

48
20j



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

“INCREMENTOS DE PRODUCTIVIDAD DE LAS ARENISCAS ESTIMULADAS MATRICIALMENTE”

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

LUIS ORTIZ HERNANDEZ



México, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-133

Señor ORTIZ HERNANDEZ LUIS.
P r e s e n t e .

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

"INCREMENTOS DE PRODUCTIVIDAD DE LAS ARENISCAS ESTIMULADAS
MATRICIALMENTE"

- I INTRODUCCION.
- II CONCEPTOS SOBRE ESTIMULACIONES MATRICIALES.
- III FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS.
- IV METODO DE CALCULO DEL INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD.
- V APLICACION DEL METODO EN OPERACIONES DE CAMPO.
- VI CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

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

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Junio 28 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'MRV!gtg

C O N T E N I D O

| | |
|--------------------------------|---|
| CAPITULO I. INTRODUCCION | 1 |
|--------------------------------|---|

CAPITULO II. CONCEPTOS SOBRE ESTIMULACIONES MATRICIALES

II.1. DAÑO A LA FORMACION

| | |
|---|----|
| II.1.1. Introducción | 3 |
| II.1.2. Causas básicas del daño a la formación.. | 4 |
| II.1.3. Efectos del daño a la formación | 7 |
| II.1.4. Daño a la formación durante las opera--- ciones del pozo | 11 |
| II.1.5. Medidas Preventivas | 14 |

II.2. TECNICAS DE ESTIMULACION MATRICIAL

| | |
|--|----|
| II.2.1. Introducción | 16 |
| II.2.2. Acidificación matricial | 16 |
| II.2.3. Acidificación en areniscas | 18 |
| II.2.4. Diseño de una estimulación matricial en areniscas | 22 |
| II.2.5. Estimulación de areniscas con surfactan- tes | 35 |
| II.2.6. Tablas y gráficas | 37 |

II.3. SISTEMAS DE FLUIDOS

| | |
|--|----|
| II.3.1. Acido clorhídrico | 41 |
| II.3.2. Acido fluorhídrico | 42 |
| II.3.3. Sistemas de generación in-situ | 45 |
| II.3.4. Surfactantes | 47 |

CAPITULO III. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

| | | |
|--------|------------------------------------|----|
| III.1. | INTRODUCCION | 49 |
| III.2. | PRINCIPIOS BASICOS | 50 |
| III.3. | FLUJO LINEAL | 55 |
| III.4. | FLUJO RADIAL | 58 |
| III.5. | FLUJO ESFERICO | 61 |
| III.6. | ECUACIONES PARA FLUJO DE GAS | 64 |

CAPITULO IV. METODO DE CALCULO DEL INCREMENTO DE LA
PRODUCTIVIDAD

| | | |
|-------|--------------------------------|----|
| IV.1. | ANALISIS DEL PROCESO | 66 |
| IV.2. | DERIVACIONES MATEMATICAS | 68 |
| IV.3. | ALGORITMO DE CALCULO | 76 |
| IV.4. | EJEMPLOS DE CALCULO | 77 |
| IV.5. | PROGRAMA DE COMPUTO | 81 |

CAPITULO V. APLICACION DEL METODO EN OPERACIONES DE CAMPO

| | | |
|------|-------------------------------|----|
| V.1. | PROGRAMA DE ACTIVIDADES | 84 |
| V.2. | EJEMPLO DE APLICACION | 88 |

CAPITULO VI. CONCLUSIONES

NOMENCLATURA

BIBLIOGRAFIA

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

En operaciones realizadas en los pozos, tales como: La perforación, terminación, limpieza y reparación, se ocasiona daño a la formación productora en la vecindad del pozo. El daño ocasionado por los fluidos utilizados en estas operaciones, puede originar desde un taponamiento parcial de los conductos porosos, hasta el bloqueo total de la zona productora, es decir, el valor inicial de la permeabilidad de la formación tiende a reducirse hasta cero.

Las diversas técnicas de estimulación matricial nos permiten eliminar el daño, restituir la permeabilidad original de la formación y hasta incrementarla, esto redundará en un aumento notable en los gastos de producción y una mayor vida fluvente de los pozos.

El material primordial para los tratamientos de acidificación a pozos productores de aceite, de gas o inyectores de agua, son las soluciones ácidas, pues tienen la propiedad de disolver los minerales de la formación, lo mismo que el material extraño que se encuentra en ella, dando como resultado, el incremento de productividad o inyectividad de los pozos.

Es necesario conocer las características mineralógicas de la roca, para seleccionar el tipo de ácido que se utilizará y su concentración necesaria para obtener la mayor eficiencia en la reacción; también, se requiere información de los hidrocarburos almacenados y de la afinidad de la roca a ser mojada por agua o aceite, si el tratamiento de estimulación -

matricial se efectúa con algún tipo de surfactante.

En una estimulación matricial en areniscas, generalmente se utiliza una combinación de ácido clorhídrico-fluorhídrico debido a que la reacción de este último con la roca es muy fuerte, generando canales de flujo de mayor diámetro y obteniéndose, así, mejores resultados.

Gran cantidad de estudios han sido desarrollados sobre los tratamientos de acidificación a la matriz en areniscas. Estos, en la mayoría de los casos, incluyen temas como los siguientes:

Principios fundamentales de la estimulación con ácido; conceptos básicos de remoción del daño; permeabilidad de la roca; mecanismos de reacción del ácido y acción de los aditivos para ácidos (estos basados en pruebas de laboratorio); diseños de programas; algoritmos de cálculo; estimulación de pozos y aplicaciones en campo. Por supuesto que todos estos trabajos están enfocados al incremento de productividad de los pozos; sin embargo, no todos tratan este punto con profundidad.

Basicamente, el objetivo de este trabajo es proponer un algoritmo de cálculo, que puede ser aplicado fácilmente, para estimar el incremento de productividad causado por una estimulación matricial en rocas areniscas.

C A P I T U L O I I

CONCEPTOS SOBRE ESTIMULACIONES MATRICIALES

II.1. DAÑO A LA FORMACION.

II.1.1. INTRODUCCION.

Todos los pozos son susceptibles a un daño a la formación en algún grado, desde una pérdida relativamente menor de la productividad hasta un completo taponamiento de las zonas específicas.

Es necesario discutir las posibilidades y las consecuencias importantes de la alteración de la permeabilidad que puede ocurrir alrededor del pozo, como un resultado de las operaciones de perforación y terminación. En general, estas operaciones son desfavorables a la permeabilidad de la zona alterada, siendo menor que la de la roca virgen del yacimiento; de aquí, el término de daño a la formación. Esta pequeña zona alterada tiene un efecto considerable en la productividad de un pozo.

Estudios sobre el flujo muestran invariablemente que, un alto porcentaje de la zona abierta al pozo, no contribuye al flujo total.

Con las barreras inherentes al flujo vertical, presentes en la mayoría de las zonas, el daño a la formación puede restringir o apresurar un efectivo agotamiento. Estas reservas pueden permanecer atrapadas en un alto porcentaje de la zona productora.

II.1.2. CAUSAS BASICAS DEL DAÑO A LA FORMACION.

El daño a la formación es causado por la invasión de fluidos extraños y/o sólidos en la sección adyacente a la cara del pozo.

Generalmente, el lodo de perforación es la fuente principal de tal contaminación. Los fluidos utilizados en los tratamientos de estimulación (acidificación, fracturamiento hidráulico, etc.) pueden tener también efectos indeseables que parcialmente nulifiquen sus acciones benéficas.

Una función necesaria del lodo de perforación es el control de las presiones subsuperficiales encontradas. En lo que se refiere a esta función, la presión de la columna del lodo puede exceder a la de la formación. De aquí, que el filtrado del lodo fluye radialmente hacia el interior de la formación de acuerdo a las características de filtración del lodo en particular.

La mayoría de los fluidos de perforación utilizados en los campos de aceite, consisten de dos fases: Líquido y sólidos. Uno u otro, pueden causar un significativo daño a la formación a través de uno o varios posibles mecanismos.

II.1.2.1. Taponamiento asociado con sólidos.

Se ha reconocido que la invasión de partículas sólidas puede ser también una fuente principal del daño a la formación. Las partículas sólidas que entran en una roca son, naturalmente, más pequeñas que la apertura del poro.

El taponamiento por sólidos ocurre en la cara de la formación, en las perforaciones o en la formación. Los sólidos pueden ser de: Materiales densificantes; arcillas; materia--

les de control de pérdida de fluido; materiales de pérdida - de circulación; partículas de cemento; fragmentos de la carga disparada; grasa de tubería; sales precipitadas; partículas de arena de fracturamiento o de empacamiento de grava; - parafinas o asfaltenos.

Los sólidos grandes causan daño a la formación debido a que forman una capa sobre la cara de ésta, o a una corta distancia, atrás de la misma. Así, cuando la presión diferencial - está a favor del pozo, la zona, de producción o inyección, - permeable, sirve como filtro muy efectivo para algunos fluidos en contacto.

El taponamiento puede ocurrir en un tunel de disparo, sobre la cara de una zona abierta al pozo, sobre la cara de una - fractura natural o creada, o en un canal fracturado. Parte - del daño puede removerse por el flujo inverso de los fluidos cerca de la cara de la formación.

Muchos sólidos pequeños, tales como: El óxido de hierro; arcillas u otras partículas de silicato, pueden ser acarreadas desde alguna distancia dentro de los poros de formaciones relativamente permeables, originando serios taponamientos.

En operaciones de empacamiento de grava o trabajos de fractura, las partículas finas son acarreadas frecuentemente o - creadas por los fluidos de tratamiento, ocupando el lugar, - la grava o arena fina y, provocando un taponamiento interno muy efectivo.

Los sólidos también pueden precipitarse dentro de la forma-- ción debido al mezclado de aguas incompatibles; los asfaltenos o parafinas, pueden precipitarse debido al cambio de las condiciones de equilibrio.

El taponamiento por asfaltenos y parafinas puede ser, tam-- bién, el resultado de la inyección de aceite crudo del tan - que, a la formación.

II.1.2.2. Taponamiento asociado con el filtrado.

La susceptibilidad de una formación para dañarse por fluidos extraños, depende grandemente de su contenido de arcilla.

Las arenas sucias (aquellas con alto contenido de arcilla) - son generalmente muy sensibles al filtrado de lodos base - agua, que llavan consigo la hidratación e hinchazón de las - partículas de arcilla intersticial.

Los filtrados salinos causan menor turbación, y pueden, de - hecho, reducir el tamaño de las arcillas e incrementar la - permeabilidad relativa al aceite, en algunos casos.

El líquido filtrado puede ser agua, conteniendo varios tipos y concentraciones de iones positivos, negativos y surfactantes. Este líquido puede ser también un hidrocarburo conte -- niendo varios surfactantes.

El líquido es forzado dentro de las zonas porosas, por la ac ción de la presión diferencial, desplazando o comunicandose con una parte de los fluidos del yacimiento. Esto, puede cre ar un bloqueo debido a uno o más de los diversos mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta del poro, o reg tringir el flujo por la permeabilidad relativa o los efectos viscosos.

Los efectos de la migración de partículas, incluyen: La hi - dratación o deshidratación de arcillas hinchadas; dispersión o floculación de arcillas hinchadas o no hinchadas y partícu - las de la formación; o disolución del material cementante - arrojando finos, arcillas u otras partículas movibles dentro de los poros.

Las sales polivalentes, tales como el cloruro de calcio y el cloruro de aluminio, no dañan permanentemente la permeabili - dad, tanto, como las soluciones de cloruro de sodio.

En pruebas sobre una arcilla de sodio; cuando los iones de sodio entraron en contacto con el filtrado de cloruro de calcio, algunos de los iones sodio, fueron remplazados por los iones calcio, en relación de dos sodios por uno de calcio. El resultado de este cambio es, un encogimiento de la partícula de arcilla y por consiguiente, una mínima reducción de la permeabilidad. De lo anterior se concluye que los problemas de hinchazón de arcillas dependen de la interacción de la arcilla en particular y el tipo de filtrado.

Cuando el filtrado invade arenas, las partículas de arcilla intersticial pueden cambiar de posición conforme la saturación de agua se incrementa y estar en libertad de movimiento.

El movimiento de tales partículas, capaces de recolocarse en el poro, obstruyen el flujo y causan una reducción de la permeabilidad.

El grado del daño depende del tipo y concentración de arcillas o partículas presentes, su posición relativa en la roca, la severidad del cambio iónico del medio, y el gasto de flujo del fluido.

II.1.3. EFECTOS DEL DAÑO A LA FORMACION.

Debido a las causas anteriormente citadas de daño a la formación, estas pueden producir algunos efectos indeseables que se tratarán, mencionando algunos de sus posibles mecanismos.

II.1.3.1. Reducción de la permeabilidad absoluta.

Esto resulta del taponamiento de los canales porosos por partículas sólidas inherentes o inducidas.

Los fluidos en movimiento a través de los conductos porosos, están sujetos a diferentes cambios en dirección, sentido y velocidad. Cuando los fluidos cercanos al pozo, en un sistema de flujo radial, incrementan su velocidad, pueden alcanzar un rango de turbulencia en los poros pequeños.

Las partículas que pueden moverse a través del sistema poroso, tales como: Las arcillas; feldespatos y otros minerales, se presentan para pegarse a la roca matriz; sin embargo, si la velocidad de flujo cambia a un valor, lo suficientemente alto, estas partículas pueden ser tomadas y movidas de una caverna porosa a otra. Si la siguiente caverna porosa es grande y la velocidad de flujo disminuye, la partícula puede asentarse.

Si las partículas en movimiento a través del poro, encuentran una restricción que tiene una apertura menor que " tres veces " el diámetro de la partícula, ellas pueden puentearse. Tal puenteo, causa un taponamiento parcial o completo, forzando a los fluidos a buscar otros caminos hacia el pozo.

La partícula en movimiento, es afectada por la mojabilidad y por las fases fluidas en el sistema poroso. Con un sistema mojado por agua, el agua está en contacto con la matriz de la roca, y el aceite fluye a través de la porción central de la caverna del poro.

Cuando las arcillas y otros finos están mojados por agua, estas partículas son atraídas e inmersas en la envoltura de agua. Así, su movimiento y efecto taponante ocurre, primeramente, con el flujo de agua. Con bajas saturaciones de agua, donde ocurre poco flujo, estas partículas no causarán problemas. Sin embargo, si estas partículas se vuelven mojadas por aceite, debido a alguna influencia anterior, tenderán a moverse con el aceite y el taponamiento resultante puede ser mucho más severo.

La pérdida de filtrado puede producir el flujo de una sola fase.

En las operaciones de terminación y reparación, donde los pozos han sido llenados con un fluido muerto, el sistema poroso contiene una alta saturación de filtrado del fluido. El flujo inicial, a través de las cavernas porosas, cerca del pozo, ocurre esencialmente, como el flujo de una sola fase.

Una producción de agua filtrada, manteniendo un gasto alto, causará un severo taponamiento por el puenteo de las partículas inherentes que, bajo condiciones normales de producción, pueden no estar libres al movimiento.

Más importante aún, es que, el filtrado acarrearía en el sistema poroso, miles de partículas extrañas. Así, cuando el pozo es puesto a producir, el sistema, alrededor del pozo, se cargará con partículas movibles inherentes o inducidas.

El taponamiento por partículas es de un grado muy sensible.

En recientes trabajos se ha mostrado que una gran reducción de la permeabilidad por partículas puenteadas en un pozo, depende del gasto de flujo. En altos gastos, aparentemente, las partículas dispersas tienden a interferirse una con otra acercándose a los poros más cerrados y finalmente, puentearse.

A bajos gastos, sin embargo, las partículas están en un más suave movimiento y pueden:

- Alinearse gradualmente, así que una por una, pueden recorrer su camino a través de los canales, sin puentearse.
- Estar envueltas en agua, en una posición no bloqueante, fuera de la corriente del flujo principal.

II.1.3.2. Reducción de la permeabilidad relativa al aceite y alta viscosidad del fluido del yacimiento.

El incremento en la saturación de agua cerca del pozo, es el resultado de: La invasión del filtrado; digitación; o de la conificación del agua de la formación. Esta invasión del filtrado es normalmente llamada " bloqueo por agua ".

La reducción de la permeabilidad al aceite depende del grado de saturación de agua y del radio del área afectada.

El filtrado de líquido puede crear una emulsión viscosa, con el aceite o agua del yacimiento, o puede tender a mojar la roca de aceite, reduciendo la permeabilidad relativa al aceite.

El taponamiento de la formación puede ocurrir por la presencia de emulsiones en los poros. Si se produce en un régimen de flujo radial, la reducción de la permeabilidad depende de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite generalmente exhiben viscosidades mucho mayores que las emulsiones de aceite en agua.

Las emulsiones son estabilizadas por materiales activos de superficie, o por pequeñas partículas sólidas, tales como: Material fino de la formación; fluidos arcillosos de perforación o terminación; o partículas sólidas de los hidrocarburos.

Generalmente, la mojabilidad de la partícula fina es un factor importante en la estabilidad de la emulsión, y determinante en la fase continua de la emulsión. Los finos fuertemente mojados por agua, tienden a reducir la estabilidad de la emulsión.

Los efectos viscosos incluyen emulsiones, pero también taponamiento por una alta viscosidad del fluido que, por algunas razones "no rompe", o no es lo suficientemente diluido para

regresar al pozo, bajo la influencia de una buena presión diferencial.

El mojamiento por aceite puede resultar de materiales activos de superficie, transportados por los fluidos de perforación o reparación, o de varios fluidos de tratamiento del pozo. La mayoría de los surfactantes catiónicos y ciertos no iónicos, causan que las superficies de silicato de las rocas se vuelvan mojadas por aceite. Además, el efecto de este cambio, sobre la productividad del pozo, dependerá del radio del área afectada y también de la reducción de la permeabilidad al aceite.

II.1.4. DAÑO A LA FORMACION DURANTE LAS OPERACIONES DEL POZO.

1. Daño ocasionado durante la perforación de zonas de aceite y gas en pozos de desarrollo o exploratorios.

a).- Los sólidos del lodo pueden bloquear los poros y las fracturas naturales o inducidas.

b).- La invasión del filtrado del lodo en zonas de aceite y gas, pueden mojar la formación de aceite y causar bloqueo por agua o emulsiones. El filtrado puede causar que las arcillas u otros finos se floculen, dispersen, se hinchen, estrechen o muevan, y bloquear la formación.

2. Daño durante la cementación.

a).- El cemento y sólidos del lodo pueden taponear grandes poros, y las fracturas naturales o inducidas.

b).- Los productos químicos usados para limpiar el pozo, después de la cementación, pueden causar cambios en las arcillas de la formación productora.

3. Daño durante la terminación.

a).- Las perforaciones pueden taparse con los escombros - formados por la carga y los sólidos de los fluidos - de perforación.

b).- La formación, alrededor de los disparos, es comprimi da y compactada por el proceso de disparos, reducien dose su permeabilidad.

c).- Las perforaciones pueden taparse, si los sólidos son forzados hacia ellas, por la presión diferencial hidrostática en la formación.

d).- El daño puede ser causado por la circulación de fluidos incompatibles y por la pérdida de arcillas: u - otros finos, en los disparos, poros y fracturas.

e).- El daño puede resultar de la depositación, de incrus taciones, arcilla, o excesos de escamas grasosas de lastrabarrenas, en las perforaciones, cuando se circulan fluidos para limpiar el pozo.

4. Daño durante la estimulación de un pozo.

a).- Los disparos, poros y fracturas pueden ser tapados, con sólidos, mientras se mata o circula un pozo con lodo, agua o aceite sin filtrar. Hasta los fluidos - filtrados pueden provocar un taponamiento debido a - la limpieza de sólidos de la tubería, pozo o TR .

- b).- Las areniscas acidificadas con HF pueden liberar precipitados insolubles en la formación.
 - c).- Las fracturas pueden ser tapadas con fluidos fracturantes, sólidos o partículas finas de la arena fracturante.
 - d).- Rompedores de alta viscosidad inadecuados para fluidos fracturantes pueden causar el bloqueo de las fracturas.
5. Daño causado por la limpieza de parafina o asfalto de la tubería, TR, o pozo.
- a) Mientras se cortan parafinas o asfaltenos de la tubería, si las partículas son circuladas bajando por la tubería y subiendo por el espacio anular, una porción del material raspado será bombeado dentro de los disparos y en los poros o fracturas adyacentes al pozo.
6. Daño durante la reparación de un pozo.
- Esencialmente son todos los mismos tipos de daño asociados con la terminación.
7. Daño durante la producción.
- a).- Inhibidores de corrosión, de incrustaciones, o de parafina, usualmente causan una reducción de la permeabilidad, si se permite el contacto con la zona productora o inyectora.
 - b).- La precipitación de incrustaciones puede tapar el pozo, disparos y formación, si un pozo, de aceite o gas, produce agua de la zona productora, un canal, o una fuga por TR.

a).- Los asfaltenos pueden ser depositados alrededor del pozo, en pozos produciendo aceite asfáltico de alta viscosidad. La depositación de asfalto causará la mojabilidad por aceite y, como resultado, se formarán emulsiones alrededor del pozo.

8. Daño durante la inyección de agua.

a).- Los surfactantes mojantes de aceite, del agua obtenida de los tanques o tratadores-calentadores, pueden mojar de aceite la formación alrededor del pozo. Bajo estas condiciones, las emulsiones pueden formarse alrededor del pozo.

b).- La tubería, TR, disparos, paquetes de grava, cara de la formación, o fracturas pueden taparse con: Lodo; limo; arcilla; parafina; asfaltenos; emulsiones; bactericidas; etc.

9. Daño durante la inyección de gas.

a).- El pozo, los disparos, fracturas y poros pueden ser tapados con grasa para roscas u otros sólidos limpiados, por la inyección de gas, de las tuberías.

b).- El aceite lubricante de las compresoras de gas puede incrementar la saturación de aceite alrededor del pozo, mojando de aceite la zona de inyección y causar una emulsión en la formación.

II.1.5. MEDIDAS PREVENTIVAS.

En general, algunas medidas preventivas prácticas que pueden ser aplicadas, son las siguientes:

1. Para la invasión de fluidos extraños.

- a).- Uso de aditivos que reduzcan la pérdida de fluido.
- b).- Reducir la presión diferencial contra la formación a un valor menor.
- c).- Perforar con aire o gas, donde la zona lo permita, - así se evitaran muchos problemas.
- d).- Usar fluidos compatibles con la formación y su contnido, si es posible; de preferencia utilizar agua de formación salina o lodos base aceite.
- e).- Minimizar el tiempo de exposición como sea posible.

2. Para la invasión de sólidos.

- a).- Añadir sólidos coloidales, propiamente medidos, para que formen rápidamente un puente eficiente.
- b).- Reducir la presión diferencial contra la formación a un valor menor.
- c).- Perforar con aire o gas, donde la zona lo permita, - así se evitaran muchos problemas.
- d).- Minimizar el tiempo de exposición como sea posible.

II.2. TECNICAS DE ESTIMULACION MATRICIAL.

II.2.1. INTRODUCCION.

La estimulación de un pozo es un medio para incrementar la productividad.

Varios métodos pueden ser aplicados dependiendo de cada situación en particular.

El ácido es usado para remover el daño cerca del pozo, en todos los tipos de pozos. En formaciones carbonatadas, el ácido puede ser usado para crear sistemas de flujo lineal por el fracturamiento ácido.

Los dos tipos básicos de acidificación son caracterizados por las presiones y gastos de inyección. Los gastos de inyección abajo de la presión de fractura de la formación, son llamados " acidificación matricial ", mientras que aquellos arriba de la presión de fractura, son llamados " fracturamientos ácidos ".

II.2.2. ACIDIFICACION MATRICIAL.

La acidificación matricial es aplicada principalmente para remover el daño causado por los fluidos de perforación, terminación y reparación, o por la precipitación de sólidos del agua producida.

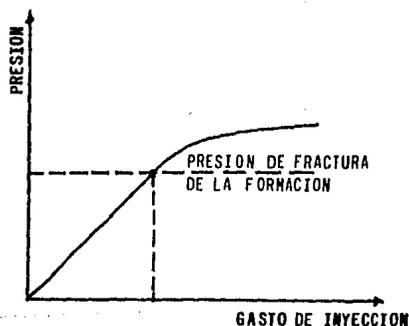
La acidificación matricial se define como la inyección de ácido a la formación, a una presión menor que la de fractura. El objetivo del tratamiento consiste en lograr la penetración radial del ácido a la formación.

Debido a la gran área superficial en contacto con el ácido, en un tratamiento a la matriz, el tiempo de reacción es muy corto. Por lo tanto, es difícil afectar a la formación a más de unos pocos pies del pozo.

La remoción de un severo taponamiento en areniscas, calizas o dolomías, provocará un gran incremento en la productividad del pozo.

Los tratamientos a la matriz tienden a lavar la zona de barreras intactas, si la presión es mantenida abajo de la presión de fractura.

Uno de los problemas en la acidificación a la matriz, es que la presión de fractura no es siempre conocida. Como la presión de fractura decrece al disminuir la presión del yacimiento, frecuentemente es necesario realizar pruebas de fracturamiento, para determinar la presión de fractura de una zona específica o del yacimiento. En la figura siguiente, se ilustra el comportamiento de la presión durante la prueba, para determinar la presión de fractura de la formación.



El procedimiento de prueba consiste en bombear agua o aceite limpio a la formación a un gasto muy bajo, de 1/4 a 1/2 (bls/min), 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 de Presión-Gasto, cambie de pendiente; como se indica en la figura.

Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes del cambio de pendiente, la acidificación puede efectuarse a esa presión o a una ligeramente menor.

II.2.3. ACIDIFICACION EN ARENISCAS.

La principal razón para acidifican pozos de areniscas, es para incrementar la permeabilidad de la formación por la disolución de las arcillas, cerca del pozo. Estas arcillas pudieron ser de ocurrencia natural o haber sido introducidas por los fluidos de terminación, reparación y perforación.

Conforme la concentración de arcilla se incrementa, la profundidad de penetración del ácido vivo decrece, puesto que se considera que la reacción del HF vivo, sobre la arcilla, es esencialmente instantánea.

El tratamiento con HF será diseñado para que reúna los siguientes requerimientos:

- Disolver arcillas y sólidos del lodo, cerca del pozo.
- Prevenir la precipitación de insolubles en la formación.
- Retirar la arena y las partículas finas remanentes en una condición mojante de agua. Los finos movibles, mojados por agua, son mucho más pequeños que las partículas mojadas por aceite; por lo tanto, pueden ser mas rápidamente retirados de la formación, después de la acidificación.

- El ácido gastado tendrá baja tensión superficial e interfacial, permitiendo su fácil retorno al pozo.

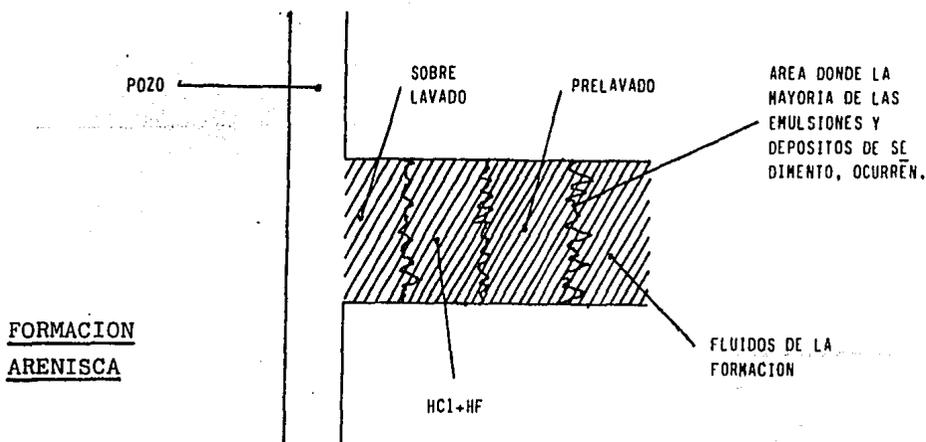
Estimulación de pozos de aceite en formaciones areniscas.

Algunas operaciones de limpieza son llevadas a cabo en pozos de areniscas, con HCl. Sin embargo, la acidificación en areniscas se lleva a cabo, usualmente, con HF, que puede disolver arcilla y arena.

La mayoría de los tratamientos con HF, consisten de tres pasos sucesivos:

1. Prelavado o bache inicial.
2. Tratamiento con HF - HCl.
3. Sobrelavado o bache final.

Como se muestra en la figura siguiente.



1. Prelavado para la acidificación en areniscas en pozos de aceite.

Un bache inicial de HCl normalmente será empleado por delante del HF, para asegurar que los carbonatos sean removidos del pozo y de la roca adyacente al pozo. El bache inicial también es diseñado para lavar, por delante del HF, sales de CaCl_2 , NaCl, o KCl en la tubería, pozo, o roca adyacente, para mojar de agua arcillas y arena, y para reducir la tendencia a la emulsión del HF.

Debido a que la mayoría de las areniscas contienen algunos carbonatos como material cementante o como partículas discretas, se prevee el uso de un bache inicial de HCl, con un volumen y un porcentaje de HCl, dependiendo de la cantidad de carbonatos que serán disueltos.

Prelavado normal.

Los productos usados son:

- HCl en concentraciones del 5% al 15%
- Un surfactante (usualmente aniónico o no iónico)
- Inhibidor de corrosión
- Un solvente mutuo en concentraciones del 5% al 10% (opcional).

Inyectar de 50 a 100 galones de bache inicial por pie de formación, abajo de la presión de fractura. Si el ácido está siendo bombeado con flujo laminar, el volumen del bache inicial será por lo menos, una y media veces el volumen de la tubería, para prevenir el contacto del HF con el pozo y agua de la formación. Si el ácido es bombeado con flujo turbulento, un volumen pequeño de bache inicial puede ser utilizado.

2. Tratamiento con HF - HCl para pozos de aceite.

Los fluidos utilizados son los siguientes:

- Una mezcla de HCl al 12% y HF al 3%
- Surfactante
- Inhibidores de corrosión
- Solventes mutuos en concentraciones del 5% al 10% (opcional).

El ácido se prepara unicamente con agua.

Inyectar, abajo de la presión de fractura, 200 galones de la mezcla de HCl-HF al 12% y 3%, respectivamente, por pie de formación arenisca, como un procedimiento estandar.

En muchas arenas permeables, arenas con mucha lutita, o con gran daño ocasionado por las arcillas, pueden ser requeridos mayores volumenes de tratamiento.

3. Sobrelavado para tratamientos de pozos de aceite.

Como un procedimiento estandar, inyectar alrededor de 25 galones de bache final, por pie de arena. El bache final puede ser: HCl en concentraciones del 5% al 10%; kerosina limpia y filtrada; aceite diesel o crudo. Todos los fluidos, conteniendo cerca del 0.1% de un surfactante mojante de agua y no emulsificante.

El propósito del bache final, es actuar como un colchón entre el HF y el fluido bombeado. Una cantidad suficiente de bache final, debe ser usado para desplazar todo el HF a la formación.

Estimulación de pozos de gas, inyectores de gas e inyectores de agua.

El procedimiento será el mismo, unicamente con las siguientes modificaciones:

- El HCl normalmente será usado en el bache inicial y final, y el aceite no se utilizará en estos baches.
- Los pozos productores de gas serán limpiados o puestos a fluir, una hora después del tratamiento.
- No es necesario limpiar el agua y limpiar los pozos de inyección de gas, después del tratamiento con HF. Una hora después del tratamiento, puede continuarse la inyección de gas o de agua.

II.2.4. DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL EN ARENISCAS.

Una serie de cálculos, previos al tratamiento, se requieren para obtener los parámetros que nos interesan. Los parámetros más importantes son:

- La presión superficial inicial
- El gasto de inyección
- El volumen de ácido para el tratamiento.

El procedimiento sencillo que se debe seguir para un buen diseño del tratamiento de estimulación, es el siguiente:

- 1.- Calcular la presión de fondo del tratamiento, (P_{ft}).

$$\text{donde: } P_f = G_f \times D$$

$$P_{ft} = P_f$$

o, también, puede ser obtenida de una prueba de fracturamiento.

- 2.- Calcular el gasto de inyección, (q_i).

$$q_i = 0.9 \left(\frac{4.917 \times 10^{-6} \text{ k h } (P_{ft} - P_e)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right)$$

3.- Calcular el gasto específico, (q_e).

$$q_e = \frac{q_i}{h}$$

4.- Calcular la presión superficial de inyección inicial, (P_{si}).

$$P_{si} = P_{ft} - (G_a \times D)$$

5.- Calcular el volumen de HCl-HF (12% y 3%), (V_o) en gal/pie .

De gráficas, obtener V_o , con los datos siguientes:

- Temperatura de la formación, (t_f)
- Gasto específico, (q_e)
- Radio a estimular, (r_a).

Procedimiento.

Se entra a la gráfica con el radio de penetración del ácido vivo (radio de estimulación) en el eje de las abscisas.

Se sube verticalmente hasta la curva correspondiente de gasto específico (q_e), y de ahí, horizontalmente hacia la izquierda, para obtener V_o .

Nota. Si la concentración de HF es mayor del 3%, el volumen obtenido tendrá que ser multiplicado por el factor ($3/\text{concentración de HF}$) y, si el radio del pozo (r_w) no es de tres pulgadas, el volumen corregido de ácido se calculará con la siguiente ecuación:

$$V_G = V_G \frac{(r_w + r_g)^2 - r_w^2}{(3 + r_g)^2 - 9}$$

6.- Calcular el volumen total de ácido, (V_t) en bls.

$$V_t = \frac{V_G \times h}{42}$$

Como una ayuda para obtener los datos necesarios en el diseño, se anexan tablas y gráficas en el capítulo II.2.6.

II.2.4.1. Ejemplos de cálculo.

En este tema, se presentan varios ejemplos para ilustrar el algoritmo de diseño de la estimulación.

Aunque los datos no son "datos reales de campo", estos pueden servir para dar una idea de los resultados que pueden ser obtenidos.

Los datos de campo deben ser lo más preciso posibles, para poder obtener resultados confiables en el diseño.

Ejemplo No.1

Datos: Profundidad del intervalo 2175-2190 m.

$$D = 2175 \text{ m.}$$

$$h = 15 \text{ m.}$$

$$G_f = 0.7 \text{ psi/pie .}$$

$$P_e = 120 \text{ Kg/cm}^2$$

$$G_a = 0.465 \text{ psi/pie (obtenido de la gráfica No.1)}$$

$$\rho_{ac} = 1.0739 \text{ gr/cc (obtenida de la tabla No.1)}$$

$$r_B = 6.0 \text{ pg. (radio de estimulación)}$$

$$r_w = 4.25 \text{ pg.}$$

$$r_e = 200 \text{ m.}$$

$$t_f = 175^{\circ}\text{F}$$

$$\mu_{ac} = 0.7 \text{ cp. (obtenido de la gráfica No.2)}$$

$$K = 30 \text{ mD.}$$

Se inyectará inicialmente, HCl al 15% (60 bls). - Después de éste, el volumen de HCl-HF al 12% - 3% , respectivamente, que calculemos para el tratamiento.

1.- Presión de fondo de tratamiento, (P_{ft}).

$$P_f = G_f \times D = 0.7 \times 7136 = 4995 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{ft} = P_f = 4995 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

2.- Gasto de inyección, (q_i).

$$q_i = 0.9 \left(\frac{4.917 \times 10^{-6} K h (P_{ft} - P_o)}{\mu_{ac} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right)$$

$$q_i = 0.9 \left(\frac{4.917 \times 10^{-6} (30)(49.2)(4995 - 1707)}{0.7 \ln \left(\frac{7874.016}{4.25} \right)} \right) =$$

$$q_i = 4.077 \frac{\text{bl}}{\text{min}}$$

3.- Gasto específico, (q_e).

$$q_e = \frac{q_i}{h} = \frac{4.077}{49.2} = 0.0828 \frac{\text{bpm}}{\text{pie}}$$

4.- Presión superficial de inyección inicial, (P_{si}).

$$P_{si} = P_{ft} - (G_a \times D) = 4995 - (0.465 \times 7136) =$$

$$P_{si} = 1676.76 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

5.- Volumen de HCl-HF (12% y 3%), (V_o).

De gráficas, con: r_B , q_e , t_f , e interpolando se obtiene:

con $t_f = 150^\circ\text{F}$ se obtiene: 210 gal/pie

con $t_f = 200^\circ\text{F}$ se obtiene: 280 gal/pie

$$\text{por lo tanto, } V_o @ t_f=175^\circ\text{F} = 245 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

Como r_w no es de tres pulgadas, el volumen corregido será:

$$V_o = V_o \left(\frac{(r_w + r_B)^2 - r_w^2}{(3 + r_B)^2 - 9} \right)$$

$$V_o = 245 \left(\frac{(4.25 + 6.0)^2 - 4.25^2}{(3.0 + 6.0)^2 - 9.0} \right) = 296.042 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

6.- Volumen total de ácido, (V_t).

$$V_t = \frac{V_o \times h}{42} = \frac{296.042 (49.2)}{42} = 346.792 \text{ bls.}$$

$$V_t = 347 \text{ bls.}$$

Ejemplo No.2

Datos: Profundidad del intervalo: 2050-2075 m.

$$D = 2050 \text{ m.}$$

$$h = 15 \text{ m.}$$

$$G_f = 0.7 \text{ psi/pie}$$

$$P_e = 100 \text{ Kg/cm}^2$$

$$G_a = 0.465 \text{ psi/pie} \quad (\text{obtenido de la gráfica No.1})$$

$$\rho_{ac} = 1.0739 \text{ gr/cc} \quad (\text{obtenido de la tabla No.1})$$

$$r_B = 6.0 \text{ pg} \quad (\text{radio de estimulación})$$

$$r_w = 4.25 \text{ pg}$$

$$r_e = 200 \text{ m.}$$

$$t_f = 150^\circ\text{F}$$

$$\mu_{ac} = 0.77 \text{ cp} \quad (\text{obtenida de la gráfica No.2})$$

$$k = 20 \text{ mD.}$$

Se inyectará inicialmente HCl al 15% (60 bls). -
Después de éste, el volumen de HCl-HF al 9% - 6% , -
respectivamente, que calculemos para el tratamiento.

1.- Presión de fondo de tratamiento, (P_{ft}).

$$P_f = G_f \times D = 0.7 \times 6725.72 = 4708.0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{ft} = P_f = 4708 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

2.- Gasto de inyección, (q_i).

$$q_i = 0.9 \left(\frac{4.917 \times 10^{-6} K h (P_{ft} - P_e)}{\mu_{ac} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right)$$

$$q_i = 0.9 \left(\frac{4.917 \times 10^{-6} (20)(49.2)(4708 - 1422.3)}{0.77 \ln \left(\frac{7874.016}{4.25} \right)} \right) =$$

$$q_i = 2.469 \frac{\text{bl}}{\text{min.}}$$

3.- Gasto específico, (q_e).

$$q_e = \frac{q_i}{h} = \frac{2.469}{49.2} = 0.0502 \frac{\text{bpm}}{\text{pie}}$$

4.- Presión superficial de inyección inicial, (P_{si}).

$$P_{si} = P_{ft} - (G_a \times D) = 4708.0 - (0.465 \times 6725.72) =$$

$$P_{si} = 1580.54 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

5.- Volumen de HCl-HF (9% y 6%), (V_o).

De gráficas, con: r_s , q_e , t_f , se obtiene:

$$V_o = 250 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

pero, como HF es mayor de 3% ,

$$V_o = 250 \times \frac{3}{6} = 125 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

también, como n_w no es igual a 3 pg , el volumen corregido (V_c) será,

$$V_c = V_o \left(\frac{(n_w + r_s)^2 - r_w^2}{(3 + n_s)^2 - 9} \right)$$

$$V_c = 125 \left(\frac{(4.25 + 6.0)^2 - 4.25^2}{(3.0 + 6.0)^2 - 9.0} \right) = 151.04 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

6.- Volumen total de ácido, (V_t).

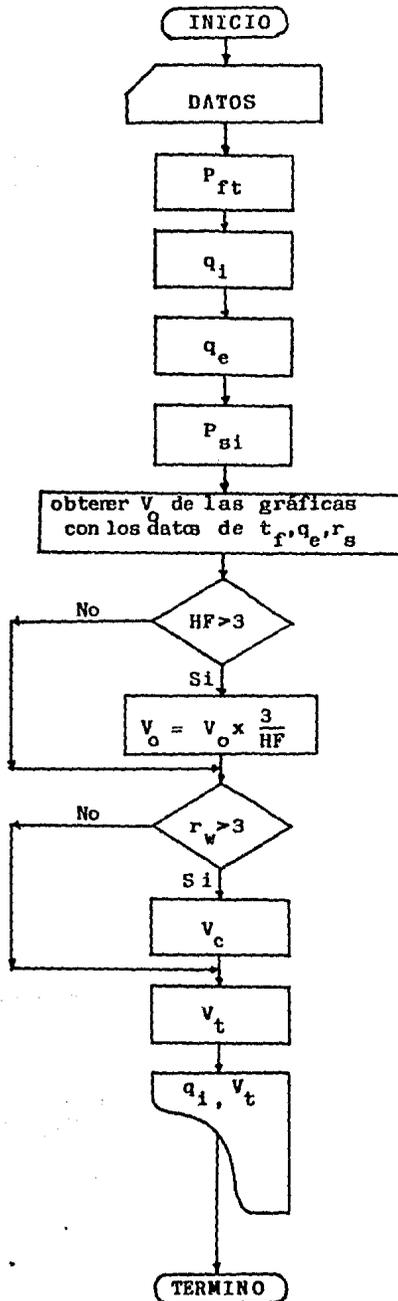
$$V_t = \frac{V_c \times h}{42} = \frac{151.04 \times 49.2}{42} = 176.93 \text{ bls}$$

$$V_t = 177 \text{ bls.}$$

II.2.4.2. Programa de computo.

Este es necesario para agilizar el cálculo de los parámetros de diseño, que intervendrán en la operación de estimulación.

El siguiente diagrama de flujo puede ser tomado como base - para la programación en cualquier tipo de computadora.



Listado del programa.

El siguiente listado puede ser tecleado, corrido y verificado, por medio de un ejemplo de cálculo, en una computadora - Texas Instruments modelo 58 6.59 .

| <u>PASO</u> | <u>INSTRUCCIONES</u> | <u>VAR. ALM.</u> | <u>COMENTARIOS</u> |
|-------------|---------------------------------|------------------|--------------------|
| 000 | 2nd Lbl A STO 00 | G_f | psi/pie |
| 005 | R/S STO 01 | D | pies |
| 008 | R/S STO 02 | factor | — |
| 011 | R/S STO 03 | factor | — |
| 014 | R/S STO 04 | factor | — |
| 017 | R/S STO 05 | \bar{K} | mD |
| 020 | R/S STO 06 | h | pies |
| 023 | R/S STO 07 | P_e | lb/pg ² |
| 026 | R/S STO 08 | $\frac{1}{ac}$ | cp |
| 029 | R/S STO 09 | r_e | pg |
| 032 | R/S STO 10 | r_w | pg |
| 035 | R/S STO 11 | G_a | psi/pie |
| 038 | R/S STO 12 | HF | % |
| 041 | R/S STO 13 | t_f | $^{\circ}F$ |
| 044 | R/S STO 14 | r_B | pg |
| 047 | R/S STO 15 | $\frac{1}{ac}$ | gr/cc |
| 050 | R/S STO 16 | ninguna | otro dato |
| 053 | 2nd Lbl B | | |
| 055 | RCL 00 X RCL 01 = STO 17 R/S | P_f | lb/pg ² |
| 064 | RCL 02 X RCL 17 = STO 18 R/S | P_{ft} | lb/pg ² |
| 073 | RCL 03 X RCL 04 X | | |
| 079 | RCL 05 X RCL 06 X | | |
| 085 | (RCL 18 - RCL 07) | | |

| <u>PASO</u> | <u>INSTRUCCIONES</u> | <u>VAR. ALM.</u> | <u>COMENTARIOS</u> |
|-------------|--|------------------|--|
| 092 | \div (RCL 08 X (RCL | | |
| 099 | 09 \div RCL 10) ln x) = | | |
| | STO 19 R/S | q_1 | bls/min |
| 110 | RCL 19 \div RCL 06 = | | |
| | STO 20 R/S | q_e | bl/min-pie |
| 119 | RCL 18 - (RCL 11 X | | |
| 126 | RCL 01) = | | |
| | STO 21 R/S | P_{si} | lb/pg ² |
| 133 | STO 22 R/S | V_o | gal/pie, ob- tenido de - gráficas. |
| 136 | 3 x \rightarrow t RCL 12 | | |
| 140 | 2nd x=t 155 | | |
| 142 | RCL 22 X (3 \div RCL 12) = | | |
| | STO 22 R/S | V_o | modificado por mayor - concentra-- ción de HF, (gal/pie) |
| 155 | 3 x \rightarrow t RCL 10 | | |
| 159 | 2nd x=t 194 | | |
| 161 | RCL 22 X ((RCL 10 | | |
| 168 | + RCL 14) X ² - RCL 10 | | |
| 176 | X ²) \div ((3 + RCL 14) | | |
| 186 | X ² - 9) = | | |
| | STO 22 R/S | V_c | corrección por mayor - radio del - pozo. (gal/pie) |
| 194 | RCL 22 X RCL 06 \div 42 = | | |
| 202 | STO 23 R/S | V_t | bls |

Ejemplo de aplicación del programa.

| <u>PASO</u> | <u>INTRODUZCA</u> | <u>PRESIONE</u> | <u>APARECE EN PANT.</u> | <u>COMENTARIOS</u> |
|---|------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------------|
| 1 | 0.7 | A | mismo valor | G_f , psi/pie |
| 2 | 6725.72 | R/S | " " | D, pies |
| 3 | 1.00 | R/S | " " | factor |
| 4 | 0.9 | R/S | " " | factor |
| 5 | 4.917×10^{-6} | R/S | " " | factor |
| 6 | 20 | R/S | " " | K , mD |
| 7 | 49.2 | R/S | " " | h, pies |
| 8 | 1422.3 | R/S | " " | P_e , lb/pg ² |
| 9 | 0.77 | R/S | " " | μ_{ac} , cp |
| 10 | 7874.016 | R/S | " " | r_e , pg |
| 11 | 4.25 | R/S | " " | r_w , pg |
| 12 | 0.465 | R/S | " " | G_a , psi/pie |
| 13 | 6.0 | R/S | " " | HF, % |
| 14 | 150 | R/S | " " | t_f , °F |
| 15 | 6.0 | R/S | " " | r_s , pg |
| 16 | 1.0739 | R/S | " " | ρ_{ac} , gr/cc |
| 17 | 0.0 | | | |
| | | B | 4708.004 | P_f , lb/pg ² |
| | | R/S | 4708.004 | P_{ft} , lb/pg ² |
| | | R/S | 2.469465 | q_i , bl/min |
| | | R/S | 0.050192 | q_e , bl/min-pie |
| | | R/S | 1580.540 | P_{si} , lb/pg ² |
| Teclar el valor de V_o obtenido de las gráficas con t_f, q_e, r_s | | | | |
| | | R/S | 250 | V_o , gal/pie |
| | | * R/S | 125 | V_o , gal/pie |
| | | * R/S | 151.0416 | V_c , gal/pie |
| | | R/S | 176.934 | V_t , bls |

* Si el valor de HF es igual a 3% y el valor de r_w es igual a 3 pg, el valor de V_o y V_c , correspondiente, no aparecerán en la pantalla. Por lo tanto, aparecerá el valor de V_t .

II.2.5. ESTIMULACION EN ARENISCAS CON SURFACTANTES.

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. El uso apropiado de los surfactantes puede remover muchos tipos de daño, permitiendo incrementar la productividad o inyectividad de los pozos.

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

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 ó kerosina, con 2% o 3% de un surfactante miscible o dispersable en el aceite.

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

Un tratamiento promedio, diseñado para hacer contacto con un radio de tres a cinco pies de la pared del pozo, es de mas o menos 100 galones de la solución de surfactante al 2% o 3%, por pie de intervalo tratado; los tratamientos promedio, con surfactantes, pueden ser de 4000 a 5000 galones de una solución al 2%. En ocasiones es conveniente inyectar un bache inicial de solvente, para reducir la producción de agua, posterior al tratamiento con surfactante.

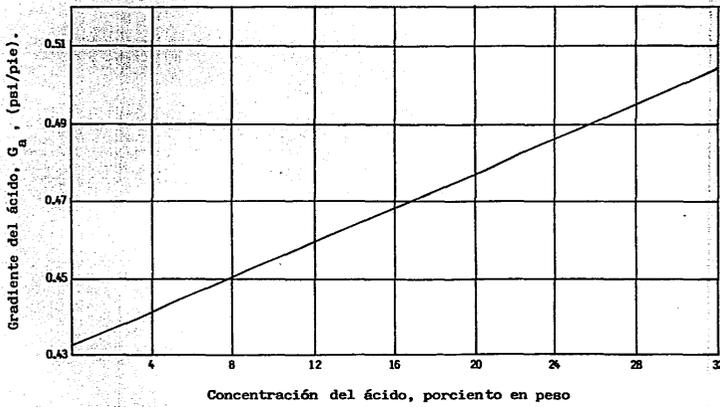
Después de la inyección forzada del surfactante, a la formación, a una presión menor que la de fractura, el pozo debe cerrarse durante 24 horas, para asegurar una respuesta apropiada a la acción de superficie.

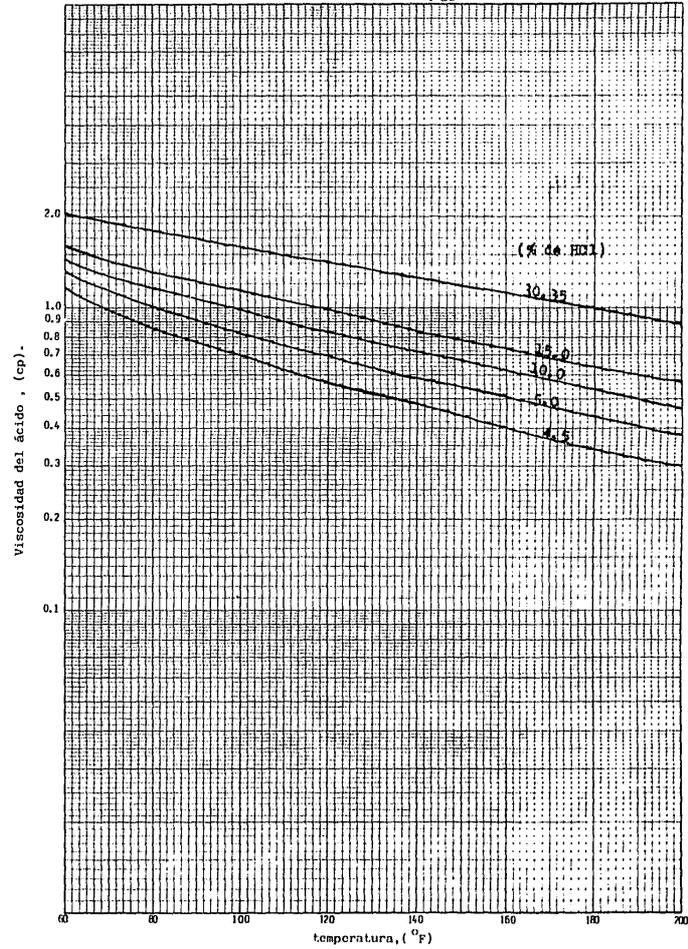
II.2.6. TABLAS Y GRAFICAS.

Tabla 1. Densidad correspondiente a diferentes concentraciones de HCl.

| <u>CONCENTRACION DE HCl</u> | <u>DENSIDAD. (gr/cc)</u> |
|-----------------------------|----------------------------|
| 1 | 1.0032 |
| 2 | 1.0032 |
| 4 | 1.0181 |
| 6 | 1.0279 |
| 8 | 1.0376 |
| 10 | 1.0474 |
| 12 | 1.0574 |
| 14 | 1.0675 |
| 16 | 1.0776 |
| 18 | 1.0878 |
| 20 | 1.0980 |
| 22 | 1.1033 |
| 24 | 1.1187 |
| 26 | 1.1290 |
| 28 | 1.1392 |
| 30 | 1.1493 |
| 32 | 1.1593 |
| 34 | 1.1691 |
| 36 | 1.1789 |
| 38 | 1.1885 |
| 40 | 1.1980 |

GRAFICA 1 . Obtención de G_a



GRAFICA 2 . Obtención de $\frac{\mu}{\mu_{uc}}$ 

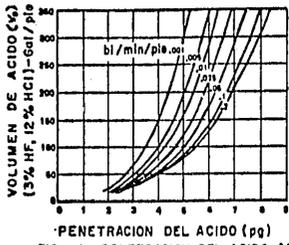


FIG. 1 - PENETRACION DEL ACIDO ACTIVO PARA $T_r = 100^\circ F$ y $r_w = 3$ pg

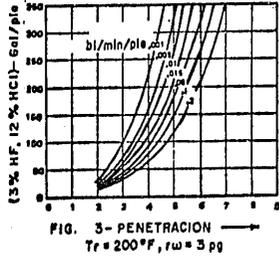


FIG. 3 - PENETRACION
 $T_r = 200^\circ F$, $r_w = 3$ pg

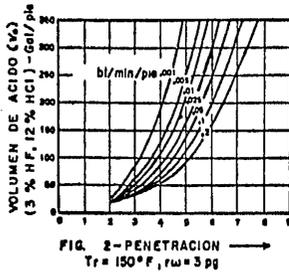


FIG. 2 - PENETRACION
 $T_r = 150^\circ F$, $r_w = 3$ pg

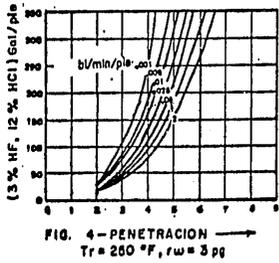


FIG. 4 - PENETRACION
 $T_r = 250^\circ F$, $r_w = 3$ pg

GRAFICAS PARA LA OBTENCION DEL VOLUMEN DE ACIDO
(V_0)

II.3. SISTEMAS DE FLUIDOS.

Los principales sistemas para los tratamientos de estimulación matricial en areniscas, son: El ácido clorhídrico (HCl) el ácido fluorhídrico; ácidos de generación in-situ; y los surfactantes.

II.3.1. ACIDO CLORHIDRICO.

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.

El utilizar una concentración alta de HCl (generalmente del 20% al 28% en peso), tiene las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas.

- La dolomita y algunas calizas muy densas, requieren una alta concentración de ácido para disolver los carbonatos. El HCl al 28% es empleado, generalmente, para estos tipos de formación.
- Una alta concentración de ácido provee un tiempo de reacción mayor, resultando grandes canales grabados.

Desventajas.

- En la acidificación a calizas muy solubles, el sobregrabado puede provocar una baja capacidad de flujo de los canales. Si la presión del yacimiento declina, en algunos me -

ses o años después, los canales sobregabados pueden cerrarse, provocando una estimulación pequeña e ineficiente.

- El control de la corrosión es difícil y costoso a temperaturas mayores de 150°F . Los aceros de alta resistencia o aceros altamente reforzados, están más sujetos al agrietamiento.

II.3.2. ACIDO FLUORHIDRICO.

Es usado en pozos de aceite o de gas. Se emplea exclusivamente en tratamientos a la matriz de areniscas, para disolver arcilla natural o arcillas que han migrado a la formación.

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

Como ya se dijo, el HF es empleado para remover el daño por arcillas, pero también puede disolver arena y feldespatos.

La acidificación de un pozo con HF proveerá un incremento máximo de la productividad de cerca del 1.3. Si la profundidad del daño por arcillas es de pocas pulgadas, la estimulación de una arenisca con HF puede dar un incremento de la productividad, igual o mayor que la relación del daño.

El rango de HF gastado en areniscas, está en función de la composición física y química de la roca; del volumen de ácido; y del área superficial de la matriz, que está en contacto con el ácido. Este rango puede ser afectado fuertemente por la concentración del ácido; temperatura y presión de la formación; y de los productos insolubles e no reactivos.

Cuando se tratan formaciones con daño por arcillas naturales el incremento de productividad dependerá directamente de la distancia en que el HF vivo, pueda ser bombeado a la formación. La penetración del ácido vivo, depende de los siguientes factores:

- La concentración de arcillas
- La temperatura de la formación
- La concentración inicial de HF
- El gasto de bombeo.

Mayores profundidades de penetración serán obtenidas, incrementando la concentración inicial de HF.

Aditivos para ácidos.

A los sistemas ácidos anteriores, se les añaden aditivos para mejorar las reacciones y prevenir algunos problemas. Los aditivos comunmente usados son:

- 1.- Surfactantes
- 2.- Agentes suspensores
- 3.- Inhibidores de asfaltenos
- 4.- Inhibidores de corrosión
- 5.- Solventes mutuos

1. Surfactantes.

Serán usados en todos los trabajos con ácido, para prevenir emulsiones; para mojar de agua la formación; y para prevenir algunos problemas asociados. Cuando se adicionen surfactantes, debe de asegurarse su compatibilidad con el inhibidor de corrosión y con los otros aditivos.

2. Agentes suspensoros.

La mayoría de las formaciones carbonatadas contienen insolubles que pueden causar el bloqueo en los poros de la formación, si se permite el asentamiento o puentes de los fines liberados por el ácido. Las partículas dispersas, generalmente se asientan en corto tiempo. Un surfactante suspensor, puede suspender estas partículas por más de 24 horas y posiblemente hasta por varios días. La limpieza - después de la acidificación, puede acelerarse con el uso de un agente suspensor. Algunos surfactantes suspensoros pueden prevenir, también, emulsiones; proveer, baja tensión superficial en el ácido nuevo y gastado; y mojar de agua la formación.

3. Inhibidores de asfaltenos.

Algunos aceites crudos, particularmente crudos pesados asfálticos, forman un sedimento insoluble en contacto con el ácido. Los principales componentes de un sedimento son los asfaltenos; los sedimentos pueden también contener: - resinas y mezclas de parafinas; hidrocarburos de alto peso molecular; y arcillas e partículas de la formación. La adición de ciertos surfactantes solubles de aceite, pueden prevenir la formación de sedimentos, manteniendo el material coloidal disperso. También, estos surfactantes usualmente funcionan como previsores de emulsiones. La formación de sedimento es más severa con ácidos de alta concentración.

4. Inhibidores de corrosión.

Protegen la superficie metálica contra el ácido. El tiempo de inhibición varía con la temperatura; concentración -

del ácido; tipo de acero; y la concentración del inhibidor. Ambos inhibidores de corrosión, orgánicos e inorgánicos, tienen aplicación en la acidificación. Algunos inhibidores orgánicos, son efectivos arriba de 300°F. Los extendedores han sido desarrollados para incrementar el rango, efectivo, hasta 400°F.

5. 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.

II.3.3. SISTEMAS DE GENERACION IN-SITU .

Sistema de generación de HF (SGMA).

Un sistema de generación de HF en el mismo sitio, fué desarrollado para permitir la limpieza de un daño profundo per arcillas, en formaciones areniscas. En un tratamiento normal de HF, las arcillas son disueltas a una profundidad de 6 a 12 pulgadas alrededor del pozo, dependiendo del contenido de arcillas.

El SGMA involucra el bombeo dentro de la formación, de una solución acuosa de fluoruro de amonio y un ester orgánico, tal como, el metil formiato. Con el tiempo, la hidrólisis del ester produce un ácido orgánico, tal como, el ácido fórmico. El ácido orgánico reacciona con el NH_4^+ para formar el

HF, que rápidamente disuelve las arcillas o partículas finas silíceas presentes en los poros.

El sistema es aplicable para un rango de temperaturas que va de 130° a 200°F. Pueden ser generadas soluciones de HF, con una concentración, arriba del 3.5 % .

Los pozos serán cerrados por un cierto tiempo. El tiempo requerido de cierre, se reduce si la temperatura es mayor. Por ejemplo, para una temperatura de 150°F, el pozo es cerrado - alrededor de 12 horas; mientras que, a una temperatura de - 170°F, el pozo se cierra cerca de 4 horas.

Los pozos son puestos a producir, muy lentamente, incrementando el diámetro del estrangulador, gradualmente, por un período de varias semanas.

Proceso secuencial de HF (SHF).

El proceso SHF es un sistema de generación de HF, en el mismo lugar, y tiene el mismo objetivo que el SGMA; limpiar el daño profundo por arcillas, en formaciones areniscas. El proceso SHF, utiliza las propiedades de intercambio iónico de los minerales de arcilla, para generar HF, sobre la partícula de arcilla, en el mismo sitio.

En la práctica, una solución de HCl, sin contenido de iones de fluor, es bombeada a la formación. Esta solución ácida, - tocará las arcillas en la roca e intercambiará protones (H^+) por cationes naturales de los minerales de arcilla, convirtiendo así, a la arcilla, en una partícula ácida. Después, - una solución neutra, o ligeramente básica de iones fluoruro, es bombeada a la formación. Esta solución se pondrá en contacto con las partículas de arcilla ácidas y se combinarán - con los protones, previamente absorbidos, para generar HF en

los minerales de arcilla. Algún cambio iónico ocurrirá y los iones de fluoruro (F^-) serán sustituidos por los aniones naturales de las arcillas. El HF que se genera, rápidamente reacciona con las arcillas, disolviendo una porción.

En comparación con un tratamiento normal de HF, el SHF tiene las siguientes ventajas:

- Mejora la estimulación
- Limpia mas rápido las arcillas
- Es menos corrosivo
- Es más compatible con formaciones de arena consolidada.

II.3.4. SURFACTANTES.

Un surfactante es un agente activo de superficie que puede definirse como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevaletientes. Puesto que, los surfactantes son afines al agua y al aceite, pueden actuar en una interfase entre dos líquidos; entre un líquido y un gas; y entre un líquido y un sólido.

Los surfactantes para tratamientos de pozos, generalmente son una combinación de surfactantes aniónicos y no iónicos. Los surfactantes aniónicos y catiónicos no deben utilizarse juntos, puesto que, la combinación puede producir un precipitado insoluble.

Acción de los surfactantes aniónicos.

- Mejorarán de agua la arena cargada negativamente, la lutita o la arcilla.
- Romperán emulsiones de agua en aceite.

- Emulsionarán el aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

Acción de los surfactantes catiónicos.

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla..
- Romperán emulsiones de aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

Acción de los surfactantes no iónicos.

Estos surfactantes son, probablemente, los más versátiles de todos los surfactantes para estimulación de pozos, ya que, - éstas 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.

Acción de los surfactantes anfotéricos.

Estos, son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. - Hay un uso limitado de los surfactantes anfotéricos; sin embargo, algunos están siendo empleados como inhibidores de - corrosión.

C A P I T U L O I I I

FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

III.1. INTRODUCCION.

Un yacimiento estimulado, mediante las técnicas descritas anteriormente, puede crear canales de flujo de mayor diámetro en el medio poroso, teniéndose un flujo de fluidos, comunmente radial. Si se estimula con una técnica de alta presión, - el flujo de fluidos en las fracturas creadas, es decir, conductos de grandes dimensiones, es generalmente lineal.

De aquí, que es de gran importancia conocer las características y dimensiones de un yacimiento, para poder saber qué tipo de flujo de fluidos está actuando en el medio poroso, y así, calcular los parámetros del yacimiento que nos interesan; tomando en cuenta que en un yacimiento, también se pueden tener varios sistemas o tipos de flujo de fluidos actuando en combinación, y que contribuyen a la producción total de un pozo.

Conociendo el tipo de flujo, por medio de la ecuación de Darcy, podemos calcular estos parámetros que nos interesan.

Uno de los parámetros de gran importancia y que es necesario calcular, es la permeabilidad, puesto que ésta nos da una indicación del incremento en la productividad de un pozo.

Debemos tomar en cuenta que el flujo de fluidos en un yacimiento, puede estar en régimen permanente o estable, semipermanente o pseudoestable, y transitorio o inestable.

Las ecuaciones desarrolladas en este capítulo, consideran el flujo en un régimen de estado estable.

III.2. PRINCIPIOS BASICOS.

La permeabilidad, es una medida de la facilidad de un flujo de un fluido a través de un medio poroso. Esta, es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir los fluidos. La medida de la permeabilidad es entonces, una estimación de la conductividad del fluido, de un material en particular.

En 1856, Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena, para purificar el agua.

La ley de Darcy establece que, el gasto de flujo de un fluido homogéneo a través de un medio poroso, es proporcional a la presión o gradiente hidráulico y al área de la sección transversal, normal, a la dirección del flujo e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Fué entonces, cuando Darcy escribió una ecuación para la velocidad del fluido viajando a través de un medio poroso y añadiendo una constante de proporcionalidad que caracteriza al medio poroso, k , que es la permeabilidad.

$$v = - \frac{k \, dp}{\mu \, ds} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (1)$$

donde, v = Velocidad aparente del fluido fluyendo, cm/seg

k = Constante de proporcionalidad o permeabilidad, darcys.

μ = Viscosidad del fluido fluyendo, centipoises.

dp/ds = Caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

z = Coordenada vertical, considerada positiva hacia abajo, cm .

ρ = Densidad del fluido, gr/cm³ .

g = Aceleración de la gravedad, 980.665 cm/seg² .

dp/ds = Gradiente de presión a lo largo de S , en el punto al que v_g es referido, atm/cm .

μ = Viscosidad del fluido, centipoises .

k = Permeabilidad del medio, darcys.

1.0133×10^6 = Dinat/cm²-atm .

dz/ds , puede ser expresada como, $\text{sen } \Theta$; donde Θ , es el ángulo entre S y la horizontal. El sistema coordenado, aplicable a la ecuación (3), se muestra en la figura (1). La convención de signos es que, v_g , será positiva cuando el fluido esté fluyendo hacia valores mayores de las coordenadas de S .

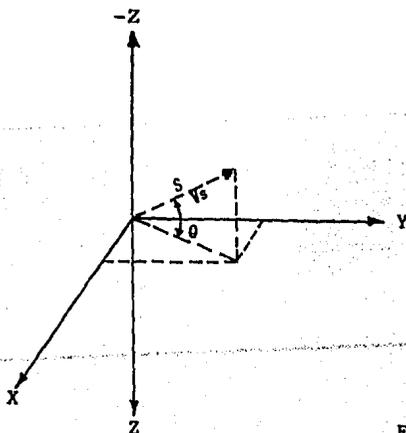


FIGURA 1

En la industria del petróleo, la unidad de la permeabilidad es el Darcy y se define como:

Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido de una sola fase, de una centipoise de viscosidad, que llena todos los vacíos del medio, fluirá, a través del mismo, en condiciones de flujo viscoso, a un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$, sobre una área de sección transversal de 1 cm^2 , bajo un gradiente hidráulico de 1 atm/cm .

Las condiciones de flujo viscoso significan que, el gasto de flujo debe ser lo suficientemente bajo, para que la presión o gradiente hidráulico sea directamente proporcional.

El medio poroso y el fluido no deben reaccionar; esto es, si un fluido reactivo fluye a través de un medio poroso, lo alterará y por lo tanto, cambiará la permeabilidad del medio conforme continúa el flujo.

Regímenes de flujo.

Flujo en estado estable. Representa la situación que existe cuando las distribuciones de presión y gasto en el yacimiento entero, no cambian con el tiempo. Para que esto ocurra, el flujo de masa en el yacimiento, debe ser igual al flujo de masa fuera del yacimiento. Estas condiciones pueden tenerse cuando un yacimiento tiene un fuerte empuje por agua, gran capa de gas, o experimenta una recuperación secundaria.

Flujo en estado pseudoes estable. Es la situación que existe en un yacimiento después de que ha sido producido a un gasto constante por un largo período de tiempo, afectando todo el yacimiento y causando un cambio constante en la presión conforme transcurre el tiempo, provocando también, distribucio-

nes de presión paralelas y sus correspondientes distribuciones de gastos constantes.

Flujo en estado inestable. Es la situación que existe en un yacimiento cuando la presión y el gasto, están cambiando continuamente con el tiempo.

Las consideraciones bajo las cuales es aplicable la ley de Darcy, son las siguientes:

- Sistemas de una sola fase u homogéneos.
- La permeabilidad dependerá de la distribución del fluido, y la estructura del medio poroso.
- Las ecuaciones fallaran, si el gasto o gradiente de presión se incrementan indefinidamente.
- Las velocidades del fluido sobre las que la ley de Darcy es aplicable, obedecen al flujo " viscoso " .

III.3. FLUJO LINEAL.

La ecuación de flujo lineal para flujo de líquido, es probablemente la más simple de las ecuaciones, puesto que, la compresibilidad del líquido es tan pequeña que para propósitos de flujo, en estado estable, se considera que el gasto de líquido es constante.

Considerese un bloque de un medio poroso, como el que se muestra en la figura (2).

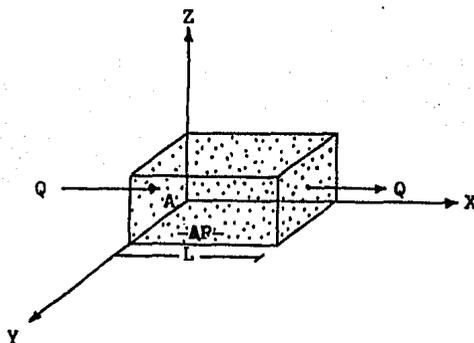


FIGURA 2

Aquí, Q , el gasto de flujo, está uniformemente distribuido sobre la cara de entrada, de área, A . Si el bloque está saturado 100% con un fluido incompresible, y el flujo es horizontal, entonces; $dz/ds = 0$, $dp/ds = dp/dx$, y la ecuación (3) se reduce a :

Q = Gasto de flujo, cm^3/seg .

A = Area de la sección transversal, cm^2 .

k = Permeabilidad, darcys .

μ = Viscosidad del fluido, centipoises.

P_1 y P_2 = Presión de entrada y salida, respectivamente, -
atmósferas.

L = Longitud de la muestra, cm .

Transformando a unidades de campo, la ecuación (5) nos queda

$$Q = 1.1271 \frac{k A (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

donde, ahora: Q (bl/día)

A (pies²)

k (darcys)

μ (centipoises)

P_1 y P_2 (lb/pg²)

L (pies)

Tomando en cuenta que el gasto está a condiciones de yaci --
miento, se tendrá que afectar por el correspondiente factor
de volumen.

III.4. FLUJO RADIAL.

La ecuación (3), también puede ser utilizada para describir el flujo en algún medio poroso, donde la geometría del sistema no es muy compleja para integrar. Por ejemplo, el flujo hacia un pozo es comúnmente radial. La figura (3), muestra el tipo de flujo que es típico en un pozo productor.

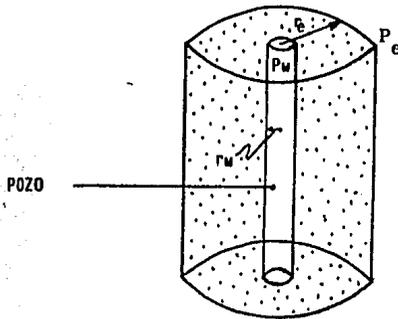


FIGURA 3

Considerando el cilindro horizontal y el flujo radial, desde un radio igual a r , es posible integrar la ecuación (3) y obtener una ecuación para flujo radial en estado estable, de un fluido incompresible.

El signo negativo en la ecuación (3), no se requiere para el sistema radial, porque el radio se incrementa en la misma dirección que la presión. En otras palabras, como el radio se incrementa alejándose del pozo, la presión también se incrementa. Por consiguiente:

como $dz/ds = 0$; $ds = dr$; y $A = 2\pi r h$, nos queda,

$$v_s = \frac{k dp}{\mu dr}$$

pero,

$$v_s = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{2\pi r h}$$

por lo tanto,

$$\frac{Q}{2\pi r h} = \frac{k dp}{\mu dr} \quad . \quad . \quad . \quad (6)$$

separando variables e integrando,

$$\frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp$$

$$\frac{Q}{2\pi h} (\ln r_e - \ln r_w) = \frac{k}{\mu} (P_e - P_w)$$

$$Q = \frac{2\pi k h (P_e - P_w)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad . \quad . \quad . \quad (7)$$

Las unidades de la ecuación (7), son :

Q = Gasto de flujo, cm^3/seg .

k = Permeabilidad del medio, darcys.

h = Espesor expuesto, cm .

μ = Viscosidad del fluido, centipeises .

P_e = Presión en la frontera externa, atm .

P_w = Presión en la frontera interna, atm .

r_e = Radio del límite externo, cm .

r_w = Radio del límite interno, cm .

\ln = Logaritmo natural, base e .

Transformando la ecuación (7) a unidades de campo, nos queda

$$Q = 7.082 \frac{k h (P_e - P_w)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Ahora, Q (bl/día)

k (darcys)

h (pies)

μ (centipeises)

P_e y P_w (lb/pg²)

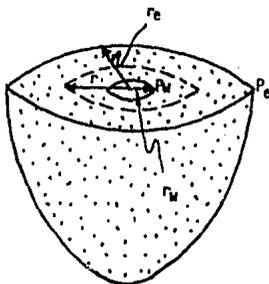
r_e y r_w (unidades consistentes)

\ln (logaritmo natural)

Tomando en cuenta que el gasto está a condiciones de yaci —
miento, se tendrá que afectar por el correspondiente factor
de volumen.

III.5. FLUJO ESFERICO.

Cuando los yacimientos de gran espesor, contienen un empuje de agua o una capa de gas, los pozos son comunmente terminados con disparos, en una porción muy delgada del espesor total de la formación, tan lejos como es posible, del agua o del gas. En estos casos, el flujo puede ser semiesférico en geometría, en la vecindad del pozo. La ecuación (3) de Darcy puede ser utilizada para derivar la ecuación de flujo semiesférico.



MODELO PARA FLUJO SEMIESFERICO .

De la ecuación (3): $dz/ds = 0$ y $ds = dr$. Por lo tanto, nos queda:

$$v_s = \frac{k dp}{\mu dr}$$

Sustituyendo $A = 2 \pi r^2$

$$v_r = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{2 \pi r^2}$$

por consiguiente,

$$\frac{Q}{2 \pi r^2} = \frac{k dp}{\mu dr} \quad . \quad . \quad . \quad (8)$$

Separando variables e integrando,

$$Q \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r^2} = \frac{2 \pi k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp$$

$$Q \left(-\frac{1}{r_e} + \frac{1}{r_w} \right) = \frac{2 \pi k}{\mu} (P_e - P_w)$$

$$Q = \frac{2 \pi k}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)} \quad . \quad . \quad . \quad (9)$$

Las unidades de la ecuación (9), son :

Q = Gasto de flujo, cm^3/seg .

k = Permeabilidad del medio poroso, darays .

μ = Viscosidad del fluido, centipoises .

P_e y P_w = Presión en la frontera externa e interna, respectivamente, atm .

r_e y r_w = Radio del límite exterior e interior, respectivamente, cm .

Esta ecuación, es generalmente usada en combinación con la ecuación de flujo radial.

Por otra parte, si solamente una pequeña sección, en el centro de la formación, está abierta a la producción, el uso de una ecuación de flujo esférico puede ser requerida. En este caso, simplemente se multiplica el lado derecho de la ecuación (9), por 2.0, para obtener una ecuación de flujo esférico.

Transformando la ecuación (9) a unidades de campo, nos queda

$$Q = \frac{7.08 k (P_e - P_w)}{\mu \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}$$

Ahora, Q (bl/día)

k (darcys)

P_e y P_w (lb/pg²)

μ (centipoises)

r_e y r_w (mismas unidades)

Puesto que el gasto está a condiciones de yacimiento, se tendrá que afectar por el correspondiente factor de volumen.

III.6. ECUACIONES PARA FLUJO DE GAS.

Estas ecuaciones difieren de las ecuaciones para flujo de líquido, porque el gasto, Q , varía con la presión, debido a que cambia la compresibilidad del gas.

El gasto, afectado por el factor de volumen, está a las condiciones medias de presión, es decir, $(P_e + P_w)/2$. Las ecuaciones son las siguientes :

$$\text{Para flujo lineal, } Q_{CS} = 112.0 \frac{A k (P_1^2 - P_2^2)}{T_f Z \mu L}$$

$$\text{Para flujo radial, } Q_{CS} = 703 \frac{k h (P_e^2 - P_w^2)}{\mu T_f Z \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$\text{Para flujo semiesférico, } Q_{CS} = 703 \frac{k (P_e^2 - P_w^2)}{\mu T_f Z \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}$$

Las unidades de las ecuaciones anteriores, son las siguientes :

Q_{CS} = Gasto de flujo a condiciones estandar, pie³/dia .

A = Area de la sección transversal, pie² .

k = Permeabilidad, darcys .

μ = Viscosidad, centipoises .

P_1, P_2, P_e, P_w = Presiones, lb/pg² .

Z = Factor de compresibilidad del gas

L = Longitud, pies .

h = Altura abierta a producción, pies .

T_f = Temperatura de la formación, °R .

r_e y r_w = Radio exterior e interior, pies .

ln = logaritmo natural .

C A P I T U L O I V

METODO DE CALCULO DEL INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD

IV.1. ANALISIS DEL PROCESO.

Durante la inyección de ácido a la formación, en un tratamiento de estimulación matricial, es de gran significancia la presión superficial de inyección, puesto que, observando su variación conforme aumenta el volumen de fluido inyectado ésta nos puede dar una indicación del incremento de la permeabilidad de la formación y éste a su vez, del incremento en el índice de productividad o inyectividad del pozo.

Originalmente se inicia la inyección con una presión de fondo de tratamiento, ligeramente menor a la presión de fractura de la formación. A esta presión de fondo, corresponde una presión superficial de inyección, con la cual se puede calcular el gasto de inyección, que permanecerá constante durante todo el tratamiento.

Manteniendo este gasto, la presión superficial de inyección sufrirá variaciones, durante el tratamiento con el ácido, tendiendo a disminuir. Esta disminución se debe a que el ácido, al penetrar por los canales naturales de la formación, reacciona con la roca, provocando un incremento en la permeabilidad de la formación y originando que el ácido fluya más fácilmente, es decir, que se tenga una menor restricción al flujo. Este aumento de la permeabilidad será registrado en la superficie por medio del descenso en la presión superficial de inyección.

Cuando el incremento en la permeabilidad de la formación es mínimo, la presión superficial de inyección tiende a permanecer constante. Esto puede deberse a que el ácido ya está gastado y su reacción con la roca es nula. Por consiguiente, - cuando se inyecte un volumen de tratamiento, previamente calculado, y se observe este comportamiento de la presión superficial de inyección, puede suspenderse la operación, dándose por concluida.

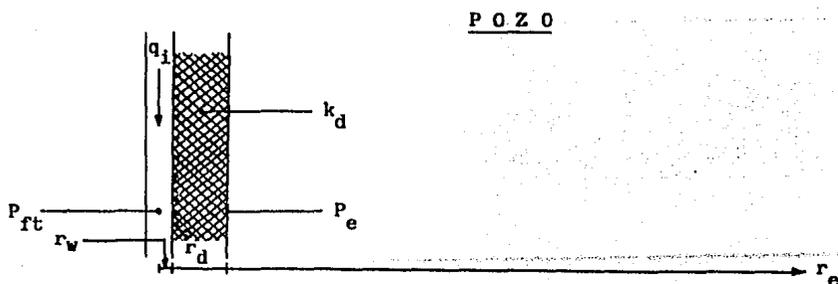
IV.2. DERIVACIONES MATEMATICAS.

Inicialmente se inyectará con una presión de fondo de tratamiento, ligeramente menor a la presión de fractura de la formación.

$$P_{ft} \approx P_f \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (1)$$

En el cálculo del gasto de inyección, se considera lo siguiente :

- a).- El bache inicialmente inyectado será HCl. Esto permitirá alcanzar las condiciones de presión de fondo de tratamiento y gasto de inyección, requeridas. Este último permanecerá constante durante todo el tratamiento.
- b).- El HCl satura 100% a la roca.
- c).- Puesto que la zona dañada es la que restringe el flujo del fluido inyectado, debido a su baja permeabilidad, - el cálculo del gasto de inyección se hará desde el radio del pozo hasta el radio dañado (r_w a r_d). Ver figura.



Aplicando la ecuación de Darcy (Flujo Radial) para determinar el gasto de inyección (q_1).

$$q_1 = \frac{2 \pi k_d h (P_{ft} - P_e)}{\mu_{ac} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)} \quad . \quad . \quad . \quad (2)$$

Transformando a unidades de campo,

$$q_1 = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_d h (P_{ft} - P_e)}{\mu_{ac} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)} \quad . \quad . \quad (3)$$

donde, k_d (mD)

h (pies)

μ_{ac} (cp)

r_d y r_w (unidades consistentes)

P_{ft} y P_e (lb/pg²)

q_1 (bl/min)

En esta ecuación, el valor de la permeabilidad de la zona dañada (k_d) puede verificarse, durante la inyección del ácido, registrando la presión superficial y el gasto de inyección.

El valor de la viscosidad del bache inicial, debe estar a las condiciones de temperatura del fondo del pozo.

Si por alguna razón, no se cuenta con la presión de fondo de tratamiento (P_{ft}), ésta puede calcularse utilizando el proceso descrito en el capítulo II.

Sustituyendo en la ecuación (3) a,

$$P_{ft} = P_s + P_{ca} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (4)$$

y, considerando la inyección de HCl-HF, nos queda :

$$q_i = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_d h (P_s + P_{ca} - P_e)}{\mu_{ac} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}$$

Despejando la presión superficial de inyección (P_s),

$$P_s = \frac{q_i \mu_{ac} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}{(4.917 \times 10^{-6}) k_d h} + P_e - P_{ca} \quad . \quad . \quad . \quad (5)$$

Agrupando los valores constantes,

$$P_s = C_1 \frac{\mu_{ac}}{k_d} + C_2 \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (6)$$

Aquí ,

$$C_1 = \frac{q_i \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}{(4.917 \times 10^{-6}) h}$$

y

$$C_2 = P_e - P_{ca}$$

La viscosidad del HCl-HF variará, conforme se gasta, debido a la reacción con la roca, durante el tratamiento.

Como se puede observar en la ecuación (6), al incrementarse la permeabilidad de la formación, la presión superficial de inyección disminuye. Esto se debe a que ocurre una disminución de la restricción al flujo, del ácido, debido a la disolución de la roca.

Despejando la permeabilidad (k_d) de la ecuación (6),

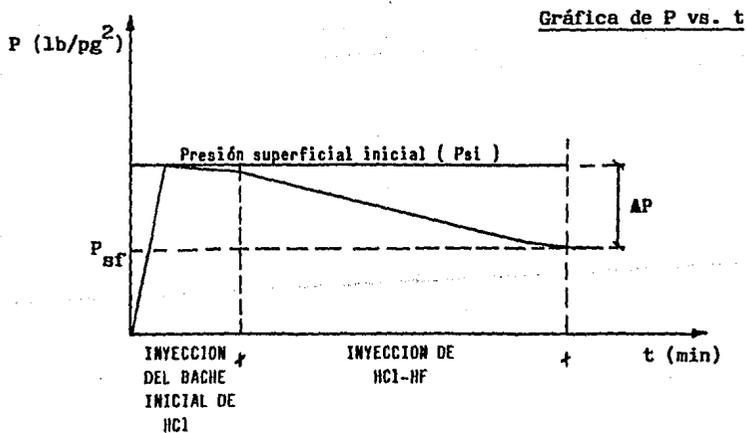
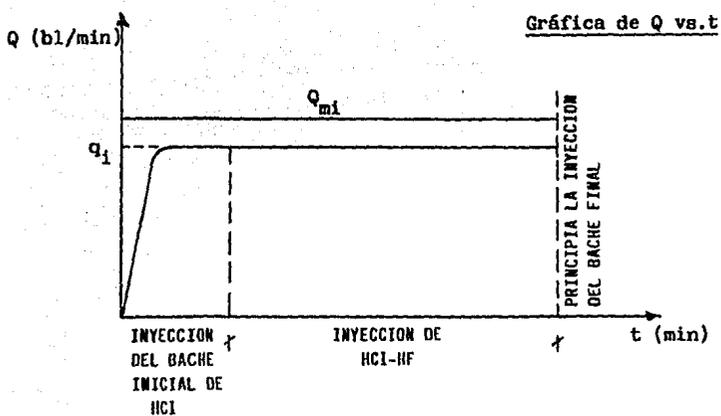
$$k_d = \frac{\mu_{ac} C_1}{P_s - C_2} \quad . \quad . \quad . \quad (7)$$

Con esta ecuación podemos determinar la permeabilidad conforme varía la presión superficial de inyección, durante el tratamiento de estimulación.

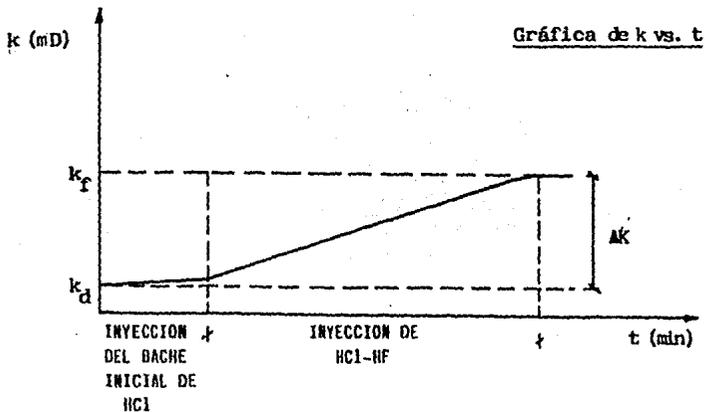
Puede observarse, también, en la ecuación (6), que cuando la variación de la permeabilidad ya no es muy significativa, la presión superficial de inyección tiende a permanecer constante.

De las gráficas siguientes, se puede observar lo mencionado anteriormente .

Registrando los valores de presión superficial y gasto, conforme transcurre el tiempo de tratamiento, se pueden obtener gráficas como las siguientes :



Aplicando la ecuación (7), se pueden obtener valores de permeabilidad con sus correspondientes presiones superficiales y, haciendo una gráfica de permeabilidad contra tiempo,



De las gráficas y ecuaciones anteriores, se puede concluir - que: Un volumen de ácido excesivo, para el tratamiento de - estimulación, puede dejarse de inyectar cuando estos valores de presión superficial de inyección y de permeabilidad, tien den a permanecen constantes.

Por otro lado, aplicando la ecuación de Darcy (Flujo Radial) para calcular el incremento en el índice de productividad, - (IIP) :

$$J_i = \frac{q_{ii}}{P_{rti} - P_e} = \frac{2 \pi k_d h}{\mu_{aci} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}$$

$$J_f = \frac{q_{if}}{P_{rtf} - P_e} = \frac{2 \pi k_f h}{\mu_{acf} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}$$

se tiene que :

$$IIP = \frac{J_f}{J_i} = \frac{\frac{2 \pi k_f h}{\mu_{acf} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}}{\frac{2 \pi k_d h}{\mu_{aci} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}} = \frac{k_f}{k_d} \frac{\mu_{aci}}{\mu_{acf}} \quad . \quad (8)$$

Sustituyendo la permeabilidad final (k_f), obtenida con el ácido y, la permeabilidad de la zona dañada (k_d), nos queda:

$$IIP = \frac{\frac{q_{if} \mu_{acf} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}{4.917 \times 10^{-6} h (P_{sf} + C)} \left(\frac{\mu_{aci}}{\mu_{acf}} \right)}{\frac{q_{ii} \mu_{aci} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)}{4.917 \times 10^{-6} h (P_{si} + C)} \left(\frac{\mu_{acf}}{\mu_{aci}} \right)} \quad . \quad (9)$$

Simplificando,

$$IIP = \frac{q_{if} (P_{si} + C)}{q_{ii} (P_{sf} + C)} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (9)$$

Ya que, el gasto de inyección permanece constante durante el tratamiento,

$$q_{if} = q_{ii}$$

por lo tanto nos queda :

$$IIP = \frac{P_{si} + C}{P_{sf} + C} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (10)$$

Aquí , $C = 0.433 \rho_{ac} D - P_e$

Con la ecuación (10), se calcula el incremento en el índice de productividad (IIP), a diferentes valores de presión superficial, durante el tratamiento, de las areniscas estimuladas matricialmente.

IV.3. ALGORITMO DE CALCULO.

Un simple y sencillo procedimiento, es el que se tiene que seguir para calcular el incremento en el índice de productividad del pozo. Este procedimiento es el siguiente :

1.- Registrar en una tabla los siguientes parámetros :

- Tiempo, (min).
- Presión superficial, (lb/pg²) .
- Volumen inyectado, (bls) .
- Incremento en el índice de productividad, (adim) .

2.- Calcular el incremento en el índice de productividad con la siguiente ecuación.

$$IIP = \frac{P_{si} + C}{P_{sf} + C}$$

donde, $C = 0.433 \rho_{ac} D - P_e$

IV.4. EJEMPLOS DE CALCULO.

Estos ejemplos se presentan para ilustrar el procedimiento anterior.

Los valores utilizados en estos ejemplos, son supuestos.

Ejemplo No. 1

En un intervalo de tratamiento, con un espesor de 49.2 pies, se inyectará un bache inicial de HCl al 15% (60 bls). Después de éste, 481 bls. de HCl-HF (12% y 3%) con una presión inicial de 1430 lb/pg² y un gasto de inyección de 1.37 bl/min.

Nota. Cuando se observa que la variación de la presión ya es nula, se suspende el bombeo del ácido (HCl-HF).

1.- Tabla de registro de parámetros.

| <u>Tiempo</u> <u>(min)</u> | <u>P_s</u> (lb/pg ²) | <u>Vol.iny.</u> <u>(bls)</u> | <u>IIP</u> |
|-------------------------------|--|---------------------------------|------------|
| 0 | 1430 | 0 | — |
| 20 | 1420 | 27.4 | 1.0033 |
| 40 | 1410 | 54.8 | 1.0066 |
| 60 | 1385 | 82.2 | 1.0150 |
| 80 | 1350 | 109.6 | 1.0270 |
| 100 | 1315 | 137.0 | 1.0393 |
| 120 | 1285 | 164.4 | 1.0500 |
| 140 | 1250 | 191.8 | 1.0629 |
| 160 | 1215 | 219.2 | 1.0760 |
| 180 | 1185 | 246.6 | 1.0876 |
| 200 | 1150 | 274.0 | 1.1014 |
| 220 | 1117 | 301.4 | 1.1147 |
| 240 | 1107 | 328.8 | 1.1188 |
| 260 | 1100 | 356.2 | 1.1217 |
| 280 | 1100 | 383.6 | 1.1217 |

2.- Incremento en el índice de productividad.

Los valores del IIP, en la tabla anterior, son obtenidos por sustitución de la presión superficial, a diferentes tiempos, en la siguiente ecuación .

Cálculo de C :

$$C = 0.433 \rho_{ac} D - P_e =$$

$$C = (0.433)(1.0739)(7136) - 1707 =$$

$$C = 1611.23 \frac{lb}{pg^2}$$

Cálculo del IIP :

$$IIP = \frac{P_{si} + C}{P_{sf} + C} =$$

$$IIP = \frac{1430 + 1611.23}{P_{sf} + 1611.23} =$$

$$IIP = \frac{3041.23}{P_{sf} + 1611.23}$$

ver tabla.

Incremento máximo en el índice de productividad :

$$\underline{IIP = 1.1217}$$

Ejemplo No. 2

Se inyectarán 251 bls. de HCl-HF (9% y 6%) a la formación, - con una presión inicial de 1345 lb/pg² y un gasto de inyección de 0.76 bl/min. El bache inicial será HCl al 15% (60 - bls). El espesor de la formación es de 49.2 pies.

Nota. Cuando se observa que la variación de la presión ya es nula, se suspende el bombeo del ácido.

1.- Tabla de registro de parámetros.

| <u>Tiempo (min)</u> | <u>P_B (lb/pg²)</u> | <u>Vol. iny. (bls)</u> | <u>IIP</u> |
|-------------------------|--|----------------------------|------------|
| 0 | 1345 | 0 | — |
| 20 | 1335 | 15.204 | 1.0033 |
| 40 | 1325 | 30.408 | 1.0066 |
| 60 | 1287 | 45.612 | 1.0194 |
| 80 | 1235 | 60.816 | 1.0375 |
| 100 | 1185 | 76.02 | 1.0554 |
| 120 | 1135 | 91.224 | 1.0739 |
| 140 | 1080 | 106.428 | 1.0952 |
| 160 | 1030 | 121.632 | 1.1152 |
| 180 | 980 | 136.836 | 1.1359 |
| 200 | 925 | 152.04 | 1.1597 |
| 220 | 905 | 167.244 | 1.1686 |
| 240 | 900 | 182.448 | 1.1708 |
| 260 | 900 | 197.652 | 1.1708 |

2.- Incremento en el índice de productividad.

Los valores del IIP, en la tabla anterior, son obtenidos por sustitución de la presión superficial, a diferentes tiempos, en la siguiente ecuación.

Cálculo de C :

$$C = 0.433 \rho_{ac} D - P_e =$$

$$C = (0.433)(1.0739)(6725.72) - 1422.3 =$$

$$C = 1705.15 \frac{lb}{pg^2}$$

Cálculo del IIP :

$$IIP = \frac{P_{si} + C}{P_{sf} + C} =$$

$$IIP = \frac{1345.14 + 1705.15}{P_{sf} + 1705.15}$$

$$IIP = \frac{3050.29}{P_{sf} + 1705.15}$$

ver tabla

Incremento máximo en el índice de productividad :

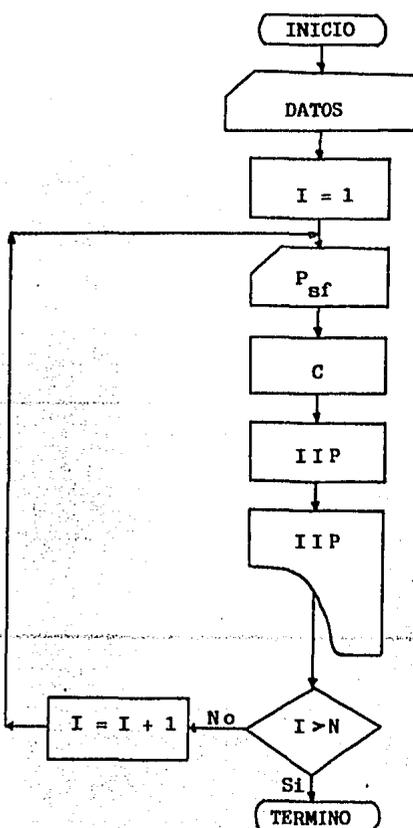
$$\underline{IIP = 1.1708}$$

IV.5. PROGRAMA DE COMPUTO.

El siguiente programa se utilizará para calcular el incremento en el índice de productividad del pozo. Para esto, será necesario alimentar a la computadora con los datos de presión superficial, que se van teniendo durante la operación de estimulación. Este programa, debe utilizarse en el momento de la operación.

Diagrama de flujo.

Este se tomará como base para la programación en cualquier tipo de computadora.



Listado del programa.

El siguiente listado puede ser teclado, corrido y verificado, por medio de un ejemplo de cálculo, en una computadora - Texas Instruments modelo 58 ó 59. Esta computadora es de rápido y fácil manejo y puede ser utilizada en la misma operación de estimulación matricial.

| <u>PASO</u> | <u>INSTRUCCIONES</u> | <u>VAR. ALM.</u> | <u>COMENTARIOS</u> |
|-------------|-----------------------|------------------|--------------------|
| 000 | 2nd Lbl A STO 00 | factor | — |
| 005 | R/S STO 01 | ρ_{ac} | gx/ax |
| 008 | R/S STO 02 | D | pies |
| 011 | R/S STO 03 | P_e | lb/pg ² |
| 014 | R/S STO 04 | P_{si} | lb/pg ² |
| 017 | R/S STO 05 | P_{sf} | lb/pg ² |
| 020 | 2nd Lbl B | | |
| 022 | RCL 00 X RCL 01 X | | |
| 028 | RCL 02 - RCL 03 = | | |
| | STO 06 R/S | C | lb/pg ² |
| 037 | (RCL 04 + RCL 06) ÷ | | |
| 045 | (RCL 05 + RCL 06) = | | |
| 053 | STO 07 R/S | IIP | adim. |

Ejemplo de aplicación del programa.

| <u>PASO</u> | <u>INTRODUZCA</u> | <u>PRESIONE</u> | <u>APARECE EN PANT.</u> | <u>COMENTARIOS</u> |
|-------------|-------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------------|
| 1 | 0.433 | A | mismo valor | factor |
| 2 | 1.0739 | R/S | " " | ρ_{ac} , gr/cc |
| 3 | 6725.72 | R/S | " " | D, pies |
| 4 | 1422.3 | R/S | " " | P_e , lb/pg ² |
| 5 | 1345.14 | R/S | " " | P_{si} , lb/pg ² |
| 6 | 900.0 | | | P_{sf} , lb/pg ² |
| | | B | 1705.15 | C, lb/pg ² |
| | | R/S | 1.1708 | IIP, adim. |

Se debe alimentar a la computadora con el valor de P_{sf} , leído del manómetro, en cada lapso de tiempo. Este valor, debe almacenarse en la memoria 05 .

C A P I T U L O V

APLICACION DEL METODO EN OPERACIONES DE CAMPO

Este método, como ya se dijo, puede ser aplicado en el campo, puesto que, es necesario tener una medición del incremento en el índice de productividad del pozo.

Para la aplicación del método, es necesario seguir paso a paso el siguiente programa de actividades.

V.1. PROGRAMA DE ACTIVIDADES.

1.- Recopilar datos.

Los datos requeridos para iniciar el cálculo del incremento en el índice de productividad, deben ser datos confiables del campo. Estos, son los siguientes :

- Profundidad del intervalo disparado (D), pies.
- Presión estática del yacimiento, cerca del pozo (P_e), lb/pg².
- Densidad del ácido clorhídrico (ρ_{ac}), gr/cc .
- Presión superficial de inyección inicial (P_{si}), lb/pg²

2.- Instalar el equipo necesario para controlar la operación de estimulación matricial.

Este equipo consiste de un graficador de presión. Este es necesario para tener un registro continuo de las presiones superficiales de inyección, que se tienen desde el inicio de la operación.

El graficador de presión puede colocarse en la línea de inyección al pozo.

El graficador nos puede dar una mayor exactitud y confiabilidad en la medición de la presión, esto es con el fin de poder realizar los cálculos del incremento en el índice de productividad, con mayor certeza y así, obtener resultados más confiables. Además, se recomienda utilizar un manómetro adecuado para poder hacer las lecturas precisas.

La bomba, debe contar con un medidor de gasto, confiable. Esto se requiere, puesto que, debemos controlar la operación de la bomba para que nos dé el gasto deseado. Este gasto permanecerá constante, durante el tratamiento.

3.- Definir las etapas de inyección del tratamiento.

Primero. Se inyectará un bache lavador inicial de HCl al 15%. En esta etapa, se debe estabilizar el gasto y la presión superficial de inyección. El volumen utilizado será de 50 galones por cada pie de intervalo disparado. Esto se hace, como ya se dijo, para remover las partículas de calcita y así, evitar precipitados y para formar una barrera entre el HCl-HF y la salmuera de la formación.

Segundo. Se inyectará el volumen de HCl-HF que se calculó en el diseño.

Tercero. Se inyectará HCl (3% al 10%) en una cantidad igual al volumen de HCl-HF. Si no se cuenta con éste, inyectar aceite diesel en la misma cantidad. Este será el fluido desplazante.

4.- Iniciar la inyección de los fluidos.

- a) Etapa 1. Se inicia el bombeo del bache lavador inicial de HCl al 15% en peso. En esta etapa, se hacen lecturas de presión y gasto de inyección, periódicamente, hasta la estabilización de éstos y, se registran en una tabla.
- b) Etapa 2. Sin alterar el gasto de inyección, se inicia el bombeo del HCl-HF y se toman lecturas de presión a cada 5 minutos, registrándose en una tabla. En esta etapa, se observa la mayor disminución de la presión. Las lecturas de presión concluirán hasta que ya no se observe una variación significativa de ésta, lo cual nos indicará que la permeabilidad de la formación, en la zona dañada, ya no sufre cambio. Se suspende la inyección y se pasa a la siguiente etapa.
- c) Etapa 3. Se bombea el bache desplazante de HCl e Diesel y termina el bombeo.

5.- Calcular el incremento en el índice de productividad del pozo.

Utilizando el programa de compute prepuesto, introducir los valores registrados para calcular el correspondiente incremento en el índice de productividad. Reportar el IIP final del tratamiento.

6.- Elaborar gráficas.

Con los valores de presión y/o IIP obtenidos, se elaboran las gráficas de P_g y/o IIP vs. t (tiempo) ó V (volumen inyectado), para poder observar el comportamiento.

Nota. Este procedimiento es aplicado a pozos productores de aceite y de gas; con la única variante de que, en un pozo de gas, el diesel no será utilizado como bache - desplazante.

V.2. EJEMPLO DE APLICACION.

Para mostrar la secuencia del programa de actividades, se te
mó como referencia, el ejemplo No.1 del capítulo anterior.

1.- Recopilar datos.

Los datos necesarios, obtenidos en el campo, son :

$$D = 7136 \text{ pies}$$

$$P_e = 120 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_{si} = 1430 \text{ lb/pg}^2 \quad (\text{obtenida del diseño})$$

$$\rho_{ac} = 1.0739 \text{ gr/cc} \quad (\text{obtenido de la tabla No.1})$$

2.- Equipo necesario para el control de la operación.

Se cuenta con un graficador de presión, para tener un re
gistro continuo de la Presión superficial de inyección.

La bomba es regulada a las emboladas por minuto, necesari-
as, para obtener el gasto de inyección de 1.37 bl/min
ó lo más aproximado posible.

3.- Definición de las etapas de inyección.

- a) Un bache lavador de HCl al 15% en peso. La cantidad -
calculada es de 60 bls.
- b) HCl-HF (12% y 3%). El volumen total calculado es de -
481 bls,
- c) Aceite diesel. El volumen a utilizar será el mismo -
que el anterior, es decir, 481 bls.

4.- iniciar la inyección de los fluidos.

- a) Etapa 1. Se bombea el bache lavador de HCl. En esta etapa, se alcanza la estabilización de la presión y el gasto de inyección. Se toman lecturas de presión superficial (en este caso, se tomaron con un lapso de tiempo de 20 minutos) y se registran en la tabla. Terminada la inyección, se pasa a la siguiente etapa.
- b) Etapa 2. Manteniendo el gasto constante, se inicia el bombeo del HCl-HF. Se toman las lecturas de presión superficial, a cada 20 minutos y se registran en la tabla. Terminada la inyección, se pasa a la siguiente etapa.

Tabla de registro.

| <u>LECTURA</u> | <u>TIEMPO (min)</u> | <u>P_s (lb/pg²)</u> | <u>VOL. INY. (bls)</u> | <u>IIP</u> |
|----------------|-------------------------|--|----------------------------|------------|
| 1 | 0 | 1430 | 0 | — |
| 2 | 20 | 1420 | 27.4 | 1.0033 |
| 3 | 40 | 1410 | 54.8 | 1.0066 |
| 4 | 60 | 1385 | 82.2 | 1.0150 |
| 5 | 80 | 1350 | 109.6 | 1.0270 |
| 6 | 100 | 1315 | 137.0 | 1.0393 |
| 7 | 120 | 1285 | 164.4 | 1.0500 |
| 8 | 140 | 1250 | 191.8 | 1.0629 |
| 9 | 160 | 1215 | 219.2 | 1.0760 |
| 10 | 180 | 1185 | 246.6 | 1.0876 |
| 11 | 200 | 1150 | 274.0 | 1.1014 |
| 12 | 220 | 1117 | 301.4 | 1.1147 |
| 13 | 240 | 1107 | 328.8 | 1.1188 |
| 14 | 260 | 1100 | 356.2 | 1.1217 |
| 15 | 280 | 1100 | 383.6 | 1.1217 |

- c) Etapa 3. Se inicia el bombeo del bache desplazante de aceite diesel .

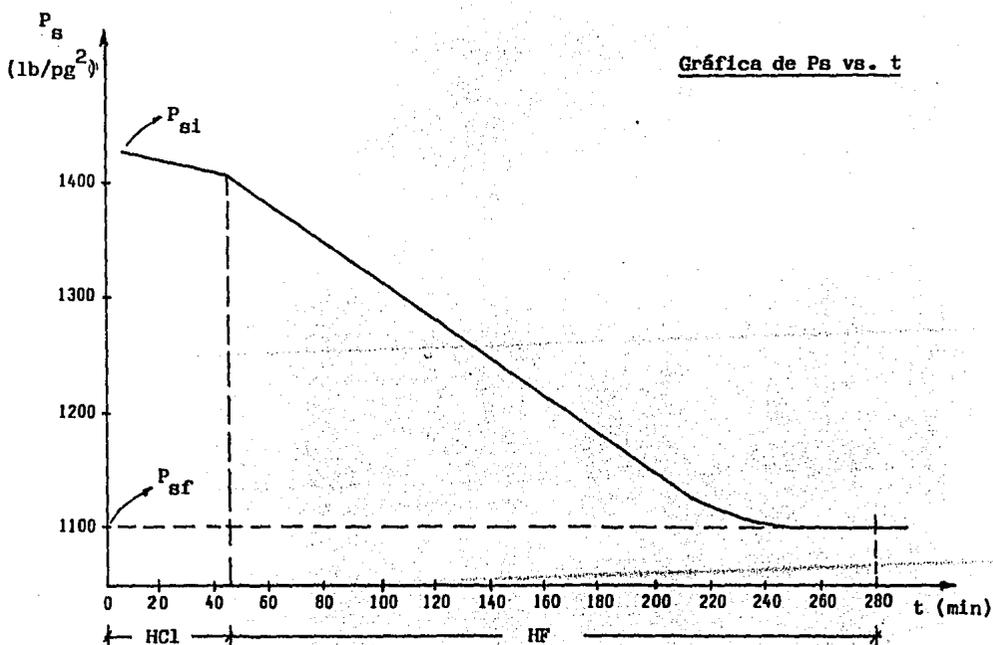
5.- Calcular el IIP .

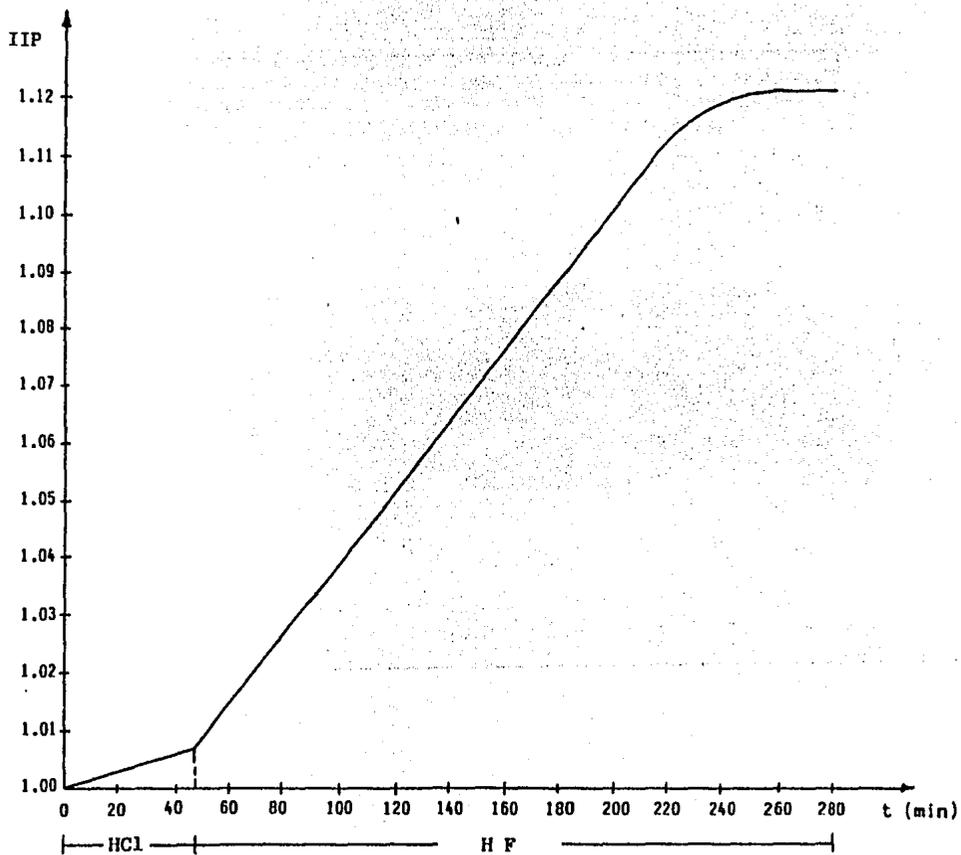
En cada lectura, el valor de la presión superficial se introduce a la computadora y se obtienen los valores del IIP de la tabla anterior.

Observar que el incremento máximo en el IP es de 1.1217

6.- Elaborar gráficas.

Después de la operación, se desean construir las siguientes gráficas :



Gráfica de IIP vs. t

C A P I T U L O V I

CONCLUSIONES

- 1.- Se ha definido una expresión sencilla para calcular el incremento en el índice de productividad. Esta expresión toma como base, mantener un gasto de inyección constante durante el tratamiento de estimulación matricial.
- 2.- La técnica definida, para calcular el IIP, puede aplicarse fácilmente en las operaciones de estimulación matricial que se realizan en los pozos, en donde la formación dañada es arenisca. El método, nos proporciona un valor rápido y aproximado del IIP en el momento de la operación.
- 3.- En este método, donde se mantiene el gasto de inyección constante, se observa que la presión superficial declina hasta un cierto valor, el cual es indicativo de que el bombeo del ácido, ya no es necesario.
- 4.- El método permite un ahorro del ácido que se tenía planeado utilizar. Con esto se reduce considerablemente, el tiempo de estimulación y este mismo puede ser aprovechado para poner más pronto a producir el pozo.
- 5.- El programa de cómputo propuesto, para calcular el IIP, se debe utilizar en el momento de la operación, introduciendo a la computadora, los valores leídos de presión superficial. Esto permite hacer un registro para observar, qué tan rápido se va incrementando el índice.

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

C = Constante, (lb/pg²) .

C_1 = Constante

C_2 = Constante

D = Profundidad del intervalo disparado, (pies) .

G_a = Gradiente del ácido (HCl), (psi/pie) .

G_f = Gradiente de fractura de la formación, (psi/pie) .

h = Espesor del intervalo disparado, (pies) .

HF = Concentración del HF, (%) .

I = Contador

IIP = Incremento en el índice de productividad, (adim) .

J_i = Índice de inyectividad inicial del pozo, (bl/min-psi) .

J_f = Índice de inyectividad final del pozo, (bl/min-psi) .

k_d = Permeabilidad de la zona dañada, (mD) .

k_f = Permeabilidad final de la zona dañada, después del tratamiento, (mD) .

\bar{K} = Permeabilidad promedio del yacimiento, (mD) .

ln = logaritmo natural .

μ_{ac} = Viscosidad del ácido (HCl ó HCl-HF), medida a las condiciones de temperatura de fondo del pozo, (cp) .

μ_{aci} = Viscosidad inicial del ácido, (cp) .

μ_{acf} = Viscosidad final del ácido, (cp) .

N = Número de lecturas de la presión superficial.

P_{ca} = Presión generada por la columna del ácido (HCl), sobre el fondo del pozo, (lb/pg²) .

P_e = Presión estática del yacimiento, cerca del agujero, -
(lb/pg²) .

P_f = Presión de fractura de la formación, (lb/pg²) .

P_{ft} = Presión de fondo de tratamiento, (lb/pg²) .

P_{fti} = Presión de fondo de tratamiento inicial, (lb/pg²) .

P_{ftf} = Presión de fondo de tratamiento final, (lb/pg²) .

P_s = Presión superficial de inyección, (lb/pg²) .

P_{si} = Presión superficial de inyección inicial, (lb/pg²) .

P_{sf} = Presión superficial de inyección final, (lb/pg²) .

π = Constante, (3.1416) .

Q_{mi} = Gasto máximo de inyección, (bl/min) .

q_i = Gasto de inyección, (bl/min) .

q_{ii} = Gasto de inyección inicial, (bl/min) .

q_{if} = Gasto de inyección final, (bl/min) .

q_e = Gasto específico, (bl/min-pie) .

r_d = Radio dañado, (pg) .

r_e = Radio de drene, (pg) .

r_s = Radio de estimulación, (pg) .

r_w = Radio del pozo, (pg) .

ρ_{ac} = Densidad del ácido clorhídrico, (gr/cc) .

t_f = Temperatura de la formación, (°F) .

V_o = Volumen corregido de HCl-HF, (gal/pie) .

V_o = Volumen de HCl-HF leído de la gráfica, (gal/pie) .

V_t = Volumen total de HCl-HF, (bls) .

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

- 1.- THOMAS O. ALLEN Y ALAN P. ROBERTS
"PRODUCTIONS OPERATIONS" (2 VOLUMENES)
OIL & GAS CONSULTANTS INTERNATIONAL, INC.
TULSA, OKLA. U.S.A. 1978.
- 2.- CARL GATLIN
"PETROLEUM ENGINEERING (DRILLING & WELL COMPLETIONS)"
PRENTICE - HALL, INC.
ENGLEWOOD CLIFFS, N.J. 1960.
- 3.- FRANCISCO GARAICOHEA PETRIRENA
"APUNTES SOBRE ESTIMULACIONES DE POZOS"
U.N.A.M., FACULTAD DE INGENIERIA.
MEXICO, D.F. 1981.
- 4.- WILLIAMS, GIDLEY Y SCHECHTER
"ACIDIZING FUNDAMENTALS"
S.P.E. OF A.I.M.E.
DALLAS, TEXAS. U.S.A. 1979.
- 5.- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS
"PETROLEUM TRANSACTIONS REPRINT SERIES" (VOLS. 5 y 5a)
S.P.E. OF A.I.M.E.
DALLAS, TEXAS. 1970 y 1978.
- 6.- H. C. SLIDER
"PRACTICAL PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING METHODS"
THE PETROLEUM PUBLISHING COMPANY
TULSA, OKLAHOMA. U.S.A. 1976

- 7.- FRANK W. COLE
"RESERVOIR ENGINEERING MANUAL"
GULF PUBLISHING COMPANY
HOUSTON, TEXAS. 1969.
- 8.- MORRIS MUSKAT
"PHYSICAL PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION"
INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION"
BOSTON, M.A. U.S.A. 1981.
- 9.- JAMES W. AMIX, DANIEL M. BASS, JR. , ROBERT L. WHITING
"PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING (PHYSICAL PROPERTIES)"
MC. GRAW HILL BOOK COMPANY
EDICION 1980.