \text{ es } 113 \text{ gal/pie.}$$

El volumen requerido para este trabajo es

$$113 * 25 = 2825 \text{ galones.}$$

Sistema generador de HF in-situ. (SGMA)

La Shell desarrolló un sistema de generación de ácido fluorhídrico in-situ (SGMA) para permitir la limpieza de

daños profundos por arcillas en las formaciones de arenisca.

En tratamientos normales de HF, las arcillas son disueltas a una profundidad de tal vez 6 a 12 pulgadas, alrededor del pozo, dependiendo del contenido de arcilla.

El SGMA involucra bombear dentro de la formación una solución acuosa de fluoruro de amonio y un ester orgánico como el metil formato. Con el tiempo el ester se hidroliza para producir un ácido orgánico como el ácido fórmico. El ácido orgánico reacciona con el NH_4 para formar ácido HF, el cual rápidamente disuelve la arcilla o ferros silísicos presentes en los pozos. El sistema es aplicable de 130 a 200 ° F. Soluciones de HF con concentraciones de hasta 3.5% pueden ser generados.

Un típico tratamiento SGMA, es el siguiente mientras se bombea aproximadamente 2/3 galones/min/pie de perforaciones.

- Paso 1 ---- Xileno 10% HCl, y 7.5% HCl/1.5% HF
- Paso 2 ---- Espaciador: 3% de cloruro de amonio
- Paso 3 ---- SGMA

Los pozos deberán ser cerrados por un largo periodo de

tiempo después del tratamiento, con un tiempo requerido de cierre que disminuye con el incremento de la temperatura.

Los pozos son retornados a la producción muy lentamente por incremento gradual del tamaño del choke sobre un período de varias semanas.

Proceso Secuencial de HF (SHF)

Este proceso Holliburton tiene el mismo objetivo que el SGMA, para limpiar daños producidos por arcillas en formaciones de arenisca. El proceso SHF utiliza las propiedades de intercambio iónico de los minerales de arcilla para generar ácido fluorhídrico sobre la partícula de arcilla en el sitio.

En la práctica una solución de ácido clorhídrico no conteniendo el ión fluoruro, es bombeada dentro de la formación. Esta solución ácida contactará las arcillas en la roca e intercambiará protones (H^+) por los cationes naturales de los minerales de arcilla acidificada.

Posteriormente una solución o ligeramente básica de ión fluoruro es bombeada dentro de la formación. Esta solución contactará con las partículas acidificadas de arcilla y se combinará con los protones previamente absorbidos para generar ácido fluorhídrico en los

minerales de arcilla. El ácido fluorhídrico que es rápidamente generado, reacciona con una porción de arcilla, disolviéndolas.

Un típico tratamiento SHF consiste de bombear lo siguiente:

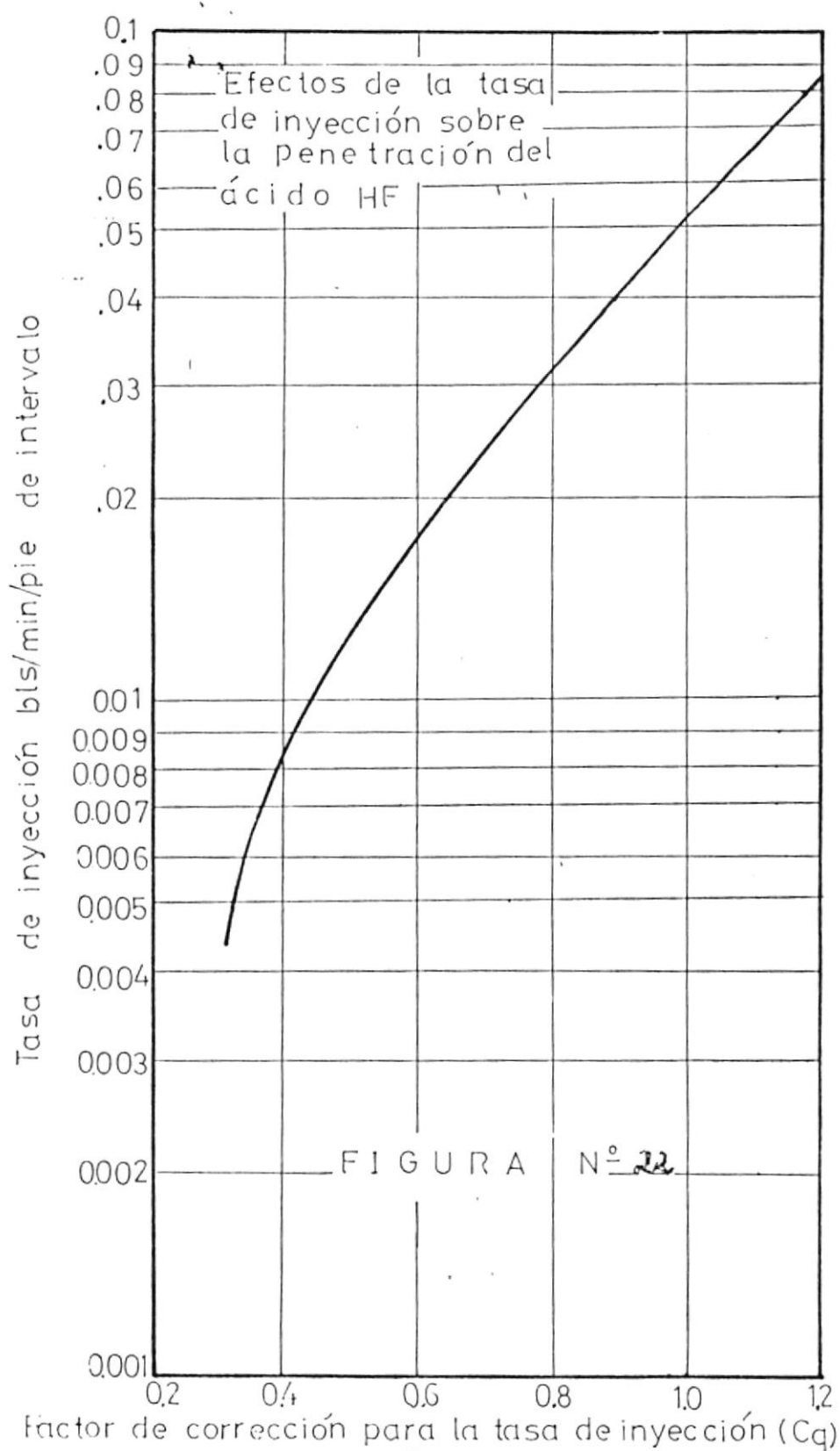
- 1.- Preflujo: 100 gal/pie de 5% de HCl
- 2.- 50 gal/ft de 3% HF 12% HCl
- 3.- 25 gal/ft de 2.8% NH₄F (pH 7-8)
- 4.- 25 gal/ft de 5% HCl
- 5.- Postflujo de HCl, NH₄Cl, diesel o kerosene.

Los pasos 3 y 4 son los pasos de generación de ácido en el sitio y son referidos como secuencias. Después de los procedimientos de limpieza en los pasos 1 y 2, entonces 3 a 6 secuencias de pasos alternantes de NH₄F seguidos por HCl son usados.

3.2 Errores cometidos en los tratamientos con ácidos

De las experiencias de campo, se ha observado que la mayoría de las respuestas pobres en tratamientos de acidificación de areniscas puede ser causado por los siguientes factores:

- 1.- Uso de ácidos no conteniendo HF.- Aunque ciertas



formaciones de arenisca pueden ser moderadamente estimuladas con ácido clorhídrico solamente, la estimulación de formaciones altamente dañadas o formaciones conteniendo altas concentraciones de minerales de arcilla normalmente requerirá una mezcla ácido conteniendo HF. Las marcas comerciales de algunos productos pueden ser confundidas como que ellos tienen nombres que implican limpieza del lodo pero no contienen HF.

2.-Falta de un preflujo de ácido clorhídrico.- En general se debe bombear un volumen de prepad en pequeña cantidad previa de ácido clorhídrico antes de la combinación HF/HCl debido a dos razones fundamentales. La primera razón es que el prelavado con ácido clorhídrico disolverá cualquier carbonato que haya en la formación. Esto eliminará el uso más costoso del ácido fluorhídrico para la remoción de calizas y también minimizará la formación de fluoruro de calcio insoluble.

El segundo beneficio es que esta cantidad pequeña de ácido clorhídrico servirá como buffer entre los fluidos de la formación y el ácido fluorhídrico. Esto minimizará la precipitación de de fluosilicato de sodio y fluosilicato de potasio, impidiendo la mezcla del ácido fluorhídrico



BIBLIOTECA

menores a 30 pies.

Se señalan a continuación varios programas típicos de estimulación en pozos del oriente ecuatoriano.

Cabe señalar que la mayoría de los trabajos de estimulación con ácido regular de todos en los campos del comercio CEPE-TEXACO son a Hollín Superior y a la arena T de la formación Napo.

gastado con la admueva de la formación. Una excepción a la regla de bombear ácido clorhídrico diluido se podría aplicar a las formaciones libres de carbonatos. En estos casos tal vez, la mejor limpieza inicial sería con Hyflo

III y Musol A, ya sea en kerosene, diesel o petróleo crudo limpio. El petróleo serviría de amortiguador entre los fluidos de formación y el ácido fluorhídrico, impidiendo así la precipitación secundaria de fluosilicatos de sodio y potasio. En la ausencia de carbonatos la precipitación de fluoruros de calcio no representará ningún problema.

Cuando el ácido clorhídrico entra en contacto con bentonita hidratada, este perderá parcialmente agua (aproximadamente un 80% de agua) y habrá una contracción de las partículas de arcilla.

3.- Inadecuado volumen del lodo ácido

Algunos tratamientos son llevados a cabo con cantidades tan pequeñas como 10 gal de lodo ácido/pie de formación. A menudo aunque los tratamientos pueden ocasionalmente llevarse a cabo con éxito si es que el daño es extremadamente pequeño o confinado a las perforaciones mucho más altas, número de tratamientos exitosos pueden ser asegurados con volúmenes de lodo ácido de al menos 125 gal/ pie de intervalo perforado. Sustancialmente mayores

volúmenes de lodo ácido pueden ser requeridos en una formación que es altamente permeable, extremadamente arcilloso o extensamente dañado.

4.-Falta de una inmediata limpieza

Productos precipitantes de la reacción serán formados si es que el lodo ácido es permitido permanecer en la formación por un tiempo extendido. Generalmente el pozo deberá ponerse en producción tan pronto como sea posible después del tratamiento, especialmente en formaciones con altas temperaturas.

De acuerdo a investigaciones recientes, se sugiere que la tasa de producción deberá ser inicialmente restringida y lentamente incrementada para prevenir el redaño por el movimiento.

5.- Fluido desplazante con sales

No se debe utilizar aguas saladas como agua de mezcla del ácido o para desplazar el ácido. El ácido no se debe estabilizar con cloruro de sodio o cloruro de calcio. Cuando se añade cloruro de calcio al ácido fluorhídrico, habrá una precipitación inmediata de fluoruro de calcio. No se deben utilizar auxiliares de derivación como sal de roca debido a las precipitaciones secundarias. Si se

necesita estabilizador adicional, es posible utilizar cloruro de amonio como agente estabilizador.

En la práctica la solución de HF se debe preparar con agua
+

que contenga menos de 1000 ppar de Na ya que se puede precipitar fluorsilicato de sodio (Na_2SiF_6).
2

5.-Fracturar la formación durante el tratamiento

El éxito de la acidificación de areniscas requiere de una invasión uniforme de la formación para remover el daño cerca al pozo. Normalmente pequeño beneficio es derivado de un tratamiento que fractura la formación con lodo ácido. El resultado principal del fracturamiento de arenisca con ácido es dañar el contacto cemento-formación y permitir la canalización de fluidos no deseados dentro de la zona de producción, si es que una presión mayor a la presión de fractura es requerida para ganar entrada de fluido, la presión de inyección deberá ser reducida debajo de la presión máxima tan pronto como la inyectividad es establecida.

6.-Tratar formaciones no dañadas

El lodo ácido es capaz solamente de remover el daño cerca del pozo. Debido a su muy pobre profundidad de penetración es incapaz de proveer una estimulación al

yacimiento. Si es que un pozo que tiene baja productividad no está dañado, un tratamiento con lodo ácido no proveerá un mejoramiento de la productividad y puede, si es que es inadecuadamente conducido, reducir la productividad.

Algunas formaciones poco consolidadas y con alto contenido de arcillas presentan el inconveniente de que son difíciles de estimular debido a que el cemento se adhiere débilmente a las paredes del pozo. Esto produce una zona de falsa adherencia, lo cual es fácilmente alterada por la influencia de ácidos que como el clorhídrico o la mezcla HF/HCl reaccionan marcadamente con el cemento.

El resultado es la producción de ondas verticales de flujo con la consecuente comunicación de capas cercanas, muchas veces indeseables. Algunos autores recomiendan la utilización de ácido fosfórico ácido fluorhídrico, tratamiento de estimulación que elimina los riesgos de canalizaciones por cuanto produce un ataque despreciable del cemento contactado.

CAPITULO IV

BREVE RESEÑA DE LOS PROCEDIMIENTOS SEGUIDOS EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO PARA ACIDIFICACION MATRICIAL

Como señalamos anteriormente el objetivo principal en el diseño de un trabajo de estimulación de pozos mediante ácidos, es encontrar el volumen óptimo para una exitosa operación. Se entiende por volumen óptimo aquel que brinde las característica más técnicas y económicas.

Entre los métodos utilizados en el Oriente Ecuatoriano para acidificación, se ha recomendado la siguiente distribución porcentual de ácido regular:

- a.- 25% Vt de HCl al 15%.
- b.- 21% Vt de HF al 3% - HCl al 12%.
- c.- 9.0% Vt de NH₄F al 2.8%.
- d.- 9.0% Vt de HCl al 5%.
- e.- 1.8% Vt de NH₄F al 2.8%.
- f.- 18.0% Vt de HCl al 5%.
- g.- Desplazar según la capacidad de tubería de producción.

Para el cálculo del radio efectivo de penetración una regla común es considerar 5 pies de penetración para zonas de pago menores a 30 pies y 4 pies para zonas iguales o

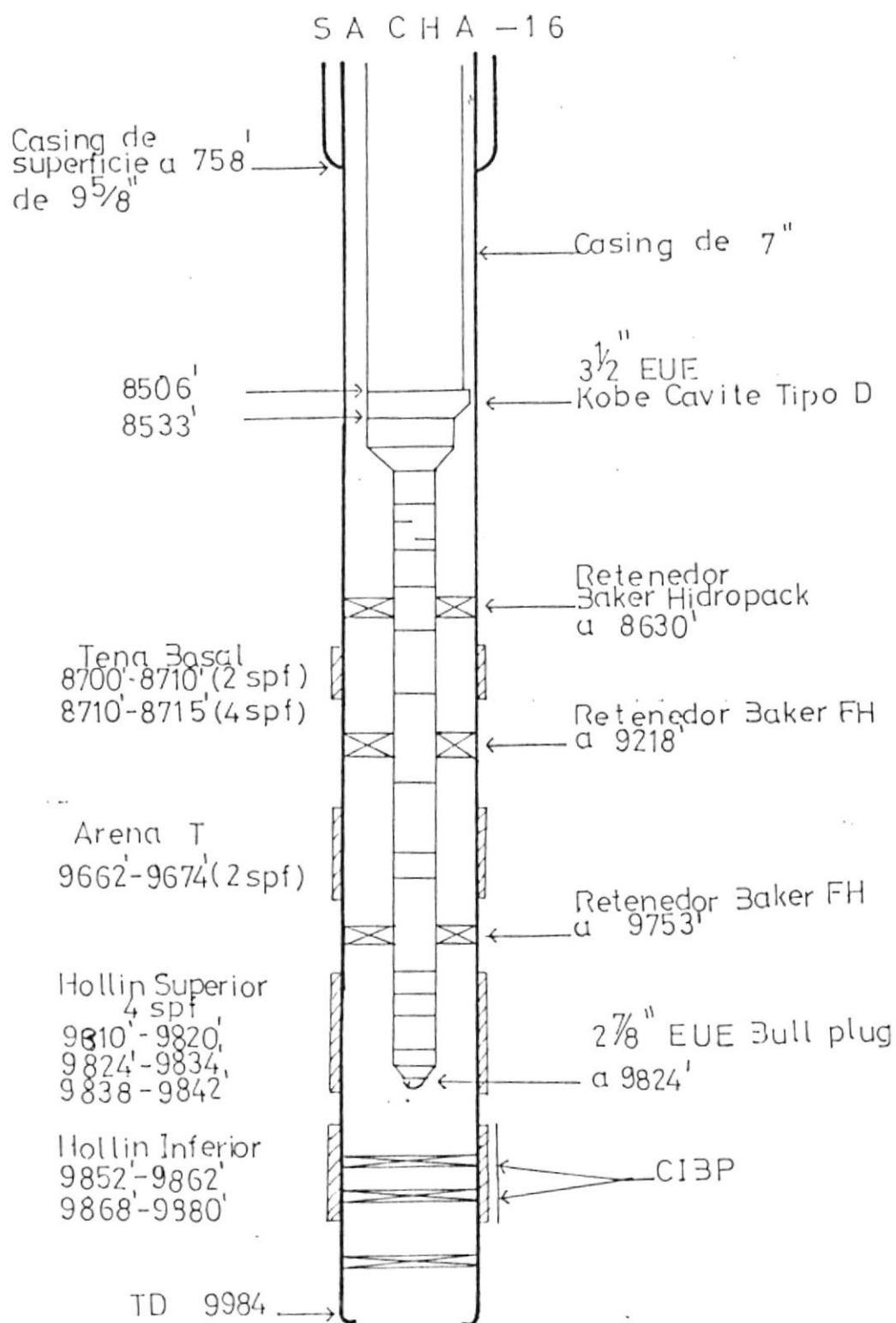
Pozo Sacha XX (Abril 25 de 1988)

Programa de Estimulación a Hollín superior

- 1.- Armar equipo de wire line, igualar presión y recuperar Standing, valve KOBE de 8533'.
- 2.- Bajar blanking sleeve a 8506'.
- 3.- Bombear crudo limpio 20bbls. para chequear si existe liqueo.
- 4.- Bombear por el tubing la siguiente mezcla de regular mud acid:
 - A.-1000glns. de JP-1+10glns. de HYFLO IV (1%)
 - B.-1000glns. de HCl al 15%
 - C.- 500 glns. de 3% HF/ 12% HCl
 - D.- 250 glns. de NH F al 2.8%.
 - E.- 250 glns. HCl al 5%.
 - F.- Repetir los pasos D y E dos veces más.
- 5.- Desplazar la mezcla con 90 Bbls. de crudo limpio.

NOTA.- Presión de bombeo 3500 psi.
Rata de bombeo 0.5 BPM.
- 6.- Recuperar blanking sleeve de 8506'
- 7.- Asentar bomba jet para sacar el ácido.
- 8.- Bombear el ácido a la piscina hasta obtener pH=7
- 9.- Tomar prueba de producción.

FIGURA -23-



A. PROGRAMA DE ACIDIFICACION CON ACIDO REGULAR PARA LODOS

- Con el by-pass del RTTS abierto (RTTS asentado a 9700' sin tubos de cola en tubería de 3 1/2") acidificar la Formación bombeando lo siguiente:
 - a) 500 gal. de HCl de 7 1/2% + 50 gal. de J-40
 - b) 1000 gal. de ácido regular para lodos + 50 gal. de J-40.
 - c) 500 gal. de HCL al 7 1/2% + 50 gal. de J-40 y 20 lbs. de Unibead.
 - d) 1000 gal. de ácido regular para lodos + 50 gal de J-40.
 - e) 340 gal de diesel.
 - f) Cerrar by-pass del RTTS.
 - g) 660 gal de diesel y,
 - h) Desplazar con 86 Bls. de crudo.

NOTA: Máxima presión de bombeo 3500 Psi o 2 BPM.

- Fluir el pozo inmediatamente a la piscina, pistonear de ser necesario, recuperar todo el ácido y tomar prueba de producción.

MATERIALES REQUERIDOS

EQUIPO NECESARIO

3 tambores SP-245	1 Unidad de Bombeo
galns de F-46	1 Unidad de wire line
galns de XT-47	1 Unidad de Pistoneo
galones de JP-1	2 tanques de 100 bls cada uno
1 tambores de HCl al 34%	1 tanque de 200 bls.
1 galns de C-15 o HAI 65	
barriles de crudo	
35 barriles de agua de W. T.	
2 barriles de agua fresca	
7 galones de MUSOL A	

PREPARADO POR:

APROBADO:

B. PROGRAMA DE ACIDO DE BAJA CONCENTRACION

- Con el RTTS desasentado a 10045' (RTTS tiene 2 tubos de cola, en tubería de 2 7/8") acidificar la formación bombeando lo, lo siguiente:
- 720 gal HCL al 5% + 36 gal J-40.
 - 360 gal HCL al 12% + 3% HF
 - 180 gal NH₄ F al 2,8%.
 - 180 gal HCL al 5%.
 - Repetir los pasos c y d dos veces.
 - 235 gal de la mezcla de 600 gal JP-1 + 3 gal. de estabilizador de arcillas.
 - Asentar RTTS.
 - 368 gal del resto de la mezcla de JP-1 estabilizador de arcillas.
 - Desplazar con 50 Bls de crudo.



MATERIALES REQUERIDOS

EQUIPO NECESARIO

3 tambores SP-245	1 Unidad de Bombeo
galns de F-46	1 Unidad de wire line
galns de XT-47	1 Unidad de Pistoneo
galones de JP-1	2 tanques de 100 bls cada uno
1 tambores de HCl al 34%	1 tanque de 200 bls.
1 galns de C-15 o HAI 65	
barriles de crudo	
35 barriles de agua de W. T.	
2 barriles de agua fresca	
7 galones de MUSOL A	

PREPARADO POR:

APROBADO:

CONCLUSIONES

1.- La acidificación matricial es recomendable básicamente para daño producido por minerales arcillosos. Esta estimulación será hecha con una mezcla HF/HCl.

2.- La producción se incrementa más significativamente para acidificación intersticial de formaciones dañadas. La producción resultante del tratamiento con HF de formaciones no dañadas, no justifica en la mayoría de los casos el costo del tratamiento de estimulación.

3.- El uso de un solvente mutuo E debe ser siempre considerado en una acidificación matricial, haciendo siempre un análisis de la compatibilidad de este solvente con la formación y los fluidos en ella presentes.

4.- Debe recordarse que el ácido HF no es compatible con Ca^{++} , Na^{++} y K^{++} , y es necesario hacer todo lo que se pueda para impedir que se contaminen con el ácido vivo o el ácido agotado.

5.- El incrementar la tasa de bombeo ligeramente incrementará el radio de penetración del ácido vivo.

6.- Los volúmenes recomendados para una mayor efectividad del ácido regular se encuentran en el rango de 125 a 200 gal por pie de intervalo perforado.

7.- Fracturando la formación durante acidificación de areniscas grandemente reduce el éxito de la estimulación en comparación con la acidificación a tasas de carácter matricial.

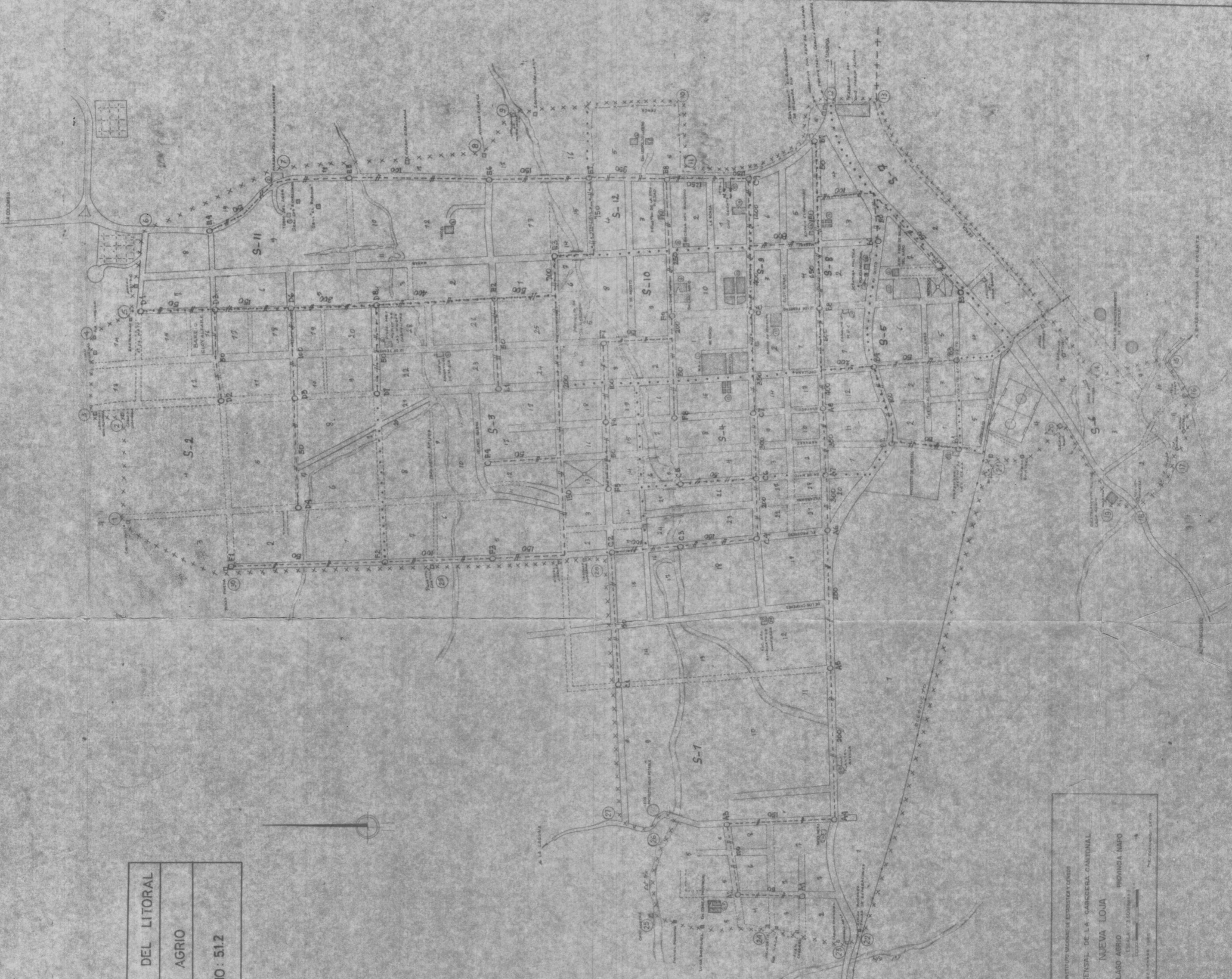
8.- Se recomienda el uso de la mezcla de ácido fosfórico - ácido fluorhídrico para eliminar los riesgos de canalización en el cemento contactado.



BIBLIOGRAFIA

- 1.- Allen O. Tomas and Alan P. Roberts. Production Operations. OGCJ. tomo II.
- 2.- Gatewood, J.R., Hall, B.E., Roberts, L.D. Lasater, R.M., "Predicting Results of Sandstone Acidizing" J. Pet. Tech. (June 1970) 693-700.
- 3.- Gidley, J.L. "Stimulation of Sandstone Formations with the Acid Mutual Solven Methol". J. Pet Tech (May 1971) 551-558.
- 4.- Gidley, J.L., Ryan, J.C., y Mayhill, T.D., "Study of the Field Application of Sandstone Acidizing", paper SPE 5693, Houston, June 25 1976.
- 5.- Halliburton Services, Sales and Services Catalog Dunkan OK, 1986.
- 6.- Malavé, K.G. "Apuntes de la materia completación y estimulación de pozos". ESPOL, Guayaquil 1976.
- 7.- "Uso del ácido fosfórico en la estimulación de pozos", Boletín técnico informativo 017-09-87, Centro de Capacitación de Hughes Services Company.
- 8.- Williams, Bert B., Gidley, J.L., Schechter, R.S., "Acidizing Fundamentals", SPE, Newyork (1979).

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL	
Diseño de la red externa de : LAGO AGRIO	
o	caja de distribución
- - - - - - -	-Postería
PLANO : 512	



SIMBOLOGIA	
[Symbol]	CHAF
[Symbol]	Baja con potencia
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria
[Symbol]	TRAYectoria

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS
 PLANO CENSAL DE LA GARCERA CANTONAL
 NUEVA LOJA
 CANTON - LAGO AGRIO
 PROVINCIA SIMO
 (Escala 1:50,000)
 1960