

42  
24

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**



**"ANALISIS ECONOMICO-OPERACIONAL DEL  
USO DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA  
EN LA REPARACION DE POZOS PETROLEROS"**

**T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
ROQUE FRANCISCO RIQUELME ALCANTAR**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**MEXICO, D. F.**

**1989**



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.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## INDICE

### INTRODUCCION

| I     | GENERALIDADES SOBRE LA REPARACION DE POZOS           | PAG. |
|-------|--|------|
| 1.1   | TERMINACION DE POZOS                                 | 1.1  |
| 1.2   | REPARACION DE POZOS                                  | 1.4  |
| 1.2.1 | REPARACION MAYOR                                     | 1.5  |
| 1.2.2 | REPARACION MENOR                                     | 1.5  |
| 1.3   | CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA REPARACION DE POZOS    |      |
|       | INDUCCION  | 1.6  |
|       | ESTIMULACION   | 1.6  |
|       | FRACTURAMIENTO                                       | 1.7  |
|       | ACIDIFICACION  | 1.7  |
| 1.4   | CAUSAS QUE ORIGINAN EL MANTENIMIENTO A POZOS         |      |
|       | A) DESTRUCCION DE LOS APAREJOS                       | 1.8  |
|       | B) DAÑOS EN TUBERIAS Y APAREJOS                      | 1.9  |
|       | C) CAMBIOS EN LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO         | 1.10 |
|       | D) DAÑO A LA FORMACION                               | 1.10 |
| 1.5   | CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE CONTROL              | 1.13 |
| 1.5.1 | FLUIDOS BASE AIRE                                    | 1.14 |
| 1.5.2 | FLUIDOS BASE AGUA                                    | 1.15 |
| 1.5.3 | FLUIDOS BASE ACEITE                                  | 1.18 |
| 1.6   | UTILIZACION DE LOS FLUIDOS EN LA REPARACION DE POZOS | 1.20 |

|       |  |        |
|-------|--|--------|
| II    | EQUIPOS PARA REPARACION DE POZOS               | PAG    |
| II.1  | EQUIPOS CONVENCIONALES DE REPARACION DE POZOS  | II.1   |
| II.2  | EQUIPOS ESPECIALES DE SERVICIO A POZOS         | II.4   |
|       | UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA                    | II.4   |
|       | UNIDAD DE ACEITE CALIENTE                      | II.5   |
|       | UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE                     | II.5   |
|       | UNIDAD INSERTADORA DE TUBERIA (SNUBING)        | II.7   |
| III   | UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA (U.G.E.)           |        |
| III.1 | PARTES PRINCIPALES QUE CONSTITUYEN LA (U.G.E.) |        |
|       | A) REMOLQUE                                    | III.6  |
|       | B) UNIDAD DE POTENCIA                          | III.6  |
|       | C) TANQUES DE COMBUSTIBLE                      | III.6  |
|       | D) BOMBA CENTRIFUGA                            | III.7  |
|       | E) BOMBA RECIPROCANTE                          | III.7  |
|       | F) GENERADOR DE ESPUMA                         | III.8  |
|       | G) TANQUES DE DEZFLAZAMIENTO                   | III.10 |
|       | H) TABLERO DE CONTROL                          | III.10 |
|       | I) MEDIDOR DE GASTO DE VOLUMEN                 | III.12 |
|       | J) COMPRESOR DE AIRE                           | III.13 |

|        |   |        |
|--------|---|--------|
| III.2  | ACCESORIOS ADICIONALES  | III.13 |
| IV     | MATERIALES UTILIZADOS PARA LA GENERACION DE ESPUMAS                                   | PAG    |
| IV.1   | DESCRIPCION DE LAS ESPUMAS ESTABLES PREFORMADAS                                       |        |
| IV.2   | CARACTERISTICAS DE LAS ESPUMAS  | IV.3   |
| IV.2.1 | BAJA DENSIDAD   | IV.3   |
| IV.2.2 | CAPACIDAD DE ACARREO  | IV.4   |
| IV.2.3 | ALTA RESISTENCIA A LA CONTAMINACION   | IV.7   |
| IV.2.4 | RESISTENCIA A ALTAS TEMPERATURAS  | IV.7   |
| IV.2.5 | TEXTURA   | IV.7   |
| IV.2.6 | CALIDAD   | IV.7   |
| IV.3   | MATERIALES EMPLEADOS PARA LA GENERACION DE ESPUMAS                                    | IV.9   |
| V      | ANALISIS COMPARATIVO OPERACIONAL DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y SUS ALTERNATIVAS |        |
| V.1    | APLICACIONES DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA  |        |
|        | A) DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS  | V.1    |
|        | B) ACONDICIONAMIENTO DEL INTERVALO A DISPARAR   | V.3    |
|        | C) LIMPIEZA DE FOZO   | V.3    |
| V.2    | LIMPIEZA DE FOZO (DESARENAMIENTO) CON UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y TUBERIA FLEXIBLE  | V.7    |
| V.2.1  | CONDICIONES DEL FOZO  | V.7    |
| V.2.2  | DISEÑO DE LA INTERVENCION   | V.8    |

|   |      |
|---|------|
| V.2.3 INTERVENCIÓN A POZO   | V.8  |
| V.2.4 TIEMPOS DE INSTALACIÓN Y DESMONTAJE   | V.9  |
| V.2.5 TIEMPOS DE OPERACIÓN  | V.9  |
| V.2.6 RIESGOS DE INSTALACIÓN Y DESMONTAJE   | V.9  |
| V.2.7 RIESGOS DE OPERACIÓN  | V.11 |
| V.3 LIMPIEZA DE POZO (DESARENAMIENTO) CON EQUIPO CONVENCIONAL, T.P. FRANCA Y NIPLE DE ARIJA | V.11 |
| V.3.1 CONDICIONES DEL POZO  | V.11 |
| V.3.2 DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN   | V.11 |
| V.3.3 INTERVENCIÓN AL POZO  | V.12 |
| V.3.4 TIEMPOS DE INSTALACIÓN Y DESMONTAJE   | V.12 |
| V.3.5 TIEMPOS DE OPERACIÓN  | V.13 |
| V.3.6 RIESGOS DE INSTALACIÓN Y DESMONTAJE   | V.13 |
| V.3.7 RIESGOS DE OPERACIÓN  | V.13 |

## VI ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y SUS ALTERNATIVAS

|   |      |
|---|------|
| VI.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA |      |
| VI.1.1 MANO DE OBRERA   | VI.1 |
| VI.1.2 MATERIALES   | VI.2 |
| VI.1.3 COSTO DEL EQUIPO   | VI.2 |
| VI.1.4 MANTENIMIENTO Y REPARACIONES   | VI.3 |
| VI.1.5 TRANSPORTACIÓN   | VI.3 |
| VI.1.6 TUBERÍA FLEXIBLE   | VI.3 |
| VI.1.7 RESULTADO  | VI.4 |

|        |   |       |
|--------|---|-------|
| VI.2   | EVALUACION ECONOMICA DE LA OPERACION CON EL EQUIPO CONVENCIONAL DE RETRACION DE FOSOS |       |
| VI.2.1 | MARCO DE OBRA   | VI.5  |
| VI.2.2 | MATERIALES  | VI.6  |
| VI.2.3 | COSTO DE EQUIPO CONVENCIONAL  | VI.8  |
| VI.2.4 | PROYECTO Y RETRACION  | VI.7  |
| VI.2.5 | MANEJO  | VI.7  |
| VI.2.6 | RESULTADO   | VI.8  |
| VII    | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES  | VII.1 |



## INTRODUCCION

Debido a que vivimos en una Nación con recursos limitados, la Ingeniería tiene que estar estrechamente relacionada con la economía. Hoy en día es absolutamente indispensable que las propuestas de Ingeniería sean sometidas estrictamente a un análisis antes de llevarse a cabo en términos de valor y costo.

La Ingeniería Petrolera no escapa a esta afirmación ya que día a día las varias tecnologías empleadas para efectuar una eficiente y racional explotación de los hidrocarburos son más complejas, lo que exige una renovación y/o actualización de las mismas, atendiendo principalmente que el prerrequisito esencial para una exitosa aplicación de estas tecnologías es la factibilidad económica, sin descuidar por supuesto, la calidad, eficiencia y cumplimiento de las metas técnicas planteadas en su diseño.

El análisis económico en la explotación de los yacimientos petrolíferos tiene como objetivo primordial el obtener una eficiencia máxima, esto es, obtener una máxima recuperación de hidrocarburos al mínimo costo posible.

Para lograr este objetivo, el Ingeniero Petrolero debe realizar dos actividades fundamentales: Analizar la factibilidad técnica de los proyectos y cuantificar los proyectos económicamente, para demostrar que la alternativa sugerida es la que produce mayor ganancia.

El Ingeniero que presta sus servicios en la Industria Petrolera debe tener en cuenta que sus recomendaciones y estudios deben de estar sujetos a un criterio económico, ya que una parte de sus funciones es contribuir a que los recursos de la empresa sean usados en la alternativa de inversión (dentro de las posibilidades) para que rinda mayores beneficios.

De esta manera, el objetivo del presente trabajo es el de analizar las alternativas económico-operacionales que presenta uno de los equipos especiales más versátiles del Departamento de Reparación y Terminación de Pozos: La Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.).

En este trabajo se describe, el funcionamiento de cada uno de los componentes del equipo, las operaciones que realiza la unidad, así como las ventajas económicas y operacionales que presenta sobre los equipos convencionales de reparación y terminación de pozos.

Finalmente se indican las conclusiones y recomendaciones del presente análisis de la Unidad Generadora de Espuma, para que se obtenga el máximo aprovechamiento de ésta, con el fin de mantener los pozos en condiciones óptimas de explotación.

## CAPITULO I

### GENERALIDADES SOBRE REPARACION DE POZOS

Una vez concluida la etapa de exploración de hidrocarburos en cierta área, la cual consistió en la búsqueda de estructuras con condiciones propicias para la acumulación de hidrocarburos, se procede a perforar y terminar el primer pozo exploratorio, cuando este resulta productivo, se procede a desarrollar el área explorada como campo petrolero. Es la Ingeniería Petrolera, una rama de la Industria Petrolera que tiene bajo su responsabilidad el desarrollo de la zona como campo petrolero.

Un pozo petrolero es una obra de Ingeniería, el cual permite comunicar la superficie con la formación productora, este conducto de comunicación se realiza por medio de un equipo de perforación rotatorio, utilizando para el control de la presión del yacimiento un fluido (lodo de perforación), de cierta densidad y características reológicas. Posteriormente se introducen y cementan tuberías de revestimiento de diversos diámetros, e instalando gradualmente secciones del árbol de válvulas debidamente probadas, a fin de explotar un forma segura los yacimientos petroleros.

#### 1.1 TERMINACION

La terminación de un pozo petrolero es un conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie.

Estas actividades comienzan a partir de que queda cementada la última tubería de revestimiento, hasta el momento en que su producción queda debidamente aforada y fluyendo a la batería o bien si los hidrocarburos no son económicamente explotables queda taponado el pozo. Si el pozo fue perforado con la finalidad de inyectar algún fluido (agua, gas o vapor) se debe acondicionar para ello.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida misma del pozo; aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento. Por lo tanto, una terminación incluye una serie de actividades que consisten principalmente en:

- Asegurar el control del pozo.
- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Introducción del aparejo de producción o inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Dispersar los intervalos a probar para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, según sea el caso, incluyendo estimulaciones e inducciones.

Todo lo anterior permite a la definición del pozo como productor o inyector y en última instancia su abandono, previo taponamiento.

Las terminaciones pueden llevarse a cabo de las formas siguientes:

a) Terminación en agujero descubierto.

- Terminación sencilla con T.P. franca.

Quando la formación productora no sea delcizable o cuando la formación productora no tenga contacto gas-aceite ó aceite-agua, es decir que su producción sea en la zona de hidrocarburos.

- Terminación sencilla con T.P., emparador y accesorios.

Este tipo de terminación se puede efectuar con emparador sencillo recuperable ó permanente, dependiendo a la profundidad a la que debe ir instalado, así como las presiones que se esperen del yacimiento.

b) Terminación en agujero adonado.

- Terminación sencilla con T.P. franca.

Este tipo de terminación es igual a la terminación con T.P. franca, solo que aqui se tiene que disparar la T.R. para poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo.

- Terminación sencilla con T.P., emparador y accesorios.

Esta terminación puede efectuarse con emparador recuperable ó permanente, el tipo de emparador dependerá de las presiones que se esperan del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburo.

- Terminación sencilla selectiva con dos empacadores.

Esta terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar cubiertos por tubería de ademe cementada. Se usan dos empacadores: el inferior permanente y el superior recuperable.

- Terminación doble con dos T.P., dos empacadores y accesorios.

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen más de dos yacimientos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos ó presiones) y se desea explotarlos al mismo tiempo.

Terminación doble selectiva con dos T.P., más de dos empacadores y accesorios.

Esta terminación es de las más complejas, sin embargo, es conveniente cuando se disponen de varios yacimientos en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar u obturar el acceso correspondiente.

Desde el momento en que se pone a producción un pozo, se requieren operaciones de reacondicionamiento para lograr un aprovechamiento racional de la energía propia del yacimiento así como para solucionar problemas mecánicos que impidan la producción. A este tipo de intervenciones se les denomina Reparaciones.

## 1.2 REPARACION

Una vez que se ha terminado un pozo, es necesario llevar un registro de su comportamiento durante la fase

productiva del mismo, con objeto de comprobar que el pozo está cumpliendo adecuadamente su función productora, y en caso contrario efectuar una intervención o reparación.

Técnicamente, un pozo se repara cuando algún tipo de prueba de producción nos revela que el pozo no está cumpliendo con su cometido, ya sea por su declinación natural de la producción o por algún problema mecánico del mismo.

Se entiende por reparación de pozo, a todas aquellas intervenciones efectuadas a éste durante su vida productiva, con el objeto de reestablecer y mantener en óptimas condiciones de producción al pozo.

Las reparaciones efectuadas a los pozos petroleros se clasifican de la siguiente manera:

#### **REPARACION MAYOR**

Una reparación mayor es la alteración de las propiedades petrofísicas del intervalo productor ó la modificación de ese intervalo y/o la alteración de la estructura mecánica permanente del pozo.

#### **REPARACION MENOR**

Son aquellas que se llevan a cabo en las conexiones superficiales y/o en el aparejo de producción, sin modificar ó alterar las condiciones originales del yacimiento, ni la estructura mecánica permanente del pozo.

### 1.3 CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA REPARACION DE POZOS

#### INDUCCION

La inducción de un pozo como su nombre lo indica es hacer que los fluidos de la formación se eleven a través de la tubería de producción hasta la superficie, ésto es mediante el aligeramiento de la columna hidrostática del pozo.

Lo cual se logra si el fluido de control que contiene el pozo es desplazado por otro de baja densidad, como puede ser una espuma o un gas (N<sub>2</sub>). También, se puede inducir un pozo mediante la introducción de una herramienta que succione el líquido dentro de la tubería (sondeo).

#### ESTIMULACION

Las técnicas de estimulación constituyen un medio por el cual se mejoran las condiciones de productividad o inyectabilidad de un pozo, y consiste en introducir a la formación de una manera adecuada ciertos materiales cuya función es la de establecer o restablecer condiciones propicias para el flujo de los fluidos a través de la misma.

Dichos materiales son muy diversos y van desde ácidos hasta fluidos de alta viscosidad para fracturar la formación, así como partículas sólidas utilizadas como agentes apuntalantes. Las técnicas principales de estimulación conocidas son las acidificaciones y los fracturamientos.



## A) FRACTURAMIENTO

Es la técnica que consiste en inyectar un fluido a la formación, a una presión suficientemente alta para que genere una fractura en la roca. Cuando se emplea ácido se forman canales de flujo por la disolución de la roca en las paredes de la fractura, las cuales no sellan cuando la presión cede y la abertura cierra; con agente apuntalante se mantiene abierta la fractura. Los fluidos utilizados pueden ser agua, ácido, fluido lodo viscoso, espuma, etc.

La espuma ha tenido gran éxito como fluido de limpieza en los campos petroleros así como en la estimulación por fracturamiento de las formaciones. Las propiedades reológicas de la espuma han determinado su uso y entre ellas están: alta capacidad de acarreo, no daña a las formaciones productoras, las pérdidas de presión por fricción son bajas, no existen pérdidas de fluidos y no reducen la conductividad de las fracturas por saturación de fluidos. Las espumas normales se forman de agua, surfactante y gas inerte (N<sub>2</sub>).

## B) ACIDIFICACION MATRICIAL

Se define como la inyección de un ácido en los poros de la formación a una presión menor a la de la fractura. La finalidad es que el ácido penetre en forma radial para corregir el daño al disolver las partículas que obstruyen los poros de la roca ó cambian la saturación de la formación.

## 1.4 CAUSAS QUE ORIGINAN EL MANTENIMIENTO A LOS POZOS

A continuación se mencionan las causas que originan el mantenimiento a los pozos, las cuales se deben principalmente a cuatro factores que están relacionados con las condiciones dinámicas del yacimiento, así como el estado mecánico del pozo. Estas causas se presentan resumidas en el siguiente esquema:

### a) OBSTRUCCION DE LOS APAREJOS.

#### - DEPOSITOS ORGANICOS

Asfaltenos: El lodo asfáltico se presenta en los pozos al contacto del aceite crudo con el ácido, ó por cambios bruscos de temperatura y presión.

Parafinas o Ceras : Se presentan en forma de placas, agujas microcristalinas y su acumulación es afectada por el tiempo, la temperatura del aceite y el movimiento.

#### - DEPOSITOS INORGANICOS

Incrustaciones de sales : Sucede por las reducciones de presión, cambios en la temperatura, concentración de iones no comunes y mezcla de agua altamente incrustante.

#### - ARENA

formaciones deleznales : Algunos yacimientos están formados por arenas no consolidadas las cuales se integran a la producción obstruyendo tuberías, válvulas de circulación de inyección de gas, bombas de inserción, varillas, etc..

**b) DAÑOS EN TUBERIAS Y APAREJOS**

- rotura de tubería de producción
- comunicación al espacio anular
- fallas en los sistemas artificiales de producción
- rotura de la T.R. o cementación primaria defectuosa

**c) CAMBIOS EN LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO**

- invasión de agua y/o gas
- agotamiento del intervalo productor
- agotamiento total de los intervalos
- pérdida de energía en el yacimiento

**d) DAÑO A LA FORMACION:**

**i Mecanismos de daños a la formación.**

**i.1 Daño debido a la invasión de filtrado.**

Básicamente éste tipo de problemas se debe al fluido de perforación ó terminación.

**i.2 Reaccionado de las arcillas.**

Este mecanismo de daño está asociado por lo general con la invasión de filtrado. Los tipos

de arcilla pueden ser parte de la deposición original de la formación ó por el resultado de una precipitación mineral (procesos diagenéticos) de componentes en el agua de formación.

#### 1.3 Formación de emulsión.

Este mecanismo de daño se da cuando hay contacto entre el aceite de la formación y algún fluido base agua inyectado matricialmente.

#### 1.4 Cambio en la mojabilidad de la roca.

Los granos de arena tienen una preferencia a ser mojados por agua, pero si se da un desplazamiento de aceite por agua donde el aceite pasara a ser la fase inmóvil o irreductible.

#### 1.5 Bloqueo por agua.

Este mecanismo de daño puede ocurrir cuando la saturación de agua es tan grande que reduce la permeabilidad efectiva al aceite ó gas, impidiendo el flujo del mismo.

#### 1.6 Invasión de sólidos.

Los sólidos más frecuentes en dañar la formación son los originados por el sistema del fluido de perforación ó terminación.

### ii Por operaciones que lo originan.

#### ii.1 Durante la etapa de perforación.

El filtrado del lodo invade el yacimiento alterando su permeabilidad, ya sea por bloqueo, por sólidos ó formación de emulsiones, así como por cambios en la mojabilidad de la roca matriz

- ii.2 Durante la introducción de tuberías de revestimiento y cementación.

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial contra las zonas productoras comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación. Además durante la cementación el filtrado de las lechadas daña fuertemente la formación.

- ii.3 Durante la terminación.

Los sólidos del fluido de terminación, pueden taponar las perforaciones de los disparos. La formación alrededor del disparo, puede ser también comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el tunel del disparo.

- ii.4 Durante la estimulación.

La incompatibilidad de los fluidos de estimulación y los fluidos de la formación pueden producir emulsiones, depositos etc.

- ii.5 Durante operaciones de limpieza de parafina o asfaltenos.

Normalmente se usan solventes para este fin, si estos solventes son circulados de tal manera que entren en contacto con la zona productora, se puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca matriz en forma negativa.

- ii.4 Durante la reparación de pozos.

El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño.

- ii.5 Durante la fase de producción.

Al usar productos químicos para inhibir la corrosión, la depositación de sales ó de parafina.

## 1.5 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

Un fluido de control es una suspensión, la cual se emplea en los pozos petroleros para cumplir ciertas funciones específicas tales como:

- Control de las presiones de la formación
  
- Estabilidad de las paredes del pozo
  
- Ayudar en la toma de registros eléctricos
  
- Ayudar a suspender el peso de las tuberías
  
- Transporte y acarreo de los recortes a superficie

entre otras...

Los fluidos de control pueden clasificarse de acuerdo con su preparación en : base aire, base agua y base aceite.

Antes de iniciar el estudio de los fluidos, es necesario dejar claro el concepto de suspensión :

Una suspensión es un fluido formado por un líquido en cuyo interior se encuentran dispersas otras sustancias sólidas y líquidas. En sentido estricto, cuando esa sustancia dispersa en un líquido es también un líquido se llama emulsión y cuando es un sólido se llama suspensión.

### 1.5.1 FLUIDOS BASE AIRE.

La utilización del aire como fluido de circulación en las operaciones de perforación de pozos ha presentado un avance significativo, se ha comprobado que la aplicación de esta técnica da como resultado mayores velocidades de penetración, mayor vida de la herramienta y reducción de los costos de perforación. Esto se debe principalmente a la reducida presión hidrostática ejercida por la columna de aire.

Sin embargo, el uso de este fluido presenta ciertas desventajas como son el riesgo de incendio, explosiones, derrumbes de formaciones deleznables y problemas al atravesar formaciones con alto contenido de fluidos.

El riesgo de explosión puede minimizarse mediante la utilización gas Bicudo de Carbono (CO<sub>2</sub>) o Nitrogeno (N<sub>2</sub>) en vez de aire; para evitar mezclas aire-gas en relaciones altamente inflamables o explosivas.

En las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, en donde se utilizan como fluido de control o de circulación el aire, niebla o espuma se tiene un medio corrosivo. Este se presenta al formarse mezclas con los gases ácidos que fluyen de la formación, al introducir el oxígeno del aire se acelera la corrosión de las tuberías. Usando Bicudo de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Nitrogeno en la preparación de estos fluidos base aire se reduce el problema de corrosión. Además se puede usar productos químicos para contrarrestar la corrosión cuando no se disponga de gases inertes.

#### 1.5.1.2 NIEBLA.

La niebla está constituida por una dispersión de pequeñas gotas de un líquido en un gas.

Cuando se encuentran flujos de agua durante la perforación con aire, se adiciona un jabón para favorecer la formación de niebla, de esta manera se tiene la perforación con niebla. Esto se logra agregando pequeños volúmenes de agente espumante dentro de la corriente de aire en la superficie, formándose la mezcla de fluidos dentro de la tubería de perforación.

Esto puede controlarse siempre y cuando el flujo de agua no sea muy grande y no existan problemas debidos a arcillas sensibles al agua.

### 1.5.1.3 ESPUMAS.

Las espumas están formadas por una dispersión de un gas en un líquido, es decir, son una combinación de agua, agente espumante y gas sometidos a presión. Se obtienen densidades de 0.30 gr/cm<sup>3</sup> hasta 0.96 gr/cm<sup>3</sup>.

### 1.5.1.4 FLUIDOS AIREADOS.

Un fluido aireado es cualquier fluido al cual se le inyecta aire para reducir la presión hidrostática que operan sobre el fondo del pozo para evitar con eso fracturas inducidas y pérdidas de circulación.

## 1.5.2 FLUIDOS BASE AGUA.

### 1.5.2.1 FLUIDOS NATURALES.

El agua fue el primer fluido de perforación empleado y sigue siendo el componente principal de la mayoría de los fluidos de perforación. Puede contener varias



substancias disueltas o en suspension, por ejemplo: sales, surfactantes, polimeros organicos, gotas de aceite dispersa.. barita, arcillas, cal, yeso, etc.

#### 1.5.2.2 FLUIDOS BENTONITICOS.

Estos fluidos pueden ser bentoniticos puros o bentoniticos tratados y se preparan utilizando agua dulce, bentonita, reductores de filtrado, dispersantes, materiales densificantes y sosa caustica. Estos fluidos requieren un control de las propiedades reologicas, de filtración y una cierta densidad para controlar la presión que ejerce la formación.

En ocasiones es conveniente agregar diesel al fluido para mejorar sus características reológicas y de filtración, esto se logra agregando un agente emulsionante el cual puede ser el mismo agente dispersante. Estos fluidos se conocen como fluidos emulsionados, los cuales son estables a altas temperaturas y altas presiones..

#### 1.5.2.3 SALMERAS.

Las salmeras se utilizan principalmente para la terminación y reparación de pozos, puesto que son los fluidos más adecuados para dichas operaciones, sin ocasionar daños a las formaciones productoras cuando están libres de sólidos en suspensión.

Al utilizar salmeras es importante tomar en cuenta que estas son afectadas por la temperatura, ocasionando que varíen su densidad.

La siguiente tabla muestra los rangos de densidades de soluciones de sales libres de sólidos.

| SALINERAS         | DENSIDAD MAXIMA (gr/cm3) |
|-------------------|--------------------------|
| Agua de Mar       | 1.03                     |
| NaCl              | 1.18                     |
| MgCl              | 1.30                     |
| CaCl2             | 1.40                     |
| CaCl2/CaBr2       | 1.80                     |
| CaBr2/ZnBr2/CaCl2 | 2.30                     |

#### 1.5.2.4 FLUIDOS CALCIDOS.

Estos fluidos son preparados a base de agua y cal en exceso para poder conservar sus propiedades reológicas y de filtración. La desventaja principal de estos fluidos es que se degradan a 150 (80). « estos fluidos no les afectan las contaminaciones con sal o con cemento.

#### 1.5.2.5 FLUIDOS A BASE DE YESO.

Se. similares a los cálcicos, sólo que en su preparación se utiliza yeso en lugar de cal. Estos pueden emplearse para perforar lutitas y no les afecta la contaminación con anhidrita, cemento y cantidades moderadas de sal. Su principal limitante es la temperatura ya que a 185 (80) se degradan.

### 1.5.3 FLUIDOS BASE ACEITE.

Los fluidos base aceite se pueden clasificar en dos grupos: aceites y emulsiones inversas, ambos tienen aceite como fase continua. El aceite más utilizado es el diesel pero también se puede emplear aceite crudo, kerosina, etc. Algunos fluidos tienen agua como fase dispersa a los cuales se les denomina emulsiones inversas (agua en aceite).

#### 1.5.3.1 ACEITES.

Los fluidos de aceite pueden ser: diesel, kerosina, aceite estabilizado, aceite crudo o mezclas de ellos. Generalmente se aplican para la terminación y reparación de pozos pero se corre un gran riesgo de incendio debido a su flammabilidad. Los aceites cuando no tienen sólidos en suspensión no dañan a la formación productora.

#### 1.5.3.2 EMULSIONES INVERSAS.

Las emulsiones inversas están formadas por aceites, agua o salmueras, emulsionantes, viscosificantes, gelantes, surfactantes y densificantes.

Estas son muy estables a altas temperaturas y no les afectan las contaminaciones con anhídrido, sal y cemento. Su principal y más dañino contaminante es el agua que puede ser de la formación o de lluvia.

Para interrolacionar sus ranos se requiere agitación vigorosa y un agente emulsificante (jabón o detergente).

La ventaja principal de éstos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite) no daña a la formación; pero su degradación con agua dulce obligará a extremar cuidados en su mantenimiento.

### 1.5.3.3 BAJA DENSIDAD FAPX (EMULSION DIRECTA).

La característica principal se debe a la combinación de líquidos diesel-agua emulsionados en forma directa y esta particularidad nos da proporciones el tipo de emulsificante que se emplea.

Se utiliza en pozos depresionados como fluido de control y limpieza, además de servir como fluido transportador de sal en grano, para controlar la pérdida de circulación en yacimientos depresionados con una relación 80/20 de aceite y agua respectivamente.

Los fluidos de control se diseñan de acuerdo con las necesidades específicas para cada formación con el fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento que se trate, minimizando los posibles daños a la formación productora.

El daño a la formación productora puede ser el resultado del tamponamiento físico por sólidos inertes, reducción de la permeabilidad o una reacción química entre los componentes del fluido y los de la formación. Las paradas del flujo pueden hacerse inestables como consecuencia de reacciones químicas (como en el caso de lutitas sensibles al agua) o por efecto de la erosión física.

Las formaciones particularmente sensibles pueden requerir fluidos especialmente tratados o fluidos diseñados específicamente.

#### 1.5.4 ESPUMA COMO FLUIDO DE CONTROL.

Las espumas están formadas por una dispersión de un gas en un líquido.

Principalmente se emplean para operaciones de reparación en formaciones depresionadas con alta permeabilidad. En estos trabajos de reparación y terminación de pozos en los cuales es necesario remover sólidos, en operaciones de estimulación ácida, para despegar tuberías, para lavar las formaciones no consolidadas con alta permeabilidad que no tienen revestimiento. Esta también se aplica para efectuar fracturamientos hidráulicos, etc.

Para usar las espumas como fluido de control ó de circulación es necesario mantener una columna hidrostática constante con una consistencia suficiente para satisfacer las condiciones de las operaciones y para levantar los sólidos y/o fluidos que se incorporan hasta lograr sacarlos a superficie.

La consistencia de la espuma se controla para satisfacer las condiciones del pozo. Esta consistencia se obtiene al mantener la proporción adecuada de líquido-agente espumante-gas.

#### 1.6 UTILIZACION DE LOS FLUIDOS EN LA REPARACION DE POZOS

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

Para seleccionarse un fluido de reparación debe considerarse lo siguiente:

#### DENSIDAD DEL FLUIDO

Con las precauciones necesarias, es apropiada una presión de 100 a 200 lb/pg<sup>2</sup> sobre la presión de la formación.

#### CONTENIDO DE SÓLIDOS

El fluido no debe contener sólidos para evitar el tapamiento de la formación y de las perforaciones.

#### CARACTERÍSTICAS DEL FILTRADO

Deben ajustarse para minimizar el daño a la formación, considerando el hinchamiento o dispersión de los aceites, los cambios en la movilidad y la formación de emulsiones estables.

#### PERDIDA DE FLUIDO

Las características de pérdida de fluido deben ajustarse para evitar la pérdida de cantidades excesivas de fluido a la formación. El control en la cara de la formación, mediante la selección del tamaño apropiado de partículas solubles en ácido ( $\text{CaCO}_3$ ), es una solución adecuada para controlar la pérdida de fluido.

#### PRODUCTOS DE CORROSIÓN

El fluido debe de ser químicamente estable, a fin de minimizar la reacción del oxígeno libre en las tuberías y dispositivos metálicos, y evitar la precipitación del hierro en la formación.

#### 1.6.1 ACEITE CRUDO

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

El aceite que se utilice deberá filtrarse previamente y comprobar que no contenga asfaltenos o parafinas que pudieran taponar la formación.

#### 1.6.2 ACEITE DIESEL

Deberá también comprobarse la existencia de sólidos. Si el diesel se obtiene de la refinación, antes de que se le agregen aditivos, no deberá presentar problemas de emulsión.

#### 1.6.3 AGUA DE FORMACION

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

#### 1.6.4 AGUA DE MAR

Dependiendo de su salinidad puede ser necesario, después de filtración, adicionarle cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de Potasio (KCl) para prevenir la hidratación de arcillas.

#### 1.6.5 SALMUERAS PREPARADAS

El agua salada preparada, técnicamente debería tener la misma composición o salinidad equivalente, que el agua de formación para prevenir el daño en las areniscas que contienen arcillas hidratables.

## CAPITULO II

### EQUIPOS PARA REPARACION DE POZOS

Generalmente los equipos de reparación de pozos se clasifican en equipos convencionales y equipos especiales de servicio a pozos. Estos últimos están constituidos por: Unidad Generadora de Espuma, Unidad de Arrastre de Lodo, Unidad de Tuberia Flexible y Unidad Incertadera de tubería (Shubbing). A continuación se describen brevemente.

#### 2.1 EQUIPOS CONVENCIONALES DE REPARACION DE POZOS

Un equipo de reparación de pozos convencional, se utiliza para llevar a cabo los trabajos de terminación, reparación menor, reparación mayor y taponamiento del pozo. La gran aplicación realízala incidencias de tubería.

Por medio de estas operaciones se observan las condiciones de seguridad para el control del pozo, se evita el daño de la formación, utilizando el fluido de control adecuado y se opera de manera eficiente.

#### CARACTERISTICAS DE LAS PARTES PRINCIPALES.

##### 1.- MALACATE.

POTENCIA: \_\_\_\_\_ 150 A 300 HP.



CADRE DE OPERACION. \_\_\_\_\_ 3/4 A 1-1/8 PG.

TIPO DE TUBERIA. \_\_\_\_\_ DE 2-7/8 - 2-3/4

2.- MASTIL.

CAPACIDAD. \_\_\_\_\_ 26000 A 60,000 LBS.

ALTURA. \_\_\_\_\_ 61 A 135 PIES.

3.- REDES DE LINDOS.

POTENCIA. \_\_\_\_\_ 200 A 800 HP.

VOLUMEN. \_\_\_\_\_ 92 A 215 GAL/MIN.

PRESION MAXIMA. \_\_\_\_\_ 2000 A 5000 PSI.

4.- SUBESTRUCTURA.

RETORNO. \_\_\_\_\_ 2.5 MT. A 6.5 MT.

CAPACIDAD. \_\_\_\_\_ 200,000 A 400,000 LBS.

5.- PRESA PARA FLUIDOS. \_\_\_\_\_ 20 A 70 MS.

6.- PLANTA DE LUZ.

POTENCIA. \_\_\_\_\_ 50 A 150 KW.

7.- PREVENTORES.

TAMANO. \_\_\_\_\_ 7-1/16 A 11 PG.

FRESION. \_\_\_\_\_ 5000 A 10,000 PSI.

8.- TANQUE DE AGUA. \_\_\_\_\_ 10 A 17 MS.

9.- TANQUE DE DIESEL. \_\_\_\_\_ 10 A 17 MS.

Los trabajos que básicamente se realizan con éste equipo son :

- Cambio de aparejo
- Aislamiento de intervalos productores con alta relación gas-aceite.
- Aislamiento de intervalos productores con alta relación agua-aceite.
- Corrección de la aportación de agua salada del intervalo productor.
- Corrección de la cementación primaria.
- Corrección de la anomalía en la T.R.
- Poner a producción un nuevo horizonte.
- Recuperación de T.R.
- Prolongación de tuberías cortas.
- Taponamiento.

## 2.2 EQUIPOS ESPECIALES DE SERVICIO A POZOS.

En distintos campos petroleros se tienen varios tipos de equipos hidráulicos los cuales están capacitados para operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos. Cada tipo de equipo tiene sus propias ventajas dependiendo de la operación a realizar y de su disponibilidad. Sus características principales son de su operación y de su transportabilidad.

Los equipos especiales que se utilizan en la reparación de pozos son: Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.); Unidad de Aceite Caliente (U.A.C.); Unidad de tubería Flexible (U.T.F.); y la Unidad Shubbing.

### UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA.

Esta unidad es un equipo moderno, en donde a través de está se genera una espuma (espuma estable preformada) la cual es utilizada como fluido de control o de circulación en pozos de baja presión de fondo.

El equipo de espuma está familiarizado principalmente con los sistemas hidráulicos (Shubbing y Tubería Flexible), de modo que frecuentemente se le clasifica como otro de los equipos que pertenecen a los sistemas hidráulicos, empleados para operaciones de terminación, reparación y/o mantenimiento de los pozos petroleros.

Generalmente el empleo de la espuma con los sistemas hidráulicos requiere del conocimiento de la presión de fondo del pozo, la exactitud de este valor depende de los datos hidráulicos adecuados. Estos son; profundidad del pozo, diámetro de la tubería del sistema hidráulico empleado, densidad de la espuma, regímenes de flujo, gasto de corte, densidad de los sólidos, gastos de fluidos aportados por el pozo, etc.

La operación coordinada de los sistemas hidráulicos

Snubbing-Tubería Flexible en conjunto con la espuma como fluido circulante aparece como una futura alternativa para alcanzar los objetivos de reparación y mantenimiento de pozos en forma más rápida y eficiente.

Esta unidad interviene en operaciones tales como: Desplazamiento de fluidos, limpieza de tubería, desarenamientos, acondicionamiento de intervalos a disparar.

#### UNIDAD DE ACEITE CALIENTE

Esta unidad es otro de los equipos especiales de servicio a pozos, es una unidad móvil, que es utilizada en reparaciones menores y/o en operaciones de limpieza a pozos. Entre sus funciones principales están las siguientes:

- Desparafinamiento de pozos por tubería de producción y líneas superficiales.
- Pruebas hidráulicas a líneas superficiales.

Auxilia a la Tubería Flexible en :

- Desparafinamientos muy compactos.
- Limpieza de incrustaciones.

#### UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE (U.T.F.).

Esta unidad es otro equipo que tiene grandes ventajas

sobre los equipos convencionales, está montada sobre una plataforma remolcable, sobre la cual se transporta. El tiempo para la instalación de la U.T.F es muy corto (aproximadamente dos horas). Algunas de las intervenciones que se pueden realizar con la U.T.F. son:

- Remoción de tapones de arena en I.R y/o T.F usando espuma y circulando.
- Remoción de incrustaciones de sales y carbonatos.
- Desparatinamiento de la T.P. (con Diesel).
- Remoción de asfaltenos dentro de la T.P.
- Sondeos con nitrógeno u otro gas.
- Desplazamiento de fluidos.
- Colocación de baches de ácido frente a los disparos ó su desplazamiento.
- Lavado de pescantes.
- Limpieza de sedimentos o de otro material asentado en el fondo.
- Perforación con Dina Drill y espuma.
- Colocación de tapones de cemento.
- Recementaciones a baja presión.

## UNIDAD INSERTADORA DE TUBERÍA (SNEBBING).

Por lo que respecta al snubbing, es una unidad la cual básicamente se utiliza para meter o sacar tubería en pozos con alta presión.

La forma en que opera esta unidad es bastante sencilla; está dividida en dos partes que son, el aparato de control y la unidad de inserción. El primero consta de un juego de preventuras para controlar las presiones y la segunda, está compuesta de un conjunto de gatos hidráulicos y cintas, con las cuales se mete o saca tubería.

Podemos clasificar a estas unidades en dos tipos:

- 1) Unidad de carrera corta.
- 2) Unidad de carrera larga.

Unidad de carrera corta.- Esta unidad ofrece una gran versatilidad para trabajos de reparación de pozos terrestres, aunque también se puede adaptar a plataformas marinas y a cabezales de pozo extremadamente altos.

Esta unidad de carrera corta, fue diseñada para efectuar los siguientes trabajos:

- Desarenamientos de pozos.
- Circulación de fluidos.
- Estimulaciones.
- Cementaciones.

Molienda de tepones de cemento.

- Profundizar ó ampliar pozos.

Unidad de carrera larga.- Esta unidad es ideal para operaciones marítimas, algunas de éstas son:

- Terminaciones.
- Estimulaciones.
- Introducir o sacar sartas de producción.

## CAPITULO III.

### UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA.

La Unidad Generadora de Espuma, es una unidad móvil que es utilizada en el Departamento de Reparación y Terminación de Pozos. La cual se aprovecha durante las intervenciones de Reparación tanto mayor, menor o bien en una terminación. (fig 3.1).

Esta unidad móvil genera una espuma (espuma estable preformada), la cual será el fluido de control o de circulación principalmente para pozos de baja presión de fondo.

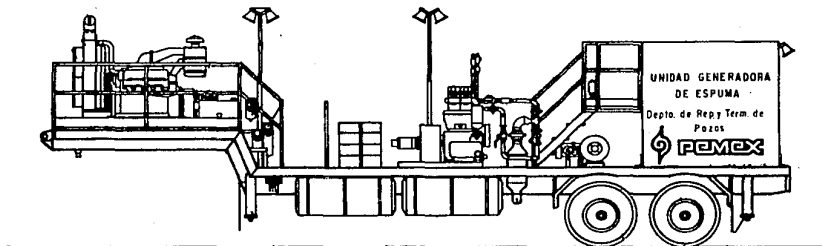
Esta espuma que genera la unidad debe tener ciertas características especiales, para cumplir con dicho fin. La instalación y operación de la unidad es sencilla pero de gran cuidado, ya que una mala conexión propiciaría fuga en las instalaciones, pudiéndose ocasionar un descontrol del pozo.

La unidad debe estar totalmente integrada satisfaciendo las siguientes características de capacidad : 475 pies cúbicos por minuto de gas a una presión de 500 lb/pg<sub>2</sub>; 45 galones por minuto de solución espumante a una presión de 1500 lb/pg<sub>2</sub> y 160 galones por minuto de agua a una presión de 100 lb/pg<sub>2</sub>.

La U.G.E. tiene como funciones principales durante la reparación de pozos, las siguientes:

- Acondicionamiento de los pozos para efectuar disparos en el intervalo dado.





U. N. A. M.

FAC. INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

UNIDAD GENERADORA  
DE ESPUMA

RIQUELME A.R.

FIG. -3.1

- Desplazamiento de fluidos.

- Operaciones de limpieza.

La (U.G.E.) es recomendable utilizarla en pozos, con baja presión de fondo que pudiera provocar la pérdida de fluidos, con la ventaja de que el daño a la formación es casi nulo. A continuación se describen las partes principales que constituyen la (U.G.E.).

### 3.1 PARTES PRINCIPALES QUE CONSTITUYEN LA (U.G.E.).

La Unidad Generadora de Espuma está constituida por los siguientes elementos. (Fig. No. 3.1 y 3.2).

A.- REMOLQUE

B.- UNIDAD DE POTENCIA

C.- TANQUES DE COMBUSTIBLE

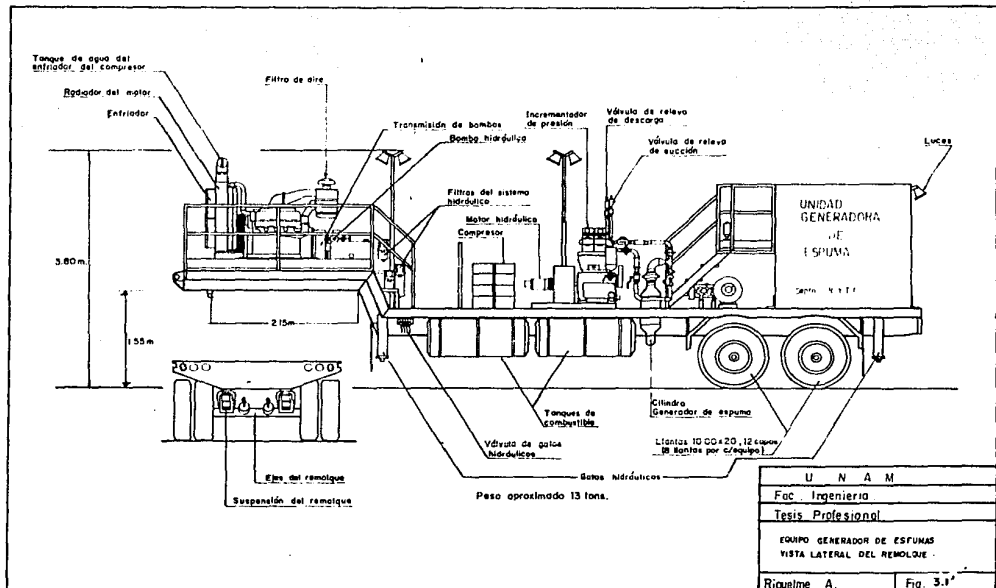
D.- BOMBA CENTRIFUGA

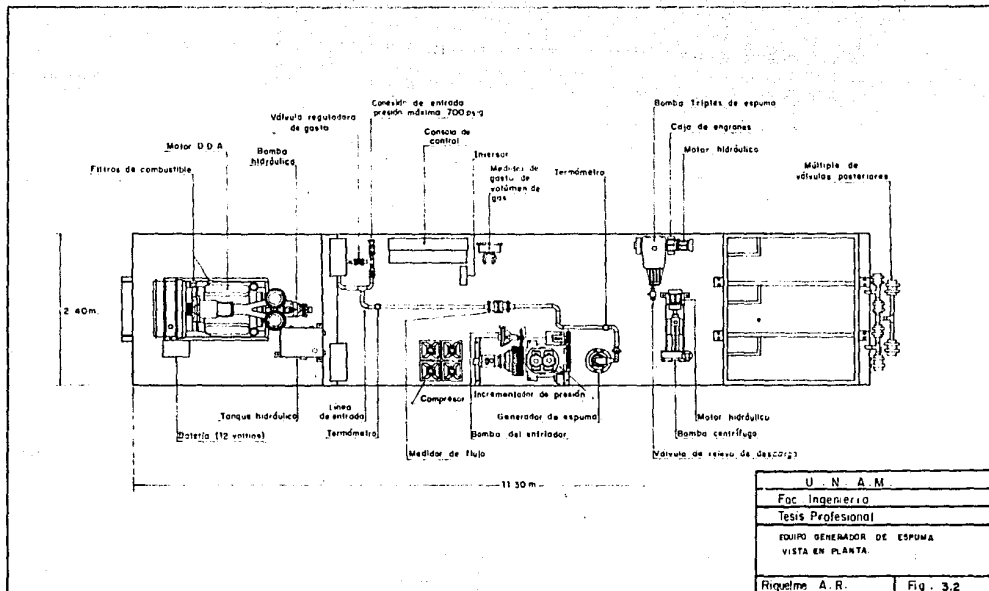
E.- BOMBA RECIPROCANTE TRIFLEX

F.- GENERADOR DE ESPUMA

G.- TANQUES DE DESPLAZAMIENTO

H.- TABLERO DE CONTROL





#### I.- MEDIDOR DE GASTOS DE AIRE

#### J.- COMPRESOR DE AIRE

Descripcion :

#### A.- REMOLQUE

Esta formado de dos partes: el Tractor (quinta rueda), que es el que transporta a toda la unidad en sí y la plataforma, que es el lugar donde van instaladas todas las partes de la (U.G.E.). (fig 3.1 y 3.2).

#### B.- UNIDAD DE POTENCIA.

Esta unidad es en sí el motor principal, es un motor de combustión interna cuya función es la de dar la potencia necesaria a cada uno de los componentes que requieren de ésta, en especial la bomba centrífuga, la bomba recíproca y la compresora. El motor es de la marca General Motors. Existen dos modelos: El DM 12/71 y el DDA 8/71. El primero es más grande y proporciona mayor potencia que el segundo.

#### C.- TANQUES DE COMBUSTIBLE.

Son dos tanques de combustible de diesel con que cuenta la unidad para operar con una capacidad de 100 galones (757 lts.). Estos tanques están colocados debajo de la plataforma, cuando esta opera con una presión de 800 psi. El tiempo de trabajo que duran estos tanques oscila entre 8 y 12 horas.

#### D.- BOMBA CENTRIFUGA.

Esta bomba se encuentra colocada a un lado de los tanques de desplazamiento, su función es la de homogeneizar la mezcla de líquidos y darle a esta la calidad suficiente en base a la preparación de fluidos y/o aditivos que previamente se han estudiado. Sus principales características son:

- Marca Mission.
- Modelo: 200.
- Dimensiones 2" x 3" x 1 7/8"
- Capacidad de bombeo: 200 gpm.  
a una presión de trabajo de 100 psi.
- Presión máxima de trabajo 140 psi.

La bomba es accionada por un motor hidráulico marca Vickers NTE-19.

#### E.- BOMBA RECIPROCANTE TRIPLEX.

La función de esta bomba, es la de enviar la solución espumante al preformador de espuma, para que de éste se obtenga la espuma de una calidad necesaria para posteriormente bombearla al pozo. Las partes más importantes de esta bomba son:

- Caja de Engranajes.
- Motor hidráulico.

- Válvula de relieve.

Sus características principales son:

- Marca Caterpillar

- Modelo Tractor (434 o 6020)

- Capacidad: Modelo 6043 : Gasto=60 gpm a una presión de 1500 Psi.

Modelo 6020 : Gasto=40 gpm a una presión de 1000 Psi.

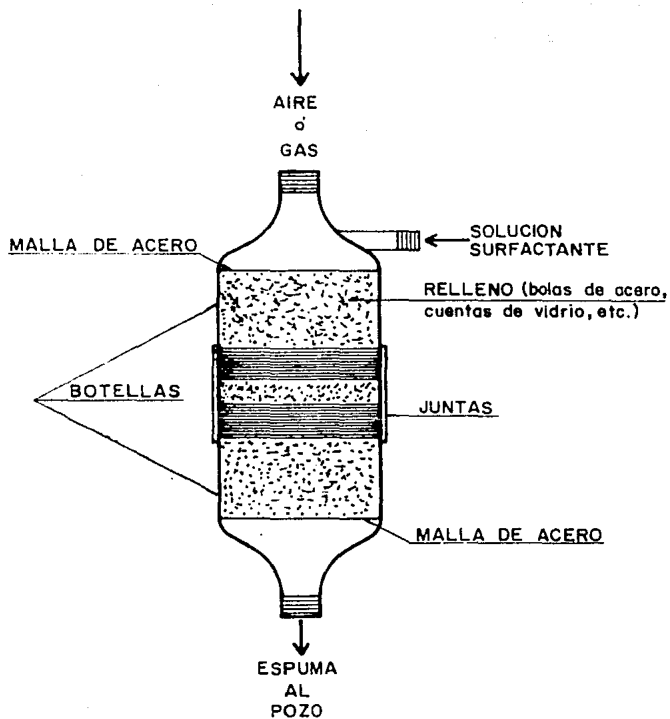
ambos son accionados con un motor hidráulico Vickers modelo MRE-19.

#### F.- GENERADOR DE ESPUMA.

En la consola también como " Frofoador de Espuma " y es la parte más importante de la (U.G.E.). De este generador depende que la mezcla de los fluidos, tanto del líquido como del gas, sea correcta para obtener una espuma de calidad aceptable en base al trabajo que se tenga que realizar.

Este generador es cilíndrico, internamente está dividido en secciones, en las cuales están colocadas esferas de diferentes diámetros (1/8" a 1"). Las esferas son tanto metálicas como de vidrio y son menores a la salida que a la entrada de generador.

El objeto de colocar las esferas en esta forma, es con el fin de que a la entrada (parte superior), el líquido espumante y el gas o aire, sigan un trayecto tortuoso a



|                     |          |
|---------------------|----------|
| U N A M             |          |
| Fac. Ingeniería     |          |
| Tesis Profesional   |          |
| GENERADOR DE ESPUMA |          |
| Riquelme A. R.      | Fig. 3.3 |



fin de mezclar perfectamente esos fluidos, obteniéndose a la salida del generador la espuma estable preformada. (Fig. No. 3.3).

El cilindro generador va colocado en posición vertical, con una entrada de flujo de líquido y gas por la parte superior y la salida de la espuma por la parte inferior.

#### G.- TANQUES DE DESPLAZAMIENTO.

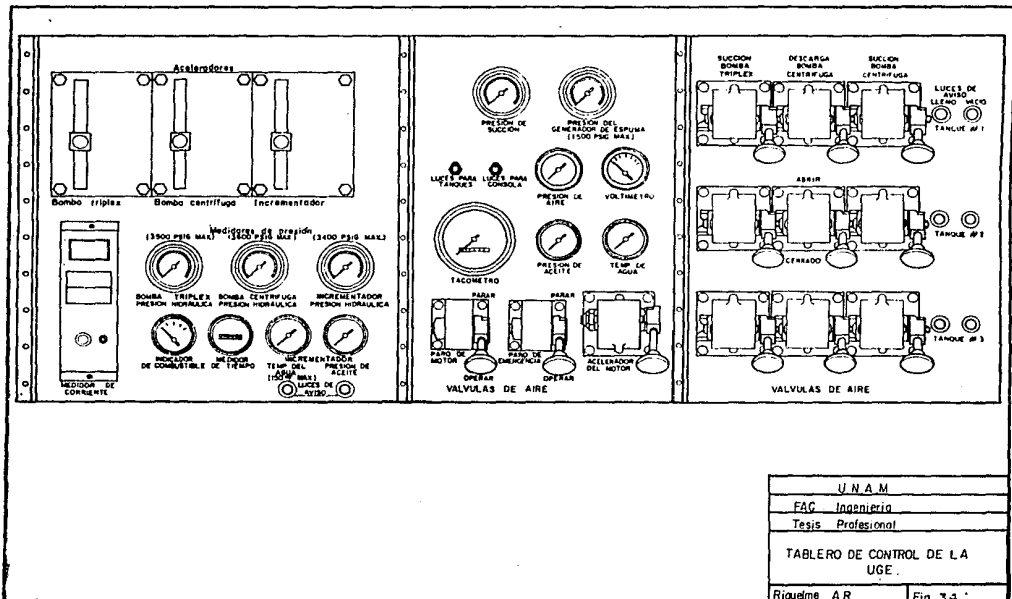
La (U.G.E.) cuenta con tres tanques de desplazamiento, en los cuales se mezclan los líquidos. Cada tanque tiene una capacidad de 20 bis. (2100 lts.), y a su vez alojan un depósito respectivamente cada uno, para agregar la solución espumante, con capacidad de 0.22 bis. (25 lts.).

Estos tanques están comunicados entre sí por medio de un juego de válvulas, que permiten accionar un mecanismo que succiona el contenido de un tanque a otro y a su vez, alimentan a la bomba centrífuga.

El objeto por el cual están divididos estos tanques es que simultáneamente en uno de ellos se almacena y prepara la solución espumante, mezclando homogéneamente el líquido, el agente espumante y los aditivos de los cuales se alimenta a la bomba centrífuga, con la mezcla ya preparada.

#### H.- TABLERO DE CONTROL.

Desde éste tablero se opera toda la (U.G.E.), (Fig. No. 3.4 ). Se controla la velocidad de operación de las bombas reciprocante y centrífuga, del incrementador de presión, observándose también la presión en el generador de espuma, la presión de succión del reforzador, así como también la presión hidráulica



|                               |          |
|-------------------------------|----------|
| U. N. A. M.                   |          |
| FAC Ingeniería                |          |
| Tesis Profesional             |          |
| TABLERO DE CONTROL DE LA UGE. |          |
| Riquelme AR                   | Fig. 3.3 |

de las diferentes partes del conjunto. Los controles más importantes de este tablero son:

- Control de velocidades.
- Indicador de combustible.
- Medidor de corriente.
- Manómetros.
- Medidor de presión de succión.
- Botones para alumbrado.
- Medidor de presión del generador.
- Control de las válvulas de succión.

#### I.- MEDIDOR DE GASTO DE VOLUMEN.

El sistema de medición de fluidos es muy importante y por medio de él va a ser posible conocer los gastos de fluidos durante la operación y si es necesario, controlarlos para tener la reología de la espuma de acuerdo a lo programado.

La medición de fluidos se realiza básicamente midiendo los volúmenes de líquido y gas.

El líquido se mide de la siguiente manera: al pasar el fluido a través de un medidor de flujo de turbina, el cual contiene en su interior un rotor magnético que al girar emite pulsos magnéticos que son enviados como señales a un panel totalizador de flujo, compuesto por circuitos eléctricos.

El totalizador tiene una carátula que muestra el volumen acumulativo y el gasto instantáneo en galones/minuto. La marca de este dispositivo en el equipo es Halliburton LD-11, y su capacidad es de 60 galones por minuto.

Para medir el gas, se utiliza una placa de orificio marca Danie de dos pulgadas, incluyendo un registro de presión diferencial marca Barton modelo 202-A.

#### J.- COMPRESOR DE AIRE.

El compresor de aire es del tipo tornillo, enfriado por aceite, marca Garner Denver S/CVD con capacidad de 475 ft<sup>3</sup>/min. a una presión de 350 lb/pg<sup>2</sup> man.

Este equipo es opcional y no se encuentra instalado en todos los generadores que operan en el sistema.

### 3.2 ACCESORIOS ADICIONALES

La Unidad Generadora de Espuma cuenta también con conexiones de control para el flujo de la espuma y son las que se conectan de la Unidad al cabezal del pozo (conexiones superficiales). (Fig 3.1 y 3.2).

Además de los componentes principales son esenciales los siguientes componentes:

- a) Prensa estopa o Stripper.
- b) Válvulas de contrapresión para T.F.
- c) Múltiple de válvulas para tener la opción de dirigir el flujo de espuma a cualquiera de las siguientes partes: Tubería de Producción, Espacio Anular, Línea de quemá o presa de desperdicio.

- d) Mangueras de acero y tubería de conexiones superficiales.

A la fecha las espumas se han empleado como fluido de circulación en trabajos de reacondicionamiento y como fluido fracturante sin registrarse ningún accidente, haciéndose necesario el uso de equipo adicional como lo es la unidad " Snubber " y la " Stripper."

La utilización de estos equipos se efectúa para intervenir pozos de alta presión de fondo.

La unidad " Snubber " básicamente se emplea en pozos en los cuales se desea limpiar el interior de la tubería sin tener que matar el pozo y sin extraer la tubería de producción. En estos trabajos también se usa una tubería de diámetro menor comparada con la tubería de producción que tiene el pozo.

El Stripper fijo es utilizado para sellar la parte superior del espacio anular y desviar la espuma a la línea de descarga.

Cuando no se tienen válvulas de contrapresión en la sarta de la tubería de trabajo se requiere el uso de cabezas de circulación (Stripper) para mantener una contrapresión adecuada en la salida del pozo por el espacio anular.

## CAPITULO IV

### MATERIALES UTILIZADOS PARA LA GENERACION DE ESPUMAS

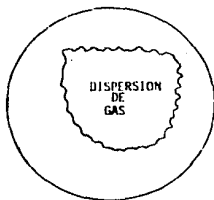
El fluido de reparación convencional regularmente tiene el inconveniente de que daña la pared de la formación productora impidiendo el flujo del hidrocarburo del yacimiento hacia el pozo y por consiguiente hacia la superficie.

Este daño se debe principalmente, a los sólidos que contiene el fluido de control, así como a la hidratación de arcillas que pudiera contener la formación, ó bien a otros elementos (residuos de las cargas, penetración de éstas, etc.). El resultado de utilizar fluidos convencionales es poco satisfactorio, ya que para la limpieza del pozo, es imposible desalojar éstos, ocasionando daño permanente a la formación productora.

La necesidad de encontrar un fluido de reparación de baja densidad, ha llevado al empleo de las espumas estables preformadas, puesto que sus propiedades reológicas y su fácil aplicación para éste tipo de intervenciones, da como resultado ser un fluido ideal de control ó de circulación.

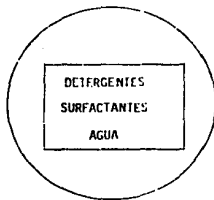
#### 4.1 DESCRIPCION DE LAS ESPUMAS ESTABLES PREFORMADAS.

Las espumas son mezclas compuestas de «soluciones espumantes» (surfactantes, detergentes, agua y gas). Es decir, son dispersiones de gas en un líquido; siendo el gas la fase discontinua y el líquido la fase continua (fig. No. 4.1).



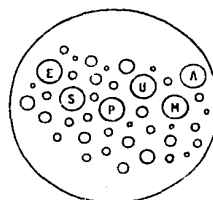
FASE DISCONTINUA  
(DISPERSA)

+



FASE CONTINUA  
(LÍQUIDA)

=



ESPUMA ESTABLE  
PREFORMADA

|   |          |
|---|----------|
| U. N. A. H.                                 |          |
| Fac. Ingeniería                             |          |
| Tesis Profesional                           |          |
| DESCRIPCIÓN DE LA ESPUMA ESTABLE PREFORMADA |          |
| Riquelme A.R.                               | Fig. 4.1 |

Como se mencionó anteriormente, la espuma estable es un fluido adecuado e ideal para llevar a cabo las operaciones de limpieza en los pozos que presentan baja presión de fondo y/o con arenamiento intenso.

El fluido que se usa convencionalmente es el agua dulce, el cual tiene la desventaja de que por lo regular se produce en la formación, dañándola. Es posible establecer circulación con la espuma sin que se produzcan pérdidas de fluidos ni daños a la formación, eliminándose la arena.

La columna hidrostática que genera la espuma en el pozo, se puede controlar, de tal manera que no obstruya la entrada del aceite ni del gas, sin llegar a tener contacto con la formación productora, evitando así el daño.

Al circular con espuma en el fondo del pozo, ésta atrapa al aceite y al gas producidos por la formación y al salir a la superficie se desintegra paulatinamente rompiéndose lentamente su estabilidad y permitiendo la liberación del gas a la atmósfera en condiciones prácticamente inofensivas. Cuando la presión de la espuma en la descarga es alta, se emplea un separador de fluidos y el gas se envía a un quemador.

#### 4.2 CARACTERISTICAS DE LAS ESPUMAS.

Las características más importantes que debe reunir una espuma cuando se genera son:

##### 4.2.1 BAJA DENSIDAD.

Las espumas tienen una densidad directamente proporcional a la presión de trabajo. Dado que éstas están constituidas principalmente por aire o gas, las densidades que se obtienen son del orden de 0.30 gr/cc



(2 lbs/pie<sup>3</sup>) aproximadamente, de esta manera, la carga hidrostática producida por la columna de espuma es aproximadamente de un 20 a un 60% menor que las obtenidas con fluidos convencionales.

La baja densidad de las espumas es la característica principal que las distingue y hace de éstas, fluidos ideales de circulación en pozos depresionados.

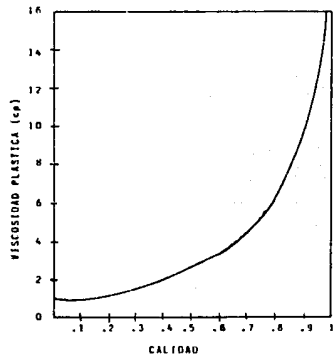
#### 4.2.2 CAPACIDAD DE ACARREO.

Otra característica principal de las espumas, es la de poseer un gran arrastre de sólidos, es decir, tiene una capacidad de acarreo superior a la de los fluidos convencionales de reparación y terminación de pozos.

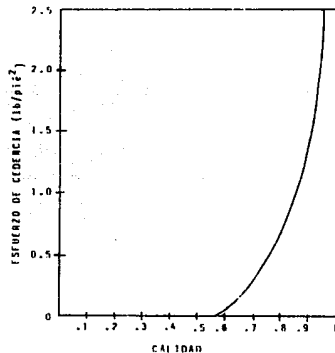
La capacidad de acarreo y la viscosidad de la espuma están muy relacionadas con su comportamiento reológico. Las espumas se comportan con fluidos plásticos de Bingham (fig. No.4.2); su viscosidad plástica y su punto de cadencia son función de la calidad de la espuma (fig. No. 4.3).

Un factor que afecta a la capacidad de acarreo de las espumas, es la velocidad anular. Se ha visto en la mayoría de los casos, que para arrastrar sólidos, se necesitan velocidades del orden de 300 pies/min. como máximo. De ésta forma, velocidades altas reducen el tiempo de circulación y por lo tanto los costos de intervención son bajos. Considerando una espuma estable de buena calidad, se deduce en este punto, que la capacidad de acarreo es proporcional a la velocidad, esto se comprueba con el siguiente ejemplo:

Para una velocidad en el espacio anular de 150 pies/min. el contenido de arena utilizando agua fue de 15.8 lb/bl, en tanto que para la espuma fue de 42.1 lb/bl. Al aumentar la velocidad a 300 pies/min., el agua acarreo 39.2 lb/bl y con la espuma se obtuvo una capacidad de 325 lb/bl.

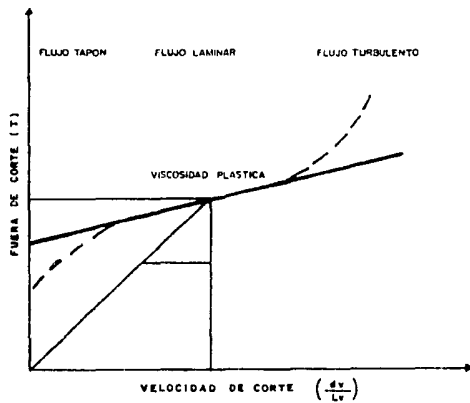


A.- VISCOSIDAD PLÁSTICA DE LA ESPUMA



B.- ESFUERZO DE CEDENCIA DE LA ESPUMA

|                                       |         |
|---------------------------------------|---------|
| U. N. A. M.                           |         |
| Fac. Ingeniería                       |         |
| Tesis Profesional                     |         |
| COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LA ESPUMA |         |
| Roberto A. R.                         | Fis. 48 |



|   |         |
|---|---------|
| U. N. A. M.                                       |         |
| FAC. INGENIERIA                                   |         |
| TESIS PROFESIONAL                                 |         |
| CURVA DE FLUJO DEL FLUIDO<br>PLASTICO DE BINGHAM. |         |
| SIMON A. R.                                       | PAG. 13 |

#### 4.2.3 ALTA RESISTENCIA A LA CONTAMINACION.

Las espumas estables preformadas son muy resistentes a la acción de los contaminantes que contienen los poros.

Estos pueden ser: aceite, agua salada, cemento, polisulfuros, solventes, ácido clorhídrico, fluorhídrico y sólidos producidos por el pozo.

Es fácil observar el estado de la espuma en el tubo de descarga una vez que se ha circulado y saber si está contaminada o no. Se ha llegado a trabajar con la espuma, materiales que varían desde granos muy finos hasta muy gruesos (2 pg. de diámetro).

#### 4.2.4 RESISTENCIA A ALTAS TEMPERATURAS.

Las espumas preformadas son estables a temperaturas muy altas llegando a resistir hasta 232 GC. (450 GF.), encontrándose que presentan resistencia a fluir en medios porosos. Con ésta otra propiedad, se disminuye el riesgo de dañar el intervalo productor cuando se sobrepasa la presión de formación.

#### 4.2.5 TEXTURA.

Otra característica de las espumas es su textura. Esta se expresa por medio del tamaño de la burbuja.

La textura de la espuma debe ser similar a la de la crema de afeitar.

#### 4.2.6 CALIDAD.

La característica más importante que tiene la espuma es la calidad, de ésta depende la eficiencia de utilizarla como fluido de control o de circulación.

A la relación entre los volúmenes de gas y los de espuma se le conoce como "Calidad de Espuma" y se expresa:

$$\text{CALIDAD} = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen de líquido total}} \times 100$$

$$\text{CALIDAD} = \frac{V_g}{V_g + V_l}$$

DONDE :

Vg: Vol. de Gas

Vl: Vol. de Líquido

Michel (5) determinó mediante pruebas de laboratorio, que las espumas estables exhiben un comportamiento de fluido tipo plástico de Bingham, con una viscosidad plástica que varía de 1 a 14.7 cp. con puntos de cedencia de 0 a 2.5 lb/pie<sup>2</sup> (fig. No.4.2).

En ésta figura se observa que la viscosidad y punto de cedencia de la espuma aumenta con la calidad y se alcanza un valor máximo de 0.98, para que éstas sean estables. Si la calidad de la espuma es mayor disminuye su densidad. Considerando que la viscosidad y el punto de cedencia de las espumas son funciones de la calidad, éstas presentan mayor poder de suspensión o capacidad de acarreo, siendo directamente proporcional la calidad de la espuma con la capacidad de acarreo.

Así las espumas con mayor capacidad de acarreo, permiten que las partículas sólidas y los fluidos aportados por la formación, sean desalojados del pozo con mayor facilidad. De esta manera se puede decir, que las espumas estables poseen alto poder de suspensión.

Se rompe la estabilidad de la emulsión si se incrementa la calidad de la espuma a más de 0.90, ya que la expansión del gas origina que las burbujas se rompan y que ésta se desintegre, pasando a ser la fase continua, el gas y no el líquido.

La calidad es el factor más importante sobre el cual se debe de tener control durante una intervención.

#### 4.3 MATERIALES EMPLEADOS EN LA GENERACION DE ESPUMAS

Los productos y materiales utilizados para la preparación de espuma, deben ser probados en forma adecuada para garantizar su estabilidad en presencia de los contaminantes que pueden encontrarse en el pozo. Como se mencionó, las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gaseosas. Cuando el gas se incorpora como fase dispersa en la solución espumante (fase líquida) se forma la espuma (fig. No.4.4) la cual está formada de dos partes:

Solución Espumante (Fase Líquida).

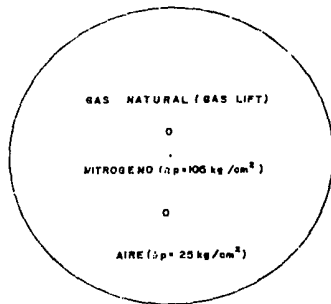
Solución Gaseosa (Fase Dispersa).

##### 4.3.1 FASE LIQUIDA

La solución se integra por un producto químico, agua o salmuera. Este producto químico ESPUMANTE INF SP-300



FASE CONTINUA



○: P: PRESION DE TRABAJO

FASE DISPERSA

|  |         |
|--|---------|
| U. N. A. M.  |         |
| FAC. INGENIERIA  |         |
| TESIS PROFESIONAL  |         |
| MATERIALES QUE SUSTITUYEN<br>LA ESPUMA ESTABLE PORFORMADA. |         |
| ROQUELME A. R.   | FIG. 44 |

Se usa para preparar espumas acuosas aplicables como fluido de circulación en la reparación y terminación de pozos en zonas con baja presión. Su alta capacidad de acerreo, su estabilidad, su baja pérdida de filtrado y de presión por fricción, son las características principales de las espumas preparadas con el IMF-EP-302.

Se usa diluido en agua o salmuera en concentraciones entre 0.15 y 1.0 %. El producto es un líquido de color azul, su densidad a 20 (D.C.) es de 1.04 gr/cm<sup>3</sup> y su punto de inflamación es de 23 (G.C.), es biodegradable y se presenta en tambores de 200 litros.

Existen aditivos que se pueden usar con la solución líquida espumante, como son los polímeros, sales (NaCl, KCl), controladores de PH (NH<sub>4</sub>OH, NaOH, KCl), inhibidores de corrosión, bactericidas y reductores de pérdidas por fricción(L).

Algunos polímeros se usan como agentes gelatinizantes para aumentar considerablemente la estabilidad de la espuma(7), retardando el tiempo de drenaje del líquido, debido a que incrementan la viscosidad de esa fase.

Estos productos se desarrollan para desalojar líquidos (agua y/o condensados) que se acumulan en el fondo de los pozos productores de gas. Los productos se disuelven en la columna de líquido al establecer contacto con ella, y producen una espuma que aligera la columna hidrostática, aumentando el gasto de gas.

Los espumantes son sólidos en forma de barra, que se dejan caer al fondo del pozo para cumplir con la función descrita.

#### 4.3.2 FASE DISPERSA.

El gas que se emplea para generar la espuma puede ser aire, nitrógeno o gas natural. El que emplea con mayor frecuencia es el gas natural, debido a que en los campos



## FASE GASEOSA

### GAS NATURAL.

- ES EL GAS MAS COMUN
- SE SUMINISTRA A TRAVES DE LINEAS DE GAS.
- BAJO COSTO

### NITROGENO

- ES MUY SEGURO
- FRACTURAMIENTOS
- ALTO COSTO

### AIRE

- POCO COMUN
- PRESIONES MENORES DE 25 kg/cm<sup>2</sup>.
- SE FORMAN MEZCLAS EXPLOSIVAS.

U. N. A. M.

Fac. Ingeniería

tesis Profesional

GASES MAS COMUNES  
UTILIZADOS PARA GENERAR LA  
ESPUMA ESTABLE PREFORNADA

Riquelme A. R. | Fig. 4.5

petroleros se dispone con gran facilidad de este. El nitrógeno se emplea con mayor seguridad en los trabajos de fracturamiento o cuando se requieren presiones mayores de 105 kg/cm<sup>2</sup>. El aire, se utiliza sólo cuando las espumas en los pozos se manejan a presiones menores de 24.5 kg/cm<sup>2</sup>, ya que a presiones mayores se corre el riesgo de formar mezclas explosivas con los fluidos de la formación (fig. No.4.b).

## CAPITULO V

### ANALISIS COMPARATIVO OPERACIONAL DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y SUS ALTERNATIVAS.

En este capítulo se analiza diferentes operaciones que involucran la utilización de la Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.) sola ó conjuntamente con algún equipo adicional, contra los equipos alternativos que son también utilizados para efectuar la misma operación con condiciones iguales, por ello es conveniente establecer una secuencia operativa por etapas, que nos describa cada uno de los trabajos que se realizan durante el planteamiento, desarrollo, y evaluación de las intervenciones tanto con la Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.), como con sus equipos alternativos.

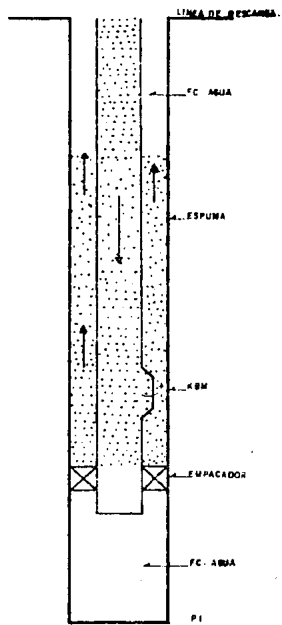
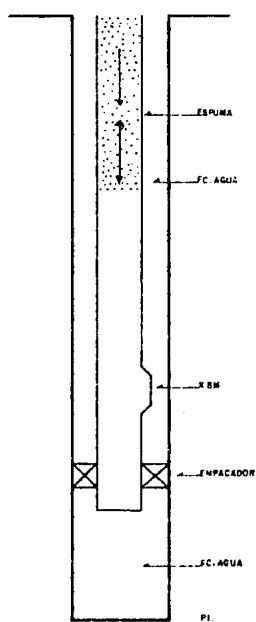
#### 5.1 APLICACIONES CON LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA.

A continuación se describen las actividades más comunes en que se utiliza la Unidad Generadora de Espuma.

- Desplazamiento de fluidos.
- Acondicionamiento del intervalo a disparar.
- Operación de limpieza al pozo.

#### DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS.

Al intervenir un pozo, generalmente se controla la presión del yacimiento con un fluido de alta densidad pero sin que llegue a dañar a la formación productora.



|                              |
|------------------------------|
| U. B. A. M.                  |
| Fac. Ingeniería              |
| Tesis Profesional            |
| DESPLAZAMIENTO DE<br>FLUIDOS |
| Diagrama A. B. Fig. 5.1      |

Cuando existe pérdida del fluido de control en la formación será necesario cambiar este fluido por uno que tenga una baja pérdida de filtrado y que controle la presión de yacimiento, siendo la espuma el fluido de control que reúne las características apropiadas para tal fin, y sabiendo que se tiene el control seguro del pozo, se procede a desplazar el fluido de control que ocasiona pérdida por la espuma, auxiliándose del equipo generador de espuma solo o en conjunto con algún equipo adicional.

#### ACONDICIONAMIENTO DEL INTERVALO A DISPARAR.

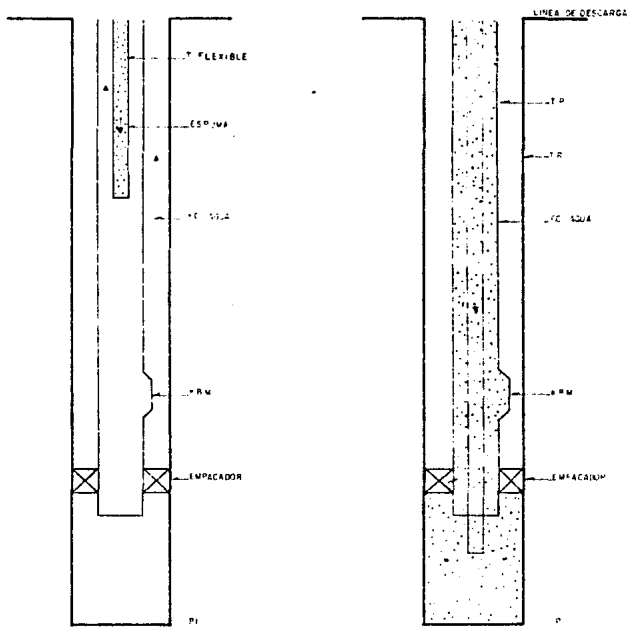
En un principio, los disparos se efectuaban en seno de agua, presentándose inconvenientes tales como: lentitud para bajar la herramienta e incrementando el tiempo de desplazamiento aceite-agua. Posteriormente al utilizar aire como fluido de desplazamiento, se tenía el inconveniente de provocar una explosión, cuando el pozo mantenía las.

Finalmente la técnica a seguir es utilizando la unidad generadora de espuma con la cual se han obtenido mejores resultados y menos problemas.

El procedimiento es similar al del desplazamiento (primer caso) de fluidos con la diferencia de que una vez desplazado el fluido de control se introduce la herramienta (pistola) con la cual se efectuarán los disparos en el intervalo de interés. (fig. 5.2).

#### LIMPIEZA DEL POZO.

Esta es otra aplicación que puede efectuarse con la U.G.E. Una vez que se han introducido los aparatos subsuperficiales, se lleva a cabo la limpieza del pozo, a fin de eliminar las impurezas, así como el efectuar el lavado o limpieza de los pescados que se llegarán a tener en pozos de baja presión de fondo en donde se presenta la pérdida de fluidos. (fig. 5.3).



|                       |
|-----------------------|
| H. N. A. M.           |
| Fac. Ingeniería       |
| Curs. Profesional     |
| ACORDIONAMIENTO DEL   |
| INTERVALO A DISPARAR  |
| Figura A. P. Fig. 5.2 |

En las operaciones de limpieza se puede emplear el equipo generador solo o conjuntamente con algún equipo adicional. Se utiliza solo en operaciones de limpieza de frente a la circulación de pozos con instalaciones superficiales definitivas.

La operación de limpieza en la que se utiliza la espuma más frecuentemente es en el desarenamiento.

Uno de los problemas que con más frecuencia se presentan en los pozos petroleros, es la producción de fluidos con un alto porcentaje de arena o material de roca no consolidada, el cual es arrastrado desde la formación hasta las conexiones superficiales, provocando fuertes erosiones en las tuberías de producción y en los equipos que manejan los fluidos en superficie.

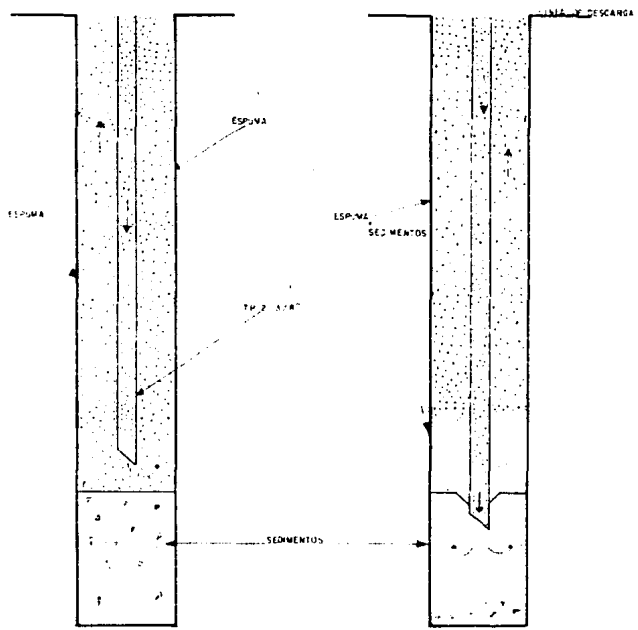
Este problema es factible de ser solucionado, circulando agua o espuma a través del equipo de tubería flexible hasta lograr la remoción total de la arena. Se utiliza la espuma principalmente cuando el pozo presenta baja presión, de manera que es posible establecer circulación por medio de la espuma sin que se produzcan pérdidas de fluidos ni daños a la formación.

En otro caso, se utiliza el equipo convencional de reparación de pozos auxiliado con T.P., tranca y niple de agua, utilizando para el control del pozo un fluido de cierta viscosidad y características reológicas.

Cuando la arena se encuentra muy compacta, se introduce el niple de agujero con T.P., esto tiene como objeto, poder introducirse en la arena y como cuenta con un orificio en su extremo inferior, es posible hacer circular la espuma en la arena compacta y esta, por sus propiedades reológicas la logra levantar y por consiguiente desalojarla a la superficie. (fig. 5.3).

Otras operaciones de limpieza que se realizan son:

- Eliminación cemento acumulado en el fondo del pozo.
- Eliminación de óxidos de hierro y/o chatarra.



A) RECUBRIENDO

B) DESARENANDO

|                         |
|-------------------------|
| U. N. A. B.             |
| Fac. Ingeniería         |
| Inst. Profesional       |
| DESARROLLO              |
| Riquelme A. B. Fig. 5.3 |



- Eliminación de solventes cáusticos y/o productos de reacción de ácido.
- Eliminación de sulfuros que obturan los orificios de las válvulas de hombro neumático.
- Eliminación de columnas de agua y/o condensado en pozos productores de gas.
- Limpieza de fluidos de control por espuma para efectuar disparos de producción.

## 5.2 LIMPIEZA DE POZO (DESARENAMIENTO) CON UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y TUBERÍA FLEXIBLE.

Un problema muy frecuente que se presenta en los pozos petroleros, es la producción de hidrocarburos con un alto porcentaje de arena ó material de roca no consolidado.

Este problema es factible de ser solucionado utilizando espuma como fluido de circulación a través de la Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.) conjunto tubería flexible (U.T.F.), auxiliados por la siguiente secuencia de intervención.

Para programar la intervención al pozo con este equipo, es necesario recabar la siguiente información:

### 5.2.1 CONDICIONES DEL POZO

- Estado mecánico del pozo.
- Historia de producción.  
Tipo de fluido que produce  
Presión que manifiesta

- Tipo y tamaño de la obstrucción que impide el flujo.
- Profundidad de la obstrucción.

### 5.2.2 DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN

En esta etapa se determinan los tipos de flujos a emplear, volúmenes de los mismos, gastos, presiones que se van a manejar, posteriormente se determina el volumen de agente espumante, de gas de línea ó nitrógeno, y el de agua a emplear.

En esta etapa de intervención, si la operación lo requiere, se debe programar la utilización de las unidades necesarias tales como; la unidad de alta presión, la unidad de nitrógeno, etc.

### 5.2.3 INTERVENCIÓN AL POZO

Se transportan al pozo las unidades a emplear, (U.G.E., U.T.F., U. de N<sub>2</sub> en caso de no contar con gas de línea, y una pipa de agua). Posteriormente se procede a instalar la U.T.F. al árbol de válvulas, probando sus conexiones superficiales. A continuación se instala la U.G.E. a la U.T.F., y de igual manera se conecta el gas de línea ó la U. de nitrógeno a la U.G.E.

Una vez efectuado lo anterior, se procede a introducir la tubería flexible al pozo a través del aparejo de producción, bombeando periódicamente la espuma para evitar un colapso y manteniendo en superficie un minucioso control de la contrapresión en todo momento para asegurar una adecuada calidad de la espuma en el fondo del pozo.

Estando 100 pies arriba de la resistencia se empieza a circular lo más rápido posible, repasando de tres a

cuatro veces para confirmar que toda la arena a sido desalojada por la superficie por el espacio anular formado entre la tubería flexible y la tubería de producción.

Una vez alcanzado el objetivo, se procede a desalojar la tubería flexible del pozo manteniendo circulación, hasta el momento de salir. Posteriormente se cierra la válvula maestra del árbol y se limpia la T.F., procediendo a desconectar las unidades.

#### 5.2.4 TIEMPOS DE INSTALACION Y DESMANTELAMIENTO

Para determinar el tiempo de instalación del equipo para la operación, tenemos que incluir el tiempo de instalación de la U.T.F. al pozo, probando sus respectivas condiciones, así como la conexión de la U. de nitrógeno o el gas de línea a la U.G.E. y de esta a la U.T.F.

Se considera un tiempo de instalación en conjunto, en condiciones normales de 3 horas.

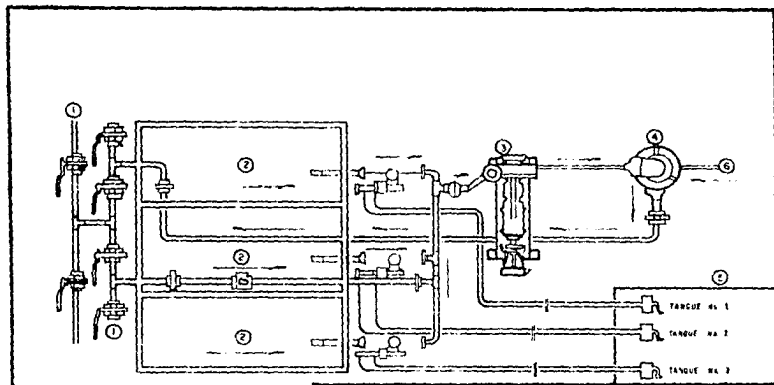
El desmantelamiento total se efectúa en un tiempo aproximado de 2 horas.

#### 5.2.5 TIEMPOS DE OPERACION

El tiempo promedio para efectuar un desarenamiento con la U.G.E. y la U.T.F. a un pozo de baja presión y de una profundidad no mayor a 2500 mts., en condiciones normales es de aproximadamente 0 horas.

#### 5.2.6 RIESGOS EN INSTALACION Y DESMANTELAMIENTO

Prácticamente no se presentan riesgos tanto en la instalación como en el desmantelamiento.



**SIMBOLOGIA:**

- ① LÍNEAS DE DESCARGA
- ② TANQUES DE ALMACENAMIENTO
- ③ BOMBA CENTRÍFUGA
- ④ GENERADOR DE ESPUMA
- ⑤ CONSOLA DE CONTROL
- ⑥ ENTRADA DE GAS

U. N. A. M.  
 FAC INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

**CIRCUITO DE LA BOMBA  
 ATRAVÉS DE LA U.S.E.**

ANEXO A. 1

FIG. No. 4.

### 5.2.7 RIESGOS DE OPERACION

Se presenta el riesgo de ocasionar pescado de tubería flexible por figuras en ella o por atascamiento en la arena.

### 5.3 LIMPIEZA DE POZO (DESARENAMIENTO) CON EQUIPO CONVENCIONAL, T.P. FRANCA, NIPLE DE AGUJA

Esta alternativa para efectuar un desarenamiento se realiza tanto en pozos que presentan alta o baja presión de fondo, así como de cualquier profundidad, utilizando para su control, un fluido de ciertas características reológicas.

Para desarrollar la programación de la intervención por medio de este equipo convencional es necesario recibir la siguiente información:

#### 5.3.1 CONDICIONES DEL POZO

- Estado mecánico del pozo
- Historia de producción.
- Tipo y tamaño de la obstrucción que impide el flujo.
- Profundidad de la obstrucción.

#### 5.3.2 DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN

En esta etapa se determinan los tipos de fluidos de control y/o circulación a emplear, volumen de los mismos, gastos y presiones a manejar, y de igual manera si la operación lo requiere se debe programar la utilización de unidades necesarias tales como: la unidad de alta presión, unidad de línea de acero, etc.

### 5.3.3 INTERVENCIÓN AL POZO

Se procede a instalar el equipo convencional de reparación de pozos, probándose sus conexiones superficiales. Una vez controlado el pozo, se desmantela el árbol de válvulas y se instala el preventivo de reventones, posteriormente se procede a recuperar el aparejo de producción que tiene alojado el pozo, y se introduce T.P. franca con niole de agua hasta la profundidad a la cual se checa resistencia de arena.

Se inicia circulación hasta verificar P.I., circulando tiempo de atraso, hasta comprobar en superficie la salida del fluido de circulación sin arena. Posteriormente se procede a levantar la sarta una profundidad considerable dando un tiempo de reposo para posteriormente checar P.I., una vez confirmado, se procede a sacar sarta de trabajo para introducir el aparejo de producción, a continuación se quita el preventivo para dejar el árbol de válvulas, las conexiones superficiales y el aparejo de producción debidamente instalados y probados.

Finalmente se deja el pozo lleno de agua dulce para posteriormente observarlo por T.P. a la atmósfera. A continuación se procede a desmantelar el equipo.

### 5.3.4 TIEMPOS DE INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO.

La instalación del equipo convencional en condiciones normales se efectúa en dos días.

El control del pozo, la sustitución del árbol por preventores, y la recuperación del aparejo de producción se efectúa en condiciones normales en un tiempo aproximado de tres días.

Posteriormente efectuada la operación, se introduce el aparejo de producción y se substituyen los preventores por el árbol de válvulas, todo esto en un tiempo aproximado de dos días.

El desmantelamiento de todo el equipo en condiciones normales se realiza en dos días.

### 5.3.5 TIEMPO DE OPERACION.

Determinamos el tiempo de operación con este equipo desde que se introduce el niple de aguja hasta la P.I., efectuando posteriormente el desarenamiento, y dando un tiempo de reposo para después chequear nuevamente P.I., y una vez comprobado el éxito de la operación recuperamos el niple de aguja a superficie.

Esta operación de desarenamiento realizada con este equipo en condiciones normales se efectúa en un tiempo aproximado de dos días.

### 5.3.6 RIESGOS EN INSTALACION Y DESMANTELAMIENTO.

Los riesgos que se pueden presentar durante la instalación y desmantelamiento del equipo anteriormente mencionado son:

- Daño en las conexiones superficiales (líneas superficiales, cabezales, válvulas, etc...).
- Caída de mástil.

### 5.3.7 RIESGOS EN LA OPERACION

Los riesgos que llegan a presentar durante la operación con el equipo convencional de Reparación de pozos son:

- Ocasionar un posible pescado de T.F.

TABLA COMPARATIVA V.1

|   | CONCEPTO      | ANALISIS OPERACIONAL |                                     |
|---|---------------|----------------------|-------------------------------------|
|   |               | CON "U.G.E."         | CON EQUIPO CONV.                    |
| T | INSTALACION   | 3 HORAS              | 2 DIAS                              |
| I | PRE OPERACION | -----                | 3 DIAS                              |
| E | OPERACION     | 8 HORAS              | 2 DIAS                              |
| M |               |                      |                                     |
| P | DESMANTELAMTO | 2 HORAS              | 2 DIAS                              |
| O | TOTAL         | 13 HORAS             | 9 DIAS                              |
|   |               |                      |                                     |
| R |               |                      |                                     |
| I | INTALACION    | -----                | DAÑO CONEX. SUP.<br>CAIDA DE MASTIL |
| E |               |                      |                                     |
| S | OPERACION     | PESCAZO T.F.         | PESCAZO DE T.P.                     |
| G |               |                      |                                     |
| O | DESMANTELAMTO | -----                | DAÑO CONEX. SUP.<br>CAIDA DE MASTIL |



## CAPITULO VI

### ANALISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA Y SUS ALTERNATIVAS

Para el desarrollo de este capítulo, consideraremos principalmente los datos estadísticos de costos por día-equipo, calculados por la Gerencia de Reparación y Terminación de pozos.

El propósito de este análisis comparativo de costos, es el de obtener una comparación económica enfocada a una misma operación entre un equipo convencional de reparación de pozos y un equipo especial (U.G.E.).

#### VI.1 EVALUACION ECONOMICA DE LA OPERACION CON LA UNIDAD GENERADORA DE ESPUMA

Para deducir el costo de la operación con el equipo especial, es necesario calcular el costo por día-equipo de este. Para ello se hizo un análisis tratando de establecer una secuencia y tomando como base los siguientes indicadores:

- 1.- Valor del dólar ( 1.2500 )
- 2.- Salarios y costos vigentes hasta diciembre de 1968
- 3.- Interés del dinero 6% anual (valor internacional)
- 4.- Valor del aceite \$ 14.00 dólares/barril
- 5.- Valor del gas \$ 4.5 dólares/MFC

#### VI.1.1 MANO DE OBRRA

La tripulación de una U.G.E. consta de :

| CATEGORIA           | NIVEL | TURNO                | SALARIO/D      |
|---------------------|-------|----------------------|----------------|
| 1 SUPERVISOR        | 25    | DIURNO               | \$ 45 460      |
| 1 ENC. OP. EQUIPO   | 17    | DIURNO               | \$ 36 468      |
| 2 AYTES. PRUD. FISO | 10    | DIURNO               | \$ 55 372      |
|                     |       | SUBTOTAL             | \$ 138 300     |
|                     |       | 20 % EXTRAORDINARIOS | \$ 27 660      |
|                     |       | 10 % ADMINISTRACION  | \$ 13 830      |
|                     |       | TOTAL                | \$ 179 790 DIA |

#### VI.1.2 MATERIALES

Para este caso tomamos el costo de combustible, lubricantes y otros: \$ 16,000 pesos/día.

#### VI.1.3 COSTO DEL EQUIPO

El costo total de una Unidad Generadora de Espuma nueva es de :

\$ 205.530 dolares

\$ 472,719,000 pesos

Para determinar el costo diario del equipo. consideramos los siguientes parámetros:

##### VI.1.3.1 AMORTIZACION DE LA INVERSION

De acuerdo con los parámetros establecidos en Ingeniería económica y estimando una vida útil de 10 años del equipo generador de espuma, se estima como depreciación el 10 % del costo de la unidad por año.

VI.2

Amortización de la inversión =  $VED (1 - FR) / ND$   
donde:

VED = VALOR DEL EQUIPO

FR = FACTOR DE RESCATE

ND = NUMERO DE DIAS

$$AM = \frac{473,694,000 \times (1 - 0.1)}{3650} = 116,801$$

#### VI.1.3.2 INTERES DE CAPITAL

Como tasa de interes del dinero se toma el 6% anual, por lo que la inversión del equipo generara los siguientes intereses.

$$IC = \frac{VED (ti) (NA)}{ND}$$

NA = NUMERO DE AÑOS

ti = TASA DE INTERES

$$IC = \frac{473,694,000 \times (0.06) \times 10}{3650} = 77,867$$

VI.1.3.3 Considerando los parametros obtenidos ( AM y IC ); determinamos el costo del equipo por dia :

Costo del equipo / dia = AM + IC

#### VI.1.4 MANTENIMIENTO Y REFACCIONES

Se estima un costo diario en mantenimiento y refacciones

Mantenimiento y Refacción = 75,660

VI.1.5 TRANSPORTACION

Para la transportación del equipo se necesita el alquiler de una quinta rueda la cual ocasiona un costo diario de renta :

Costo del tractocamión por día = \$ 975,000

VI.1.6 COSTO DEL SERVICIO DE LA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE POR DIA.

UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE POR DIA = \$ 1'421,918

VI.1.7 RESUMEN DE COSTOS

| CONCEPTO                     | COSTO POR DIA |
|------------------------------|---------------|
| MANO DE OBRA                 | \$ 179,790    |
| MATERIALES                   | \$ 16,000     |
| COSTO DEL EQUIPO             | \$ 194,668    |
| MANTENIMIENTO Y REPARACIONES | \$ 75,666     |
| TRANSPORTACION               | \$ 975,000    |
| UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE   | \$ 1'421,918  |
| TOTAL / DIA                  | \$ 2'863,042  |

#### VI.4 EVALUACION ECONOMICA DE LA OPERACION CON EL EQUIPO CONVENCIONAL LA REPARACION DE POZOS.

De igual manera como en la unidad generadora de espuma para obtener el costo de la operación con el equipo convencional de reparación de pozos vamos a considerar los datos estadísticos de costo por día-equipa. Para ello se prosigue a efectuar el análisis estableciendo la secuencia anteriormente descrita.

Para determinar el costo por día del equipo convencional de reparación de pozos, partiremos primeramente clasificando el tamaño del equipo de acuerdo con el caballoje que proporciona el motor principal del malacate, el cual tiene un rango de 100 a 1500 HP. Siendo el más comúnmente utilizado en la zona sur el motor que proporciona 350 HP. De esta manera el costo que obtendremos de la operación con el equipo convencional, será el costo para un equipo que tiene un motor que proporciona 350 HP.

##### VI.2.1 MANO DE OBRA

La cuadrilla de un equipo convencional consta de :

| CATEGORIA                        | NIVEL | TURNO    | SUELDO/D       |
|----------------------------------|-------|----------|----------------|
| 1 Jefe de pozo                   | 28    | continuo | \$ 78,288      |
| 1 Encgdo. equipo                 | 21    | continuo | \$ 60,423 *    |
| 1 ayte. prod. chango             | 14    | continuo | \$ 42,967 *    |
| 3 aytes. prod. piso              | 10    | continuo | \$109,621 *    |
| * : multiplicado por tres turnos |       |          |                |
| subtotal                         |       |          | \$ 217,921     |
| 20% Extraordinarios              |       |          | \$ 143,584     |
| 10% de Administración            |       |          | \$ 71,792      |
| Total                            |       |          | \$ 933,297 P/D |

## VI.2.2 MATERIALES

Los materiales empleados en el equipo convencional para efectuar la operación ocasionan una erogación igual a:

Materiales = \$ 510,733

## VI.2.3 COSTO DEL EQUIPO CONVENCIONAL

Un equipo convencional de reparación de pozos nuevo, que contiene un motor de malacate de 350 HP., tiene un valor aproximado de :

\$ 9,302,025,000

Para determinar el costo diario del equipo, consideramos los siguientes parámetros:

### VI.2.3.1 AMORTIZACION DE LA INVERSION

Estimando una vida útil de 10 años y un valor de rescate de 10%, el valor de la amortización por día será:

$$AM = \frac{VEQ (1 - FR)}{ND}$$

$$AM = \frac{9,302,025,000 * (1 - 0.1)}{3650}$$

$$AM = \$ 2,293,659$$

VI.6

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

### VI.2.3.2 INTERES DE CAPITAL

Como tasa de interés del dinero se toma el 6% anual por lo que:

$$IC = \frac{100 * (t_1) * (NA)}{ND}$$

$$IC = \frac{7,702,025,000 * (0.06) * 10}{3650}$$

$$IC = \$ 1,509,100$$

VI.2.3.3 Considerando los parámetros obtenidos (AM + IC), determinamos el costo del equipo por día:

$$\begin{aligned} \text{Costo del equipo / día} &= AM + IC \\ &= \$ 3,822,758 \end{aligned}$$

### VI.2.4 MANTENIMIENTO Y REFACCIONES

En este inciso se considera el costo que ocasiona el mantenimiento variado que recibe el motor del malacate, el motor de la bomba, el motor de la centrifuga, la planta de luz, etc...

$$\text{Mantenimiento y Refacción} = \$ 128,214$$

### VI.2.5 TRANSPORTACION

El costo aproximado de transportación durante la instalación y desmantelamiento es de:

$$\$ 4,000,000 \text{ PESOS}$$

$$\$ 444,444 \text{ pesos/día}$$

VI.7

## VI.2.6 RESUMEN DE COSTOS

| <u>CONCEPTO</u>               | <u>COSTO POR DIA</u> |
|-------------------------------|----------------------|
| MANO DE OBRRA                 | \$ 933,297           |
| MATERIALES                    | \$ 510,573           |
| COSTO DEL EQUIPO CONVENCIONAL | \$ 3'822,759         |
| MANTENIMIENTO Y REPARACIONES  | \$ 108,214           |
| COSTO DE TRANSPORTACION TOTAL | \$ 444,444           |
| TOTAL / DIA                   | \$ 5'839,286         |



## TABLA

## COMPARATIVA

## VI.1

| CONCEPTO                    | COSTO DE LA OPERACION |                  |
|-----------------------------|-----------------------|------------------|
|                             | CON LA " U.G.E. "     | CON EQUIPO CONV. |
| MANO DE OERA                | \$ 179,790            | \$ 930,297       |
| MATERIALES                  | \$ 16,000             | \$ 510,573       |
| COSTO DEL EQUIPO / DIA      | \$ 194,668            | \$ 3'822,758     |
| MANTENIMIENTO: REFACC.      | \$ 75,645             | \$ 128,214       |
| TRANSPOR-TACION             | \$ 975,000            | \$ 444,444       |
| U.T.F. # DIA                | \$ 1'421,918          | ---              |
| COSTO DIARIO                | \$ 2'863,042          | \$ 5'839,286     |
| TOTAL DIAS DE OPERACION     | UN DIA                | NEVE DIAS        |
| COSTO TOTAL DE LA OPERACION | \$ 2'863,042          | \$ 52'553,574    |

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como resultado del análisis económico-operacional del equipo especial (Unidad Generadora de Espuma) con respecto al equipo convencional de Reparación y Terminación de pozos y tomando en cuenta sus características de instalación, forma y costo de operación, se llegó a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

#### CONCLUSIONES

- 1.- De los datos obtenidos en la tabla V.1 podemos concluir que operacionalmente la Unidad Generadora de Espuma es el equipo más indicado para utilizarse en una limpieza (desarenamiento) a un pozo de baja presión, puesto que los resultados obtenidos indican que la U.G.F. efectúa la intervención en menos tiempo comparativamente con el equipo convencional de reparación de pozos.
- 2.- Del análisis de los resultados obtenidos en la tabla V.1 se concluye, que el Equipo Generador de Espuma no presenta riesgos de consideración en lo que respecta a su instalación, operación y desmantelamiento comparativamente con los riesgos que se ocasionan con el equipo convencional de reparación de pozos.

- 3.- Analizando la tabla VI.1, la cual muestra los resultados obtenidos del análisis económico entre el Equipo Generador de Espuma y el Equipo Convencional de Reparación de pozos, concluimos que para efectuar una intervención de limpieza a un pozo de baja presión, la opción más acertada, es intervenir con el Equipo Generador de Espuma, puesto que ocasiona una erogación menor en todos los parámetros analizados.

#### RECOMENDACIONES

- 1.- Dado que el equipo generador de espuma presenta mayores ventajas tanto técnicas como económicas, se recomienda usarlo en todos los pozos de baja presión que presenten arenamiento.
- 2.- En campos donde se va a efectuar por primera vez una operación con U.G.E., es necesario conocer algunos factores para efectuar el diseño, tales como la presión de fondo estática, las limitaciones del equipo generador en cuanto a los gastos de gas y líquidos máximos, mínimos y sus presiones, para poder establecer la presión de inyección máxima disponible, la requerida en el fondo, la calidad necesaria en el fondo y la contrapresión en la descarga.
- 3.- Es recomendable proporcionar capacitación continua a todo el personal que labora en los equipos de reparación tanto especiales como convencionales, con el fin de incrementar la eficiencia durante la intervención y por consiguiente disminuir tanto los tiempos como los costos de intervención.

4.- Cuando se utilice la U.G.E., se recomienda usar gas natural siempre que sea posible, con el fin de abatir el costo de la operacion y disminuir los riesgos.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- VARIOS AUTORES:  
" MANEJO DE ESPUMAS "  
GERENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS; PEMEX  
MEXICO ENERO 1968
- 2.- VARIOS AUTORES:  
" TRABAJOS DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS "  
GERENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS; PEMEX  
MEXICO 1968
- 3.- VARIOS AUTORES:  
" REPARACION DE POZOS I; NIVEL 3 "  
GERENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS; PEMEX
- 4.- VILAS RAFAEL ING. I:  
" AFUNTES DE REPARACION DE POZOS I "  
GERENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS; PEMEX  
MEXICO 1984
- 5.- VARIOS AUTORES:  
" TENDENCIA DESCRIPTIVA DE LA APLICACION DE ESPUMAS  
COMO FLUIDOS DE CIRCULACION EN LA REPAR. DE POZOS "  
SUBGERENCIA DE INGENIERIA DE POZOS; PEMEX  
MEXICO ABRIL 1965
- 6.- VARIOS AUTORES:  
" TECNICAS DE OPERACION CON LA UNIDAD GENERADORA DE  
ESPUMA "  
MEXICO DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS; PEMEX  
AGUA DULCE VERACRUZ 1967
- 7.- LEIVA T.H., SILVA L.F., CASARIEGO G.V.:  
" APLICACION DE LAS ESPUMAS ESTABLES EN LA  
CIRCULACION DE POZOS DE BAJA PRESION DE FONDO "  
A.I.P.M., XVII CONGRESO NAL.; 1979
- 8.- CASARIEGO G.V., FERRERA G.R., Y FORJAND G.R.:  
" APLICACION DE LAS ESPUMAS COMO FLUIDOS DE  
CIRCULACION EN LA REPARACION DE POZOS "  
A.I.P.M., XIII CONGRESO NAL.; 1975

- 9.- GRIDMANN STEVEN R., LEFD DAVID L.;  
" FOAM STIMULATION "  
SPE 9754; OKLAHOMA CITY; MARCH 1981
- 10.- SMITH MICHAEL A., HOLCOMB DAVID L.;  
" FOAMED HYDROCARBONS: COMPATIBLE STIMULATION AND  
CLEANOUT AGENTS "  
PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL; SEPT. 1979
- 11.- HUTCHISON STANLEY O.;  
" STABLE FOAM SPEEDS WELL CLEANOUT "  
WORLD OIL; NOV. 1969
- 12.- HUTCHISON STANLEY O.;  
" WHAT FOAM IS AND HOW IT'S USED "  
WORLD OIL; NOV. 1969
- 13.- HUTCHISON STANLEY O.;  
" FOAM WORKOVERS CUT COSTS 50% "  
WORLD OIL; NOV. 1969
- 14.- MITCHEL D.J.;  
" VISCOSITY OF FOAM "  
UNIVERSITY OF OKLAHOMA; 1969
- 15.- BEYER A.H., MILLHORN R.S.;  
" FLOW BEHAVIOR OF FOAM AS A WELL CIRCULATING FLUID "  
SPE 3986; SAN ANTONIO; OCT. 1972
- 16.- BENITEZ M.A., ALONZO C.I.;  
" APUNTES DE TERMINACION DE FOZOS"  
FACULTAD DE ING., U.N.A.M.; 1981
- 17.- GARAIODECHEA P.F.;  
" APUNTES DE ESTIMULACION DE POZOS"  
FACULTAD DE ING., U.N.A.M.; 1981
- 18.- HALL MACH INC.;  
" PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL FOAMFAC, HALL  
MOD-TRQ-1300 "