

Universidad Nacional de Ingeniería  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**” Uso de Surfactantes en el  
Tratamiento Químico en Pozos  
de la Selva Norte del Perú“**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO**

**ROBERTO SALCEDO MONCADA**

**LIMA - PERU - 1987**

## INDICE

Pág.

INTRODUCCION

CAPITULO I TEORIA DEL SURFACTANTE

Concepto del surfactante

Característica de los surfactantes

Clases de Surfactantes

Aniónico

Catiónico

No Iónico

Anfotéricos

Mecanismo de los Surfactantes

6

Tensión Superficial

6

Mojabilidad

8

Solubilidad

10

Mezclas de Surfactantes

11

Tensión Interfacial

12

	Pág.
CAPITULO II USO Y ACCION DE LOS SURFACTANTES	14
Acción de los Surfactante Aniónicos	14
Acción de los Surfactantes Catiónicos	15
Acción de los Surfactantes No Iónicos	15
Acción de los Surfactantes Anfotéricos	15
Uso de los Surfactantes en trabajos con	
Acido	16
Tratamientos por Acido y Surfactante	16
Acido Clorhídrico	18
Servicio CLAYSOL	19
PAD ACIDO	21
Principales Surfactantes y Solventes usados	
en la estimulación de pozos en la Selva Norte	
del Perú.	22
TRI-S, Surfactante	23
Hyflo-IV, surfactante	23
PARID PD-72, surfactante	25
Tolueno, solvente	26
Paragon, solvente	26
SOLVENTES MUTUALES y su aplicación	26
MUSOL-A	27

	Pág.
CAPITULO III SELECCION DE SURFACTANTES PARA PREVENIR O ELIMINAR DAÑOS DE FORMACION	29
Estimulación del Pozo con Surfactantes y diseño del tratamiento	36
Pruebas de emulsión y compatibilidad con muestras de petróleo crudo y ácido	39
Prevención de daños al pozo	54
CAPITULO IV APLICACIONES Y RESULTADOS ECONOMICOS	56
Ejemplos de Pozos donde se ha usado surfac tantes en el tratamiento químico y sus re- sultados económicos.	56
CONCLUSIONES	66

## INTRODUCCION

La presente investigación es producto de la experiencia obtenida a través de desempeño profesional en el área de Ingeniería de Petróleo y por medio del cual intento presentar en forma ordenada el trabajo que se realiza en los pozos de la Selva norte del Perú básicamente en lo que se refiere a los tratamientos químicos y específicamente al uso de los surfactantes.

En el Primer capítulo se desarrolla la teoría de los Surfactantes mencionando concepto, clases y mecanismos de acción.

El Segundo Capítulo está referido a una descripción pormenorizada del uso de los surfactantes en el tratamiento químico de los pozos.

El Capítulo Tercero está dedicado a los mecanismos de Selección de los surfactantes para prevenir daños al pozo.

Finalmente el capítulo cuarto presenta la aplicación de los surfactantes y sus resultados económicos en los pozos de la Selva Norte del Perú.

Por último cabe destacar que el objetivo principal que ha guiado la presente investigación ha sido presentar en forma más o me-

nos sistemática la experiencia obtenida en lo referente a la importancia de los tratamientos químicos, el uso de los agentes tenso-activos o surfactantes en el pozo, así como presentar información concreta a todas aquellas personas que se encuentren interesados - en el tema.

## CAPITULO I

### TEORIA DEL SURFACTANTE

#### Concepto del Surfactante

Los surfactantes llamados también agentes tenso-activos son compuestos químicos empleados como emulsificantes, solubilizadores, detergentes o agentes dispersantes. Los surfactantes permiten hacer mezclas homogéneas; dispersiones o emulsiones de sustancias aceitosas o cerosas con agua; dispersar sólidos en líquidos; o dispersar mutuamente líquidos insolubles en otros líquidos.

El termino tenso-activo, se deriva del hecho de que éstos compuestos causan una variación en las fuerzas superficiales de un líquido, en relación a otros líquidos, gases o sólidos.

Dependiendo como se use, un surfactante puede llamarse emulsificante; solubilizante; agente dispersante; humedecedor; o detergente.

Se llama surfactante tenso-activo cuando éste es usado para hacer una mezcla de sustancias aceitosas o cerosas con agua obteniendo un producto opaco y si la emulsión obtenida es clara, el surfactante se llama solubilizante. Se denomina agente dispersante a un

agente tenso-activo empleado para solubilizar o dispersar sólidos en líquidos, o para dispersar líquidos mutuamente insolubles en otros líquidos distintos al agua. Un agente tenso-activo que se emplea para hacer que los sólidos se incorporen rápidamente a los líquidos, se denomina agente humedecedor, o agente penetrante.

#### Característica de los Surfactantes

El Surfactante puede ser definido como una molécula que se adsorbe en una interface y que tiene la capacidad de alterar las condiciones prevalecientes. Químicamente un surfactante tiene afinidad tanto por el agua como por el aceite. La molécula de surfactante tiene dos componentes, uno que es soluble en aceite, y el otro - que es soluble en agua. Por ende, la molécula es parcialmente soluble tanto en agua como en aceite. Esto promueve que el surfactante se acumule en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un sólido.

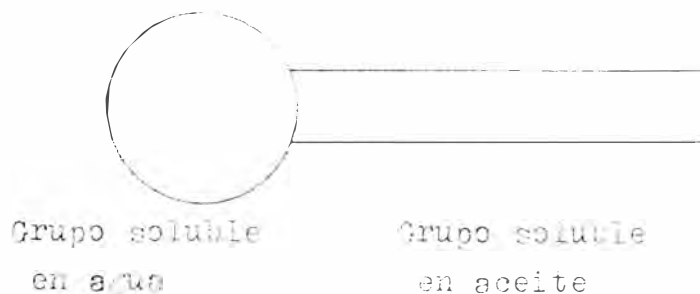
Los surfactantes también pueden reducir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles adsorbiéndose en las interfases entre los líquidos, y pueden reducir la tensión superficial y cambiar los ángulos de contacto adsorbiéndose en las interfases entre un líquido y los sólidos.

Los surfactantes o agentes tenso-activos, son químicos que pueden favorecer o desfavorecer el flujo de fluido a la vecindad del pozo y son por lo tanto considerados muy en cuenta en los trabajos de comple tación de pozos, limpieza de pozos y estimulación de pozos



Los surfactantes son composiciones químicas, los cuales tienen un grupo químico soluble en aceite (lipofílico) y un grupo químico soluble en agua (grupo hidrofílico).

La acción primaria de un surfactante es debido a las fuerzas electrostáticas, un surfactante es clasificado por la naturaleza iónica de las moléculas del grupo soluble en agua. Esquemáticamente, la parte soluble en agua de la molécula es representada por un círculo y la parte soluble al petróleo por una barra, por ejemplo



#### Clases de Surfactantes.

Los surfactantes pueden clasificarse en cuatro grupos mayores dependiendo de la naturaleza del grupo de solubilidad en agua. Esta división es:

Aniónico

Catiónico

No iónico

Anfotérico

Los surfactantes aniónicos están compuestos por moléculas en las cuales el grupo de solubilidad en agua está cargada negativamente donde  $M^+$  representa un ión positivo tal como  $Na^+$ .

Algunos ejemplos de los surfactantes aniónicos son:

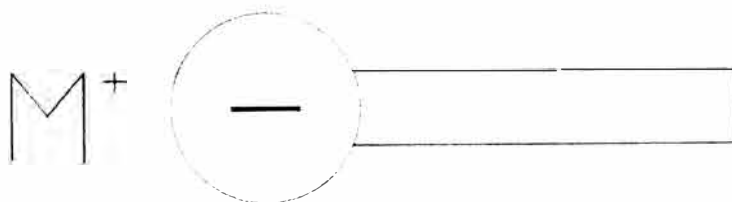
Sulfatos

Sulfonatos

Fosfatos

Fosfonatos

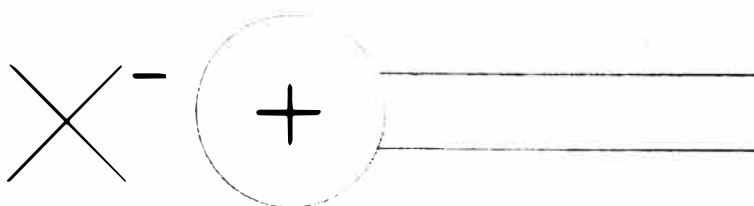
Los surfactantes aniónicos más comunes son los sulfonatos y sulfatos. Actualmente los surfactantes aniónicos son los más usados



Representación de un surfactante aniónico

Por lo general, la industria petrolera los emplea como agentes emulsificantes, retardadores y limpiadores.

Los surfactantes catiónicos están compuestos de moléculas en las cuales el grupo de solubilidad en el agua está cargado positivamente. El modelo de un surfactante catiónico se representa en la segunda figura

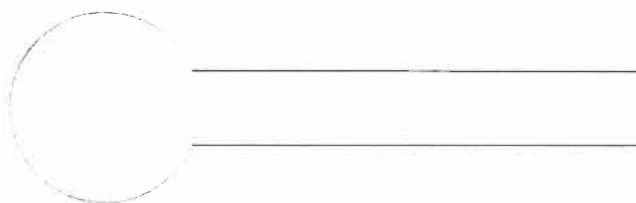


Representación de un surfactante catiónico

donde  $X^-$  representa un ión negativo como el  $Cl^-$ . La mayoría de los surfactantes catiónicos son compuestos por químicas, tales como el Cloruro de Amonia cuaternario.

Los principales usos de los surfactantes catiónicos en la industria petrolera son como anti-emulsificantes, inhibidores de corrosión y bactericidas.

Los surfactantes no Iónicos, son moléculas organicas, las cuales no iónizan, consecuentemente permanecen sin ninguna carga eléctrica.



Representación de un surfactante no iónico

La mayoría de los surfactantes no iónicos tienen su grupo de solubilidad en el agua y son polimeros.

Algunos ejemplos de los más comunes son:

Oxido de etileno

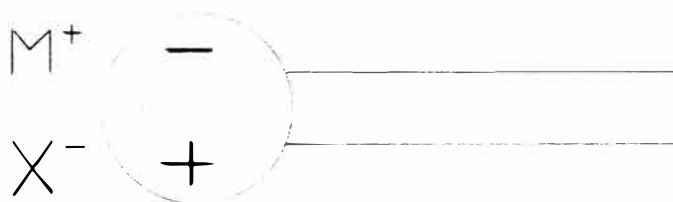
Oxido de propileno

Oxido de poliétileno

A menudo se emplean los no iónicos y catiónicos como intermedios en la producción de surfactantes aniónicos y catiónicos. Otros usos importantes en la industria petrolera son como antiemulsificantes y agentes espumantes.

Los surfactantes anfotéricos, están compuestos por moléculas en las cuales, el grupo de solubilidad en el agua puede ser cargado positivamente, negativamente u pueden permanecer sin carga.

Su representación será:



Representación de un surfactante anfotérico

La carga actual de un surfactante anfotérico depende exclusivamente del PH del sistema, en donde  $M^+$  y  $X^-$  representan cationes y aniones respectivamente. Algunos surfactantes anfotéricos son:

Sulfato de Amonia

Fostato de Amonia

En la actualidad el uso de los surfactantes anfotéricos en la industria petrolera es limitado, sin embargo, algunos están siendo usados como inhibidores de corrosión.

## MECANISMOS DE LOS SURFACTANTES

### a) Tensión Superficial

Existen fuerzas retentivas que se oponen al movimiento de fluidos a través de los poros de la roca.

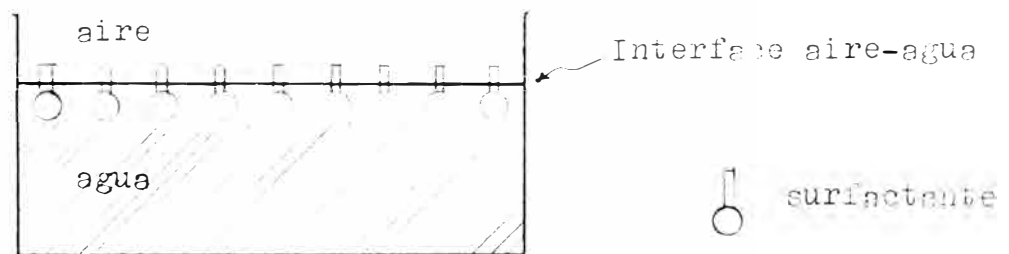
Estas fuerzas se deben a la tensión superficial y dan lu-

gar al fenómeno de presión capilar, originando que gran parte del petróleo quede atrapado en la roca almacenante.

El nombre de tensión superficial se debe a que en un principio éste fenómeno se explicó en términos de una tensión en una membrana elástica aparente, la cual suponía que formaba la superficie libre de cualquier líquido; en realidad, las fuerzas de tensión superficial son el resultado de interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas próximas a la interfase de un líquido.

Como los surfactantes son compuestos de grupos solubles en agua y otros solubles en aceite, adsorberán en las interfaces entre un líquido y un gas, o entre dos líquidos inmiscibles.

El siguiente diagrama muestra como funcionan los surfactantes para bajar la tensión superficial.



Ya que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, una molécula surfactante se orienta en la interfase aire-agua con el grupo lipofílico en el aire y el grupo hidrofílico en el agua.

Esto altera la naturaleza de la interface aire-agua, y de acuerdo a la efectividad del surfactante, la interface ahora es una combinación de una interface airé-agua y aceite.

El aceite tiene una tensión superficial mucho menor que el agua y por lo tanto la tensión superficial de una mezcla agua y surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, y quizás tan baja como la del aceite.

La tensión superficial de algunas substancias es:

Agua -----	71.95 dy/cm
Octano-----	21.77 dy/cm
Benceno-----	28.90 dy/cm
Tetracloruro de carbono-----	26.66 dy/cm

Algunos de los surfactantes mas efectivos bajan la tensión superficial del agua destilada a más o menos 27 dy/cm, usados en concentraciones relativamente bajas.

Los surfactantes también reducirán la tensión superficial que surge entre dos líquidos inmiscibles por adsorción de los surfactantes en la interface aceite-agua.

#### b) Mojabilidad

La capacidad de un surfactante de adsorber en la interface entre líquidos y sólidos y de alterar la mojabilidad de sólidos por lo general se explica desde el punto de vista electroquímico. La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar

si un sólido está cubierto de aceite o agua.

La mayoría de las formaciones son compuestas de mezclas de arena, arcilla y caliza y dolomitas. La arena por lo general tiene una carga superficial negativa.

Con surfactantes catiónicos, el grupo positivo soluble en agua es adsorbido por la partícula negativa del sílice, dejando el grupo soluble en aceite para determinar la mojabilidad. Por lo tanto, los catiónicos generalmente dejan la arena mojabla al petróleo.

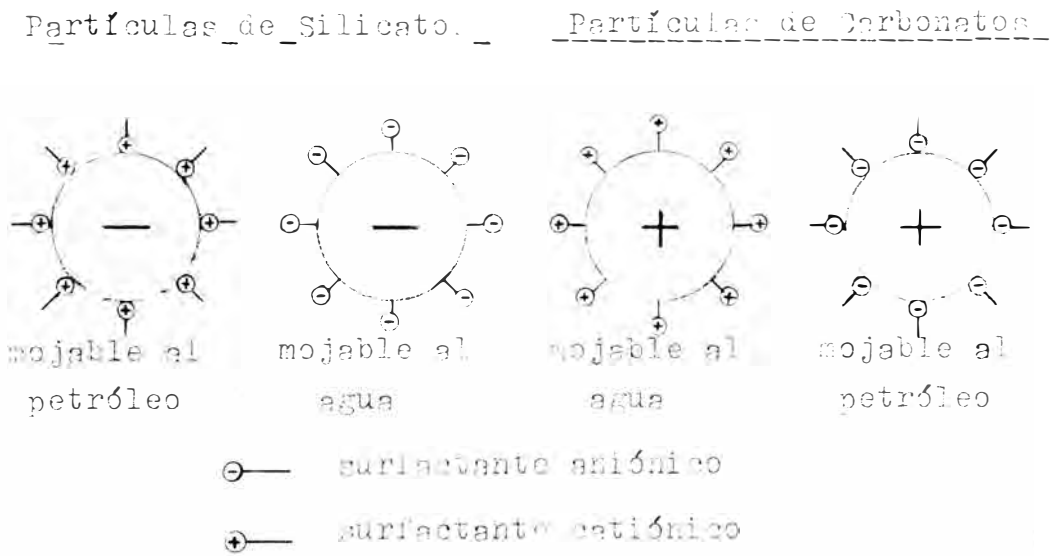
Con surfactantes aniónicos, el grupo negativo soluble en agua es repulsado eléctricamente por las partículas de sílice. Entonces por lo general el surfactante no es adsorbido por la arena, y por consiguiente los aniónicos dejan a los minerales silíceos en un estado natural mojabla en agua.

La caliza tiene una carga superficial positiva a un PH menos de 8, y una carga superficial negativa a un Ph arriba de 9.5. Por lo tanto, bajo condiciones de campo petrolero, la mayoría de las formaciones calizas y dolomitas tendrán una carga superficial positiva.

Como los surfactantes aniónicos tienen una carga negativa, el grupo soluble en agua será adsorbido por la partícula carbonatada positiva, dejando los carbonatos mojables al petróleo para determinar la mojabilidad.

Los carbonatos no adsorben a los surfactantes catiónicos - y entonces la mayoría de los surfactantes catiónicos dejarán la

caliza y dolonita mojables al agua. Una ilustración del mecanismo que determina las características de mojabilidad exhibidas por los surfactantes aniónicos y catiónicos con los silicatos se aprecia en la figura:



En el caso de los surfactantes aniónicos, la mojabilidad de los silicatos y carbonatos depende principalmente de la relación del peso del grupo soluble en agua al peso del grupo soluble en petróleo.

### c) Solubilidad

Se puede disolver un hidrocarburo en agua mediante la introducción de grupos solubilizadores (grupos hidrofílicos) dentro de la cadena. La solubilidad de surfactantes depende de la razón entre los grupos solubles en agua y en petróleo. Por lo tanto, un incremento en la relación de grupos solubles en petróleo



se produce mayor solubilidad en petróleo, mientras que un incremento en la relación de grupos solubles en agua produce mayor solubilidad en agua.

Como muchas de las propiedades de los surfactantes dependen de la relación de grupos solubles en agua o grupos solubles en petróleo, no siempre es factible alterar un surfactante para mejorar la solubilidad.

Sin embargo, generalmente es posible obtener una mezcla con propiedades deseadas, mediante el uso de solventes adecuados y mezclas de surfactantes.

#### d) Mezclas de surfactantes

La mayoría de los surfactantes usados, son mezclas de varios surfactantes con la presencia de un solvente.

Mediante una mezcla selectiva de surfactantes es posible obtener una mezcla con propiedades más universales. Esto es muy importante cuando uno considera que no hay dos formaciones productivas iguales, y por lo tanto no hay un sólo surfactante que sería universalmente aplicable. Sin embargo, aun haciendo mezclas de surfactantes, todavía es imposible tener un surfactante que siempre andará bien en todos los campos.

Las mezclas de surfactantes generalmente contienen surfactantes de la misma clase, o surfactantes de una clase mezclados con no-iónicos, tales como:

aniónico - aniónico

catiónico - catiónico

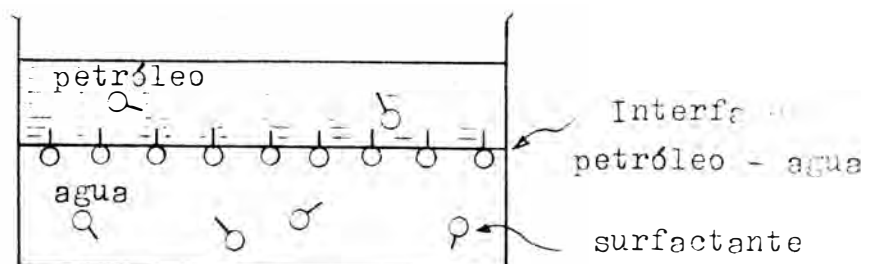
no-iónico - aniónico

no-iónico - catiónico

Por lo general no se le considera factible mezclar cationicos con aniónicos por que reaccionan y forman un precipitado poco soluble.

#### e) Tensión Interfacial

La tensión Interfacial descrita como la superficie de energía libre entre dos líquidos inmiscibles. La tensión interfacial entre Kerosene refinado y agua es alrededor de 49 dy/cm. Por la adición de un surfactante (anfóterico) puede ser reducido a valores cercanos a cero. La siguiente figura muestra que el surfactante es absorbido en la interfase agua petróleo.



Aun cuando el surfactante puede ser soluble en agua, algunos de éstos pueden estar en la fase agua y migrar a través de la interfase hacia la fase petróleo.

Agitando líquidos no miscibles, se observa que uno de ellos se reparte en forma de pequeñas gotas esféricas en el otro. Se llama tensión interfacial a la fuerza equivalente que está operando como superficie de separación entre dos líquidos insolubles o ligeramente solubles. Esta Tensión Interfacial es tanto menor cuando más soluble es en el otro, la tensión interfacial existente al principio disminuye rápidamente hasta anularse cuando el sistema se hace homogéneo, o sea, constituye de una sola fase

## CAPITULO II

### USO Y ACCION DE LOS SURFACTANTES

Para el tratamiento de los pozos con surfactantes éstos se usan generalmente en combinaciones de surfactantes aniónicos o de surfactantes catiónicos. Como se afirmó anteriormente los surfactantes aniónicos y los surfactantes catiónicos no pueden usarse juntos ya que pueden producir un precipitado insoluble. Los surfactantes pueden ser absorbidos desde la superficie de los sólidos para reemplazar surfactantes previamente absorbidos y dar a los sólidos la movilidad característica del surfactante más fuerte.

#### Acción de un surfactante Aniónico.

Los surfactantes aniónicos normalmente realizan:

- Mojan el agua las arenas cargadas negativamente, lutitas o arcillas
- Mojan el petróleo las calizas o dolomitas con un PH hasta de 8
- Mojan el agua las calizas o dolomitas si el PH es 9.5 ó arriba de este valor.
- Rompen las emulsiones agua en petróleo.

- Emulsifican el petróleo en agua.
- Dispersan las arcillas o finos dentro del agua.

#### Acción de un surfactante Catiónico

Los surfactantes catiónicos normalmente realizan:

- Mojan el petróleo las arenas, lutitas o arcillas
- Mojan el agua las calizas o dolomitas con un PH hasta de 8.
- Mojan el petróleo las calizas o dolomitas si el PH es 9.5 o arriba de este valor.
- Rompen las emulsiones petróleo en agua.
- Emulsifican el agua en petróleo
- Dispersan las arcillas o finos dentro del petróleo
- Floccula las arcillas en agua.

#### Acción de los surfactantes No Iónicos

Estos surfactantes son probablemente los más versátiles de todos los surfactantes para la estimulación de pozos, ya que éstas moléculas no iónizan. En combinación con otras químicas, no iónicas, pueden aumentarle características como alta tolerancia hacia el agua dura y PH ácido.

Muchos surfactantes no iónicos son derivados del óxido de etileno o mezclas de óxido de propileno con óxido de etileno. Porque la solubilidad al agua de los surfactantes no iónicos es debido a la adherencia del hidrogeno o la atracción del agua por el oxígeno

del óxido de etileno. Esta atracción es reducida a elevadas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, causando a muchos surfactantes no iónicos separarse de la solución.

Acción de los surfactantes Anfotéricos.

Estos son moléculas que contienen grupos ácidos y grupos básicos. En PH ácidos la parte básica de la molécula llega a ser ionizada y da una superficie activa a la molécula. En PH básico, la parte ácida de la molécula es así misma neutralizada y ordinariamente tiene una menor superficie activa que en otros valores de PH. Hoy un uso de los surfactantes anfotéricos son limitados, sin embargo, esta siendo usados como inhibidores de corrosión.

Uso de Surfactantes en Trabajos con Acido.

Tratamiento por ácido y surfactante.

El tratamiento por acidificación y surfactante abarca la mayoría de soluciones de tratamientos que la industria usa actualmente. Casi siempre, el ácido y el surfactante se usan conjuntamente. La exitosa acidificación de formaciones depende de la eficacia de los canales de flujo que logra la acción del ácido. Tal objetivo se puede lograr por uno o varios de los siguientes métodos, mediante invasión de ácido en la formación:

- Penetración de las grietas existentes

- Penetración de los intersticios de la formación permea

ble.

Para que el patrón de flujo del intervalo productor sea efectivo, en unas formaciones se requiere más penetración que en otras, no importa que las grietas sean naturales o artificiales. El grado de penetración depende de la permeabilidad, la porosidad, la saturación del petróleo, la cantidad de intervalo productor, la presión de la formación y la profundidad de la formación.

Entre el diametro del pozo y los límites exteriores de la formación no debe haber obstrucciones. Es muy importante que los productos de la reacción y los materiales no solubles en ácido que se desprenden de la formación durante el tratamiento se remuevan despues de la acidificación. Otro factor importante que ha de tenerse en cuenta es la compatibilidad del ácido de tratamiento con los fluídos del pozo. La elección de una mezcla adecuada de surfactante es importante para que el ácido ayude a lograr esos objetivos.

A veces es aconsejable usar una solución química de tratamiento que no contengan ácidos ni agua. En tales casos suele usarse un acarreador de base de aceite para los surfactantes de la solución de tratamientos.

Los surfactantes, aún en mínimas concentraciones en la solución, cambian las propiedades superficiales del líquido. Los valores de tensión superficial e interfacial se alteran drásticamente con esos aditivos porque se encuentran en las superficies

y en las interfases.

Los pozos en los que el bloqueo por agua, las emulsiones de aceite-agua y las arcillas hidratables, restringen la producción, son los mejores ejemplos de situaciones en las que el uso de surfactantes se debe tener en cuenta al diseñar las soluciones de tratamiento.

### El Acido Clorhídrico

El Acido Clorhídrico (HCL), es el que mas comunmente se usa en acidificación. Es el más eficiente y económico que hay disponible para mejorar la permeabilidad. Los ácidos se modifican para satisfacer las condiciones de los pozos, previniendo posibles dificultades. Los ácidos modificados son los inhibidos, penetrantes, de efecto retardado, removedores de lodo, no emulsificantes, de alta viscosidad, de baja pérdida de fluido, dispersantes y otras preparaciones para problemas específicos de pozos.

El Acido Clorhídrico se usa en soluciones que suele ser el 15% en peso, con un inhibidor que minimiza la dañina acción química del ácido sobre el acero.

Los inhibidores de las compañías de servicio que trabajan con nosotros retardan la reacción del ácido con el acero y la mantienen dentro de ciertos límites prácticos.

El HCL corriente es el ácido de tratamiento más económico hoy disponible para mejorar efectivamente la permeabilidad, mediante la conexión y el ensanche de las grietas de la formación



por efecto de la reacción química. El HCL activo y el gastado son también efectivos agentes para lograr el encogimiento de lutas hinchables.

El HCL corriente es el ingrediente principal en casi todas las soluciones para tratamientos de acidificación.

### Servicio Claysol

El servicio Claysol es un tratamiento para remover daños profundos causados por arcillas. En esa aplicación es mucho más efectivo que la acidificación de la matriz de la roca con ácido fluorhídrico, el cual sólo remueve los daños más cercanos a la pared del pozo, a lo sumo dos pies de distancia de él.

Este servicio genera el ácido fluorhídrico en la misma superficie de las arcillas, aprovechando la propiedad natural que ellas tienen de absorber los iones de las soluciones acuosas. Como quiera que el ácido fluorhídrico se forma en la superficie de la arcilla, el 95% de la capacidad disolvente de sílice del claysol se aprovecha a cualquier profundidad dentro de la formación en la que sea factible bombear una serie de tandas sin que se mezclen completamente entre sí.

El servicio Claysol se usa generalmente conjuntamente con el volumen reducido de ácido fluorhídrico corriente para ayudar a la remoción del daño de la formación cerca de la vecindad del pozo. Eso permite al servicio Claysol remover más eficazmente los daños profundos.

Con este servicio Claysol podemos usar simultáneamente con casi todos los tipos de surfactantes. Para asegurar mínima adsorción suelen recomendarse surfactantes aniónicos, tales como el TRI-S. Lo mismo podemos usarlo con el Musol A que es un solvente mutual. Este se usa en el post lavado o en el lavado que precede al tratamiento con ácido fluorhídrico.

También es posible usar con los hidrocarburos aromáticos que se usan para prelavado o post lavar.

Además es posible usar los inhibidores de corrosión siempre que sean compatibles con los aditivos que conforman el servicio Claysol.

Mencionaremos la secuencia a seguir en el tratamiento Claysol así como también los ingredientes que conforman las mezclas que son bombeadas al pozo.

Paso 1: Inyección de la mezcla A: Paragon/Diesel (1:2 relación) más 1% Hyflo III en 75-100 Glns. por pie de intervalo.

Paso 2: Inyección de la mezcla B: 7.5% HCL ácido más 5 gal HAI-75/1000 gals de mezcla más 1% de TRI-S más 1% de AS-5 más 0.5% CLA-STA II, más 5% de Musol A, en 100-150 gls por de intervalo.

Paso 3: Inyectar la mezcla C: HF corriente ácido, más 7.5 gals de HAI-75/1000 gals de mezcla, más 1% TRI-S, más 1% AS-5, en 50-75 gls por pie de intervalo.

- Paso 4: Inyectar 25 gal por pie de intervalo de la mezcla D: 3% de Claysol en solución más 1% de TRI-S, mas 1% de AS-5
- Paso 5: Inyectar 25 gls por pie de intervalo de la mezcla E 5% de HCL ácido mas 5 gals de HAI-75/1000 de mezcla mas 1% TRI-S, mas 1% AS-5.
- Paso 6: Desplazar con la mezcla F: 2% de Clay-Fix mas 1% de TRI-S, mas 5% de Musol A, en 100 gals por pie de intervalo.
- Paso 7: Recuperar toda la química como sea posible.

#### PAD Paragon-Acido-Dispersante

El PAD es una mezcla que contiene Paragon, ácido y un dispersante (surfactante).

El Paragon (solvente) dentro del PAD, disuelve los residuos organicos, mientras el ácido reacciona para remover los depósitos de carbonato, éste reacciona dentro de la formación para aumentar la permeabilidad. En los pozos de la selva norte el PAD es preparado con el ácido HCL.

#### Aplicaciones

El PAD tiene numerosas aplicaciones, entre otros:

- 1) Pozos escogidos para inyección, el PAD dá un exitoso in-

cremento en la inyectabilidad para la remoción de los sólidos aceitosos de las caras de la formación mientras simultáneamente el ácido disuelve los carbonatos solubles y las arcillas.

- 2) Para conversión de pozos productores a pozos inyectores , el HCL y el HF son la fase acuosa en el PAD. El tipo de ácido esta seleccionado de acuerdo al tipo de formación.
- 3) El petróleo crudo y el ácido tienen la tendencia a formar fango, los aromáticos presentes en el PAD tienen la tendencia de disminuir la generación de fango cuando el ácido y el petróleo crudo están en contacto.

#### PRINCIPALES SURFACTANTES Y SOLVENTES USADOS EN LA ESTIMULACION DE POZOS EN LA SELVA NORTE DEL PERU

En los trabajos de estimulación realizados en la Selva Norte después de muchas pruebas se encontró un conjunto de surfactantes y solventes eficientes, los cuales trabajaron optimamente logrando de esta manera ser considerados en todos los trabajos posteriores de estimulación. Se consideraron problemas de bloqueo por emulsión - bioqueo por agua, formación de carbonatos en la vecindad del pozo deposición de parafinas y asfaltenos en la vecindad del pozo y la formación de carbonatos en la tubería de producción.

Luego de hacer una selección de estos surfactantes y solventes se optó por el uso obligado en todos los trabajos de estimulación

y en los trabajos de servicios de pozos.

Entre los principales surfactantes usados mencionaremos: TRI-S, Hyflo IV F-75, F-78, Parid PD-72, y los solventes: Paragon, tolueno, y musol-A.

#### El Surfactante TRI-S

Es un surfactante aniónico, desarrollado para el tratamiento de las areniscas.

Este surfactante puede ser usado para ayudar a limpiar al pozo de los fluidos que se usan para "matar" los pozos, fluidos de completación o algún fluido que pueda invadir la formación.

Sus ventajas son:

Mínima la absorción en areniscas y otros minerales silíceos.

Mantiene la formación en condiciones de mojables al agua.

Baja la tensión superficial y tensión interfacial.

Es un efectivo no emulsiificante.

Ayuda a prevenir los trastornos finales en el tratamiento, - porque el surfactante no pierde sus propiedades en la formación.

Compatible con los solventes mutuales.

Completamente solubles con fluidos acuosos.

#### El Surfactante HYFLO-IV

Es un surfactante de tipo aniónico y no iónico. Este surfactante es el resultado de la mezcla de otros surfactantes solubles con el petróleo crudo, es específicamente diseñado para

romper los tapones de agua y remover las emulsiones de petróleo crudo. Acompañado con el Paragon ayudará a romper emulsiones mediante disolución de parafinas o partículas asfálticas que puedan estabilizar la emulsión.

Otras aplicaciones recomendadas:

- Siempre que se va a bombear petróleo "muerto" dentro de una formación es una excelente práctica agregar Hyflo-IV a la primera parte del petróleo.
- Este surfactante puede ser agregado a un fluido en base petróleo y usado como un fluido sobre lavador para el tratamiento con ácido HF.

F-75 (EZEFL0):

Es un agente tenso-activo para ser utilizado con ácido clorhídrico y con la salmuera. Este surfactante reduce la tensión superficial de soluciones ácidas o niveles que previamente eran inalcanzables con surfactantes convencionales. Soluciones ácidas que tienen tensiones superficiales inicialmente tan altas como 72 dy/cm son reducidas por surfactantes convencionales a un rango de 28 a 32 dy/cm. El F-75 puede reducir la tensión superficial a valores que oscilan entre 17 a 18 dy/cm.

F-78

Es un agente tenso activo superior. No solamente tiene excelentes propiedades espumantes sino que también tiene propiedades

dades superiores en la suspensión de sedimentos. El F-78 puede ser utilizado como surfactante en agua, ácidos o salmueras pesados. También tiene la virtud de dejar las areniscas mojadas al agua.

PARID PD-72:

Es un líquido orgánico basado en una formulación química especialmente diseñada para tratar dificultosos depósitos de asfaltenos. Esta composición es una mezcla de puros solventes aromáticos que se combinan con un especial agente de superficie activa. El surfactante en el PD-72 incrementa la tensión superficial del petróleo crudo encima del nivel en el cual la precipitación ocurre. Los componentes de hidrocarburos aromáticos adsorben a las partículas de asfaltenos y mantienen la dispersión de asfaltenos finamente divididos.

Colabora a bajar la tensión superficial de los líquidos, la oxidación de los asfaltenos, libera los gases de bajo peso molecular.

El PD-72 puede ser usado en el tratamiento en tanda o agregado continuamente, sin embargo el tratamiento en tanda con un período de remojo es el método preferido.

Una vez que la química esta en contacto con el area ensuciada de asfaltenos se debe tener un remojo estático para una mayor eficiencia, un período de 2 a 8 horas es usualmente suficiente.

#### PARAGON:

Es un solvente aromático que es usado para disolver depósitos de parafina y asfaltenos.

Es muy usado en combinación con todo tipo de ácido en fase acuosa (HCl, HF, etc.) y un surfactante siempre es añadido a esta mezcla para mantener la estabilidad y uniformidad de la dispersión.

El Paragon cuando se usa solo solubiliza hidrocarburos sólidos o semisólidos que se forman cerca a la vecindad del pozo - o en la tubería de producción.

#### TOLUENO:

Es un hidrocarburo aromático de gran poder solvente. Es usado como medio portador de surfactantes. Es usado para remover depósitos de parafina o partículas de asfaltenos. Los asfaltenos pueden estabilizar una emulsión.

#### SOLVENTES MUTUALES Y SU APLICACION:

Los solventes mutuales son químicas que son solubles tanto en petróleo como en el agua.

El uso de los solventes mutuales en la estimulación ácida de areniscas han permitido mejorar las condiciones de las estimulaciones ácidas de los reservorios.

Los solventes mutuales en conjunción con un surfactante -



aniónico, asegura que las areniscas queden mojadas al agua, cuando se mezclan con los surfactantes catiónicos minimiza la tendencia de éstos surfactantes de mojar las areniscas al petróleo. - Desde que los finos mojados al aceite tienden a estabilizar emulsiones, el uso de los solventes mutuales reduce los problemas de emulsión que pueden estar asociados con los surfactantes catiónicos. También el uso de los solventes mutuales reduce la posibilidad de que los inhibidores de corrosión sean adsorvidos por las rocas, por eso, ellos retornan con el ácido gastado, propiciando más aún la protección de los tubos.

Los solventes mutuales a parte de las propiedades ya enumeradas, tienen las siguientes ventajas:

- Mejora la solubilidad y compatibilidad de los inhibidores de corrosión, quebradores de emulsiones y de otros usados en una solución ácida.
- Disminuye la absorción de estos materiales en las areniscas y arcilla mejorando la acción de retorno de el ácido gastado despues del tratamiento.
- Limpia la formación y reduce la saturación de agua alrededor del pozo. Esto da como resultado una más alta permeabilidad en la formación adyacente al pozo.

MUSOL - A:

Este solvente mutual en los trabajos de acidificación en las formaciones de silicatos evita la adsorción de los surfactan

tes fuera del ácido dentro de la formación.

Cuando diseñamos un tratamiento de acidificación las pruebas de compatibilidad son conducidas con el ácido y el petróleo de la formación, el uso del solvente mutual Musol-A ayudará a garantizar que los fluidos mantendrán su superficie compatible aún dentro de la formación. Este solvente tiene propiedades propias no emulsificantes.

El solvente mutual Musol-A está diseñado para limpiar la formación y reducir la saturación de agua alrededor de la vecindad del pozo. El solvente mutual Musol-A da como resultado una alta permeabilidad en la formación adyacente a la vecindad del pozo.

El Musol-A en combinación con surfactantes aniónicos mejorará al agua las formaciones de areniscas.

Sus aplicaciones más comunes para el Musol-A son:

- Prevención de emulsiones
- Limpiador de formaciones.
- Moja al agua los silicatos.
- Minimiza la corrosión.
- Reduce los trastornos finales.
- Facilita limpiar más rápidamente los pozos de agua.

CAPITULO III  
SELECCION DEL SURFACTANTE  
PARA PREVENIR O ELIMINAR EL DAÑO

Para programar un trabajo de estimulación a un pozo es recomendable primeramente conocer cuál es el problema, por qué se originó y cuál será el tratamiento. Para esto se debe tener información acerca del reservorio, conocer qué clase de roca que es, su permeabilidad, porosidad, saturación, etc.; también es necesario conocer los fluidos del reservorio y sus características de ellos.

Conociendo la roca del reservorio podemos seleccionar el tipo de surfactante a usar, por ejemplo en la selva norte del Perú tenemos formaciones de areniscas, estas tienen una carga de superficie negativa, pero estas areniscas presentan algunas veces gran cantidad de arcillas.

Acerca de los fluidos que tiene el reservorio se debe conocer sus características de cada uno de ellos, como por ejemplo: el API del petróleo, viscosidad, la presencia de sólidos en suspensión (parafina, asfaltenos) en el petróleo, la salinidad del agua de formación, su ácidos ó pH y la presencia de elementos químicos en solu-

ción (Ca, K, etc.).

Un surfactante específico puede prevenir o aliviar el daño y crear otro tipo de daño. Por eso es necesario conocer los daños - más comunes. Mencionaremos los principales tipos de daños mas comunes encontrados y a los que se deben de evitar causarlos:

- Mojabilidad al petroleo de la roca de formación.
- Bloqueo por agua
- Bloqueo por emulsión
- Alta tensión superficial e interfacial

#### Mojabilidad al petróleo

Cuando en la formación cercana al pozo se hace mojable al petróleo, el petróleo es atraído preferencialmente a la superficie de la roca del yacimiento. Esto aumenta apreciablemente el espesor de la película que cubre la roca de yacimiento, y reduce el - tamaño de los patrones de flujo del mismo, así como también disminuye la permeabilidad relativa al petróleo.

Un surfactante con fuerte mojabilidad al agua, puede convertir de algunas superficies mojadas al petróleo a superficies mojadas al agua. Para nuestro caso que tenemos rocas areniscas debemos usar surfactantes aniónicos. Estos dejaran la roca mojada al agua. Esto agrandara los patrones de flujo del petroleo y restaurará la permeabilidad al petróleo a la de la matriz no dañada mojada al agua alrededor del pozo. Sin embargo, los surfactantes catiónicos son extremadamente difíciles de remover de las areniscas y arcillas.

El mejor método es el de evitar el contacto de las areniscas y arcillas de la formación con los surfactantes catiónicos.

Los inhibidores de corrosión y los bacterisidas generalmente son surfactantes catiónicos que mojan al petróleo la arena y las arcillas.

#### Bloqueo por agua

El origen de un bloqueo por agua generalmente ocurre cuando se ha hecho un mal diseño, aparece después del tratamiento. Se manifiesta este daño cuando la producción de agua es muy alta a la de antes del tratamiento, la producción de petróleo se reduce, o sea la saturación de agua en la vecindad del pozo a aumentado y resulta de la invasión de filtrado o de la digitación o conificación del agua de la formación. El grado de la productividad petrolera depende del grado de saturación de agua y del radio del área afectada.

Los bloqueos de agua graves generalmente ocurren solamente cuando la roca del yacimiento está parcialmente mojada al aceite. La inyección de un surfactante mojable en agua en una formación bloqueada por agua disminuye la presión requerida para desplazar agua de la formación.

Un simple bloqueo de agua es mayormente autocorrectivo ya que la proporción agua-aceite aumentará inmediatamente después de formado el bloqueo y luego disminuirá a medida que se va produciendo agua. El tratamiento con surfactantes mojables al agua acele-

rara la eliminación del bloqueo.

#### Bloqueo por emulsión

Los bloques de emulsiones se producen probablemente cuando el aceite inyectado en la formación se emulsiona con el agua de formación, o cuando agua extraña entra en la formación y se mezcla con la fase aceite.

Los surfactantes catiónicos (inhibidores de corrosión, biocidas y hasta rompedor de emulsiones superficiales) tienden a menudo a estabilizar las emulsiones de agua en petróleo.

La presencia y el carácter de las partículas finas contribuyen significativamente a la estabilidad de la emulsión. Estas partículas finas pueden producirse debido al carácter de la formación o pueden liberarse como resultado de un tratamiento de estimulación. Generalmente la mojabilidad de las partículas finas constituyen un factor importante en la estabilidad de la emulsión y en la determinación de la fase continua de la emulsión. Partículas finas fuertemente empapadas en agua tienden a reducir la estabilidad.

La mojabilidad de la formación constituye un factor importante en la estabilidad de las emulsiones. Las emulsiones acusan una estabilidad y viscosidad mucho mayores en formaciones fuertemente mojables en aceite.

El bloqueo de una emulsión se trata normalmente con surfactantes aniónicos pero a rocas de areniscas, porque mojan las are

nas al agua y rompen las emulsiones agua en petróleo, también dispersan las arcillas o finos dentro del agua.

Los bloques de emulsiones exigen un efecto de "válvula de retención" que se puede detectar comparando pruebas de inyectibilidad y productividad, la permeabilidad promedio del pozo determinada por las pruebas de inyectibilidad, será muchas veces más que la permeabilidad promedio determinada por las pruebas de producción.

#### Bloqueo por partículas

Como regla general es deseable mantener las arcillas de la formación en la condición original en el yacimiento. Sin embargo, una formación productora de petróleo o de gas puede ser bloqueada por transmisión de las arcillas dentro de la formación en el agua o petróleo, o en el lodo. La dispersión, floculación, pérdida de ruptura o movimiento de las arcillas probablemente puede causar daño a más pozos que el hinchamiento de las arcillas. Por ejemplo si diagnosticamos acertadamente como un problema de dispersión de las arcillas, se podrían seleccionar un surfactante no-iónico para flocular las arcillas y reducir el bloqueo. Sin embargo, si no se diagnostica apropiadamente y el problema es realmente una floculación de arcillas, un surfactante floculante probablemente causaría que el bloqueo fuera más intenso. La dispersión de arcillas es una causa frecuente de daño a la formación y son causadas generalmente por:

- Los surfactantes aniónicos que dispersan las arcillas en soluciones ácidas.
- Los fluidos con alto pH tienden a dispersar las arcillas.

La floculación de las arcillas, algunas veces puede reducir o aumentar el daño a la formación:

- Se puede usar surfactantes no-iónicos específicos para flocular las arcillas.
- Los fluidos ácidos o con un pH bajo tienden a flocular las arcillas.

La mojabilidad por aceite de las arcillas con surfactantes catiónicos aumenta en gran medida el tamaño de las partículas de arcilla, y por ende aumenta la intensidad del bloqueo de las mismas. Debido a que los surfactantes catiónicos son tan difíciles de remover de las arcillas y de las arenas, su uso en los fluidos de inyección o de circulación debe evitarse en los pozos de arenisca. Un pre flujo con solvente mutal generalmente reduce la adsorción catiónica en las arcillas y las arenas.

#### Alta tensión superficial e interfacial

La alta tensión superficial de los líquidos en la vecindad del pozo reducirá el flujo de petróleo y aumentará el tiempo de limpieza del pozo. Se deben añadir surfactantes seleccionados al fluido de completación, reparación o de estimulación para mantener bajas las tensiones superficiales e interfacial en los fluidos



de la vecindad del pozo. Al reducir la tensión superficial e interfacial ayudará a prevenir los bloqueos de emulsión y de agua y acelerará la limpieza del pozo.

De acuerdo a estas señalizaciones de los daños mas comunes ocurridos y generados durante los trabajos de completación, reparacion y de estimulación es importante hacer una minuciosa selección del surfactante correcto. El surfactante selecto y correcto, diseñado para condiciones específicas del pozo, debe reducir la tensión superficial e interfacial, cambiar en forma favorable la mojabilidad, romper o evitar las emulsiones, evitar o remover los bloques de agua y causar que las arcillas se dispersen, floculen o permanezcan en sitio, según se desea. En resumen el uso apro- piado de los surfactantes durante la terminación, reparación o estimulación de pozos puede prevenir o remover muchos tipos de daños y dar como resultado que aumente la productividad.

Nuestros pozos de la selva norte son pozos de areniscas y estos generalmente son más susceptibles al daño debido a la mojabilidad por aceite, a los bloques de emulsión, a los bloques de agua y a los cambios de mojabilidad de los sólidos en suspensión que originan problemas, por eso se tiene sumo cuidado en la se-lección de los surfactantes apropiados para el tratamiento.

#### ESTIMULACION DE POZOS CON SURFACTANTES Y DISEÑO DE TRATAMIENTO:

Es recomendable antes de hacer un tratamiento químico complejo hacer un tratamiento a la formación con una mezcla de solvente - surfactante. Esto en los pozos, en la selva norte ha dado buenos resultados, lograndose eliminar el daño rápidamente economicamente.

Las formaciones mas productivas que tenemos en la selva norte son la formación Vivian y la formación Chonta, estas estan conformadas por areniscas. Se han hecho muchas pruebas de laboratorio usando testigos de la roca de formación y fluidos de los reservorios y se han encontrado que para tratamientos de formaciones dañadas el tratamiento con esta mezcla de solven-surfactante es de gran efectividad, previo a cualquier otro tratamiento más complejo y de elevados costos.

Esta mezcla de solvente-surfactante consiste en usar un fluido transportador liviano que puede ser diesel o petróleo limpio - aunque recomendamos usar diesel por estar libre de impurezas, evitando de esta manera problemas posteriores. Luego usamos tolueno por ser un solvente de gran poder en especial cuando encontramos parafinas y asfaltenos en la zona baleada o en la vecindad - del pozo, el tolueno disolvera cualquiera obstrucción originada por estos hidrocarburos sólidos que estabilizan las emulsiones.

Usaremos también un solvente mutual que es un gran limpiador de formaciones, sabemos que evitará emulsiones por sus propiedades no emulsificantes y ayuda al surfactante aniónico a mo

jar al agua las areniscas.

Este surfactante Hyflo IV obtenido de una mezcla de surfactantes: aniónico y no iónico, los cuales son compatibles con la arenisca y los fluidos de la formación, y específicamente diseñada para romper los tapones de agua y remover las emulsiones de petróleo crudo.

Una vez conocida la función de cada uno de estos elementos de la mezcla pasaremos a señalar las cantidades:

Petroleo Crudo Limpio

o Diesel -----	64%	Fluido Transportador
Tolueno -----	30%	Solvente de gran poder
Musol-A -----	5%	Solvente mutual
Hyflo IV -----	1%	Surfactante aniónico- no iónico.

Esta mezcla de solvente-surfactante debe ser inyectable en la formación por debajo de la presión de fractura y a un régimen menor de 2 bpm, esto es para que esta mezcla tenga un buen contacto con los granos de la roca y actúe el surfactante eficientemente. Al diseñar un trabajo de estimulación se debe de tener en almacen cantidades apropiadas de solventes y surfactantes para suministrar al fluido transportador. Previo al tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, el pozo y los orificios de baneo de herrumbre, carbonatos, para-

fina, asfaltenos, arena, limo y otros desperdicios. Para ayudar a la inyección del surfactante en todas las zonas, puede ser deseable volver a rebalearlas.

Algunas veces cuando se conoce la presencia de depósitos de, asfaltenos, se recomienda usar el Parid PD-72 ya que esta química está diseñada específicamente para tratar problemas de depósitos de asfaltenos. Se recomienda bombear de 10 a 20 bls de PD-72 a la zona de baleo, antes de inyectar los surfactantes.

En un diseño de una estimulación con surfactantes se debe considerar un surfactante apropiado para prevenir o eliminar el daño. Por lo general deberá tener las siguientes propiedades:

- Prevenir la emulsión y romper emulsiones formadas anteriormente.
- Reducir la tensión interfacial.
- Empapar con agua la roca del yacimiento.
- No deberá hinchar, encoger o perturbar las arcillas del yacimiento.
- Mantener la actividad superficial del surfactante en las condiciones del yacimiento.

Teniendo en cuenta estas propiedades del surfactante a usar es seguro que el tratamiento saldrá satisfactorio.

PRUEBAS DE EMULSION Y COMPATIBILIDAD CON MUESTRAS DE PETROLEO Y ACIDO.

Este trabajo consiste en evaluar la concentración de surfactantes usados en las mezclas de los ácidos HCL y HF y su acción con las diferentes muestras de petróleo.

Las pruebas de Emulsión fueron desarrolladas preparando mezclas de petróleo y ácido, en diferentes relaciones por volumen : 25/75, 50/50, 75/25.

Estas mezclas fueron agitadas a alta velocidad durante 1 min. y permitiendo que se separe en baños María a 150° F, luego se registró el porcentaje de separación, tiempo y comentarios.

A continuación hemos usado muestras de petróleo, uno liviano y el otro pesado y con estos se ha realizado la siguiente prueba de emulsión y estan dados en la Tabla A y Tabla B.

Para esta prueba se esta usando los siguientes surfactantes y solventes.

Surfactante	Tipo	Solubilidad	Prop. de mojabilidad en areniscas	Propiedades emulsificantes
TRI-S	aniónico	acuoso	mojable al agua	rompedor de emulsiones
AS-5	aniónico	acuoso	mojable al agua	anti barro-rompedor de emulsiones
HAI-75	catiónico-aniónico	acuoso	mojable al petróleo	emulsificante leve forma emulsiones inversas.

CLA-STA, agente de estabilización, es una química para tratar arcillas en formaciones petroleras, evita el hinchamiento de arcillas y migración de ellas.

Musol-A, solvente mutual, propiedades no emulsificantes y moja al agua los silicatos.

Estas pruebas de laboratorio son los que se realizan para encontrar la cantidad adecuada de los surfactantes a usar cuando hacemos un tratamiento con ácido a un pozo.

Cuando mezclamos el ácido con el petróleo usando diferentes relaciones de volumen aceite/ácido: 25/75, 50/50 y 75/25, se observa que la mezcla se emulsiona y casi no hay separación, esto es sin usar surfactantes.

Luego usaremos ácidos de diferentes concentraciones que se van a probar con las diferentes relaciones de volumen aceite/ácido y a su vez determinamos la cantidad precisa de surfactantes que se van a usar a si como los porcentajes de cada uno de ellos buscó de esta manera la cantidad apropiada para el tratamiento , de tal manera que se busque el menor tiempo de separación como la eliminación de fango o cieno que resulta de mezclar estos fluidos.

TABLA A  
PRUEBA DE EMULSION

Muestra de aceite      Pozo: ALFA - 15  
                                    Formación: Vivian  
                                    API: 33.5° API

Acido: HCL al 5% + 0.5% HAI-75

Relación de aceite/acido	Surfactante	Tiempo min.	Porcentaje de separación	Comentarios
25/75	ninguno	60	10	Emulsión estable
50/50	ninguno	60	0	Emulsión estable
75/25	ninguno	60	0	Emulsión estable

Trabajando con estas tres muestras de diferentes relaciones de volumen (aceite/ácido al 5%) se le ha agregado un inhibidor de corrosión (surfactante HAI-75) que es compatible con surfactantes aniónicos. Como observamos en 60 seg. no hay una separación completa y también vemos que se ha formado una emulsión estable.

25/75	1% TRI-S	12	100	Gran cantidad de fango
25/75	1% TRI-S + 1% AS-5		100	No hay fango

25/75	0.3% TRI-S + 0.3% AS-5	6	100	Pequeña canti- cantidad de fan- go.
-------	---------------------------	---	-----	---

En este caso empezamos a trabajar con la relación de volumen 25/75 inicialmente usamos el surfactante TRI-S, logrando romper la emulsión, luego agregamos el otro surfactante AS-5, con la finalidad de eliminar la formación de fango, originado al reaccionar el ácido con los asfaltenos y surfactantes naturales del aceite.

25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	3	100	No hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 2% AS-5	2	100	No hay fango

De acuerdo a estos resultados se ha encontrado la cantidad de surfactantes necesaria (TRI-S, AS-5) para lograr tener una mezcla óptima que con el ácido logren la separación completa y en el menor tiempo sin formar fango.

Este fango debe evitarse ya que puede acumularse en la formación formando grandes depositos que reducirá considerablemente la permeabilidad de la formación.

Ahora se buscara para las otras relaciones de volumen:  
50/50 y 75/25.



50/50	1% TRI-S	60	0	Emulsión estable
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	70	Emulsión
50/50	1.5% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	4	100	No hay fango
50/50	0.5% TRI-S + 2% AS-5	3	100	No hay fango
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	27	100	No hay fango
75/25	0.5% TRI-S + 2% AS-5	8	100	No hay fango

Para las tres relaciones de volumen: 25/75, 50/50 y 75/25 (aceite/acido) hemos encontrado que las concentraciones en los surfactantes a usar (TRI-S y AS-5) serán: 0.5% TRI-S + 2% AS-5 de esta manera se logró una separación total (100%) y lo obtenemos en el menor tiempo, así como también no hay presencia de fango, hay que recordar que estos porcentajes serán usados para un ácido HCL al 5%.

Acido: HCL al 7 1/2% + 0.5% HAY-75 + 0.5% CLA STA II + 5% Musol A

25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	3	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	4	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1.5% AS-5	60	30	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	3	100	no hay fango
75/75	1% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
75/25	0.5 TRI-S + 1.5% AS-5	12	100	no hay fango

Para un ácido HCL al 7 1/2% se ha encontrado que en las tres re-  
laciones de volumen las concentraciones de los surfactantes a  
usar es:

0.5% TRI-S + 1.5% AS-5

Acido: HCL al 15% + 0.5 HAI-75

25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	6	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	2	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	15	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	7	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	13	100	no hay fango

Para estos casos se encontró que:

0.5% TRI-S + 1.5% AS-5

Los surfactantes trabajan logrando un menor tiempo de separación y una separación total así como también la no formación de fango.

Acido: El ácido corriente HF + 0.5% HAI-75

25/75	1% TRI. S + 1% AS-5	5	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	3	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 2% AS-5	3	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	30	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	11	100	no hay fango
50/50	0.5% TRI-S + 2% AS-5	8	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	27	100	no hay fango
75/25	0.5% TRI-S + 2% AS-5	9	100	no hay fango

Para el caso del ácido Fluorhídrico, HF se ha probado con las tres relaciones de volúmenes y hemos encontrado los por porcentajes adecuados de los surfactantes que se van ha usar y estos son:

0.5% TRI-S + 2% AS-5

Como se observa se ha logrado el menor tiempo de separación, la separación total y la no formación de fango.

A continuación daremos la cantidad de aditivos a usar y el porcentaje de efectividad de los surfactantes.

Muestra de Petroleo	Concentración de Acido	Surfactantes y Porcentajes
Pozo: Alfa-15 Formación: Vivian API: 33,5°API	HCL al 5% + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 2% AS-5
Relación de Volumenes: 25/75, 50/50 75/25.	HCL al 7 1/2% + 0.5% HAI-75 + 0.5% CLA STA II + 5% Musol A	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5
	HCL al 15% + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5
	Acido corriente HF + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 2% AS-5

Para este segundo ejemplo estamos con un pozo de 12° API, con -  
tinuamos usando los surfactantes TRI-S, HAI-75, AS-5, un solven-



Acido: HCL al 5% + 0.5% HAI-75

Relación de aceite/ácido	Surfactantes	Tiempo Minimo	Porcentaje de separación	Comentarios
25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	60	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	8	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 2% AS-5	4	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	33	100	no hay fango
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	6	100	no hay fango
50/50	0.5% TRI-S + 2% AS-5	5	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	10	Emulsión
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	22	100	no hay fango
75/25	0.5% TRI-S + 2% AS-5	17	100	no hay fango

Esta prueba se hizo usando los surfactantes aniónicos TRI-S y AS-5 como se ve las tres relaciones de volúmenes (aceite/ácido),

se ha encontrado que para un ácido HCL al 5% ( + 0.5% HAI-75 inhibidor de corrosión), hemos encontrado que los porcentajes de los surfactantes son:

0.5% TRI-S + 2% AS-5

Acido: HCL al 7 1/2% + 0.5% HAI-75 + 0.5% CLA-STA + 5% Musol A

25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	60	90	Emulsión
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	6	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	70	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	8	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	93	Emulsión
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	29	100	no hay fango

Para esta concentración del ácido HCL al 7 1/2% ( + 0.5% HAI-75, inhibidor de corrosión), se ha encontrado que los porcentajes de los surfactantes aniónicos son:

0.5% TRI-S + 1.5% AS-5



Acido: HCL al 15% + 0.5% HAI-75

25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	60	93	Emulsión
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	3	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	82	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	5	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	17	100	no hay fango

Continuando con la prueba ahora trabajamos con un ácido HCL al 15% ( + 0.5% HAI-75, inhibidor de corrosión), se logró hacer la separación total y al menor tiempo de separación y por su puesto no se obtuvo la presencia de fango, esto se realizó con la siguiente mezcla de surfactantes:

0.5% TRI-S + 1.5% AS-5

Acido: El ácido corriente HF + 0.5% HAI-75

25/75	1% TRI-S + 1% AS-5	60	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	5	100	no hay fango
25/75	0.5% TRI-S + 2% AS-5	2	100	no hay fango
50/50	1% TRI-S + 1% AS-5	60	85	Emulsión
50/50	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	12	100	no hay fango
50/50	0.5% TRI-S + 2% AS-5	10	100	no hay fango
75/25	1% TRI-S + 1% AS-5	60	0	Emulsión estable
75/25	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5	31	100	no hay fango
75/25	0.5% TRI-S + 2% AS-5	24	100	no hay fango

Usando el ácido Fluorhídrico HF corriente ( + 0.5% HAI-75, inhibidor de corrosión) y trabajando con las tres relaciones de volumen de aceite/ácido se logró obtener los porcentajes precisos para evitar la formación de fango la separación total y en el

menor tiempo, y estos resultados son:

0.5% TRI-S + 2% AS-5

Como resultado de este trabajo de laboratorio daremos la cantidad recomendada de aditivos para el trabajo de estimulación.

Muestra de Petróleo	Concentración de Acido	Surfactantes y Porcentajes
Pozo: BETA-5 Formación: Vivian API: 12° API	HCL al 5% + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 2% AS-5
Relación de Volumenes: 25/75, 50/50 75/25	HCL al 7 1/2% + 0.5% HAI-75 + 0.5% CLA-STA + 5% Musol-A	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5
	HCL al 15% + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 1.5% AS-5
	Acido corriente HF + 0.5% HAI-75	0.5% TRI-S + 2% AS-5

## PREVENCIONES DE DAÑOS AL POZO

Se debe hacer énfasis en el uso de surfactantes para prevenir el daño. Como se señaló previamente, la acidificación puede causar emulsiones, bloques de agua y problemas de alta tensión superficial.

Las areniscas son aun mas propensas al daño durante la acidificación debido al bloqueo de agua y emulsión, alta tensión superficial, humectabilidad por aceite y dispersión ó floculación de las arcillas. Se debe emplear un surfactante en todos los trabajos de acidificación, y debe ser seleccionado por pruebas de laboratorio

Debido a que los pozos de la selva norte del Perú, son pozos de areniscas, éstos son más susceptibles al daño, todos los fluidos y químicos inyectados ó circulados en los pozos de areniscas durante el servicio, reparación, terminación y estimulación de pozos deben ser probados por compatibilidad con los fluidos de la formación.

Si las pruebas de laboratorio muestran un daño potencial debido a la circulación ó inyección de fluidos en el pozo, los surfactantes deben ser seleccionados por pruebas de laboratorio para prevenir daño.

En los campos de la selva norte es lo general una práctica común el utilizar 2 gal. de surfactante por 100 bls de fluido controlador del pozo. Esto ha dado buenos resultados evitando problemas al pozo, como por ejemplo: bloqueo de agua y emulsión

humectabilidad por aceite, dispersión de arcillas, etc.

## CAPITULO IV

### APLICACION Y RESULTADOS ECONOMICOS

Ejemplos de pozos que se ha aplicado tratamiento químico usando surfactantes y sus resultados económicos.

He considerado dos pozos, en los cuales explico el procedimiento de los trabajos de estimulación. También veremos que el tratamiento con surfactantes es poco costoso y eficiente.

#### AGUAJE N° 9

Esta es un pozo direccional, posee dos formaciones productivas: Vivian y Chonta. La formación productiva Vivian tiene 50 pies de perforados, 4 tiros por pié. La formación Chonta esta cerrada. Este pozo estuvo cerrado desde la prueba de formación (Feb. 1980), en esa prueba la formación dió: 236 blpd, 218 bopd, 18 bwpd, 7.7% WC con 12.8°API durante 8 hrs. la presión en superficie fué de 80 psi. En Marzo 1982 el pozo se puso en producción dando: 14 bopd, 38 bwpd, 52 bfpd, 73%WC. De acuerdo a estos resultados, nos indica la existencia de un daño en la formación

posiblemente debido al tiempo que estuvo cerrado este pozo hasta después que fué puesto a producción. Luego se programó una prueba de inyección hacia la formación para determinar el daño en la formación. Dicha prueba se realizó en Mayo 1982, se tuvo una presión inicial en la sarta de producción (superficial) de 500 psi. y de 70 psi en el anular.

La prueba de inyección se realizó con su mismo fluido, se bombeo dentro de la formación 16 bls de 13.6° API, el régimen de inyección varió de 0.5 a 0.67 bpm, la presión varia de 1950 psi a 2250 psi, esta última fué la presión final.

Luego el pozo se abrió y fluyó lentamente, la presión anular se mantuvo en 70 psi.

Esta prueba de inyección nos determinó un índice de inyectabilidad de 0.2 bpd/psi, comparando con el índice de productividad (I.P.) determinado en la prueba del pozo que fué de 3 bpd/psi, nos indica que la formación Vivian tiene un fuerte daño que puede ser: un bloqueo por emulsión, o un problema de mojabilidad al petróleo, bloqueo por arcillas y por alta tensión superficial e interfacial.

Debemos tener en cuenta que el pozo estuvo cerrado mas 2 años ya que por motivos de construcción de la batería de producción, se recomendaba tener el pozo cerrado, para esto se tuvo que condicionar el fluido con que se completo el pozo. Pero es probable que no se puso la cantidad apropiada de surfactante para contrarrestar los daños posibles a la formación.

Para esto se programó un tratamiento de estimulación a la formación usando la mezcla solvente-surfactante, este trabajo se realizó en Julio, 1982.

Se usó como fluido transportador petróleo crudo de 35°API, Paragon como solvente de depósitos de parafina y asfaltenos, Musol-A para ayudar al surfactante a mojar al agua a la arenisca, proveer emulsiones y limpiador de formaciones, y por último el surfactante Hyflo III que es del tipo aniónico y no iónico que es usado para romper tapones de agua y remover emulsiones de petróleo crudo, este surfactante con el paragon rompen emulsiones mediante la disolución de parafinas y partículas asfálticas, ya que éstas estabilizan las emulsiones.

Las cantidades usadas fuerón:

65 bls de crudo limpio 35°API	65 bls
880 gal de Paragon	21 "
220 gal de Musol-A	5 "
21 gal de Hyflo III	0.5"
Mezcla total	91.5 bls

Se procedió a inyectar la mezcla, la formación empezó a tomar con 2000 psi a un régimen de 0.5 bpm, la presión mas alta fué de 2350 psi, finalizando de bombear toda la mezcla, el pozo fué cerrado durante una hora con el fin de que la mezcla actué. Luego se puso el pozo en producción.

La prueba de producción nos dió: 798 bopd, 74 bwpd, 872



bfpd, 3%WC (I.P. = 10.8), este resultado nos indica pues que el trabajo ha sido exitoso que daño de la formación ha sido eliminado.

#### Calculo de costos

Costos de tratamiento con solvente-surfactante.

Por químicas: crudo limpio + paragon + Musol-A + Hyflo III	= \$ 8733
Por equipo y operadores	\$ 1848
Total gasto	\$10581

La prueba de producción antes del tratamiento dió: 14 bopd  
la prueba de producción después del tratamiento da: 798 bopd  
luego comprobamos que hay un incremento de:  $798 - 14 = 784$  bopd  
o sea que hemos ganado 784 bopd que en dólares viene a ser:

$$784 \text{ bls} \times 18 \text{ \$/bls} = \$14112$$

Durante el trabajo de estimulación el pozo estuvo cerrado un dia y dejó de producir:  $14 \text{ bls} \times \$18 = \$252$ , total gasto durante la estimulación:  $\$10581 + \$252 = \$10833$

Tiempo de recuperación	\$10833	= 0.76 = 1 día.
del gasto invertido	\$14112	

De acuerdo a estos valores vemos que tan solo con un día de producción recuperamos la inversión..

## COCONA N° 1

Este pozo es vertical y se completo con dos sertas de producción inicialmente fué fluyente, luego se cambió por el sistema de bombeo neumático y que continua hasta hoy día.

Actualmente estan siendo producidas por dos sertas: por la sarta larga produce la formación Chonta y por la sarta corta la formación Vivian. La última prueba de presión de fondo mostró que el I.P. para Vivian resultó ser 6.6 BPD/psi y para la formación Chonta el I.P. = 0.8 BPD/psi (Dec. 1984). Revisando las pruebas de producción se encontró que para:

Vivian: 1116 bopd, 2265 bwpd, 67% WC, 18.2° API, (Enero, 1985)

Chonta: 326 bopd, 759 bwpd, 70% WC, 36% API, (Enero, 1985)

Pero revisando las anteriores corridas de registros de presión se encontró máximos valores de I.P. para Vivian fue de 14.7 y para Chonta 4.4, por lo que indica que las formaciones Vivian y Chonta estan dañadas, ademas ambas sertas de producción estan "Cabeceando" y es muy dificil llegar a estabilizar el pozo cuando la presión del sistema cae.

El proposito de este trabajo es de estimular las formaciones Vivian y Chonta con la mezcla solvente-surfactante porque de acuerdo a los valores del I.P. vemos que han decendidos y es probable que se deba a un daño en dichas formaciones que podría ser un bloqueo por emulsión, ya que cuando los régimenes son altos se produce en la vecindad del pozo flujos turbulentos que originan formación de emulsiones en los canales granulares y ayudando a es

to el desprendimiento y migración de arcillas, esto hace que se produzcan un taponeo , ademas estas arcillas estabilizan una emulsión.

De acuerdo a los datos de laboratorio se sabe que este pozo posee un crudo que tiene parafina y es probable que tenga depósitos de parafina en la zona de perforados o en la vecindad del pozo o también en la sarta de producción. Para esto bombeamos 520 galones de Parid PD-72 con el fin de disolver estos depósitos de parafina y permitir que la mezcla solvente-surfactante se inyecte sin problemas.

#### Estimulación en la formación Chonta

Preparamos la mezcla de solvente-surfactante:

Petróleo limpio	64%	2688 gal	fluido transportador
tolueno	30%	1260 gal	solvente de gran poder
Musol-A	5%	210 gal	solvente mutual
Hyflo-IV	1%	42 gal	surfactante
	100%	4200 gal	= 100 bls.

Se inyectaron estos 100 bls de mezcla dentro de la formación a un régimen no mayor de 2 bpm y se llego a tener una presión máxima de 2600 psi. Luego se puso en producción.

La prueba de producción despues de un día de trabajo de estimulación nos dió: 797 bopd, 1301 bwpd, 2098 bfpd, 62% WC 36° API.

Calculo de costos

Mezcla solvente-surfactante                      Compañía de servicio = \$ 19 144  
+  
Parid

Producción antes del trabajo de estimulación : 326 bopd

producción despues de la estimulación                      : 797 bopd

Durante el trabajo de estimulación este pozo

estubo cerrado un día y dejó de producir                      : 326 X 1 = 326 bopd

lo que se dejó de recibir fué de                      : 326 X \$ 18 = \$ 5,868

producción recuperada despues del trabajo de

estimulación                      : 797 - 326    471 bopd

lo que se recupera despues del trabajo de

estimulación                      : 471 X \$ 18    \$ 8,478

por día

Total gasto durante la estimulación                      : \$ 5,868 + \$ 19,144 =

= \$ 25, 012

Tiempo de recuperación del gasto invertido                      :

\$25,012

= 2.9 = 3 días

\$8,478

de pro

ducción.

De acuerdo a los datos obtenidos con los 3 días de producción recuperamos toda la inversión empleada para este trabajo de estimulación. Por eso antes de todo trabajo químico complejo es preferible hacer este tipo de estimulación que es más económico y mas rápido y nos da resultados satisfactorios.

Estimulación en la formación Vivian

Preparamos la mezcla de solvente-surfactante:

Petróleo limpio	64%	2688 gal	fluido transportador
Tolueno	30%	1260 gal	solvente de gran poder
Musol-A	5%	210 gal	solvente mutual
Hyflo-IV	1%	42 gal	surfactante
Total	100%	4200 gal	= 100 bls.

De acuerdo con los datos de producción indica que el pozo produce parafina es este motivo que tenemos que bombear un frente de 520 gal. de Parid PD-72 para disolver cualquier depósito de parafina en la zona de baleo, vecindad del pozo, así como también en la tubería de producción, detrás de este frente bombeamos los 100 bls de mezcla solvente-surfactante. Se empezó a inyectar a un régimen promedio de 1.5 bpm teniendo una presión máxima de 1400 psi, luego se puso el pozo en producción.

Luego se hizo una prueba de producción resultando:

1277 bopd, 2841 bwpd, 4118 bfpd, 69% WC, 18.2° API.

Calculo de costos

Estimulación en la formación Vivian usando la mezcla solvente-surfactante:

Mezcla solvente-surfactante		Costos por compañía	
Parid PD-72	+	de servicio	= \$ 22,144

Producción antes del trabajo de estimulación: 1116 bopd  
producción después de la estimulación 2841 bopd  
Este pozo cerrado durante los tres (3) días  
hasta hacer la estimulación.

Total bls. no producidos 1116 bls X 3 -  
= 3348 bls.

lo que se deja de recibir es 3348 bls X \$ 18  
= \$ 60, 264

producción recuperada después del trabajo de  
estimulación 2841 - 1116 =  
= 1725 bls.

ganancia por producción recuperada es 1725 bls. X \$ 18 =  
= \$ 31, 050.

Total gastos durante el trabajo de estimula-  
ción \$ 22,144 + \$ 60,264 =  
= \$ 82,408.

Tiempo de recuperación del gasto invertido  
será  $\frac{82,408}{31,050} = 2.6 = 3$  días de  
producción.

De acuerdo a: estos resultados podemos afirmar que el trabajo de estimulación es económico y rápido y por supuesto exitoso.

Finalmente presento los siguientes gráficos del resultado del tratamiento químico de 10 pozos donde se ha tenido como ingrediente de estas mezclas químicas al surfactante. Estos ejemplos son de pozos de la selva norte del Perú.

## CONCLUSIONES

A través del uso cuidadoso con los surfactantes, es posible aumentar en gran medida la producción de crudo y de gas tanto en las técnicas de producción primaria como en las secundarias.

Esto es evidente cuando uno considera la gran variedad de usos de los surfactantes. Los resultados son algunas veces espectaculares, sin embargo, son mas comunes los aumentos de producción a cor-to plazo. Los resultados de la estimulación química se puede determinar mejor por un análisis de la curva de disminución de la producción después del tratamiento. La falla de muchos tratamientos químicos se ha debido en gran parte a un mal diagnóstico del pozo y a una mala aplicación del proceso de estimulación.

Es muy difícil diagnosticar positivamente el daño del pozo, sin embargo, suponiendo que el problema ha sido diagnosticado como respuesta al tratamiento con surfactantes, el proximo paso es el de planificar el trabajo para remover el daño existente sin causar daño adicional. El plan de estimulación debe incluir proviciones practicas para suministrar un fluido transportador limpio para el surfac-



tante, incluyendo un sistema de manejo y mezclado limpio.

En todo tratamiento con ácido en campos nuevos es siempre recomendable hacer una prueba de emulsión y de compatibilidad ya que de esta manera se evitará dañar la formación. Para estas pruebas de laboratorio recomendamos consultar con los libros de la A.P.I., en especial de la revisión de 1977 del A.P.I. RP42, "Practicas Recomendadas para Pruebas de Laboratorio de Agentes de Superficie Activa para la Estimulación de Pozos", brindará una gran ayuda con el empleo de los surfactantes en las operaciones de campo.

