

Lej. 32



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS  
PRESENTES EN POZOS  
PETROLEROS.

## Trabajo Escrito

que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

RICARDO ROMERO ELIZONDO

México, D. F.

1987.



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.

DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS  
PRESENTES EN POZOS PETROLEROS

CAPITULO

- I INTRODUCCION.
  - II DEPOSITOS ORGANICOS.
    - II.1 CAUSAS DE LA PRECIPITACION DE DEPOSITOS ORGANICOS.
    - II.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR DEPOSITOS ORGANICOS.
    - II.3 CONTROL DE DEPOSITOS ORGANICOS.
  - III DEPOSITOS INORGANICOS.
    - III.1 CAUSAS DE LA PRESENCIA DE ARENA Y SEDIMENTOS.
    - III.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR ARENAMIENTO.
    - III.3 CONTROL DE ARENAMIENTO.
      - III.3.1 REDUCCION DE LAS FUERZAS DE ARRASTRE.
      - III.3.2 METODOS MECANICOS DE CONTROL DE ARENAS.
      - III.3.3 METODOS DE CONSOLIDACION PLASTICA PARA EL CONTROL DE ARENA.
  - IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- NOMENCLATURA.
- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

# I N D I C E

	<u>Pág.</u>
INTRODUCCION . . . . .	1
DEPOSITOS ORGANICOS . . . . .	2
CAUSAS DE LA PRECIPITACION DE DEPOSITOS ORGANICOS. . . . .	9
PROBLEMAS OCASIONADOS POR DEPOSITOS ORGANICOS. . . . .	14
CONTROL DE DEPOSITOS ORGANICOS. . . . .	22
DEPOSITOS INORGANICOS. . . . .	31
CAUSAS DE LA PRESENCIA DE ARENA Y SEDIMENTOS. . . . .	33
PROBLEMAS OCASIONADOS POR ARENAMIENTO. . . . .	33
CONTROL DE ARENAMIENTO . . . . .	35
REDUCCION DE LAS FUERZAS DE ARRASTRE . . . . .	35
METODOS MECANICOS DE CONTROL DE ARENA . . . . .	39
METODOS DE CONSOLIDACION PLASTICA PARA EL CONTROL DE ARENA . . . . .	65
NOMENCLATURA	
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.	

## I.- INTRODUCCION

Durante la explotación de los yacimientos petroleros, la producción de los hidrocarburos puede ser afectada por problemas ocasionados en los pozos.

Estos problemas son ocasionados por:

- 1.- Obstrucciones del aparejo, del pozo y de las perforaciones.
- 2.- Problemas mecánicos en tuberías, aparejos y en equipo superficial.
- 3.- Problemas originados por cambios en las condiciones del yacimiento.
- 4.- Problemas inherentes a la formación y sus fluidos.

La obstrucción del aparejo, del pozo y de las perforaciones, puede ser ocasionada por la precipitación de material asfáltico y parafínico - del aceite, éste problema se conoce como depósitos orgánicos; otro problema de obstrucción, es ocasionado por la producción de arena y sedimentos en formaciones poco o no consolidadas y se refiere a los depósitos - inorgánicos o arenamiento.

El propósito del siguiente trabajo, es describir en forma general - lo que son los depósitos orgánicos e inorgánicos, las causas de su presencia, los problemas que ocasionan y algunos métodos preventivos y correctivos para su solución. Para tal propósito, cada uno de los problemas es - tratado en forma separada.

## II.- DEPOSITOS ORGANICOS

Entre los más importantes problemas que afronta la industria petrolera en la explotación de los hidrocarburos del subsuelo, se encuentran - aquéllos relacionados con el obturamiento de tuberías y equipo de producción; obturamientos debido a la depositación orgánica propiciada por materiales que forman parte del propio crudo.

La presencia de estos depósitos ocasiona problemas en la recuperación de aceite desde el propio yacimiento, en los aparejos de producción y en el equipo superficial de manejo de los hidrocarburos. Tales problemas causan erogaciones considerables por concepto de mantenimiento de la operación de los sistemas y por concepto de producción diferida.

Los depósitos orgánicos generalmente son sólidos y semi-sólidos, -- que reducen las áreas libres al flujo, llegando hasta el obturamiento total de las mismas.

Generalmente los problemas son ocasionados por componentes del propio aceite del subsuelo, y se han identificado como sustancias ASFALTICAS y PARAFINICAS. En general, los depósitos de tipo asfáltico contienen en menor grado sustancias parafínicas y los depósitos parafínicos contienen en menor proporción sustancias asfálticas; es decir, los depósitos orgánicos presentan ambos tipos de sustancias asociadas en mayor o menor -- proporción.

Los procesos o causas que dan lugar a los depósitos asfálticos o pa

rafinicos, las características de cada uno de estos materiales y los procedimientos para su remoción, son diferentes, por lo que son discutidos por separado.

#### MATERIAL ASFALTICO (1.2)\*

Un alto porcentaje de aceites crudos contienen sustancias asfálticas en forma coloidal, que pueden ser precipitadas natural o artificialmente. En general, se acepta que estas sustancias están compuestas de ASFALTENOS, RESINAS NEUTRAS y ACIDOS ASFALTOGENICOS (3).

Debido a que los ácidos asfaltogénicos se presentan en los aceites crudos en cantidades muy pequeñas, los asfaltenos y las resinas neutras son los compuestos principales del material asfáltico.

#### ASFALTENOS:

Son hidrocarburos sólidos de alto peso molecular, de color negro y con un fuerte acento aromático. Son insolubles en hidrocarburos ligeros y se precipitan en presencia de un exceso de éter de petróleo. Son solubles en benceno, cloroformo y bisulfuro de carbono, entre otros solventes.

#### RESINAS NEUTRAS:

Son hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular, insolubles en ácidos y álcalis y completamente miscibles en aceites del petróleo, incluyendo las fracciones ligeras.

\*Referencias al final.

### ACIDOS ASFALTOGENICOS:

Son sustancias solubles en soluciones alcalinas y en benceno.

De estudios que se han realizado por medio de mediciones de viscosidad y observaciones al microscopio electrónico <sup>(4)</sup>, se han definido que - en general las partículas de asfaltenos se encuentran rodeadas por resinas, las que gradualmente van formando parte del propio aceite, tal como se presenta en la Fig. II.1. Estas sustancias forman suspensiones coloidales altamente dispersas. Las partículas de asfaltenos se han separado de los crudos a través de fuerzas centrífugas, habiéndose caracterizado - como partículas esféricas de densidad media de 1.22 g/cc., un diámetro entre 30 y 65 Å, siendo su diámetro medio de 40 Å, y con peso molecular alrededor de 30,000. Esto ha permitido conceputar que el material asfáltico está formado por miscelas en cuyo centro se encuentran los asfaltenos y adsorbidos a éstos las resinas neutras, rodeándose de componentes - más ligeros y menos aromáticos, con una transición gradual hacia compuestos preponderantemente alifáticos; por tanto, no existe una interfase definida.

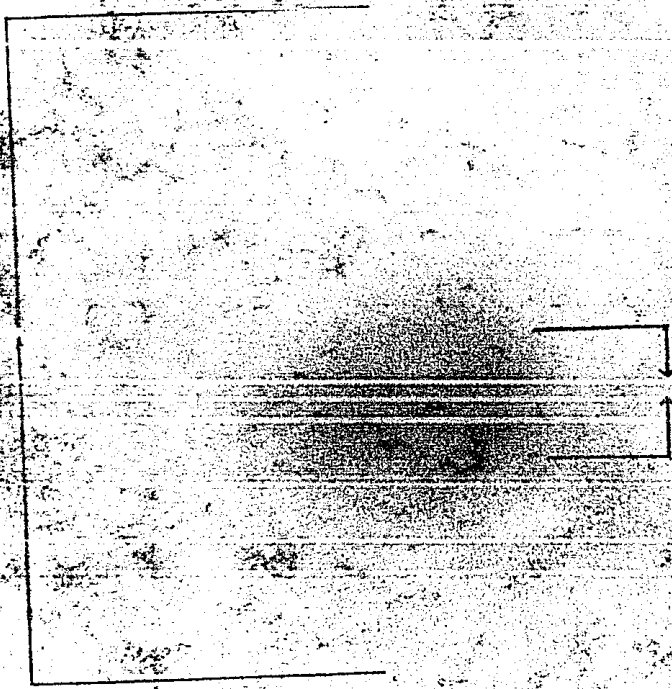
### MATERIAL PARAFINICO:

Como en el caso del material asfáltico, la mayor parte de los crudos contienen una mayor o menor cantidad de sustancias Parafínicas. <sup>(2)</sup>

Las parafinas son cualquiera de las series homólogas de hidrocarburos saturados que siguen la fórmula estructural  $C_nH_{2n+2}$ . <sup>(5)</sup> Sin embargo, en la terminología empleada en los campos petroleros, las parafinas -



RESINA



ACEITE

ASFALTICO

FIG. II. 1. - PRESENCIA DEL MATERIAL ASFALTICO EN EL CRUDO

son aquéllos hidrocarburos que tienen suficiente peso molecular para poseer la propiedad de ser un sólido a altas temperaturas. Las parafinas que causan problemas de depositación, son hidrocarburos que contienen entre 26 y 50 átomos de carbono y se han identificado principalmente, como mezclas de hidrocarburos de cadena recta, aunque se han detectado pequeñas cantidades de compuestos de cadena ramificada y constituyentes aromáticos en muestras recuperadas de pozos productores. (2)

Los depósitos de parafina consisten en pequeños cristales de cera que tienden a aglomerarse y a formar partículas granulares de cera, del tamaño de granos de sal de mesa. (6)

Las parafinas son materiales no polares. Esto significa que no se adsorben selectivamente sobre cualquier superficie y que otras fuerzas que no son de naturaleza química, se requieren para causar su depositación en las instalaciones petroleras. Las propiedades no polares de las parafinas, se sustentan en el hecho de que los solventes no polares sean más efectivos en la disolución de parafinas, que los solventes polares. (2)

La familia de hidrocarburos clasificada como parafinas, es demasiado inerte y por lo tanto, resistente al ataque por ácidos, bases y agentes oxidantes. Por esta razón, ha sido muy difícil inhibir los depósitos de parafina por medios químicos. (6)

Estos depósitos están sujetos a cambios en su estado con el tiempo. La presencia de agua y depósitos de otros materiales, pueden incrementar la severidad del problema, aún después de que tuvo lugar el depósito

to de parafina. El gas pasando sobre el depósito, libera los constituyentes ligeros, causando o provocando un efecto de secado. El contacto con el agua, al menos a temperaturas altas, tiende a compactar la parafina, cambiando su estado al de un plástico. (2)

Luego que el depósito se ha formado, es un excelente medio para coleccionar otros tipos de materiales, como cristales de Cloruro de Sodio, -- Sulfato de Bario, Sulfato de Calcio, Oxido de Hierro, Calcio y Magnesio, etc. (2)

La mayoría de estos depósitos recuperados, contienen ceras parafínicas, ceras micro-cristalinas y material asfáltico.

#### CERAS PARAFINICAS:

Constituyen alrededor del 50% de los depósitos. Estas ceras consisten en cristales en forma de aguja, largos y bien formados, que se aglomeran y forman grandes masas (Fig. II.2).

#### CERAS MICRO-CRISTALINAS:

Hidrocarburos alifáticos de alto peso molecular, constituyen menos del 10% de los depósitos y se caracterizan por la firmeza de sus cristales y cuando se suspenden en un solvente no se observa una forma bien definida.

Este tipo de cristales tienden a permanecer dispersos y muestran pequeña tendencia a aglomerarse. (2)

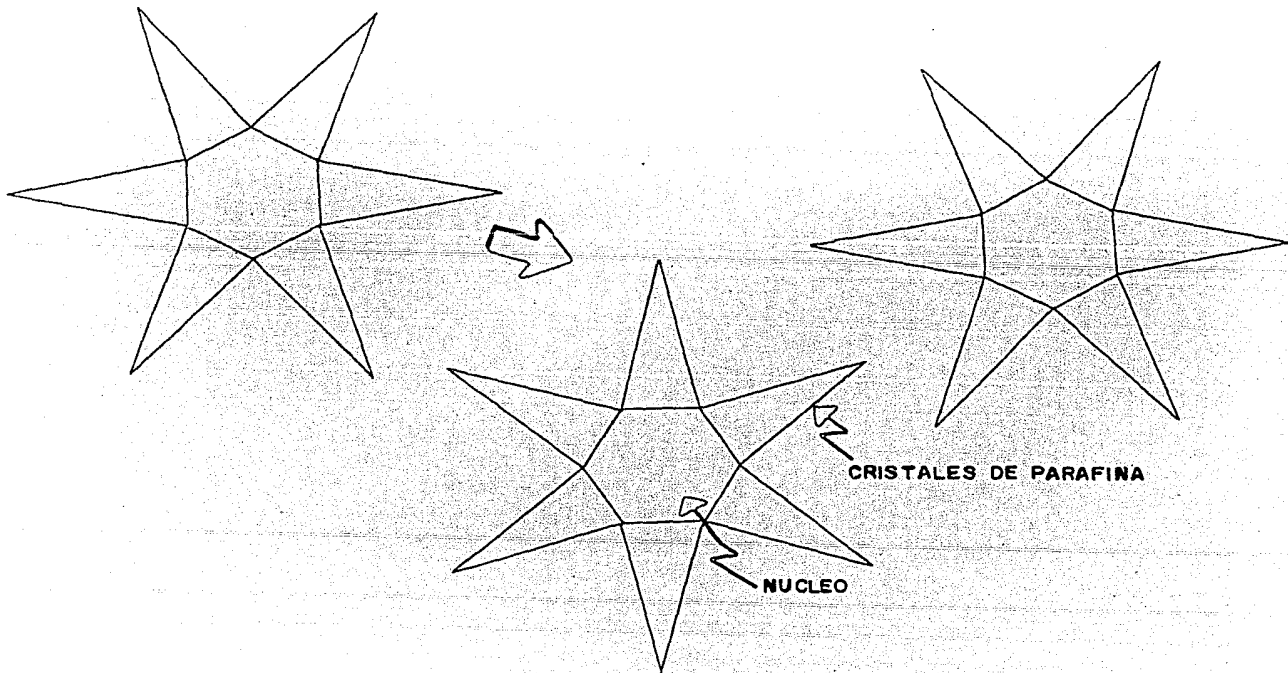


FIG.II.2- PATRON DE CONFIGURACIONES TÍPICO DE CRISTALES DE PARAFINA NATURAL

### MATERIAL ASFALTICO:

Este material está contenido en algunos depósitos parafínicos, es una sustancia amorfa, pegajosa, negra y semisólida, la que en presencia de la parafina se encuentra en cantidades de un 10% a un 56%. (2)

#### II.1 CAUSAS DE LA PRECIPITACION DE DEPOSITOS ORGANICOS.

A través de estudios en microscopios electrónicos, con métodos de ultra centrifugación, observación de potencial de corriente y otros procedimientos, se ha logrado tener un panorama más amplio de las diversas y posibles causas que promueven la precipitación de las partículas orgánicas contenidas en el crudo. (2)

#### CAUSAS DE PRECIPITACION DEL MATERIAL ASFALTICO.

La estabilización de las partículas asfálticas coloidales se debe a las resinas neutras adsorbidas. Cuando por alguna causa ocurre el desprendimiento de estas resinas o aromáticos peptizantes, se rompe el equilibrio de la suspensión y se precipita el material asfáltico. (1)

Como resultado de los trabajos realizados, se ha determinado que el asfalto puede precipitarse por solventes, cambios de presión y temperatura, segregación gravitacional, electrodeposición y potencial de corriente; causas que pueden presentarse en forma aislada o simultánea. (1)

#### SOLVENTES.

En experimentos de laboratorio sobre la dilución de aceites crudos

en solventes, se observó que algunos solventes causan la precipitación de sustancias asfálticas. Esto fue comprobado por medio del microscopio -- electrónico, al diluir las muestras con un solvente o al introducir el -- porta-objetos en éter de petróleo. La precipitación del material asfáltico obtenido por medio de solventes, tales como: éter de petróleo, iso-octano, iso-hexano, pentano normal y acetona, se ha explicado en base a una remoción de los agentes peptizantes adsorbidos que estabilizan las partículas coloidales en el aceite crudo. (1)

#### CAMBIOS DE PRESION Y TEMPERATURA:

De estudios efectuados al respecto, se ha encontrado que las sustancias asfálticas pueden precipitarse debido a incrementos o decrementos de presión y temperatura. Así en sistemas multifásicos de hidrocarburos se obtuvo precipitado asfáltico por disolución de gas al incrementar la presión. Además, en líneas de flujo y separadores de aceite y gas, se ha tenido el mismo resultado por disminución de presión. Resultados similares se han obtenido por cambios de composición. Sin embargo, en estudios experimentales con crudos asfálticos en celdas de equilibrio, variando las presiones y temperaturas, no se logró evidencia de sustancias asfálticas precipitadas. (1)

#### SEGREGACION GRAVITACIONAL:

Debido al carácter coloidal de las partículas asfálticas y a su mayor densidad para obtener su sedimentación, es necesario utilizar métodos de ultracentrifugación.

De acuerdo con ésto, si ocurre la aglomeración de partículas asfálticas, dada la diferencia de densidades entre éstas y el aceite crudo, - ocurrirá la depositación por segregación gravitacional. (1)

#### ELECTRODEPOSITACION DE PARTICULAS ASFALTICAS..

Se ha demostrado que las partículas asfálticas en estado coloidal en el aceite crudo, están cargadas eléctricamente, por lo que al imponer una diferencia de potencial a través de una masa de aceite, si estas partículas están presentes, se provoca una migración de estas mismas a uno de los electrodos. De experimentos de laboratorio, se ha encontrado que las partículas asfálticas poseen carga negativa. Al aplicar un potencial entre dos electrodos sumergidos, se observó un depósito de sustancias asfálticas en el polo positivo. El mecanismo de este fenómeno se debe a la neutralización de las cargas negativas de la partícula asfáltica al contacto con el electrodo positivo, causando su depositación, conocida como electrodepositación. De estas mismas pruebas se observó que - las muestras de aceite sujetas a una electrodepositación, al ser filtradas a través de un papel filtro, mostró un precipitado asfáltico que no existía antes de imponer el potencial. (1)

#### POTENCIAL DE CORRIENTE.

El movimiento simultáneo de varias fases, así como el movimiento de soluciones a través de un medio poroso, producen un potencial eléctrico conocido como potencial de corriente. Se ha demostrado que este potencial causa la precipitación de partículas coloidales. Estudios al respecto han indicado que las partículas asfálticas se precipitan como -

resultado de una neutralización de cargas, por el potencial de corriente generado. El mecanismo de depositación es similar al de la electrodeposición, aunque en este caso, las cargas de las partículas se neutralizan por las cargas opuestas del fluido debidas al potencial de corriente. (1)

#### CAUSAS DE LA PRECIPITACION DE MATERIAL PARAFINICO.

La causa principal de la separación de las parafinas del aceite -- crudo, se debe a una disminución en la solubilidad. Esta disminución en la solubilidad es el resultado de cambios en las condiciones ambientales que disturbán el equilibrio de la solución. Los factores que afectan este equilibrio, son los cambios de presión y temperatura, la evaporación y la pérdida de gases disueltos. (2)

Experimentos de laboratorio han demostrado que las parafinas con mayor peso molecular y más alto punto de fusión, son las primeras en separarse de la solución. (2)

#### EFFECTO DE LA TEMPERATURA.

Como se estableció previamente, el factor más importante que ocasiona la depositación de la parafina, es la pérdida en la solubilidad de la cera en el aceite crudo. Una de las causas de esta pérdida en la solubilidad, es el resultado de cambios en la temperatura en el líquido.-- En su libro, Paraffin and Congealing Oil Problems, C. E. Reistle, (6) en lista las condiciones más importantes que ocasionan la separación de la parafina del aceite. Estas condiciones son: (1) El enfriamiento produ



cido por el gas que se expande a través de un orificio o restricción. - -  
 (2) El enfriamiento producido como resultado de la expansión de gas, debido al movimiento del aceite de la formación al pozo y del pozo a la superficie. (3) El enfriamiento producido por radiación de calor del aceite y gas que rodea la formación cuando éste fluye del fondo del pozo a la superficie. (4) Enfriamiento producido por la disolución de gas cuando éste se libera de la solución. (5) Cambios en la temperatura producidos por la intrusión de agua, y (6) Pérdida en el volumen y cambios en la temperatura debido a la evaporización o vaporización de los constituyentes ligeros. Por lo tanto, descuidos del operador ocasionan que la cera cristalice fuera de la solución cuando la temperatura de la solución es reducida lo suficiente. El enfriamiento del aceite en el pozo es el resultado de todas las condiciones arriba mencionadas.

#### EFFECTO DE LA PRESION.

La presión tiene un efecto nulo en la solubilidad de las parafinas en el aceite, pero en cambio mantiene los gases disueltos y los componentes volátiles en solución, además mantiene el aceite a la temperatura de la formación. Por otro lado, está claro que es imposible producir aceite sin tener una considerable caída de presión en el pozo. (2)

Las mayores caídas de presión, entre la presión normal del yacimiento y la presión de fondo, ocurren en la vecindad del pozo. Entre mayor sea la caída de presión, mayor será el enfriamiento que sufra el líquido. Este enfriamiento generalmente tiene lugar en la cara de la formación, debido a que los espacios porosos actúan como orificios y la ex-

pansión de los gases y subsecuente evaporación de los componentes volátiles, conforme el aceite deja la formación y entra al pozo, es suficiente para causar un enfriamiento apreciable del aceite. (2)

La pérdida de componentes ligeros reduce el volumen de aceite, con lo cual reduce la cantidad de parafina que el aceite puede mantener en solución a una temperatura específica. Lo anterior, se debe a una reducción en el solvente disponible para disolver la misma cantidad de parafina y a una menor solubilidad en el aceite. Generalmente las parafinas son más solubles en los constituyentes más ligeros del aceite que en los más pesados. (2)

La evaporación de los componentes volátiles en el aceite, también tiende a reducir la temperatura del aceite, debido al calor sensible perdido por el mismo durante el proceso de evaporación de los componentes ligeros. Lo anterior se aplica a pozos con altas relaciones Gas-Aceite, pues una excesiva producción de gas provoca la pérdida de los componentes volátiles del aceite, con un consecuente excesivo enfriamiento. (2)

## II.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LOS DEPOSITOS ORGANICOS.

### PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL MATERIAL ASFALTICO.

En la explotación del petróleo se presentan problemas debido a la presencia de las sustancias asfálticas en el crudo, tales como su precipitación a consecuencia de tratamientos con ácido, provocando el bloqueo de la zona estimulada; su depositación en el equipo de producción; su in

fluencia en la formación de emulsiones y su efecto en la recuperación -- del aceite de los yacimientos. (1)

#### FORMACION DE LODO ASFALTICO DURANTE ESTIMULACIONES CON ACIDO.

La formación de lodo asfáltico durante estimulaciones con ácido, - ha sido un problema reconocido en muchas áreas. Generalmente causa obstrucciones en el medio poroso con un resultado adverso al tratamiento.-- El lodo asfáltico es un precipitado del material coloidal asfáltico que se presenta al contacto del aceite crudo con ácido. Es una sustancia generalmente insoluble. (1)

En los pozos que se presenta el problema, la limpieza es lenta y - durante la remoción de los productos de reacción, se producen considerables cantidades de material parecido al asfalto. En algunos casos puede resultar un obturamiento parcial o total del pozo. (1)

En pruebas de laboratorio se ha observado que después de agitar - vigorosamente HCl y aceite crudo, se puede presentar una capa viscosa en las interfases. Esta capa es de espesor variable y puede ser: emulsión estable, parafina, sólidos inorgánicos mojados en aceite o lodo asfáltico. Si la capa persiste aún después de agregar desémulsificante, - incrementar la temperatura y centrifugar, se tratará de lodo asfáltico.- (1)

Estudios relacionados con la formación de lodos asfálticos revelan que una gota de ácido colocada en aceite, forma una película rígida capaz de encogerse y plegarse. Este fenómeno se observó sólo en los acei-

tes que presentan tendencias a formar lodos asfálticos. Los residuos de dichas películas permanentes tienden a coalescer, formando masas asfálticas negras. Pruebas adicionales demostraron que la cantidad de lodo asfáltico formado, depende del tiempo de contacto entre el ácido y el aceite. Asimismo, se notó que a mayor concentración de ácido, se tiene mayor cantidad de lodo asfáltico. También se observó que al contacto entre ácido gastado y aceite crudo, se obtiene material asfáltico. (1)

#### DEPOSITACION DE SUSTANCIAS ASFALTICAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCION.

Esta depositación ocurre desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento. Este problema se agudiza cuando el equipo de producción no es accesible para efectuar operaciones de limpieza; tal es el caso de las líneas de descarga de hidrocarburos desde las plataformas marinas a tierra. (1)

La depositación de material asfáltico puede ser el resultado de su precipitación durante el flujo del aceite desde el yacimiento o también, puede deberse al acumulamiento de material asfáltico aglutinado en determinadas secciones de las líneas de descarga. Otra posible causa de los depósitos, es la producción desde el yacimiento de la sustancia asfáltica en estado libre, y ya aglutinado. (1)

De estudios e investigaciones de laboratorio, se encontró que el depósito que ocurre en el equipo de producción, cuando el crudo contiene material asfáltico coloidal, puede originarse por fenómenos de electrodeposición, por potenciales de corriente y por segregación de material -

asfáltico proveniente del rompimiento de emulsiones agua-aceite crudo.-- El fenómeno de electrodepositación en tuberías de descarga se debe a la creación de zonas anódicas y catódicas en las paredes de las líneas. Es tas zonas se manifiestan como resultado de diferentes concentraciones en los componentes que integran la tubería, tales como soldaduras y coples; así como a los cambios de temperatura ambiente. (1)

Los potenciales de corriente, como ya se mencionó, se generan por el movimiento de fluidos a través de las tuberías. (1)

Las emulsiones agua-aceite, en crudos asfálticos, presentan una pe lícula interfacial rígida formada de partículas asfálticas coloidales.-- Al romperse la emulsión, estas partículas se aglutinan y posteriormente se depositan por segregación gravitacional. (1)

Si el yacimiento aporta material asfáltico precipitado, éste se de positará por segregación gravitacional. (1)

Otros estudios al respecto, indican que el depósito de material as fáltico en el equipo de producción, puede ocurrir como resultado de la - combinación de todos los factores mencionados, incluyendo cambios externos de temperatura durante el flujo de hidrocarburos. (1)

#### INFLUENCIA DE MATERIALES ASFALTICOS EN LA FORMACION DE EMULSIONES.

De estudios experimentales se ha llegado a la conclusión de que -- las tendencias de emulsificación de la mayor parte de los aceites crudos se deben a la presencia de material asfáltico coloidal. A mayor conteni

do de este material, las emulsiones agua-aceite son más estables; ya que las sustancias asfálticas envuelven a las partículas de agua, comportándose como agentes activos de superficie formadores de película. Sin embargo, este comportamiento no ha sido explicado satisfactoriamente, en vista de que el asfalto no es en sí, una sustancia activa de superficie. (1).

También se han encontrado quelatos de porfirina-metal y otros compuestos nitrogenados adsorbidos, en las interfases agua-aceite. Esto ha ce suponer que los asfaltenos, las resinas y las parafinas encontradas en las películas interfaciales, estaban originalmente estabilizadas por com plejos de porfirina-metal y posiblemente éstos sean los responsables de las propiedades surfactantes mostradas por los materiales asfálticos. (1)

Se hace notar que cuando la fase acuosa tiene un pH menor a 9, la película interfacial se presenta como una membrana rígida e irreversible que rodea a la gota de agua. Las características y composición de dicha membrana, son similares a las obtenidas con soluciones ácidas en contacto con crudo asfáltico. (1)

Es evidente que las emulsiones estables agua-aceite causan problemas en la producción de los hidrocarburos desde el mismo yacimiento. El desarrollo de una emulsión estable en la vecindad del pozo, produce un - bloqueo parcial o total al flujo del aceite del yacimiento. Además, las emulsiones incrementan considerablemente los costos de operación, ya que se requiere la aplicación de procedimientos para separar el agua del - - aceite producido. (1)

Debido a que el material asfáltico se concentra formando una membrana rígida que envuelve el agua, el rompimiento de una emulsión provoca que este material se aglutine, formando masas asfálticas que pueden depositarse por segregación. De aquí, que en ocasiones, no sea conveniente iniciar el proceso de desemulsificación desde el pozo, ya que existe la posibilidad de obturar las líneas de recolección.

#### EFFECTO DE LAS SUSTANCIAS ASFALTICAS EN LA RECUPERACION DEL ACEITE DE LOS YACIMIENTOS.

En la mayor parte de las interfases del contacto agua-aceite crudo, se han observado películas interfaciales que influyen la eficiencia de la recuperación del aceite de los yacimientos por empuje hidráulico natural y por inyección de agua. (1)

En el desplazamiento de aceite por agua, ya sea en yacimientos con empuje hidráulico o en proyectos de recuperación secundaria, el agua invade a la roca y el aceite es desplazado totalmente en algunos poros y dejando como una fase discontinua en otros. (1)

La forma como el agua se mueve a través del medio poroso, está preponderantemente influenciada por las fuerzas capilares, que a su vez dependen de las interacciones entre las interfases líquido-sólido y agua-aceite.

De aquí, que la recuperación del aceite dependa en gran parte de las características de dichas películas interfaciales. (1)

Investigaciones de laboratorios al respecto han demostrado que -- las películas interfaciales entre el aceite y el agua, se forman en el mismo yacimiento, bajo un proceso irreversible. Además, la presencia de películas naturales en un medio poroso durante el desplazamiento de aceite por agua, causa un cambio suficiente en las tensiones interfaciales -- que producen efectos adversos considerables en la recuperación del aceite. (1)

Además de los fenómenos de superficie mencionados, el flujo de -- aceite a través del medio poroso, provoca la generación de potenciales -- de corriente. Como ya se indicó anteriormente, estos potenciales rompen el equilibrio de las suspensiones asfálticas, lo que propicia la deposición de material asfáltico en el medio poroso, con el consiguiente obturamiento de los canales de flujo. (1)

#### PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL MATERIAL PARAFINICO.

Los problemas de parafinamiento pueden ser encontrados virtualmente en todas las áreas productoras de aceite. Algunas áreas son afectadas más severamente que otras y la severidad del problema de deposición varía entre yacimientos de la misma área y entre pozos del mismo yacimiento. El grado en el cual se considera un problema es difícil de estimar, a menos de que éste se vuelva muy severo y no pueda ser controlado por técnicas normales de producción.

#### PRECIPITACION DE PARAFINA DURANTE FRACTURAMIENTOS.

De estudios recientes, se ha encontrado que el aceite crudo puede --



depositar o precipitar parafina en la formación cuando éste es enfriado por grandes volúmenes de fluidos fríos, tales como los utilizados en tratamientos de fracturamiento. Esto particularmente ocurre cuando la temperatura en la superficie del fluido es mucho más fría que la temperatura de la formación. Si el fluido en la formación se enfría a una temperatura abajo del punto nubo, (temperatura en la que se inicia la cristalización de la parafina contenida en el crudo) la parafina se precipita y puede depositarse en los poros de la formación. Una vez que esto ocurra, los canales de flujo serán parcialmente bloqueados o taponeados, y el flujo de aceite se verá reducido. Incluso después de que la temperatura original de la formación sea restaurada, se dificultará la disolución del precipitado de parafina en el fluido mismo. De cualquier manera, formaciones que tienen temperatura más altas que el punto de fusión del precipitado de parafina, no serán afectadas.

Un método evidente para minimizar el problema, podría ser el calentamiento de los fluidos de estimulación en la superficie. Otro método - podría ser la preparación de la estimulación con un buen solvente de parafinas. (6)

#### CONDICIONES FAVORABLES A LA DEPOSITACION DE PARAFINAS.

Aún cuando la parafina pueda separarse del aceite, esto no necesariamente significa que la parafina puede depositarse en las tuberías o en otros objetos. Esto sería lógico en parafinas que se mantienen suspendidas en el aceite mismo. Esta situación a menudo existe en algunos pozos productores en crudos con alto contenido de parafina, y no causan

problemas de parafinamiento. Reistle,<sup>(6)</sup> enlista algunos factores que causan la acumulación de la parafina en un pozo:

- 1.- Cuando una superficie es intermitentemente mojada con aceite, la película que queda en la superficie es demasiado delgada y el movimiento demasiado lento para acarrear las partículas de cera.
2. La presencia de solo una película de aceite en contacto con la tubería, mientras el fluido fluye, a menudo causa la depositación.
- 3.- El contacto del aceite con una superficie fría poco usual, tal como la producción de aceite a través de acuíferos causará la cristalización de la parafina directamente en la pared de la tubería. Estimado que la pérdida de calor por conducción de una tubería en contacto con agua es aproximadamente ocho veces mayor que si ésta estuviera en contacto con aire o con tierra seca.
- 4.- Las tuberías con superficies rugosas a menudo proveen excelentes lugares para la depositación de la parafina. Estas condiciones favorecen a la depositación junto con un enfriamiento en el aceite crudo.<sup>(6)</sup>

### II.3 CONTROL DE DEPOSITOS ORGANICOS.

#### PREVENCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE MATERIAL ASFÁLTICO.

No existe información en la literatura acerca de algún inhibidor que haya sido exitosamente usado para prevenir la presencia de asfaltos en instalaciones superficiales y sub-superficiales de producción. - -

Aun cuando en tratamientos de formaciones con ácido clorhídrico, se han usado con gran éxito productos comerciales que previenen la formación de precipitados asfálticos al estar en contacto el ácido clorhídrico con el aceite. (2)

#### METODO DE PREVENCION DE LA PRECIPITACION DE LODO ASFALTICO.

Los lodos asfálticos son extremadamente difíciles de remover de la formación, debido a que es poco probable lograr un contacto íntimo entre un solvente y las partículas de este material, y a los problemas que implica inyectar el solvente a la formación; de aquí que la solución más recomendable sea prevenir su formación. Para prevenir la formación del lodo asfáltico en tratamientos con ácido, se han utilizado los siguientes metodos:

- 1.- Empleo de emulsiones ácido-solventes aromáticos, como fluidos de tratamientos.
- 2.- Empleo de aditivos, que actúan como agentes estabilizadores de las partículas asfálticas coloidales, o como una barrera química entre éstas y el ácido.

De estas técnicas, la utilización de aditivos parece ser la más efectiva para prevenir la formación de lodo asfáltico. (1)

#### PREVENCION DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS.

Muy poco tiempo se ha dedicado a la investigación de la prevención de depositación de parafinas, debido a que el costo de los tratamientos

de remoción han sido relativamente baratos. Existen tres maneras para prevenir la depositación de la parafina. (2)

#### MANTENER LA PARAFINA EN SOLUCION.

Esto se puede lograr manteniendo la temperatura tanto de la superficie de depositación como la de la solución parafínica, arriba de la temperatura de punto nube. Dentro del pozo, se logra aislando la tubería de producción, de superficies o áreas con temperaturas más bajas. (2) En algunas ocasiones se han usado gases como nitrógeno y metano en el espacio anular, colocados abajo de la zona problema con parafinamiento, pero no se han obtenido resultados concluyentes debido a las corrientes de convección generadas. Para la eliminación de las corrientes de convección puede colocarse un fluido espumado en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Con el mismo propósito podrían ser aplicables otros buenos aislantes como los que se usan en pozos de inyección de vapor para aumentar la calidad del mismo en el fondo del pozo. También existen calentadores de fondo, pero su mantenimiento es demasiado caro. (2)

#### EVITAR QUE LOS CRISTALES SE ADHIERAN A LA SUPERFICIE.

La adhesión de los cristales a la superficie puede disminuirse haciendo menos rugosa la superficie y más homogénea la composición química de la misma. Para lograr esto se utilizan recubrimientos que en general son de tipo plástico y que presentan la desventaja de ser muy sensibles a cualquier tipo de abrasión y se vuelven permeables al aceite después de un período de tiempo. (2)

Los recubrimientos de vidrio, porcelana y plástico, dan los mejores resultados en el laboratorio y en pruebas de campo. Aunque estos recubrimientos no evitarán completamente la adhesión entre los cristales de parafina y la superficie de contacto con la solución, sí son suficientes para eliminar la depositación de parafina. (2)

#### EVITAR LA ADHESION ENTRE LOS CRISTALES.

Esta se logra con el uso de aditivos llamados inhibidores de parafinas. Actúan modificando el hábito del cristal, su tamaño y la adhesión cristal-cristal. (2)

Los compuestos más usados con éste fin, son copolímeros de óxido de etileno y polímeros con ramificaciones n-parafínicas. Su eficiencia depende de:

- a) La solubilidad del aditivo en crudo.
- b) La estructura química del aditivo.
- c) La composición del crudo. (2)

Estos inhibidores modifican la precipitación de los cristales de una solución parafínica por uno ó más de los siguientes mecanismos:

- 1.- El inhibidor se separa de la solución a una temperatura ligeramente más alta que la temperatura de nube y provoca la nucleación.
- 2.- El inhibidor se separa de la solución a la temperatura de punto nube original y co-cristaliza con los cristales de parafina.

3.- El inhibidor se separa de la solución a una temperatura ligeramente más baja que la temperatura de punto nube y se adsorbe sobre los - - cristales de parafina. (2)

Otra propiedad que poseen los inhibidores de precipitación de para fina, es la de reducir la viscosidad y el punto de cedencia de los aceites. (2)

El comportamiento reológico de un aceite crudo parafínico cae dentro de un fluido de Bingham, sin embargo, al agregársele el inhibidor, - el valor de cedencia es cercano a cero y su comportamiento se aproxima - al de un fluido Newtoniano. (2)

#### REMOCION DE LOS DEPOSITOS ORGANICOS.

#### REMOCION DE ASFALTENOS.

Determinaciones experimentales con crudos específicos que contienen material asfáltico, revelaron que el depósito originado por éstos, - puede removerse del equipo de producción por medio de solventes. Se encontró que el cloroformo, el bisulfuro de carbono, el xileno, el benceno y los aromáticos pesados, son efectivos para la remoción de dichos materiales; sin embargo, de éstos, el único disponible por su manejabilidad son los aromáticos pesados. (1)

#### REMOCION DE PARAFINAS.

Los métodos utilizados para la remoción de acumulaciones de parafi

na, son los siguientes: (1) Los que remueven la parafina con el uso de equipo mecánico. (2) Los que remueven la parafina con el uso de solventes químicos, los cuales disuelven el depósito. (3) Los que utilizan el calor para fundir la parafina y pueda ser producida fácilmente con el -- aceite. (6)

#### REMOCION DE TIPO MECANICO.

##### 1.- LINEA DE ALAMBRE:

Los raspadores y cortadores mecánicos ensamblados a líneas de alambre, son las herramientas más ampliamente usadas en la industria petrolera para remover depósitos leves de parafina de tuberías de producción de pozos fluyentes y con bombeo neumático. Estas herramientas se corren periódicamente a través de la tubería con una frecuencia que dependerá de la severidad del problema.

##### 2.- CAIDA LIBRE:

Otro tipo de raspador usado en pozos fluyentes, es forzado a viajar a través de la tubería por el fluido producido. Hay dos variaciones de este tipo, el primero sube y baja dentro de la tubería mientras el pozo está fluyendo y el otro sube con el fluido y baja solamente cuando el pozo se cierra o el flujo se suspende por alguna razón. El primer tipo se usa escasamente por el problema que representa el peso del raspador, el cual tiene que calibrarse conforme al gasto de producción del pozo. El segundo tipo se usa más a menudo en pozos que tienen sistema intermitente de bombeo neumático. (2)

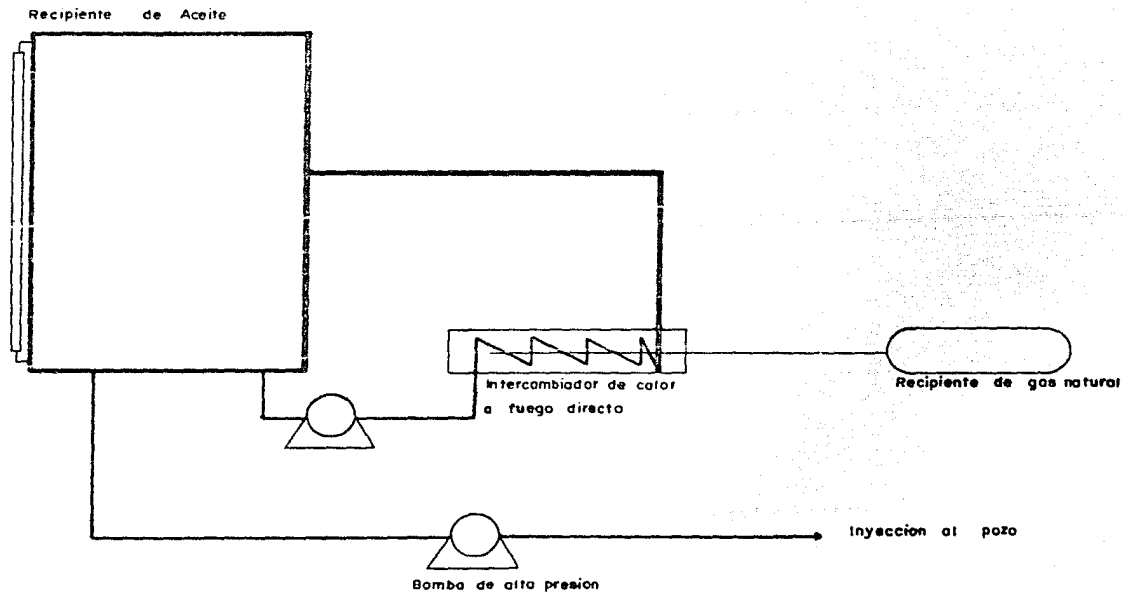
### REMOCION DE TIPO TERMICO.

El calor para fusionar y disolver la parafina, se usa principalmente para limpiar líneas de flujo superficiales y tuberías de producción.- El calor, generalmente se proporciona por medio de gas, agua o aceite caliente, siendo este último el más utilizado. Para este fin, se utilizan equipos llamados "UNIDADES DE ACEITE CALIENTE". En la Fig. II.3 se muestra un diagrama simplificado del funcionamiento de estos equipos. (2)

La unidad de aceite caliente es probablemente el método más popular para la remoción de depósitos de parafina. Este método de remoción es muy simple, se bombea aceite caliente en el pozo a una temperatura de 250 a 300 °F. Esto es suficiente para derretir la parafina acumulada en la sarta, y la parafina será producida junto con el aceite. En algunos pozos esta maniobra se realiza en intervalos regulares desde dos semanas hasta un mes o más.

En la actualidad existen evidencias acerca de que el aceite caliente puede causar daño a la producción de aceite crudo. Como es un proceso muy lento, comúnmente se atribuye a un declinamiento natural de la producción. El daño causado por el aceite caliente es debido a la fusión de parafina usando una temperatura más alta que la temperatura de formación. Como el aceite caliente es circulado, algunas de las gotas de líquido penetran en la zona productora, las cuales se enfrían debido a la temperatura de formación ocasionando el obturamiento de los poros.- Este enfriamiento es un proceso demasiado lento, dependiendo que tan a menudo sea el tratamiento con unidades de aceite, la temperatura del - -





**FIG. II.3 - DIAGRAMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA UNIDAD DE ACEITE CALIENTE**

aceite caliente y la temperatura de la formación. Cuando se sospecha de este tipo de daño, la formación requiere de ser empapada usando un buen solvente de parafinas para limpiar la parafina de los espacios porosos. (6)

#### REMOCION DE TIPO QUIMICO.

El método más usual y más caro de la remoción de los depósitos de parafina, es el uso de solventes. El bisulfuro de carbono probablemente sea el mejor solvente, pero tiene un alto grado de toxicidad y además es inflamable. Los hidrocarburos clorados también son buenos solventes de parafinas, pero tienen la desventaja de su alto costo. Sin embargo, ambos solventes no pueden utilizarse con la finalidad mencionada por su acción negativa que tiene sobre los catalizadores de los sistemas de refinación. Debido a esto, los únicos solventes utilizados para la disolución de los depósitos, son los solventes de carácter aromático. (2)

La técnica de remoción química más novedosa es la de usar dispersantes en agua o aceite caliente, los cuales fusionarán y separarán el depósito de parafina de la tubería y el dispersante químico mantendrá -- esos cristales de parafina dispersos en el agua o en el aceite. (2)

## III.- DEPOSITOS INORGANICOS

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos en la explotación de campos petroleros, normalmente es asociado con formaciones poco profundas del terciario, pero en algunas áreas, los problemas de arena pueden encontrarse a profundidades de 12,000 pies o más.

La situación normal de un pozo con propensión a manejar sólidos, es producir una cantidad estable de arena, independientemente del gasto, hasta que un cierto gasto crítico sea excedido. La producción arriba -- del gasto crítico traerá como consecuencia un incremento en la producción de arena.

Se debe tener precaución en los trabajos de terminación en zonas donde hay tendencia a producir arena, ya que trabajos de terminación inadecuados, provocarán la producción excesiva de arena.

Las terminaciones con algún mecanismo de control de arena son comunes en ciertas áreas. En general, el flujo de arena puede ocurrir cuando los esfuerzos a los que está sometida la roca y las condiciones locales de la formación, permiten que las operaciones de producción del pozo provoquen condiciones inestables. (7)

## SIGNIFICADO DE CONTROL DE ARENA. (7)

Cuando se haga referencia al control de arena o al control de sólidos de la formación, es necesario diferenciar entre los sólidos propios de la formación y los finos asociados con los fluidos que no son parte -

de la estructura mecánica de la roca. El hecho de que exista la producción de finos, se puede considerar como benéfico, ya que si los finos es tán libres y no son producidos, eventualmente bloquearán el canal poroso. Por lo tanto, al definir el control de arena, se entiende al control de los sólidos propios de la formación.

En la costa del Golfo de los Estados Unidos, el límite práctico pa ra la producción de arena normalmente es de 600 libras/1000 barriles.-- En áreas como Nigeria, se consideran niveles mucho más bajos en forma ne cesaria. Los límites en ambas áreas dependen de factores económicos y - mecánicos relacionados con:

- 1.- Pozos con problema de arenamiento y costo de limpieza, pérdida de -- producción y posible daño a la formación.
- 2.- Cambio del cabezal del pozo o equipo superficial por daño físico con posibilidad de descontrol.
- 3.- Colapsamiento de la tubería de revestimiento debido al desplome de - la formación superior, dentro de la zona debilitada por la produc--- ción de arena.

El hecho de tener tubería erosionada, será indicativo de un pozo - productor de arena y deberá cerrarse antes de que el equipo superficial se destruya. Un dispositivo sónico se puede instalar temporalmente en - la línea de flujo y podrá detectar el paso de arena.

### III.1 CAUSAS DE LA PRESENCIA DE ARENA Y SEDIMENTOS.

La producción de arena en formaciones poco o no consolidadas, tienen lugar por las siguientes causas:

- 1.- La velocidad de flujo de los fluidos existentes durante la producción, aumenta conforme se acercan al agujero, llegando hasta alcanzar una velocidad llamada crítica, con la cual es posible la disgregación y transporte de partículas hacia el pozo.
- 2.- El campo de esfuerzos preexistentes en un yacimiento, se altera al perforar un pozo, habiendo una concentración de dichos esfuerzos en las paredes y cercanías del agujero, presentándose así una sobrecarga, la cual es transmitida en forma directa a la matriz estructural de la formación, causando que los granos sean disgregados y su producción sea inminente. A esto cabe añadirse una pobre consolidación natural de la formación.
- 3.- La entrada de agua proveniente de un acuífero con diferente pH del agua congénita existente en el estrato productor puede causar que el cementante sea atacado y disuelto presentándose la invasión de arena en el pozo. (14)

### III.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR ARENAMIENTO.

El no implantar un mecanismo efectivo de control de arena, puede causar alguno de los siguientes problemas:

- 1.- Daño en la tubería de producción y/o en la tubería de revestimiento, lo cual puede ocasionar la pérdida del pozo.
- 2.- Abrasión en el equipo superficial y subsuperficial de producción.
- 3.- Pérdida de producción.
- 4.- Manejo y disponibilidad de sólidos de formación producidos.

Los factores de costo combinados con la experiencia de riesgo, gobiernan la decisión de instalar algún método de control de arena. Si un método de control de arena no es implantado inicialmente, siempre existirá el riesgo del flujo de arena. Al colocar la instalación para remediar el problema, se correrá el riesgo de reducir el gasto de producción e inclusive considerar el abandono del pozo.

La experiencia indica que:

- 1.- Cuando el volumen de arena producida se incrementa, el control adicional de flujo de arena se volverá más difícil.
- 2.- Es común reducir la productividad cuando se instala un mecanismo de remedio de control de arena.
- 3.- Los métodos de control de arena empleados al inicio de la terminación del pozo, son más efectivos que los tratamientos para remediar el problema.

4.- Existe un gasto crítico, el cual causa el flujo de arena.

### III.3 CONTROL DEL ARENAMIENTO.

La producción de arena se puede controlar básicamente por tres métodos:

- 1.- Reducción de las fuerzas de arrastre.- Este es a menudo el método -- más barato y efectivo, puede ser considerado junto con cualquier --- otro método de control, muchas veces es el resultado natural de la - práctica correcta en la terminación del pozo.
- 2.- Construcción mecánica de puentes de arena.- Este método realizado co rrectamente, tiene amplias aplicaciones, es difícil de aplicarlo en zonas con terminaciones múltiples o en pozos de diámetro pequeño.
- 3.- Consolidación plástica.- La consolidación de arena tiene aplicación en situaciones especiales, puede ser utilizado en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño, y en terminaciones múltiples. (7)

#### III.3.1 REDUCCION DE LAS FUERZAS DE ARRASTRE.

Reducir las fuerzas de arrastre o de fricción es el medio más efec tivo y simple para el control de arena.

El primer evento a considerar es el aumento de área de flujo. Para un gasto de producción, el gasto por unidad de área puede reducirse - por:

- 1.- Perforaciones largas y limpias a través de la zona productora.
- 2.- Aumento en la densidad de las perforaciones.
- 3.- Incremento en la longitud del intervalo productor.
- 4.- Un conducto dentro del yacimiento mediante una fractura.

A menudo una buena terminación del pozo, el uso de fluidos limpios, la cuidadosa selección de las cargas de perforación y las condiciones de la perforación, pueden reducir efectivamente el problema de arenamiento. (7)

#### TECNICA DE EXTRACCION DE PARTICULAS.-(7)

En Nigeria, medidas cuidadosas de la concentración de arena producida, junto con el gasto de producción, muestra la relación representada en la Fig. III.1. Así como aumenta la velocidad de los fluidos en forma progresiva, la concentración de arena se ve incrementada en cada aumento para posteriormente regresar a la concentración original.

El efecto anterior se debe a un rompimiento en puentes inestables que se volverán a formar a un gasto mayor.

Cuando se llega a un punto crítico, los puentes no se vuelven a formar, la fuerza de la estructura ha sido excedida y la producción de arena continúa a mayor velocidad.

El gasto de producción debe ser reducido significativamente abajo



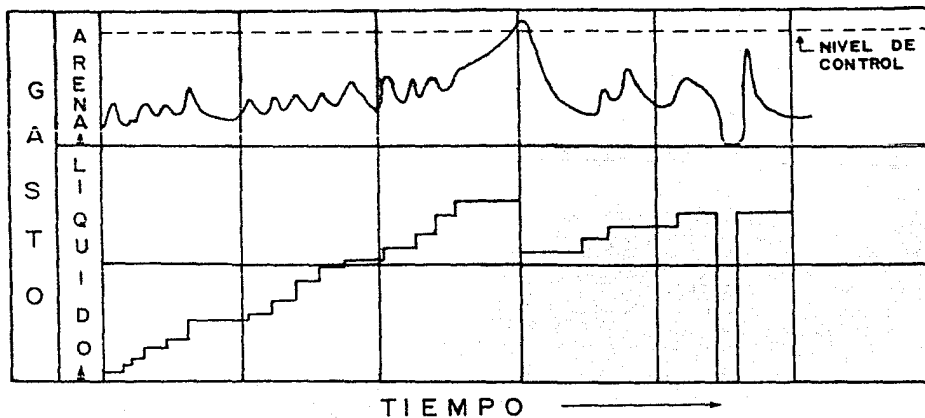


FIG. III.1 GRAFICA COMPARATIVA ENTRE LA CONCENTRACION DE ARENA Y EL GASTO DE LIQUIDO

del punto crítico para permitir que se vuelvan a formar los puentes, después de este período, se puede incrementar el gasto un poco más que el - gasto crítico. Este procedimiento realizado cuidadosamente durante un - período de varios meses, ha establecido mayores niveles de producción en pozos con o sin otro mecanismo de control de arena.

Un beneficio de la técnica de extracción es que gradualmente aumenta los niveles de producción y provee la limpieza correcta de finos inducidos e inherentes en los canales de los poros alrededor del pozo. Esto normalmente trae como consecuencia índices de productividad elevados.

En algunas zonas productoras de arena es posible establecer un nivel máximo de producción para pozos no trabajados (sin una producción excesiva de arena). el cual será proporcional a la profundidad del intervalo productor.

Un nivel de producción máximo, sin un arenamiento excesivo, parece estar relacionado a tres factores igualmente importantes: índice de productividad, longitud de la zona de terminación y las fuerzas de la formación o factor de arrastre.

Dentro de un área, correlaciones del factor de arrastre pueden ser determinados con el tiempo de tránsito de un registro sónico ( $\Delta t$ ). - - - Aunque en un pozo nuevo, la medición del tiempo de tránsito sónico y el índice de productividad, a gastos bajos, deberan junto con la longitud - de la zona, proveer el gasto máximo de producción, antes de que cualquier problema de arenamiento se presente.

### III.3.2 METODOS MECANICOS DE CONTROL DE ARENA.

Estos métodos involucran el uso de grava para sostener la arena de formación en su lugar (con un cedazo para retener la grava) o un cedazo para retener la arena de formación (sin grava).

El problema básico, es controlar la arena de formación sin una reducción excesiva en la productividad del pozo. Los parámetros del diseño son:

- 1.- Tamaño de grava óptimo en relación al tamaño de la arena de formación.
- 2.- Amplitud óptima de la ranura del cedazo para retener la grava, o si no existe grava, la arena de formación.
- 3.- Una técnica efectiva de colocación, quizá es el parámetro más importante.

Muchos investigadores han estudiado parámetros de diseño para el control de arena mecánicamente y muchas reglas empíricas han sido propuestas.

#### MUESTREO.

El primer paso es obtener muestras representativas de la formación. La distribución de tamaño de la arena varía mucho a través de un cuerpo particular de arena y lógicamente de una zona genética a otra. Por lo tanto, para medidas representativas se necesitan varias muestras. La me

por fuente para obtener la información deseada son los núcleos, pero si se carece de ellos, se tendrá que echar mano de las muestras de arena extraídas del pozo durante la perforación, en combinación con muestras de la arena producida por el mismo pozo; posteriormente, se envían para su análisis de granulometría. Este análisis sirve para determinar el tamaño de la grava por usar y diseñar el cedazo necesario. (13)

Un análisis del cedazo provee la distribución del tamaño de granos en una base porcentual. Pero esta técnica no ha sido estandarizada por la industria petrolera. Normalmente para trabajos de yacimientos de -- aceite, se utiliza la U.S. Standard Sieve Series y el análisis del cedazo se reporta en pulgadas o en milímetros. (7) Aunque en algunas áreas -- se aplican especificaciones de Tyler y Mesh. (7)

La Fig. III.2 muestra un análisis de distribución del tamaño de -- arena.

La gráfica se determina de la siguiente forma: se toma una muestra de arena de peso conocido, se hace pasar la muestra a través de varias -- mallas, de mayor a menor amplitud de abertura, se determina en cada ma-- lla el peso y el porcentaje retenido de la muestra en la malla. De tra-- bajos experimentales se ha determinado que el 10% en peso, representa -- los granos más grandes de la muestra y el 90% los más pequeños.

El coeficiente de uniformidad es el parámetro que define la varia-- ción en el tamaño de los granos de una muestra y se determina por compa-- ración del tamaño en el punto de 40% (D40) con el tamaño en el punto de

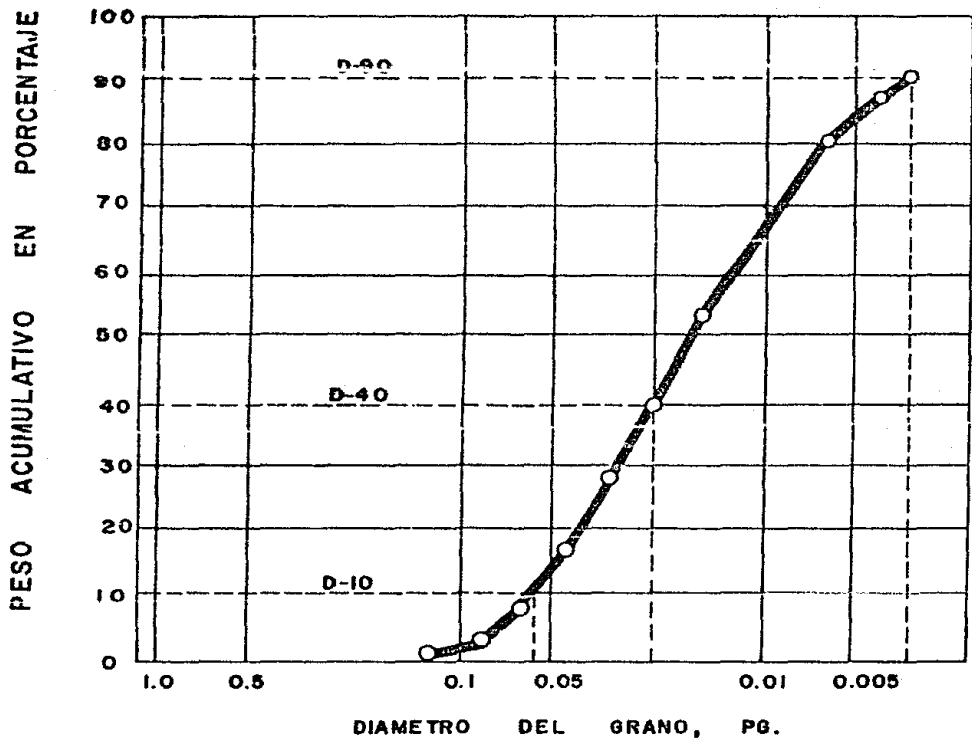


FIG. III.2 ANALISIS DE DISTRIBUCION DEL TAMAÑO DE ARENA

90% (D90).

$$\text{Coeficiente de uniformidad: } C = \frac{D_{40}}{D_{90}}$$

Si  $C < 3$  - Será característico de una muestra bien clasificada (uniforme)

Si  $C > 5$  - Será característico de una muestra con una pobre clasificación (no uniforme).<sup>(15)</sup>

#### TAMAÑO DE LA RANURA DEL CEDAZO.

Idealmente la amplitud de la ranura deberá ser tan grande como sea posible para retener los granos de arena, pero no restringir el flujo de fluidos y finos intersticiales.

Trabajos experimentales realizados por Coberly<sup>(9)</sup>, establecen el límite máximo de la abertura de la ranura de no más del doble del tamaño de los granos de arena determinado al 10%, para que se formen los puentes. Esta regla permite algunos movimientos de los granos a través de la ranura, antes de la formación de puentes.

Para retener uniformemente arenas de formación, donde los granos ofrecen mayor dificultad a la formación de puentes y/o donde ocurren cambios frecuentes en el gasto, la experiencia ha dictaminado el uso de la amplitud de la abertura igual a la del diámetro de arena en el punto de 10% (no el doble).

Debido a que es imperativo que toda la grava sea acomodada, colocada y retenida, la amplitud de la ranura del cedazo deberá ser ligeramente menor que el tamaño del grano de grava más pequeño. (7)

#### TAMAÑO DE LA GRAVA PARA EL CONTROL DE ARENA.

Trabajos recientes realizados por Coberly<sup>(9)</sup> para definir la relación del tamaño grava-arena, consideran sólo el problema de prevenir el movimiento de arena dentro del pozo, y no la permeabilidad del empacamiento de grava. Esto condujo a relaciones grava-arena bastantes grandes. Después se aclaró que para una producción máxima, la arena de formación se debe detener en la cara externa del empacamiento de grava. Si los puentes de arena se forman dentro del empacamiento de grava mismo, - la permeabilidad será significativamente reducida. Este tipo de pensamiento comenzó la línea actual de la industria hacia relaciones menores de grava-arena (G-S).

El término relación tamaño grava-arena, no ha sido estandarizado. Coberly, Hill, Wagner y Cumpertz<sup>(7)</sup>, proponen:

Relación G-S =  $\frac{\text{El tamaño más grande la grava}}{\text{Tamaño de la arena en el punto de 10\%}}$

Saucier propone:

Relación G-S =  $\frac{\text{Grava del tamaño en el punto de 50\%}}{\text{Arena del tamaño en el punto de 50\%}}$

El efecto de la relación (G-S) sobre la permeabilidad del empacamiento de grava, lo muestra mejor el trabajo de laboratorio realizado -- por Saucier.<sup>(10)</sup> La Fig. III.3 indica una relación ideal en el rango - de 5 a 6.

Schwartz<sup>(8)</sup> acepta el efecto de la velocidad de flujo, pero hace esencialmente la misma recomendación que Saucier:

1.- Arena uniforme (C menor de 5) con una velocidad baja de flujo, menor de 0.05 pie/seg:

Relación G-S: Grava en el punto (D10) = 6 veces el tamaño de la arena en el punto (D10).

2.- Arena no uniforme (C mayor de 5) y/o velocidades de flujo mayores de 0.05 pie/seg:

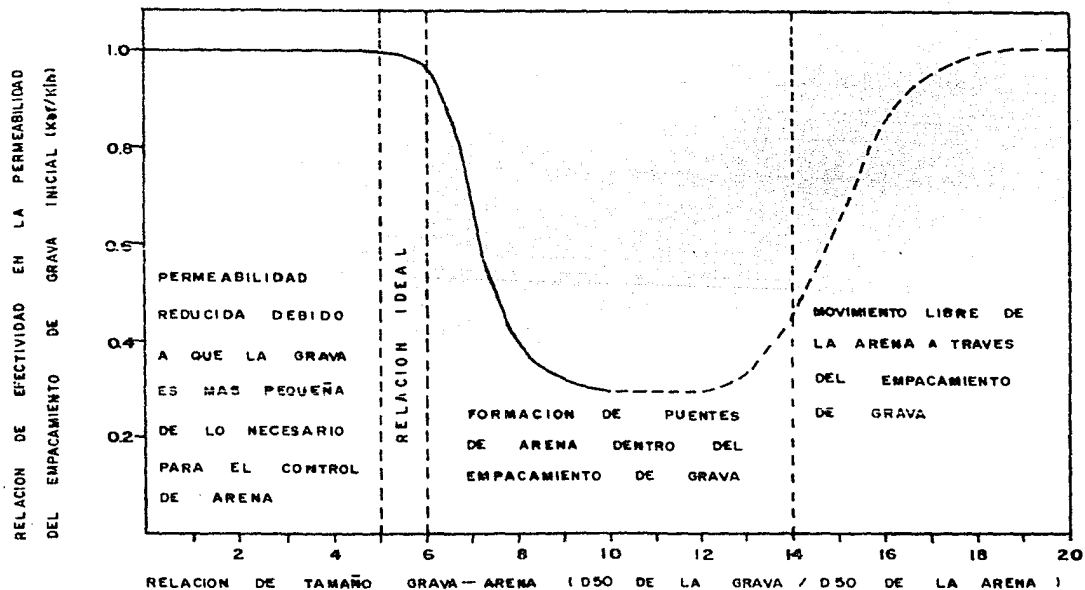
Relación (G-S): Grava en el punto (D40) = 6 veces el tamaño de la arena en el punto (D40).

3.- La velocidad de flujo deberá ser calculada.

$$\text{Velocidad de flujo} = \frac{\text{Gasto de producción pie}^3/\text{seg.}}{50\% \text{ del \u00e1rea abierta de la ranura pie}^2}$$

La mayoría de los trabajos de laboratorio muestran que la relación ideal de tamaño grava-arena debiera estar entre los rangos de 5 a 6 (comparando puntos de porcentaje similares en las curvas de análisis del ce-dazo de arena y grava).





**FIG. III.3 EFECTO DE LA RELACION GRAVA-ARENA SOBRE EL EMPACAMIENTO DE GRAVA**

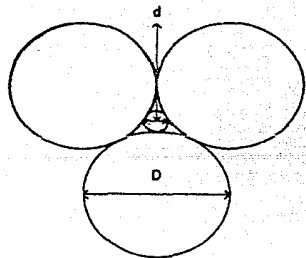
Se debe hacer notar que con un empacamiento apretado Fig. III.4 -- con una relación G-S de 6, implicará que el grano de arena de referencia es demasiado grande para moverse a través de los poros del empacamiento de grava. Mientras que con un empacamiento holgado el grano de arena de referencia puede moverse a través de los poros entre los granos de -- grava, de tal manera que se dependerá de la regla de puentes de Coberly<sup>(9)</sup> para detener la arena y no entre al empacamiento. El puenteo tiene una ocurrencia estadística con muchos granos que pasarán antes de que se forme el puente, y con cualquier cambio en la dinámica de flujo puede ocurrir la destrucción de puentes. Por lo tanto, con un empacamiento holgado usando una relación (G-S) de 6, puede significar menor permeabilidad y una vida más corta del empacamiento de grava.

#### ESPESOR DEL EMPACAMIENTO DE GRAVA:

En experimentos de laboratorio, el grueso del empacamiento de grava es de 5 a 6 veces el diámetro de la grava para controlar la arena. -- En la práctica, empacamientos más gruesos son los necesarios.

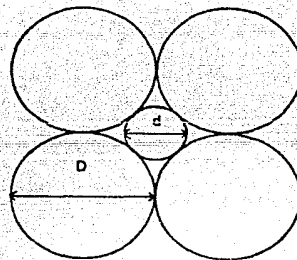
Con los problemas prácticos de colocación de grava y con la velocidad de flujo fluctuando, un grueso de 3 pg. se considera como mínimo. -- Esto es, en agujero descubierto el pozo deberá estar escariado para proveer 3 pg. entre el cedazo y la formación. En terminaciones en agujero ademado, la grava deberá ser colocada por los disparos entre la tubería de revestimiento y la formación.

Empacamientos de grava más gruesos permiten mayores gastos de pro-



$$D/d = 6.5$$

EMPACAMIENTO APRETADO



$$D/d = 2.4$$

EMPACAMIENTO HOLGADO

FIG.III.4. COMPARACION IDEAL ENTRE UN EMPACAMIENTO APRETADO Y UNO HOLGADO

ducción, dentro de los límites aceptables de producción de arena.<sup>(7)</sup>

#### GASTO FLUCTUANTE.<sup>(7)</sup>

Trabajos de laboratorio realizados por Saucier<sup>(10)</sup> han demostrado la importancia de los efectos inertes en la producción de arena. Un alto incremento o decremento en el gasto de producción causa incrementos temporales en la producción de arena. Cuando el gasto es estabilizado - después de los cambios, la producción de arena decrece, indicando la re-formación de puentes.

Resultados de estas pruebas indican que los cambios en el gasto -- pueden significar más que la magnitud del gasto. Aparentemente para una condición de flujo dada, la formación de puentes será estable por la -- existencia de fuerzas geométricas e hidrodinámicas. Cambios en las fuer-zas destruyen los puentes, causando la producción de arena. Nuevos puen-tes deberán formarse en las nuevas condiciones de estabilidad (gastos -- abajo del gasto crítico).

#### MEZCLA GRAVA-ARENA.<sup>(7)</sup>

Al mezclarse la grava altamente permeable con arena de formación - como puede ocurrir durante la colocación de la grava, la permeabilidad de la mezcla grava-arena resultante, será significativamente reducida.

#### RESUMEN DE REGLAS EMPIRICAS.

En resumen, estas reglas sugieren que:

- 1.- Usar la grava lo más grande que sea posible, pero considerando que la arena de la formación deberá ser detenida en la parte externa del empacamiento de grava.
- 2.- El tamaño de la grava (en el punto de 40%) deberá ser 6 veces el tamaño en el punto de 40% en la curva de análisis de arena.  
  
Para velocidades bajas y arena uniforme, el tamaño en el punto de 10% se puede usar para la referencia de la grava y arena.
- 3.- Donde varíe el análisis de granos de arena dentro de la formación, - se debe poner más atención al tamaño más pequeño de arena, particularmente cuando existan altas velocidades de flujo, además de la arena no uniforme, gastos variables y altas relaciones gas-aceite.
- 4.- Empacar la grava lo más apretado posible, las relaciones (G-S) están basadas en un empacamiento apretado.
- 5.- El grueso del empacamiento deberá de ser por lo menos de 3 pg. , paquetes más gruesos permiten mayores velocidades de flujo.
- 6.- No mezclar la arena con la grava al momento de la colocación. (7)

#### CONSIDERACIONES PRACTICAS EN EL EMPACAMIENTO DE GRAVA.

La clave para obtener un buen empacamiento es:

- 1.- Seleccionar la grava del tamaño y calidad apropiada.
- 2.- Colocar la grava sin contaminación en el lugar preciso, lo más apretado posible, para posteriormete mantenerla en su lugar durante toda la vida del pozo.

El enigma del problema es controlar los sólidos de la formación -- sin una excesiva pérdida de productividad. En donde las condiciones del yacimiento son tales, que altos gastos de producción pueden ser sostenidos, se debe emplear la terminación adecuada para aumentar la producción y reducir el gasto por unidad de área.

Basados en la tremenda ventaja de obtener mayores índices de productividad en empaques de grava en agujero descubierto, se debe seleccionar siempre que exista compatibilidad con otras consideraciones de la terminación. No obstante, terminaciones en agujero ademado favorecen el control de agua o gas.

#### IMPORTANCIA DEL CONTROL DE LA CALIDAD DE LA GRAVA. (7)

Las características cualitativas de la grava son:

##### 1.- REDONDEZ:

En la escala de Krumbein debe ser de 0.6 o mayor, los granos planos y angulosos se deben evitar.

## 2.- RESISTENCIA DEL GRANO:

Depende de la profundidad y el nivel de esfuerzo de la formación al igual que la arena para fracturamientos.

## 3.- SOLUBILIDAD EN ACIDO:

La solubilidad en ácido debe de tomarse en cuenta. La grava deberá ser en su composición, mayor del 98% de sílice. El contenido de feldspatos debe ser nulo, ya que es completamente soluble en HF.

## 4.- UNIFORMIDAD:

Los límites más cercanos en donde no exista variación en el tamaño de la grava, deben ser utilizados para aumentar la permeabilidad. -- Schwartz<sup>(8)</sup> sugiere un coeficiente de uniformidad menor de 1.50 material menos uniforme de este límite es particularmente malo.

La presencia de arcilla o sedimentos se puede determinar añadiendo agua a una botella parcialmente llena de grava, después de agitar, la -- turbulencia en el agua indica la presencia de finos.

Para maximizar la permeabilidad relativa al aceite, la grava debe ser mojada con agua antes de que se le agregue el fluido de colocación. -- Esta actividad se realiza si el fluido de colocación es aceite. El mojar la grava con agua, puede ser realizado circulando agua que contenga 1.0% de surfactante con mojabilidad al agua a través de la grava seca.

### CONSIDERACIONES EN EL CEDAZO Y TUBERIAS RANURADAS. (7)

Los cedazos de malla de alambre en forma de costilla, son dos o -- tres veces más caros que las tuberías ranuradas, pero para la misma amplitud de ranura, los cedazos de malla tendrán áreas de 8 a 10 veces más abiertas. Todos los cedazos soldados tienen el doble de área abierta -- que los cedazos de costillas, pero cuestan el doble. Los cedazos de malla de alambre también tienen la ventaja de tener materiales con mayor -- resistencia a la erosión y corrosión. Las tuberías ranuradas en forma -- vertical, tienen mayor resistencia a los esfuerzos axiales y a los es -- fuerzos de doblamiento que las tuberías ranuradas en forma horizontal.

En agujero ademado deberán usarse conexiones con juntas a ras para prevenir el puenteo de la grava.

El cedazo deberá centrarse dentro de la T.R. o en el agujero descu -- bierto. Un empacador se requiere para prevenir el flujo de fluidos y -- grava arriba, alrededor y por fuera del cedazo.

### FLUIDOS PARA EMPACAMIENTOS DE GRAVA. (7)

Fluidos de baja viscosidad proporcionan una colocación de la grava más compacta. El uso de salmueras, aceite crudo, diesel, o HCl propor -- cionan una buena colocación de la grava, y su función es la siguiente:

- 1.- Están hechos para minimizar problemas ocasionados por la arcilla o -- por la humedad.



2.- El uso de este tipo de fluidos proporciona limpieza en la colocación, pues los sólidos que no son grava, son degradables en ácido.

Las concentraciones de grava de 1/2 a 1 lb/gal. pueden ser acarreadas con gastos de bombeo arriba de los 5 bl/min. El inyectar fluidos de baja viscosidad en la formación, provee empacamientos de grava más compactos. (7)

Es necesario tener un fluido limpio. En empacamientos de grava en agujero descubierto, es absolutamente necesario que los residuos sólidos no queden adheridos en la cara de la formación o dentro de las perforaciones o cavidades, esta última condición se debe aplicar en terminaciones en agujero ademado.

El equipo del sistema de fluido deberá incluir tanques para el - fluido de colocación, con varias puertas para poder limpiar cada compartimiento. Los tanques deben ser cepillados y lavados antes de usarlos.- Los fluidos limpios se deben guardar en tanques por separado.

Para pozos capaces de producir altos gastos por pie (arriba de 20 bl/día/pie), los taponamientos se vuelven críticos y los filtros para -- fluidos deberán ser usados. La mínima carga hidrostática que ofrezca un margen de seguridad arriba de la presión de formación, deberá ser usada.

Los aditivos para dar viscosidad y los materiales para el control de pérdida de fluido, son la causa de taponamientos; por lo tanto, su -- uso deberá ser limitado. En arenas no muy consolidadas, la formación de

lodos no deseables puede presentarse con el uso de fluidos libres de sólidos. Este efecto deberá ser controlado y a menudo se logra construyendo puentes con partículas de pérdida de fluido sobre la cara de la formación, enfrente de la cual la presión hidrostática se ejerce. En pozos - donde se debe aplicar controladores de pérdida de fluido, se debe utilizar material degradable o soluble en ácido.

Cuando se requieren densidades mayores de 10.0 lb/gal. para controlar la presión de formación, el costo del fluido y las complicaciones se incrementan. Densidades hasta de 11.5 lb/gal. se pueden obtener con fluidos limpios formulados con cloruro de calcio, con fluidos de bromuro de calcio se pueden obtener densidades de 15.0 lb/gal., pero son demasiado caros, suspensiones de carbonato de calcio finamente molido en combinación con la viscosidad de un polímero puede proveer densidades de fluidos de 12.0 a 14.0 lb/gal., si ocurre un taponamiento, el carbonato de calcio puede ser disuelto con HCl.

Un fluido de colocación viscoso permite concentraciones extremas - de grava.

El uso de fluidos altamente viscosos, altas concentraciones de arena y bajos gastos de inyección, son los requerimientos ideales para -- transportar grava a través de las perforaciones y minimizar la mezcla de arena de formación con el empacamiento de grava. También, altas viscosidades reducen la pérdida de fluido en la formación.

Originalmente un aceite refinado libre de sólidos, teniendo viscosidades mayores a 50 c.p. a la temperatura de fondo, se utilizaba para transportar grava de concentración de 15 lb/gal.

Fluidos base agua de alta viscosidad (100 c.p. a 180°F), son utilizados para los mismos propósitos con las siguientes ventajas adicionales:

- 1.- En la colocación podrán usarse menores presiones de bombeo.
- 2.- Se podrá utilizar rompedor de gel para desalojar el fluido después de la colocación.
- 3.- Se puede mojar efectivamente la grava.
- 4.- Se puede añadir HCl al gel de colocación para remover materiales que puedan afectar la colocación -CaCO<sub>3</sub>, etc.

#### PONER A PRODUCIR EL POZO.

Después de la colocación del empacamiento de grava, la actividad más importante es la forma en que se pone a producir el pozo desde el punto de vista de daño a la formación, así como el del control de arena. Y se deberán tomar en cuenta los siguientes puntos:

- 1.- Los poros de la formación alrededor del pozo están "cargados" con finos traídos por la filtración de fluidos de la formación o por finos inertes puestos en movimiento por el efecto de filtración de fluidos.

- 2.- Estos finos deben alojarse en el interior del pozo lo más pronto posible para posteriormente ser desalojados, pero a un gasto bajo para minimizar el taponamiento debido a efectos de alta velocidad.
- 3.- Promover el puenteo de arena de formación en la grava e incrementar gradualmente el gasto de producción, es una decisión acertada.

Así pues, el poner el pozo a producir tan pronto como sea posible después de la colocación de la grava, comenzando con un gasto bajo hasta llegar al gasto deseado en un espacio de varias semanas, traerá como resultado incrementos en el índice de productividad. (7)

#### VIDA DEL EMPACAMIENTO DE GRAVA. (7)

Un empacamiento de grava se debe considerar con una vida definida, si se pudiera detener toda la arena de formación en la parte externa -- del empacamiento, éste debería durar para siempre. En la práctica esto no ocurre, ya que la arena invade gradualmente el empacamiento, reduciendo la permeabilidad del mismo e incrementando la velocidad del flujo en otras secciones. La falla es entonces una situación de taponeamiento -- progresivo. La colocación y el tamaño exacto de la grava, son los factores más importantes para una vida prolongada. Las técnicas de producción son también importantes, por ejemplo: gastos variables causan rompimientos periódicos y reformación de puentes, y por consiguiente, un incremento en el ritmo de penetración de la arena en el empacamiento.

Para tener una idea clara de la vida de un empacamiento, en Venezuela, un buen empacamiento de grava en agujero descubierto debe durar -- por lo menos de 8 a 10 años; un empacamiento de grava en agujero ademado un poco menos.

#### TECNICAS DE EMPACAMIENTO DE GRAVA EN AGUJERO ADEMADO.

Este tipo de empacamientos son lo ideal en terminaciones donde es necesario excluir problemas de gas, agua y pizarras, o donde para aumentar la productividad se emplean:

- 1.- Prácticas adecuadas de limpieza de las perforaciones.
- 2.- Fluidos de terminación apropiados.
- 3.- Tamaños pequeños de grava.
- 4.- Empacamientos de grava en las perforaciones.<sup>(7)</sup>

#### METODOS DE LAS DOS ETAPAS.

La primera etapa consiste en un mini fracturamiento (gasto de bombeo de 15 bl/min.) utilizando un fluido de acarreo limpio base aceite -- (viscosidad de 10 a 20 c.p.) junto con grava apropiadamente definida para el control de la arena.<sup>(7)</sup>

Selladores de bola o agentes degradables se pueden utilizar para -- asegurar un alto porcentaje de aceptación de grava en todos los disparos.

Este método es ideal en zonas de 200 a 300 pies de longitud.

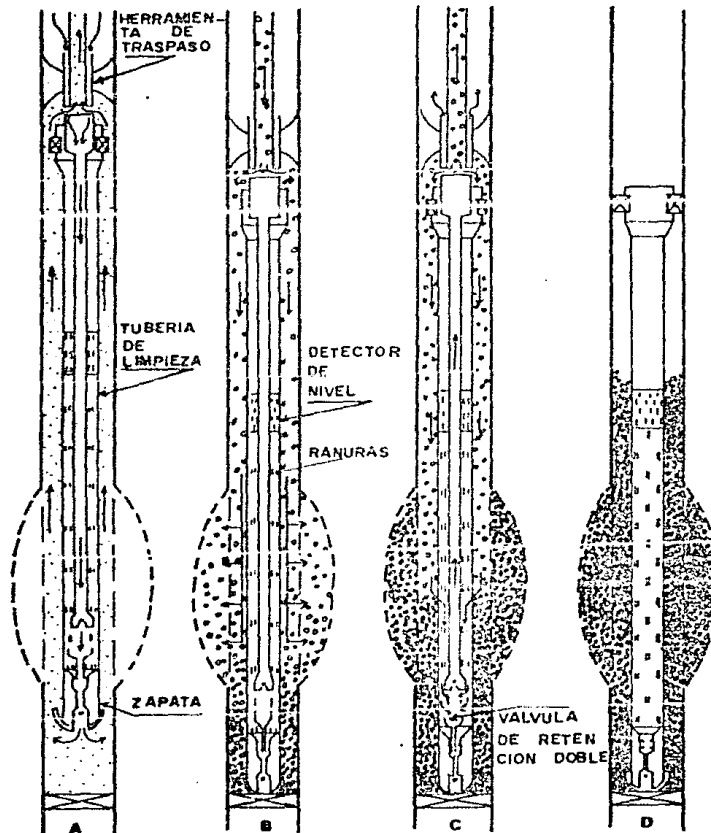
Durante la segunda etapa, como se muestra en la Fig. III.5, un cedazo de malla alambre o una tubería ranurada (con un aparato de traspaso del tipo de taza en la parte superior y una zapata de limpieza en el fondo con una válvula de retención doble) se instala y se procede a colocar la grava restante dentro de la T.R. (7)

Grava adicional se agrega alrededor del cedazo a través de la válvula de cruce, hasta que el incremento en la presión superficial indique que la grava ha cubierto las ranuras del detector de nivel. La sección ranurada del detector de nivel se coloca para dar una reserva de 30 a 50 pies. Finalmente, la válvula de cruce y la tubería de limpieza se extraen y el empacador es colocado en su lugar. (7)

Aparte del método de las dos etapas, existen otras técnicas de empacamiento en agujero adomado, como se muestra en la Fig. III.6. El lodo y los residuos deberán ser removidos de las perforaciones, además, las perforaciones deberán ser empacadas antes de que cualquiera de estas operaciones sea realizada. (7)

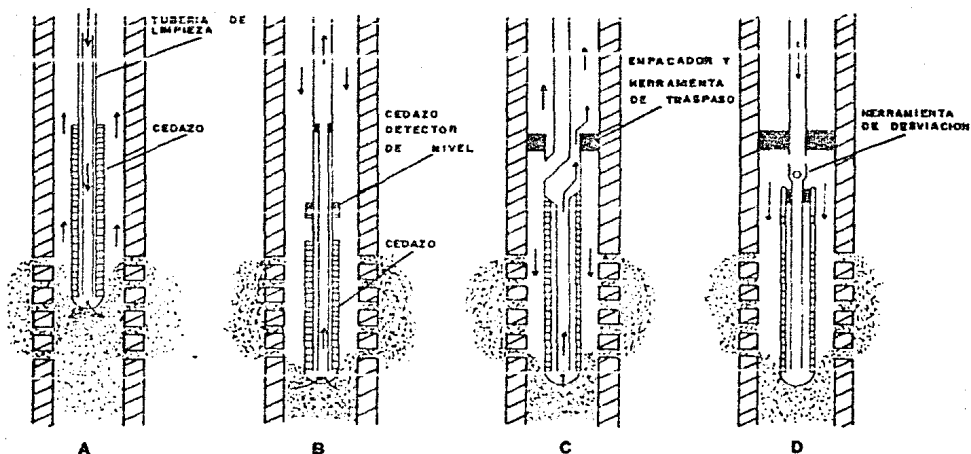
#### METODO DE LIMPIEZA DE FONDO.

El ensamble de fondo es colocado en su lugar y la grava es depositada a una altura específica arriba del intervalo terminado. La grava se coloca cuando la zapata se encuentra en el fondo. Tuberías con juntas a ras, deberán ser utilizadas para evitar el puenteo. Consideracio



- A** — LA TUBERIA DE LIMPIEZA ES COLOCADA EN EL FONDO  
**B** — LA GRAVA ES INYECTADA EN LA FORMACION  
**C** — LA GRAVA ES COLOCADA ALREDEDOR DEL FORRO  
**D** — EL EMPACAMIENTO DE GRAVA TERMINADO

**FIG. III.5 EL METODO DE DOS ETAPAS PARA EMPACAR GRAVA.**



- A LIMPIEZA DE FONDO  
 B CIRCULACION INVERSA  
 C HERRAMIENTA DE TRASPASO  
 D MODIFICADO DE TRASPASO

**FIG. III.6 : EMPACAMIENTOS DE GRAVA EN AGUJERO ADEMADO**



nes: la segregación de tamaños de grava no podrán compactar la grava en el espacio anular. (7)

#### METODO DE CIRCULACION INVERSA.

El ensamble de fondo es corrido en su lugar y la grava es circulada en forma inversa hacia el fondo, hasta que ésta llega al cedazo del detector de nivel a través del espacio anular. Consideraciones: cerrando la tubería de producción se pueden realizar acidificaciones y/o antes de la colocación del empacamiento, inyecciones forzadas de grava. (7)

#### METODO DE LA HERRAMIENTA DE TRASPASO.

La grava se bombea al fondo a través de la tubería de producción -- hasta llegar a una herramienta de traspaso donde cambia de dirección hacia el espacio anular entre el cedazo y la T.R. Las ventajas son las siguientes:

- 1.- T.R. dañada o perforaciones arriba de la zona terminada, están sujetas a menores presiones.
- 2.- La tubería de producción podrá ser limpiada fácilmente para proveer un conducto libre de grasa de la tubería, residuos, etc.
- 3.- El volumen de la sarta es más pequeño, por lo tanto, el tiempo de colocación es menor.
- 4.- Un control preciso del fluido y ubicación de la grava. (7)

#### METODO MODIFICADO DE TRASPASO.

Este método no usa herramienta de traspaso, sino una herramienta de desviación, la cual es corrida en la tubería de producción abajo del empacador. El ensable es corrido al fondo y la herramienta de desviación abierta. Después de colocado el empacador, el empacamiento de grava es inyectado en su lugar sin circulación. Una acidificación puede preceder la inyección de la grava. (8)

#### TECNICAS DE EMPACAMIENTO DE GRAVA EN AGUJERO DESCUBIERTO. (7)

Debido a que existe mayor área para el flujo de fluidos que entran al pozo, el empacamiento de grava en agujero descubierto tiene un margen de error debido a los problemas que ocasionan el uso de fluidos menos limpios, grava más grande, etc.

La sección descubierta del agujero deberá ser escariada de 4 a 6 - pg. en su diámetro para proveer el grueso necesario de la grava, remover sólidos de perforación y el filtrado de lodo de la cara de la parte descubierta del pozo. Los fluidos utilizados con el escariador deberán ser limpios.

El equipo y las técnicas de colocación son similares a las utilizadas en agujero ademado (circulación inversa, dos etapas y traspaso). En la colocación, el cedazo se debe centrar y se debe utilizar un empacador.

Un estudio de calibración se requiere para estimar la cantidad de

grava necesaria. Si el intervalo acepta una cantidad significativamente menor de la calculada, es posible que exista el puenteo en el espacio -- anular. Un registro sónico es útil para detectar secciones abiertas dentro del empacamiento.

Operaciones de empacamientos de grava en pozos altamente desviados han reportado incontables fallas debido a la incapacidad de llenar el espacio anular con grava.

Estudios de laboratorio realizados por Maly<sup>(11)</sup> muestran que el -- problema se vuelve serio al alcanzar el pozo la desviación de 60° de la vertical. Aparentemente la grava cae cerca de la cima de la sección descubierta, ocasionando el puenteo y no permite la caída de grava más abajo.

Las posibilidades para evitar este problema son:

- 1.- El uso de desviadores dentro de la tubería ranurada para dirigir la mayor parte del flujo de fluidos a la sección anular.
- 2.- El uso de fluidos de colocación de alta viscosidad para suspender la grava e incrementar las fuerzas de arrastre que acarree la grava hacia el fondo.
- 3.- El uso del tamaño apropiado en la tubería de limpieza para incrementar la resistencia al flujo en el espacio anular.<sup>(7)</sup>

### USO DEL CEDAZO O TUBERIA RANURADA SIN GRAVA. (7)

Para gastos bajos de producción por pie de sección, el uso apropiado del tamaño del cedazo o de tubería ranurada sin grava, puede significar menores costos para el control de arena.

Con una distribución del tamaño de arena no-uniforme ( $C > 5$ )<sup>(9)</sup> deberán utilizarse ranuras del doble del tamaño en el punto de la arena de 10%.

Con una distribución del tamaño de arena uniforme ( $C < 3$ ), la amplitud de la ranura no deberá de ser mayor del tamaño de la arena en el punto de 10%.

La selección de un cedazo o una tubería ranurada después de seleccionado el tamaño de la ranura, depende de las condiciones del pozo. Ranuras hechas por sierra, son más baratas. El uso de cedazos de malla de alambre, permiten el uso de metales más duros y resistentes a la corrosión.

Los cedazos colocados en agujero adomado, normalmente reducen la productividad, ya que la arena más fina se mueve a través de las perforaciones, llenando el espacio anular entre el cedazo y la T.R. El uso de un cedazo del mayor diámetro posible, tiene resultados benéficos.

En agujero descubierto, el cedazo deberá ser tan grande como sea posible, no es conveniente escariar.

El efecto de fluidos de terminación, no deberá menospreciarse, -- fluidos limpios son la clave del éxito.

El uso de una tubería de lavado, permite lavar fuera del cedazo, -- pero no removerá efectivamente el enjarre de las perforaciones o del agujero descubierto.

La producción deberá ser iniciada lentamente, particularmente con cedazos colocados en agujero ademado para reducir la erosión, hasta que se forme un puente de arena estable.

### III.3.3 METODOS DE CONSOLIDACION PLASTICA PARA EL CONTROL DE ARENA

El objetivo básico de la consolidación plástica, es incrementar la resistencia de la arena de formación alrededor del pozo, para que los -- granos de arena no se desplacen por la fuerza de arrastre ocasionada por la corriente de fluidos. (7)

#### REQUERIMIENTOS DEL CEMENTANTE. (14)

Tomando en consideración las causas que producen el arenamiento de un pozo, se efectuaron estudios en laboratorios, llegándose a fijar como un remedio adecuado, la inyección de un plástico líquido que actuará como cementante "in situ".

Los requerimientos que el plástico debe tener son:

a) Un plástico líquido del tipo termo-fraguable, es decir que frague a --

base de temperatura.

- b) Que la fuerza de cohesión proporcionada, sea estable aún con incrementos posteriores de temperatura.
- c) Estabilidad de cohesión aún en presencia de fluidos del yacimiento -- (agua, aceite, gas) durante largos períodos de tiempo, además que sea inerte a agentes químicos que pudieran intervenir en operaciones de - reparación y estimulación posteriores a la consolidación.
- d) Debe de ser factible su utilización desde el punto de vista económico.

Además de los cuatro requisitos antes mencionado, la permeabilidad de la formación no deberá ser fuertemente reducida al inyectar y fraguar el plástico, ya que de lo contrario, se llegaría a obstruir el flujo de los fluidos hacia el pozo.

#### TIPOS DE PLASTICOS. (14)

Los primeros tratamientos de consolidación plástica fueron del tipo fenol-formaldehído, los cuales catalizan a base de un incremento de temperatura. Su aplicación es en forma diluída en un solvente alcohólico. La saturación de agua congénita es aprovechada para que el solvente alcohólico se mezcle con ésta y pierda su habilidad como tal, precipitando así la resina, la cual se adhiere a la superficie de los granos, fraguando entonces a base de temperatura.

Con el desarrollo de la Petroquímica se han obtenido otros tipos de plástico que pertenecen a la serie Epóxica, los cuales reaccionan en presencia de anhídridos o aminas.

A partir de estos plásticos, se han desarrollado varias técnicas de aplicación, sin embargo, las variantes sólo dependen en la técnica de desplazamiento de los fluidos a inyectar.

#### MECANISMOS DEL PROCESO. (14)

Para permitir que la formación sea capaz de admitir un tratamiento de consolidación por inyección de plástico líquido, es necesario desplazar los fluidos existentes en la formación, con tal fin debe inyectarse un solvente que sature a la formación una vez que se verifique el desplazamiento. En esta etapa generalmente se establece un ritmo de inyección con objeto de asegurar que el fluido a inyectar, de ninguna manera produzca fracturamiento en la formación.

A continuación se inyecta la resina líquida la cual puede ir en forma catalizada o no. En el primer caso, el fraguado se lleva a efecto con el incremento de temperatura y para el otro caso, habrá que inyectar otra solución que haga posible la catalización de la resina y por lo tanto su asentamiento. En ambos casos, la colocación de la solución plástica desplaza al solvente con lo cual se obtiene una saturación de resina en la roca.

Debido al aumento de temperatura o la presencia del catalizador, el fenómeno que se verifica es el siguiente: la solución de plástico empieza

a enturbiarse y a formar pequeños corpúsculos que se adhieren a los granos de la arena en sus puntos de contacto, llegando sucesivamente a coalescer toda la solución plástica hasta formar una estructura de unión.

Uno de los problemas que se presentan con cierta frecuencia en tratamientos de consolidación por métodos químicos, es cuando se emplea una resina catalizada con un ácido, el agente catalizador reacciona con las impurezas y cementantes de las arenas, es decir cuando se trata de arenas calcáreas. Al disolver el ácido el cementante hace que los granos pierdan su matriz de unión y el cloruro de calcio producto de la reacción se precipita, imponiendo un bloqueo de flujo de fluidos. Sin embargo, con el avance y estudios con modelos en laboratorio, se ha llegado a resinas favorables aún en presencia de carbonatos. A estas resinas se les denomina Base Catalítica.

El método de consolidación por inyección de plástico es muy versátil, ya que puede llevarse a cabo en agujero descubierto o en ademado, - esto permite que en áreas donde se conoce que la formación productora es arena poco consolidada y propensa a su arrastre, el método de consolidación llega a ser una operación complementaria en la terminación del pozo, además se pueden efectuar varios tratamientos en caso de que alguno haya sido de poca eficiencia.

En pozos donde se ha producido gran cantidad, es decir, pozos viejos en producción, para obtener éxito en un tratamiento químico de consolidación es recomendable pre-empacar la formación, si es posible con la misma arena producida o en caso de carecer de ella, usar arena limpia y



lo más aproximada posible en tamaño a la existente en la formación. Esto es con el objeto de que dicho empaque haga que el campo de esfuerzos original ahora alterado, llegue a ser lo más aproximado a las condiciones originales.

Otro objetivo a seguir en cualquier tratamiento de consolidación es que el plástico se desplace en forma uniforme en todo el intervalo productor a tratar, tanto en sentido horizontal como vertical, intentando que el plástico forme un cilindro recto concéntrico en el pozo.

La aplicación de métodos de consolidación por inyección de plásticos líquidos, fué en un principio satisfactoria únicamente para intervalos realmente pequeños (máximo 12 pies). Sin embargo, con el avance en su desarrollo, se utilizaron sistemas para abarcar intervalos hasta de 50 pies, haciendo estos métodos de mayor aplicabilidad.

Los medios de aplicación son una variante de los sistemas de inyección o sea el empleo de un empacador de inyección múltiple, con el cual se abarcan grandes intervalos en una sola corrida del dispositivo. Cualquier formación a tratar presenta una permeabilidad heterogénea, dando lugar a una colocación no uniforme del plástico a lo largo de la formación, además el problema se agudiza en formaciones de gran espesor, debido a la fuerte variación en permeabilidad que estos presentan. No obstante, ahora estos problemas han sido subsanados con el empleo de aditivos, tales como los denominados Agentes Desviadores, los cuales hacen que la inyección del plástico sea dirigida hacia la zona que será tratada primero, es decir se puede hablar ahora de una Consolidación Selectiva.

Los aditivos empleados son agentes desviadores de material polimérico, el cual en presencia del alcohol aumenta varias veces su tamaño, -- son blandos y deformables. Esto permite que sean aplicados junto con la solución plástica y al tener contacto con el solvente alcohólico que la precede, hace que aumente su tamaño y obstruya temporalmente las zonas - de alta permeabilidad, para que el plástico fluya en las zonas poco permeables. Para que los agentes vuelvan a su forma original y su desplazamiento sea posible, se usa un post-lavado de aceite y diesel.

#### FACTORES FISICO-QUIMICOS QUE AFECTAN EL PROCESO. (14)

El estudio de los factores físico-químico que afectan el proceso - de consolidación de arena, es de primordial importancia para el diseño y evaluación de cualquier tratamiento, ya que en forma directa o indirecta cada uno de estos factores influye en forma determinante en la aplicación técnica y económica del proceso.

Para analizar cada uno de los factores involucrados, éstos se dividen en dos:

- 1.- Aquellos factores que afectan el proceso y que se refieren exclusivamente a las características del plástico por inyectar.
- 2.- Aquellos factores originados por la formación, los fluidos y las impurezas existentes.

FACTORES A CONSIDERAR REFERENTES AL PLASTICO. <sup>(14)</sup>

## VISCOSIDAD.

Esta propiedad física del plástico afecta directamente los ritmos de inyección y las presiones de bombeo. Puesto que el proceso de consolidación exige que la presión de inyección del plástico a la formación no debe exceder la presión de fracturamiento, es de gran importancia que la viscosidad del fluido inyectado sea tal que no se alcancen altas presiones de bombeo y por ende altas presiones de inyección, con las cuales se crearían fracturas por las que se canalizaría la solución plástica, - no obteniéndose de ninguna forma una colocación uniforme en el estrato - productor, dando como resultado una operación sin éxito. Aunado a estas restricciones de viscosidad que deben tomar en cuenta, se encuentra que la viscosidad debe ser un poco mayor que la de los fluidos existentes en la formación; ya que esto dará como resultado un desplazamiento más eficiente de los mismos, con lo cual se puede lograr obtener una saturación residual de la solución plástica del tipo pendular, llegando a una consolidación en los puntos de contacto de la arena.

TEMPERATURA DE TRABAJO DEL PLASTICO. <sup>(14)</sup>

La estimación del rango de temperatura en los cuales la solución - plástica debe de catalizar, puede calcularse por conocimiento del gradiente geotérmico de la zona o bien en forma directa de un registro de - temperatura. El rango en que puede caer la temperatura varía desde 80°F hasta 220°F.

De acuerdo a los sistemas en que pueden ser clasificados los tratamientos con plástico, se ve que en unos la temperatura será el índice -- principal para que la catalización se lleve a cabo, esto es, para aquellos plásticos de tipo fenol-formaldehído. Para el sistema Epóxico la temperatura será sólo un activador de la reacción y un módulo que registrará la estabilidad en la fuerza compresiva proporcionada a la arena después de la reacción completa, (tiempo de curado).

Esta propiedad de estabilidad compresiva que debe proporcionar la resina consolidada, aun con incrementos de temperatura después de la consolidación, influye en forma directa para ciertos sistemas de plástico. -- Esto es de gran importancia cuando se prevee la implantación de sistemas de inyección de vapor.

#### TIEMPO INICIAL DE FRAGUADO. (14)

Para los plásticos del sistema fenol-formaldehído y que únicamente fraguan a base de temperatura, ya que son inyectados en forma catalizada, es de mucha importancia la determinación de su tiempo inicial de fraguado. Esto procede debido a que en su proceso de inyección al intervalo -- por tratar pueden ocurrir contratiempos de tipo mecánico, lo cual hará que la colocación se pueda retardar y puede llegar a ocurrir un fraguado completo del plástico aún en la tubería, lo cual causará serio problema en su desplazamiento y en la reapertura del pozo a producción.

Para el otro sistema de plástico (Epóxico), no es importante -- la consideración de ese tiempo, ya que la resina no fragua mientras no -- se encuentre en presencia de una amina o anhídrido, este sistema propor-

ciona una gran seguridad en contra de una precatálisis y por lo mismo en caso de suceder algún desperfecto mecánico, no será necesario su recirculación hacia la superficie.

El tiempo inicial de asentamiento no es el intervalo de tiempo que llevarán en fraguar el plástico completamente, sino es aquél intervalo - que tiene lugar desde el mezclado de las soluciones hasta su primera - - reacción de separación.

El control del tiempo inicial de asentamiento será considerado para evitar que: i) Una prematura separación de la resina dificulte su inyección y posiblemente llegue a taponar el intervalo.- ii) Que una vez - colocada la resina en la formación, el tiempo de separación sea muy grande. Por ambas razones es necesario el control efectivo en el tiempo inicial de separación.

El tiempo inicial de separación está gobernado por dos factores:

- 1.- La habilidad del solvente a mantener en solución la resina que está siendo formada.
- 2.- La velocidad de "cura" (vulcanización).

Baja solubilidad y alta velocidad de "cura" dan cortos tiempos de separación.

## RELACION DE VOLUMEN DE PLASTICO LIQUIDO A PLASTICO FRAGUADO. (14)

La aplicación de cualquier sistema de tratamiento a una formación arenosa de poca consolidación, siempre da por resultado una disminución en su permeabilidad original, esto es debido a que los granos de arena son cubiertos por una película fina de plástico, la cual hará las veces de matriz de unión y por lo mismo, los espacios intersticiales se verán disminuidos en tamaño y de aquí la disminución de permeabilidad.

El decremento de la permeabilidad obtenida después de la consolidación, puede ser controlado por medio de un ajuste en la relación de volúmenes de plástico líquido y el plástico fraguado después del proceso.

Cuando el volumen de plástico fraguado es el mismo al líquido inyectado, los espacios intersticiales quedan obstruidos por completo y obteniéndose un sello de la formación, esta operación es útil cuando se trata de aislar zonas de entrada de agua o gas, mas no así en una operación de consolidación. Sin embargo, la aplicación de inyección plástica para aislamiento y sellos, no es recomendable debido a su elevado costo respecto al uso de un cemento adecuado.

La disminución de permeabilidad es generalmente un 50% de la original, pero con el desarrollo de la técnica y mejoras en el desplazamiento se ha logrado obtener permeabilidades hasta de un 80% de la original, esto ha sido posible por el empleo de lavados posteriores (after-flush) a la colocación del plástico líquido antes de su fraguado.

Sin embargo, en arenas productoras de poca consolidación se encuen

tran altas permeabilidades (2 Darcy) y una disminución del 50% no afecta considerablemente al índice de productividad del pozo.

#### FUERZA COMPRESIVA PROPORCIONADA POR EL PLASTICO. (14)

La fuerza compresiva proporcionada por un tratamiento con inyección de plástico, se ha considerado permanente, aunque esto no es rigurosamente cierto, ya que con el tiempo de producción de hidrocarburos y -- por lo tanto la presencia constante de ellos, ha dado por resultado un -- decremento en el valor de su fuerza compresiva original, sin embargo, es ta disminución no llega a afectar lo bastante como para que vuelva a pre sentarse la producción de arena. Pruebas de laboratorio con diferentes plásticos, emulando las condiciones de trabajo en el yacimiento y los -- datos reportados de aplicación en el campo, indican claramente el éxito alcanzado respecto a la fuerza compresiva proporcionada.

#### FACTORES EN LA FORMACION QUE AFECTAN AL PROCESO. (14)

Hasta ahora únicamente se han considerado aquellos factores que -- pueden ser controlados, ya sea ajustando la compresión y concentración -- del plástico, así como añadiendo fluidos que hacen las veces de preparadores.

Considerando ahora aquellos factores que están implícitos dentro -- de la formación y que su control no puede efectuarse en una forma directa, sino sólo minimizar su efecto para aumentar la posibilidad de éxito en la aplicación del tratamiento de consolidación por inyección de plás-- tico, se tiene: Fluidos de formación aceite, agua salada y gas.

Es indudable que en cualquier intervalo a tratar exista la presencia de cuando menos alguno de estos fluidos, presentándose en ocasiones todos. Anteriormente ya se explicó que la presencia de estos fluidos -- disminuí la fuerza compresiva del plástico, pero solo en una pequeña -- fracción, lo cual no afecta fuertemente los resultados deseados.

La presencia de agua congénita en los contactos de los granos interfiere el funcionamiento adecuado del proceso de consolidación. El -- agua debe ser removida del espacio poroso de la arena y para este fin se emplean surfactantes disueltos en gas-oil. Para altas temperaturas se -- recomienda mejor el uso de solventes miscibles al agua para evitar emulsiones que originen un bloqueo.

#### CONTENIDO DE IMPUREZAS (ARCILLAS, LIMOS) EN LA FORMACION. (14)

Pruebas en laboratorio sobre núcleos de arena mezclados con arcilla, han indicado que la fuerza del plástico disminuye conforme se au-menta el contenido de arcilla.

Datos reportados de tratamientos en el campo han demostrado que se ha llegado a consolidar arenas hasta con un 38% de arcilla, pero se han requerido plásticos muy concentrados y además grandes ritmos de inyección. Por consiguiente, la reducción en permeabilidad tiene que au-mentar. Las excesivas presiones de inyección, son más fácilmente encontradas en formaciones arenosas con altas cantidades de limos y arcillas. -- Además, el estado compacto de las partículas finas es tal, que tienden a desviar los fluidos inyectados, a menos que la inyección sea hecha a --



muy bajos ritmos, los cuales permiten una dispersión del plástico a través del agregado. Así que altas concentraciones de limo y arcilla pueden causar una canalización del plástico dentro de la formación y un puenteo de arenas críticas, dejando porciones aisladas sin consolidar o cuando mucho pobremente consolidadas. Durante la producción, las partículas finas no consolidadas emigran al pozo permitiendo que el plástico se disgregue cuando la sobrecarga y la velocidad exceden al esfuerzo proporcionado por el plástico. En algunos casos los ritmos de inyección -- son tan bajos como para evitar el uso de plásticos pre-catalizados con vida limitada. Para tales casos, se recomiendan plásticos activados -- "in situ".

#### VARIACION DE LA PERMEABILIDAD. (14)

La permeabilidad en las formaciones productoras rara vez es homogénea y este problema se agudiza cuando se trata de consolidar grandes intervalos.

Para obtener una buena consolidación, uno de los principales objetivos es que el plástico quede uniformemente colocado alrededor del agujero y ésto es obstaculizado por las diferentes permeabilidades que presenta la formación.

Al efectuar un tratamiento, los líquidos inyectados a la formación fluyen por las zonas de alta permeabilidad o sea donde haya menor resistencia al flujo.

En los inicios de los métodos de consolidación plástica, este pro-

blema no era atacado en forma eficiente y el éxito no siempre se alcanzaba. Con el avance de los procesos se ha llegado inclusive a consolidar intervalos hasta de 50 pies.

Los grandes intervalos presentan mayor variación de permeabilidad, para su efectiva consolidación se han empleado con bastante éxito, dispositivos mecánicos tales como empacadores múltiples de inyección. Este dispositivo es corrido en forma vertical atacando primero las zonas de más alta permeabilidad y después las de menor permeabilidad, conforme se aumenta la presión de inyección. Pudiéndose consolidar grandes intervalos en una sola corrida del mecanismo.

#### ASPECTOS DEL DISEÑO. (14)

Al efectuar el diseño de un tratamiento, se debe considerar toda la información que se disponga acerca del pozo y del intervalo a tratar. Dicha información es obtenida directamente de núcleos extraídos o por medio de registro eléctricos. Los datos a considerar son tales como:

Temperatura de la formación.

Presión del yacimiento.

Porosidad del intervalo.

Saturación de agua y aceite.

Permeabilidad del estrato a tratar.

Profundidad del intervalo.

Número de agujeros por pie de tubería (Densidad de disparos).

Historia de producción del pozo.

Cantidad de arena producida cuando es en exceso.

Todos estos datos son necesarios para diseñar con mayor exactitud un tratamiento.

Dentro del diseño de tratamientos de consolidación de arenas, es necesario determinar varios parámetros que intervienen, tales como:

Radio de penetración del plástico.

Volumen del plástico.

Presión de inyección.

Ritmo de inyección.

Volumen de los fluidos lavadores.

Tiempo de operación y fraguado.

#### REMOCION DE ARENA Y SEDIMENTOS.

El no prevenir la acumulación de arena y sedimentos dentro del pozo, puede ocasionar la obstrucción del intervalo productor y generar tapones en la tubería de producción, presentándose paulatinamente disminución en la producción de hidrocarburos hasta que el pozo deja de fluir.- Por lo tanto, la arena deberá ser removida. Los métodos de remoción son los siguientes:

- 1.- En caso de tener depósitos leves, se puede intentar el empleo del -- equipo de línea de acero con una herramienta llamada cubeta hidrostá tica. Esta herramienta consta de un cilindro dentro del cual se alo

ja un pistón. Para la remoción, la cubeta actúa succionando arena dentro del cilindro debido a la presión diferencial (presión atmosférica dentro de la cubeta y la presión de fondo afuera de ella).- - Para mantener la arena dentro de la cubeta, se utilizan dos válvulas de retención de bola, una se aloja en la parte superior de la herramienta y la otra en la parte inferior. El uso de esta herramienta - es una operación lenta y tediosa y no es económica cuando se tienen tramos muy grandes por desarenar. (19)

2.- Cuando el depósito de arena sea más severo, se emplea la unidad de - tubería flexible.

La unidad para trabajos en tierra y mar está diseñada y equipada para instalar el equipo rápidamente. El equipo incluye:

a) CABINA DE CONTROL.

Es un panel con controles que accionan las partes móviles de la unidad por medio de circuitos hidráulicos y mecánicos.

b) UNIDAD DE POTENCIA.

Está constituido por motor y bombas hidráulicas de diferentes capacidades, múltiples, válvulas de control y tanques.

c) CABEZA INYECTORA.

Se instala en el cabezal del pozo o en la sarta de perforación.- Es el medio que permite que la tubería baje o suba en el pozo, la conexión al cabezal o a la sarta de perforación es a través de un

dispositivo opresor anular, que permite la extracción o introducción de la tubería, el cual va conectado al conjunto de preventores.

d) CONJUNTO DE PREVENTORES Y MANGUERAS.

Este sistema es el que mantiene controlado el pozo en caso de - - cualquier problema, por ejemplo: presiones anormales.

e) CARRETE DE TUBERIA.

La tubería flexible se almacena enrollándose sobre si misma en un carrete. (20)

La remoción se efectúa de la siguiente manera: se baja la tubería hasta la profundidad programada y se circula el fluido de manera constante, hasta que en el retorno fluya únicamente el fluido lavador.

Debido al poco espacio que existe entre la tubería flexible y la - tubería de producción o tubería de revestimiento, es esencial que exista limpieza en la operación y deberá utilizarse un fluido libre de sólidos para eliminar la posibilidad de una pegadura. (16)

Para la limpieza se utilizan fluidos como agua, diesel, espuma o nitrógeno. En una intervención es esencial encontrar un fluido que cumpla con los requerimientos, de tal manera que con una presión y un gasto de bombeo en la superficie, genere una adecuada velocidad de circulación en el espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de revesti--

miento o de producción, y pueda elevar las partículas de arena a desalojar del pozo. Tomando en cuenta que la velocidad de levantamiento del fluido está en función de la velocidad de circulación a través de la tubería flexible y considerando que su diámetro interior es relativamente pequeño, es conveniente una buena selección del fluido lavador para así optimizar el gasto y la presión de bombeo en superficie.

Ya que la velocidad de circulación a través de la tubería flexible está relacionada con la presión de inyección, la excesiva pérdida de presión por fricción de los fluidos, elevan la presión de bombeo, la cual puede sobrepasar los límites de presión interna de la tubería flexible - que está expuesta a la atmósfera, pudiendo causarle daños como roturas.

En la selección del fluido a utilizar se necesita que tenga una -- viscosidad adecuada y una pérdida de presión por fricción pequeña para - tratar de obtener la máxima velocidad de circulación dentro del pozo.

El agua y la salmuera sin tratar permiten establecer altas velocidades, generando enormes pérdidas de presión por fricción, requiriéndose bombear a muy bajos gastos, este problema se puede evitar adicionando un agente reductor de fricción. (20)

Actualmente se desarenan los pozos circulando espumas estables pre formadas. Algunas ventajas son las siguientes:

- 1.- La espuma es fácil de circular y su producción es barata.

- 2.- Propiamente controlada, la espuma es estable hasta que completa un ciclo en el pozo, para posteriormente reducirse al líquido de la que fué formada.
- 3.- Experiencias de campo han observado que una vez aprendido los procedimientos básicos, el personal no requiere tener supervisión o ayuda adicional.
- 4.- Una vez formada, la espuma tiene características de estabilidad que la hacen resistente a los contaminantes del pozo. Si alguna impureza es introducida a la espuma durante su generación, ésta podrá ser inhibida.
- 5.- Excelente capacidad de acarreo.
- 6.- No existe la posibilidad de daño a la formación.
- 7.- Bajas presiones de circulación.
- 8.- Las pérdidas de circulación no son problema.

La operación de remoción se realiza con la unidad de tubería flexible, apoyándose con la unidad generadora de espuma, esta última consta de un compresor de aire, tanques para la mezcla de fluidos, espumante y otros aditivos, bombas, un generador de espuma y un múltiple de inyección.

En el lugar del pozo, la unidad es operada mecánicamente para generar la espuma, introduciendo una cantidad determinada de aire comprimido o gas (gas natural, nitrógeno ó dióxido de carbono) en una solución cuidadosamente mezclada de surfactante y agua. La generación de espuma se logra agregando el espumante al agua, con una relación de una a dos partes por 100 partes de agua. La solución es inyectada por una bomba triplex al generador de espuma, al mismo tiempo se inyecta al generador un volumen determinado de aire comprimido. El generador está diseñado para permitir el flujo continuo de la mezcla de gas-líquido a través del agitador, descargando la mezcla como espuma a la línea de inyección al pozo. La espuma circula a través del pozo y regresa hacia un degenerador de espuma o a una presa donde se le agrega al fluido un antiespumante.

La espuma pre-formada es una dispersión gas-líquido, en la que el líquido está en fase continua y el gas en fase discontinua. Está formada por la dispersión de una gran cantidad de aire en una cantidad pequeña de líquido. El resultado son bajas densidades y una alta viscosidad con una gran capacidad de levantamiento. El término FRACCION VOLUMEN DE LIQUIDO (LVF), expresa la fracción relativa de cada fase (gas y líquido) en la mezcla. La fracción volumen de líquido, se expresa de la siguiente forma:

$$LVF = \frac{V_l}{V_g + V_l}$$

$V_g$  = Volumen de gas a la presión y temperatura de trabajo.

$V_l$  = Volumen de líquido a la presión y temperatura de trabajo.



Los máximos levantamientos tienen lugar cuando LVF esté entre 0.02 y 0.2. El valor óptimo de LVF es 0.1, teniendo como resultado bajas velocidades anulares y bajas presiones de operación. La densidad de la espuma es aproximadamente de 0.8 lb/gal. con una presión hidrostática de - 0.4 lb/pg<sup>2</sup>/pie.

La experiencia ha establecido que la espuma puede remover arena a gastos 10 veces mayor que el diesel o el agua. Por ejemplo, cuando la espuma fué utilizada se obtuvieron hasta 350 lb/bl., mientras que con -- agua fueron únicamente 35 lb/bl. A menudo la circulación de 10 a 30 minutos de espuma es igual que circular algunas horas de agua o algún otro fluido. (17,18)

Para la remoción de arena la tubería flexible utiliza como accesorios la turbo-barrena y el eyector.

La tubería flexible en algunas ocasiones no puede pasar a través - de alguna área compacta de arena. Para limpiar el pozo en éstos casos, es necesario remover la arena mecánicamente, efectuándose esta operación de una manera rápida y sencilla, para tal fin se utiliza la turbo-barrena, la herramienta solo tiene una parte externa con movimiento, consta - de un motor hidráulico de desplazamiento positivo que se utiliza como máquina perforadora, siendo su principal característica que no necesita giro de tubería.

Al efectuar la limpieza del pozo, es necesario hacer un sistema de aspersión en la punta de la tubería para, que el flujo lave la pared o el

área a limpiar del pozo. Para ésto se han diseñado los eyectores. (20)

En casos críticos de acumulación de arena, habrá necesidad de intervenir el pozo con equipo de reparación convencional o snubbing, teniendo que matar el pozo, sacar el aparejo, limpiar el pozo y volver a meter el aparejo. (21)

## IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Antes de iniciarse la explotación de un pozo, es necesario tener presente la existencia de condiciones favorables a la precipitación de material asfáltico y parafínico, ya que de esta forma se tendrá presente el problema y se podrá atacar antes de que se vuelva crítico.

En donde exista tendencia a precipitar material asfáltico, se deberá tener precaución con el uso de solventes, ya que algunos de éstos ocasionan su precipitación.

Se debe tener presente que los cambios de presión y temperatura, provocan la precipitación de material asfáltico y parafínico.

La diferencia de densidades entre el aceite crudo y el material asfáltico, causará su depositación en algunas zonas, en caso de que éste se precipite.

Durante la estimulación de pozos, es necesario tener precaución con la formación de lodo asfáltico ocasionado por el contacto de HCl con aceite, ya que su remoción es difícil. Para prevenir su depositación se utilizan emulsiones ácido-solventes aromáticos y algunos aditivos.

La depositación de material asfáltico en el equipo de producción es un problema que se presenta por varias causas, entre ellas los potenciales de corriente, el rompimiento de emulsiones agua-aceite, y cambios de temperatura ambiente.

Una emulsión agua-aceite se vuelve más estable debido a la presencia de material asfáltico, con lo cual se puede ver incrementado el costo de producción.

El flujo de aceite a través de la formación genera potenciales de corriente, lo cual ocasiona la precipitación de material asfáltico en la formación misma.

Durante fracturamientos hidráulicos deberá tenerse en cuenta la -- temperatura de formación, ya que si el fluido fracturante es demasiado - frío, provocará la precipitación de parafina con un consecuente obtura-- miento de los canales de flujo.

Existen condiciones favorables para que la parafina se deposite en el equipo, y se deberán evitar en la medida que sea posible, algunas de estas condiciones son el contacto de aceite con superficies frías y tube rías rugosas. La prevención de la depositación parafina se logra de las siguientes maneras:

- a) Manteniendo la temperatura de la superficie de depositación y del - - aceite, arriba del punto nube.
- b) Utilizando inhibidores de parafina para evitar la cohesión entre los cristales de parafina.
- c) Haciendo más homogénea la superficie de contacto del aceite.

Si no se tiene precaución en prevenir la depositación de material orgánico del equipo, se deberá remover. Para la remoción de material asfáltico se pueden usar algunos solventes, en cambio para la remoción de parafina se utilizan: equipo mecánico, solventes químicos y equipos que utilizan calor para fusionar la parafina.

La producción de arena tiene lugar por varias causas, entre ellas una mala terminación del pozo, la velocidad de los fluidos, la alteración de esfuerzos de la formación debido a la perforación del pozo y a la entrada de un fluido de distinto pH al del agua congénita.

Los problemas ocasionados por el arenamiento, son los siguientes: taponeamiento del pozo, abrasión de la tubería de revestimiento, tubería de producción y equipo superficial, lo cual puede ocasionar la pérdida del pozo.

Los métodos preventivos para controlar la producción de arena son más recomendables para evitar el arenamiento del pozo.

La producción de arena se puede controlar de tres formas:

#### REDUCCION DE LAS FUERZAS DE ARRASTRE.

La primera consideración es reducir el gasto por unidad de área.- Si es posible, incrementar el area de flujo. Es esencial contar con una buena terminación del pozo.

### METODOS MECANICOS.

Este tipo de métodos ofrece un control práctico en zonas grandes, pero puede ser utilizado en zonas pequeñas. En zonas de terminaciones múltiples donde sea frecuente la reparación de pozos, diámetros pequeños de agujero y presiones anormales, las dificultades y los costos se incrementan.

Los empacamientos en agujero descubierto se deberán utilizar en pozos donde no existan problemas de agua o casquete de gas, tampoco se deberán utilizar en donde exista la posibilidad de cambiar el intervalo -- terminado.

Las terminaciones en agujero adorado restringen la productividad, pero podrá ser maximizada por un número suficiente de perforaciones largas y limpias y una colocación efectiva de la grava.

### CONSOLIDACION PLASTICA.

La consolidación de arena se utiliza en zonas cortas donde por alguna razón los empacamientos de grava no pueden ser utilizados. Algunas aplicaciones son: diámetros pequeños de tubería, la parte superior en -- una terminación doble, plataformas marinas, localizaciones aisladas, o donde las presiones anormales de formación hacen aconsejable que el trabajo sea realizado por dentro de la tubería.

Cuando ya se tiene presente el problema de arenamiento en el pozo, la remoción se lleva a cabo con algunas herramientas como son: la tube--

ría flexible y cubeta hidrostática, en casos críticos se requiere el uso de equipo de reparación.

La remoción de arena con tubería flexible, se realiza circulando - en forma directa, utilizando un fluido limpio. Para arena muy consolidada se utiliza la turbo-barrena, el eyector es otro accesorio para la remoción.

El uso de espumas en la limpieza de pozos, proporciona mayor recuperación que el uso de otros fluidos, además de economía.

La cubeta hidrostática es útil en pozos de baja presión, pues la - tubería flexible puede resultar dañada por abrasión.

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

- $D_i$  : Tamaño del grano determinado en el punto  $i$   
del análisis de distribución del tamaño de una muestra.
- $C$  : Coeficiente de uniformidad de la muestra.
- (G-S) : Relación grava-arena.
- $K_{ef}$  : Permeabilidad efectiva del empacamiento.
- $K_{in}$  : Permeabilidad inicial del empacamiento.
- LVF : Fracción volumen de líquido.
- $V_1$  : Volumen de líquido a la presión y temperatura de trabajo.
- $V_g$  : Volumen de gas a la presión y temperatura de trabajo.



## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1.- Islas Silva Carlos, Ledezma Sánchez Alfonso, Acuña Rosado Antonio, "Causas y efectos de las Sustancias Asfálticas presentes en el Petróleo", Ingeniería Petrolera (1972).
- 2.- Muñoz, Herrera Héctor. Tesis Profesional "Depósitos Orgánicos en la Explotación del Petróleo", México, D.F. (1981).
- 3.- Moore, E. W. et al, "Formation Effect and Prevention of Asphaltene Sludges During Stimulation Treatments", Society of Petroleum Engineers, Paper Number 1163, (1965).
- 4.- Witherspoon, P. A. and Zunair A. M., "Size and Shape of Asphaltic Particles in Petroleum", Producer Monthly, August (1960).
- 5.- Warth, A. H., "The Chemistry and Technology of Waxes", Second Edition, Reinhold Publishing (O. New York, N. Y.) (1965).
- 6.- Halliburton, "Depósitos Parafínicos y Asfálticos", Boletín Confidencial No. 52, Servicios Químicos.
- 7.- O. Allen, Thomas y P. Roberts, Alan, "Productions Operations Well Completions, Work over and Stimulation", Tomo 2, Capítulo 4.
- 8.- Schwartz, David H., "Successful sand Control Design for High Rate Oil and Water Wells", J. Pet Tech, Sept. (1969).

- 9.- Coberly, C. J., "Selection of Screen Openings for Unconsolidated Sand", A.P.I. Drill and Prod. Practice. (1937).
- 10- Saucier, R. J., "Consideration in Gravel Pack Design", J. Pet Tech (1974), p. 205.
- 11- Maly, George P., Robinson, Joel P., Laurie, A. M., "New Gravel - - Pack Tool For Improving Pack Placement", J. Pet Tech, Jan. 1974, - p. 19.
- 12- Hill, K. E., "Factors Affecting the Use of Gravel in Oil Wells", - A.P.I. Drill & Prod. Practice (1941).
- 13- Artículo "Métodos de Campo para mejorar el Control del Arenamien--to".
- 14- Ledesma, Sánchez Alfonso. Tesis profesional "Consolidación de Arenas", México, D.F. (1969).
- 15- P. Boulet Denis, "Gravel Packing for sand Control", Gulf Research and Development Company, April 1978.
- 16- Artículo "Concentric Unit Operations".
- 17- M. Pool Frank, "Satable foam used as a Circulating Media in Well - Work Processes", Pool Company.
- 18- O. Hutchinson Stanley, "Foam Workovers cut costs 50%", A. Gulf Pu blising Company Publication, 1969.

- 19- Halliburton Company, "Otis Catalog 1974-1975", Otis Engineering Corporation 1975.
- 20- Mendoza Herrera M. Angel, Tesis Profesional "Manual de Procedimientos para la Intervención de Pozos Petroleros Costafuera con tubería Flexible", México, D.F. (1986).
- 21- Islas Silva Carlos, "Apuntes de la Materia Estimulaciones y Reparación de Pozos", México, D.F. (1986).