

22.  
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PRACTICAS PARA EL LABORATORIO DE  
INGENIERIA DE POZOS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**OTONIEL MORALES MARTINEZ**



MEXICO, D. F.

AGOSTO 1991

**FALLA DE ORIGEN**



## **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.

## INDICE

	pg.
INTRODUCCION	v-vi
SECCION I. PRACTICAS DE CEMENTACION.	1
Práctica No.I.1 Clases y tipos de cemento	2
Práctica No.I.2 Preparación de una lechada de cemento	7
Práctica No.I.3 Densidad de la lechada	12
Práctica No.I.4 Comportamiento reológico	16
Práctica No.I.5 Pérdida de agua	26
Práctica No.I.6 Agua libre	31
Práctica No.I.7 Tiempo de espesamiento	35
Práctica No.I.8 Resistencia a la compresión	45
Práctica No.I.9 Aditivos y sus funciones	55
Práctica No.I.10 Modificación de cédulas de prueba de tiempo de espesamiento	63
Práctica No.I.11 Cálculo del requerimiento de agua para una lechada de densidad conocida	70
SECCION II. PRACTICAS DE FRACTURAMIENTO.	77
Práctica No.II.1 Introducción	78
Práctica No.II.2 Estado de esfuerzos en el subsuelo	80
Práctica No.II.3 Orientación, presión y gradiente	84
Práctica No.II.4 Comportamiento reológico de un fluido fracturante.	88
Práctica No.II.5 Determinación del coeficiente de pérdida de fluido.	93
Práctica No.II.6 Propiedades de suspensión de arena	97

Práctica No.II.7 Determinación del tamaño de un agente sustentante.	100
Práctica No.II.8 Determinación de la redondez y esfericidad de una partícula de agente sustentante.	104
Práctica No.II.9 Determinación de la conductividad de una fractura empacada con agente sustentante.	107
SECCION III. PRACTICAS DE ESTIMULACION	112
Práctica No.III.1 Estimulación química de formaciones dañadas	113
Práctica No.III.2 Daño a la Formación	117
Práctica No.III.3 Determinación de la concentración de una solución de ácido clorhídrico	122
Práctica No.III.4 Comportamiento del Ácido clorhídrico sobre la roca de formación.	133
Práctica No.III.5 Inhibidores de corrosión	137
Práctica No.III.6 Uso de aditivos desemulsificantes e inhibidores de precipitación asfáltica	142
Práctica No.III.7 Fracturamiento por acidificación	146
COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES	148
NOMENCLATURA	154

## REFERENCIAS

## INTRODUCCION

## INTRODUCCION

Tradicionalmente la Ingeniería Petrolera es la rama de la Ingeniería encargada programar, dirigir y ejecutar las actividades de explotación de hidrocarburos en forma óptima, tanto técnica como económicamente. La variedad de las operaciones de la explotación petrolera, que involucran la extracción de los hidrocarburos del subsuelo para conducirlos a la superficie y ahí acondicionarlos para su aprovechamiento, hace necesaria una especialización por Áreas de la Ingeniería Petrolera.

Así, la Ingeniería de Pozos tiene como función conservar en óptimas condiciones de explotación los pozos petroleros, mediante su adecuada terminación, control de su explotación e intervenciones oportunas. Esta Área será la responsable de la terminación, cuidado, conservación y mantenimiento de dichos pozos.

La terminación de un pozo consiste básicamente en el establecimiento controlado y seguro de la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida misma del pozo. Esta operación concluye con la definición del pozo como productor o inyector, en su caso, o su abandono como pozo petrolero.

Dentro de las intervenciones más frecuentes que permiten optimizar la explotación de los pozos o eliminar algunas anomalías presentes, está la estimulación de pozos, cuyo objetivo es la de reestablecer o incrementar la capacidad productiva de un pozo.

Debido a que estas operaciones implican costos muy elevados, tanto por el costo mismo de la operación como por el inherente a la producción diferida, es necesario simular las condiciones de cada pozo ( de presión y temperatura ) en laboratorio antes de

realizar cualquier operación y así asegurar el éxito en el tratamiento.

Para ello el Instituto Americano del Petróleo (A.P.I.) es una organización que se ha encargado de estandarizar el procedimiento y equipo, así como las pruebas a nivel laboratorio que deben de realizarse antes de alguna operación de cementación o de estimulación.

En este trabajo se incluyen sólo algunas de las pruebas, basadas en el API, más comunes que se realizan antes de hacer operaciones de cementación y estimulación reactiva, no reactiva y por fracturamiento. Tales pruebas darán una idea global del porqué de cada una de ellas en cuanto a su relación entre la teoría y operación en el campo, con el fin de que los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera tengan una visión más real del trabajo que involucra la Ingeniería de Pozos.

Es necesario aclarar que las prácticas referentes a las secciones II y III de fracturamiento y estimulación, respectivamente, se realizaron tomando como base las desarrolladas por el M. en I. Carlos Islas Silva.

**SECCION I**

**PRACTICAS DE CEMENTACION**

**PRACTICA NO. 1.1**  
**CLASES Y TIPOS DE CEMENTO**

**Objetivo:** Conocer los diferentes tipos y clases de cemento utilizados en la cementación de pozos, recomendados por el Instituto Americano del Petróleo (A.P.I.).

**Introducción:** La cementación a pozos petroleros es una práctica muy importante durante toda la vida de un pozo, ya que de esta depende el éxito que pueda obtenerse en las operaciones posteriores a la cementación. Por tal motivo, es necesario conocer los diferentes tipos y clases de cemento utilizados en los trabajos de cementaciones, con el fin de poder seleccionarlo de tal manera que pueda trabajar adecuadamente bajo las condiciones de presión y temperatura de cada pozo en particular.

De aquí que el objetivo de esta práctica sea la de dar a conocer los diferentes tipos de cemento que se usan en la Industria Petrolera para obtener mejores trabajos durante cualquier operación de cementación (T.R., liner, forzada).

**Desarrollo:**

Los tres tipos de materiales cementicios son:

1. Cementos Naturales.
2. Cementos Puzolánicos.
3. Cementos Portland.

### Cementos Naturales

Son cementos hidráulicos muy semejantes a los cementos de cal. Ambos contienen compuestos de silicio (Si), aluminio (Al) y calcio (Ca), además para su dosificación se requiere de diferentes materias primas tales como, la hematita, yeso y pizarra entre otros. Su uso principal de estos cementos es para la construcción.

### Cementos Puzolanicos

Fueron los primeros cementos hidráulicos desarrollados y su origen es volcánico. Al molerse finamente y mezclarse con cal hidratada provee un material hidráulico cementante. Estos cementos son muy complejos y difíciles de clasificarlos.

### Cementos Portland

El tipo básico de material cementante, es el bien conocido cemento Portland. Es una mezcla fina de componentes de calcio, está constituido de caliza ( $\text{CaCO}_3$ ) y arcilla, o lutita. Algunos óxidos de hierro y aluminio se pueden añadir a la fabricación de este cemento con la finalidad de darle ciertas características específicas de acuerdo al tipo o clase de cemento que se vaya a producir. Estos son finalmente molidos y mezclados a temperaturas de 2600 a 2800 °F en un horno rotatorio. El resultado de esto, es una molienda con una cantidad controlada de sulfato de calcio ( $\text{SO}_3$ , yeso), para formar el cemento.

La diferencia principal entre los cementos Naturales y los

cementos Portland reside en la selección y procesamiento de las materias primas antes de que entren al horno para ser calcinadas. Los cementos que se utilizan hoy en día para la cementación de pozos en campos petroleros son del tipo de cemento Portland, clase G.

Por otra parte, el Instituto Americano del Petróleo (API) es un organismo que se ha encargado de estandarizar el equipo y materiales, así como también, los procedimientos de pruebas de laboratorio utilizados en las diferentes Áreas de la Industria Petrolera.

El trabajo de esta institución se publica a través de "Prácticas Recomendadas". Así la práctica API RP-10B se refiere a las pruebas realizadas a los cementos y aditivos utilizados en la cementación de pozos petroleros.

El propósito de esta práctica, es la de estandarizar los cementos, los aditivos utilizados en los cementos y los procedimientos de prueba en laboratorio que deben realizarse antes de cualquier trabajo de cementación, con el fin de obtener éxito durante esta operación.

Las clases de cemento Portland, recomendadas por el API se presentan en la Tabla I. De acuerdo a esta tabla, la diferencia entre las clases de cemento reportadas, se debe a las diferentes materias primas utilizadas para la fabricación y elaboración del cemento, así como la adición de ciertos aditivos dosificantes, que hacen que los cementos fragüen lentamente, normalmente o rápidamente, resistiendo a los efectos negativos de ciertos productos químicos en el agua (Sulfatos).

**TABLA I. CLASES DE CEMENTO PORTLAND  
(CLASIFICACION API).**

CLASE	CONDICIONES DE OPERACION
A	Este cemento se recomienda para profundidades menores de 6000 pies (1830 m), cuando no se requieren propiedades especiales, tales como viscosidad plástica, punto de cedencia y agua libre.
B	Esta clase de cemento se recomienda para profundidades de 6000 pies (1830 m), cuando se requiere una moderada resistencia al ataque de los sulfatos.
C	Se recomienda para profundidades de 6000 pies (1830 m), cuando se requiere una alta resistencia a la compresión en las primeras 30 hrs. y con temperaturas altas.
D	Es un cemento recomendado para profundidades de 6000 pies a 10000 pies (1830m a 3050m), donde se tienen condiciones de moderadas y altas presiones y temperaturas.
E	Se recomienda para profundidades de 10000 pies a 14000 pies (3050m a 4880m), para condiciones de alta presión y temperatura.
F	Este cemento se recomienda para profundidades de 10000 pies a 16000 pies (3050m a 4880m), para condiciones extremadamente altas de presión y temperatura.
G	Es un cemento básico, recomendado especialmente para la cementación de pozos petroleros a profundidades de 8000 pies (2440 m), sin embargo se puede utilizar también para condiciones de presión y tem-

(continuación de la Tabla 1)

CLASE	CONDICIONES DE OPERACION
	peraturas mayores mediante la adición de aditivos aceleradores y retardadores de fraguado.
H	Es un cemento básico recomendado especialmente -- para profundidades de 8000 pies (2440 m), sin embargo también se puede utilizar con la adición de aceleradores y retardadores de fraguado para cubrir un amplio rango de profundidad y temperatura. Se usa cuando se requiere de moderadas a altas resistencias a los sulfatos.
J	Este cemento se recomienda para profundidades de 12000 pies a 16000 pies (3660m a 4880m), en donde se tienen condiciones extremadamente altas de presión y temperatura. Se puede utilizar también adicionando retardadores o aceleradores de fraguado cuando se requiera.

**PRACTICA No. 1.2**  
**PREPARACION DE UNA LECHADA DE CEMENTO**

**Objetivo:** Preparar una lechada de cemento pura.

**Introducción:** Durante la ejecución de un trabajo de cementación en campo, la relación agua-cemento (llamada lechada de cemento), se mezcla en camiones especiales, en donde la acción cortante recibida por la lechada es muy severa, pero de muy poca duración. Para simular la acción de mezclado del campo en el laboratorio, el A.P.I. realizó estudios llegando a establecer que se debe usar una licuadora que tenga una velocidad de agitación de  $4000 \pm 200$  rpm ("en baja") y una velocidad de agitación de  $12000 \pm 500$  rpm ("en alta"). La importancia de simular lo más fielmente posible la acción de mezclado de la lechada de cemento, del campo en el laboratorio, es de que se ha comprobado que la severidad o cantidad de agitación recibida, afecta el tiempo bombeable o tiempo de espesamiento, el cual es la propiedad responsable que permite mantenerla manejable, para poder bombearla desde la superficie hasta su lugar final de colocación, dentro del pozo.

**Material y Equipo:**

- |                            |                               |
|----------------------------|-------------------------------|
| - Agua potable             | - Balanza analítica           |
| - Cemento Portland clase G | - Licuadora de 4 velocidades  |
| - Espátula                 | - Cronómetro                  |
|                            | - Probeta graduada de 500 ml. |

Debido a que el comportamiento de una lechada de cemento varía de acuerdo a la presión y temperatura a la cual está some-

tida, y esto es de gran importancia para obtener éxito durante la operación de cementación, el A.P.I. determinó que para la preparación de la lechada de cemento se deben tener en consideración los siguientes puntos:

1. Se puede usar agua potable o agua destilada, libre de dióxido de carbono. Esta puede medirse en una probeta graduada o para mayor exactitud debe pesarse, con el fin de obtener resultados más confiables para el análisis de la relación agua-cemento utilizada.
2. La temperatura del agua de mezclado debe estar en un valor de  $80 \pm 5^{\circ}\text{F}$  ( $27 \pm 3^{\circ}\text{C}$ ) y para el cemento en un valor de  $80 \pm 10^{\circ}\text{F}$  ( $27 \pm 6^{\circ}\text{C}$ ).
3. El porcentaje de agua por peso de cemento que debe emplearse, para cada clase de cemento Portland se muestra en la tabla 2.1. La lechada resultante debe tener un valor de densidad de  $1.90 \text{ gr/cm}^3$
4. El volumen de lechada de cemento (relación agua-cemento) que debe prepararse es de 600 ml, como se indica en la tabla 2.2 para cada clase de cemento Portland. Como se observa en la tabla 2.1 el volumen de lechada de cemento a preparar para la clase de cemento J es el recomendado por el fabricante.

#### Procedimiento:

1. Pesar 792 gr de cemento Portland clase G y 349 ml de agua potable, según la tabla 2.2 para preparar 600 ml. de lechada de cemento.
2. Se coloca el agua de mezclado en el recipiente de la licuadora

y se inicia la agitación en baja velocidad [ $4000 \pm 200$  rpm ( $66.7 \pm 3.3$  rev/seg.)], adicionando el cemento en no más de 15 seg.

3. Observar que en las paredes del recipiente de la licuadora no se hayan formado grumos de cemento, en caso de que se hayan formado, se removeran con una espátula.
4. Una vez de que todo el cemento ha sido agregado en el agua, se continúa el mezclado en alta velocidad [ $12000 \pm 500$  rpm ( $200 \pm 8.3$  rev/seg.)], durante 35 seg.

#### Resultados:

Aunque en esta práctica no se tienen todavía resultados cuantitativos, se pueden hacer algunas observaciones sobre su comportamiento que nos permitan, junto con las demás pruebas, realizar un análisis y evaluación del comportamiento de la lechada de cemento que tendrá durante su trayectoria en el trabajo de cementación al pozo.

Algunos ejemplos de observaciones que pueden hacerse, durante la preparación de un lechada de cemento son las siguientes:

- Indicar si se tuvieron problemas durante el mezclado de la lechada agua-cemento.
- Si durante el mezclado presenta demasiada espuma.
- Si la lechada de cemento es fácil de manejar o no (si esta fluida o viscosa)

Las observaciones, generalmente se apuntan al final de la hoja donde se vacían los resultados de las demás pruebas que se le hacen. (densidad, punto de cedencia, tiempo de espesamiento, filtrado, resistencia a la compresión, entre otras.).

**TABLA 2.1** Porcentaje de agua a emplear para la preparación de una lechada de cemento de acuerdo a la clase de cemento.

Cemento clase A.P.I.	% Agua por peso de cemento	Gal/sc	lt/sc
A y B	46	5.19	19.6
C	56	6.32	23.9
D, E, F y H	38	4.29	16.2
G	44	4.97	18.8
J	†	†	†

† Se debe utilizar el porcentaje de agua que recomienda el fabricante.

**TABLA 2.2** Requerimientos de volumen para la preparación de una lechada de cemento.

Volumen de la lechada (ml)	Componentes	Clases de cemento API (gr)			
		A y B	C	D, E, F y H	G
600	Agua	355	383	327	349
	Cemento	772	684	860	792



Fig. Licuadora de velocidad  
variable (Recomendada por el API).

No.1.2), esto es por que demasiada agua de mezclado provocará la precipitación de sólidos y demasiada agua libre (Se verá en la práctica No.1.6); en cambio, muy poca agua de mezclado incrementa la viscosidad, lo cual dificultará el bombeo hacia el pozo; estos son dos factores indeseables durante un trabajo de cementación.

#### Material y Equipos:

- Balanza granataria
- Probeta de vidrio de 500ml.
- Licuadora de cuatro velocidades
- Cronómetro
- Balanza para lodos
- Espátula
- Agua potable
- Cemento Portland clase G

#### Procedimiento:

La densidad de la lechada se medirá inmediatamente después de que se ha preparado la lechada (de acuerdo a la práctica No.1.2). La medición consiste de los siguientes pasos:

1. Llenar completamente la copa de la balanza y darle algunos golpes para eliminar el aire atrapado durante el mezclado agua-cemento.
2. Se purga con la tapa dando algunos giros a la misma en el momento de tapar la copa de la balanza.
3. Se limpia la copa de la balanza de la lechada de cemento que

pudiera escurrirse al realizar la purga y se coloca sobre su base.

4. Se procede a tomar la lectura, en cualquiera de las cuatro escalas con que cuenta (lb/ft<sup>3</sup>, adim. agua=1, lb/gal y lb/pg<sup>2</sup>/100ft<sup>3</sup>), hasta el momento en que se logre equilibrar la burbuja de la balanza, con el contrapeso del extremo opuesto a la copa.

#### Resultados:

El valor de la lectura tomada nos proporciona directamente el valor de la densidad de la lechada de cemento en las unidades con que cuenta la balanza.

#### Análisis de Resultados:

El valor de la densidad medida en el laboratorio, deberá compararse con el valor calculado en el diseño de una lechada de cemento. Si no se encuentra dentro de una tolerancia adecuada de  $\pm 0.05$  lb/gal se tendrá que rediseñar la lechada de cemento; ya sea utilizando aditivos aligeradores de densidad como son la bentonita o el puzolan; o bien, aditivos densificantes, como la barita, arena o dispersantes, según sea el caso.

#### Conclusiones:

La densidad de una lechada de cemento es de gran importancia durante un trabajo de cementación a pozos petroleros

por lo que, es necesario tener mucho cuidado desde su preparación y la medición de la lectura de la densidad. En el caso de que no se obtenga la densidad programada, se deberá rediseñar la lechada de cemento, tomando en cuenta las posibles modificaciones en las demás propiedades físicas de la lechada, al disminuir o aumentar el agua de mezclado o la cantidad de cemento o el porcentaje de los aditivos que se emplean (aligeradores de densidad o densificantes).

**PRACTICA No. 1.4**  
**COMPORTAMIENTO REOLOGICO**

**Objetivo:** Determinar las propiedades reológicas de una lechada de cemento.

**Introducción:** Las propiedades reológicas que se determinan a una lechada de cemento a nivel laboratorio, son:

- a) viscosidad plástica ( $\mu_p$ )
- b) punto de cedencia ( $\tau_y$ )
- c) índice de consistencia ( $k'$ )
- d) índice de comportamiento de flujo ( $n'$ )

Estos, nos sirven para determinar el tipo de patrón de flujo de la lechada (laminar, turbulento o tapón) requeridos durante un trabajo de cementación. En la cementación de tuberías de revestimiento la lechada debe tener flujo laminar al ser desplazada por el interior de la tubería y alcanzar un flujo turbulento en el espacio anular (entre tubería y agujero del pozo); con el propósito de remover el enjarre del lodo de perforación formado en las paredes del pozo logrando así, una mejor adherencia del cemento con la formación y evitando problemas de canalización y migración de fluidos entre formaciones.

Es importante también tener en cuenta que una lechada de cemento se comporta como un fluido No Newtoniano (y concretamente como un plástico de Bingham); es decir, que el esfuerzo de corte no es proporcional a la velocidad de corte, como sucede con un fluido Newtoniano (ver figura 4.1). Esto hace difícil el poder predecir las pro

propiedades reológicas de la lechada, y por lo tanto, el tipo de flujo que se tiene durante su desplazamiento dentro del pozo; en donde la presión y temperatura a la cual se somete irá variando continuamente.

Los dos modelos matemáticos diferentes, comúnmente usados para describir el comportamiento de los fluidos No Newtonianos, son el Plástico de Bingham y la Ley de Potencias. Los dos términos que describen el comportamiento de un Plástico de Bingham son el punto de cedencia ( $\tau_y$ ) y la viscosidad plástica ( $\mu_p$ ). La viscosidad plástica es la pendiente de la línea recta de extrapolación (en la curva de comportamiento de flujo en la figura 4.1) y el punto de cedencia ( $\tau_y$ ) es la intersección de esta línea con el eje de esfuerzo de corte. El empleo del viscosímetro rotacional Fann 35-A, permite determinar la curva de esfuerzo de corte y velocidad de corte al registrar las lecturas a 600, 300, 200 y 100 rpm.

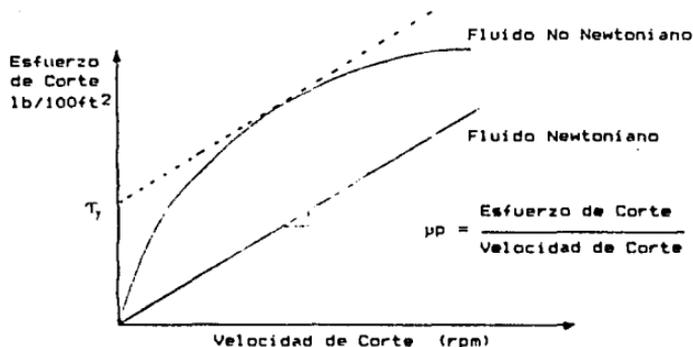


Figura 4.1. Esfuerzo de corte vs Velocidad de Corte.

El concepto de Ley de Potencias describe con mayor

aproximación las propiedades reológicas de la lechada de cemento que el modelo matemático de Plástico de Bingham usando para describir el comportamiento de los lodos de perforación.

#### Material y Equipo

- Balanza granataria
- Probeta de 500 ml.
- Licuadora de cuatro velocidades
- Cronómetro
- Consistómetro Atmosférico
- Viscosímetro Rotacional Fann 35-A de 6 velocidades
- Espátula
- Agua potable
- Cemento Portland clase G

#### Procedimiento:

1. Se prepara la lechada de cemento de acuerdo a la práctica No.1.2
2. Se vacía la lechada de cemento en la celda del consistómetro atmosférico, hasta la línea de nivel inscrita. El consistómetro atmosférico debe estar a temperatura ambiente; en caso de que se tenga un diseño de lechada de cemento (cemento, agua y aditivos), se debe de calibrar a la temperatura de diseño antes de preparar la lechada.
3. Se tapa la celda, cuidando que la propela se encuentre fija a la tapa y que los seguros queden bien asentados en la celda. Se introduce en el compartimento del consistómetro asentando nuevamente el seguro, se enciende el motor que le proporcionará

agitamiento a la lechada y se deja durante un periodo de 20 min.

4. Una vez transcurridos los 20 min de añejamiento se apaga el motor del consistómetro atmosférico y se saca la lechada, vaciandola en el vaso del viscosímetro rotacional hasta la línea de nivel que tiene inscrito.
5. Se coloca el vaso abajo del viscosímetro Fann 35A y se enciende a una velocidad de 300 rpm.
6. Se sube el vaso hasta que el nivel de la lechada de cemento en el vaso alcance la línea de nivel inscrito en el rotor y se inicia el conteo en el cronómetro.  
Es importante mencionar, que los pasos 4, 5 y 6 se deben realizar lo más rápido posible.
7. La lectura inicial en el dial, a 300 rpm, se toma a los 60 seg. Las lecturas de 200 y 100 rpm respectivamente se toman en orden decreciente a intervalos de 20seg. Cada lectura en el dial debe tomarse justo antes de cambiar a la siguiente velocidad baja.

#### Resultados:

Las lecturas de velocidad de corte tomadas en el viscosímetro rotacional a 300, 200 y 100 rpm y el esfuerzo de corte calculado para cada velocidad, nos permite obtener los datos suficientes para poder trazar la curva de comportamiento de flujo en donde la pendiente nos representa la viscosidad plástica y la ordenada el origen el punto de cedencia, como ya se dijo anteriormente. Sin embargo, haciendo uso del método de Ley de Potencias se simplifica el procedimiento para calcular estas propiedades, utilizando la siguiente ecuación general:

$$\tau = k' (R)^{n'}$$

en donde:  $\tau$  = Esfuerzo de corte [lb<sub>f</sub>/ft<sup>2</sup>]  
 $R$  = Velocidad de corte [seg<sup>-1</sup>]  
 $n'$  = índice de comportamiento de flujo  
 $k'$  = índice de consistencia

En el concepto de Ley de Potencias, se deben determinar dos parámetros para estimar las pérdidas de presión por fricción durante el desplazamiento de la lechada hacia el pozo y la velocidad requerida para alcanzar flujo turbulento. Estas son: el índice de comportamiento de flujo ( $n'$ ); y el índice de consistencia ( $k'$ ).

Las lecturas en el dial del viscosímetro Fann a 300, 200 y 100rpm se convierten a esfuerzo de corte ( $\tau$ ) y las velocidades en rpm se convierten a velocidad de corte ( $R$ ) de la siguiente forma:

$$\tau \text{ [lb}_f\text{/ft}^2\text{]} = \text{Lect. dial} \times 0.01065 \times N$$

$$R \text{ [seg}^{-1}\text{]} = \text{Vel. en rpm Fann} \times 1.7023$$

y  $n'$  y  $k'$  se calcularán con las lecturas de 300 y 600 rpm de la siguiente manera:

$$n' = 3.32 \log_{10} \frac{\text{Lect 600rpm}}{\text{Lect 300rpm}}$$

$$k' = \frac{N (\text{Lect 300rpm})^{1.066}}{100 (511)^{n'}}$$

en donde:  $N$  = factor de rango de extensión del torque del resorte Fann (usualmente  $N = 1$ )

Si  $n' = 1.0$ ; entonces la lechada se comporta como fluido Newtoniano, y la viscosidad será constante a cualquier gasto de flujo. Para la mayoría de las lechadas, el valor de  $n'$  es considerablemente menor de 1.0. Así la viscosidad plástica incrementa conforme la velocidad de flujo disminuye. Para calcular la viscosidad plástica y punto de cedencia se tiene el siguiente procedimiento:

La viscosidad plástica ( $\mu_p$ ) se calcula con la siguiente expresión:

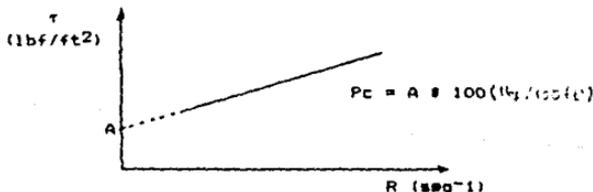
$$\mu_p = \left[ \frac{\tau_{300} - \tau_{200}}{R_{200}} \right] 47\ 880 \text{ [cp]}$$

en donde:  $\tau_{300}$  = Esfuerzo de corte a 300rpm  
 $\tau_{200}$  = Esfuerzo de corte a 200rpm  
 $R_{200}$  = Velocidad de corte a 200rpm

y con las lecturas obtenidas en el viscosímetro Fann a 300, 200 y 100rpm, se deberá hacer la siguiente tabla y graficarlos en un sistema de ejes cartesianos con escala normal, como se muestra a continuación:

N (rpm Fann)	Lect dial	R (seg <sup>-1</sup> )	$\tau$ (lb <sub>f</sub> /ft <sup>2</sup> )
300	X1	510.69	0.01065 X1
200	X2	340.46	0.01065 X2
100	X3	170.23	0.01065 X3

y se grafica:



## Análisis de Resultados:

Según la práctica de operaciones de cementación en campo, se nos indica que la viscosidad óptima de una lechada de cemento debe estar en un rango de 5 a 11 poises<sup>(1)</sup>; esto se debe a que una lechada con un valor bajo de viscosidad tiende a desarrollar demasiada agua libre cuando permanece estática, lo que nos provocará un asentamiento excesivo de las partículas sólidas de cemento. En caso contrario, cuando una lechada tiene un valor alto dificulta la operación de bombeo, requiriéndose mayor potencia de las bombas e incrementándose las caídas de presión por fricción.

Por otra parte, el punto de cedencia es una propiedad que nos indica la magnitud de fuerza requerida para mover una lechada en estado de reposo. Por tal motivo es recomendable tener un valor bajo, además de que la lechada, en estado estático empieza a gelificar.

La velocidad a la cual se produce este fenómeno depende del diseño y en algún momento de este proceso, la lechada se hace autosuportable perdiendo la capacidad de transmitir la presión hidrostática y así aumenta la probabilidad de un descontrol del pozo.

## Conclusiones:

La viscosidad plástica y punto de cedencia, son dos propiedades muy importantes para determinar el comportamiento de flujo de la lechada de cemento durante la operación de bombeo hacia el pozo. Por tal motivo es necesario controlar estos parámetros mediante la variación de la cantidad de agua de mezclado o con el uso de aditivos químicos, con el fin de poder

(1) Referencias al final.

alcanzar flujo laminar por el interior de la tubería y flujo turbulento o tapón a través del espacio anular, entre agujero y tubería, según la técnica de cementación empleada.

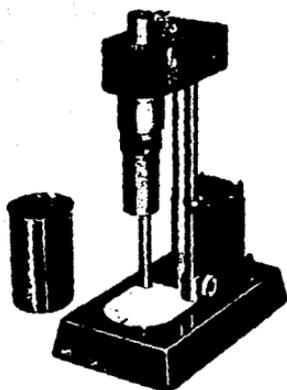


Fig. Viscosímetro Rotacional Fann  
Modelo VG-35.

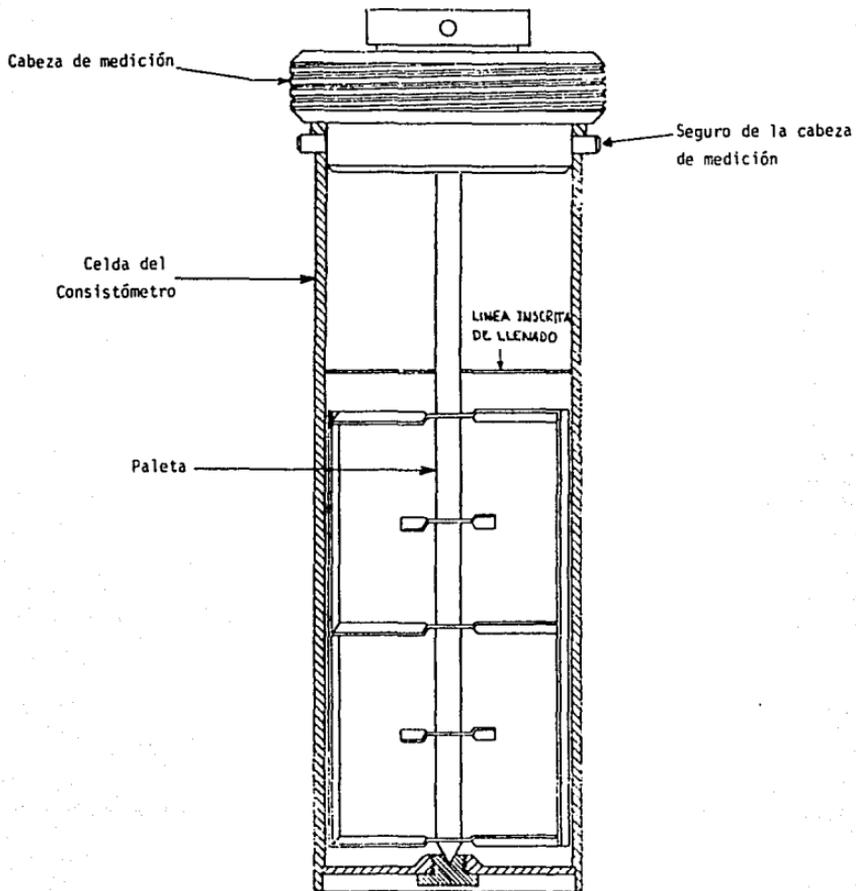


Fig. Celda del Consistómetro Atmosférico.

**PRACTICA No. 1.5**  
**PERDIDA DE AGUA**

**Objetivo:** Determinar la cantidad de agua que pierde una lechada de cemento al aplicarle una presión diferencial de 1000 lb/pg<sup>2</sup> (psi).

**Introducción:** La pérdida de fluido de una lechada resulta de la aplicación de una presión diferencial sobre una interfase permeable. Esta presión libera agua de la lechada y hace cambiar las características de la misma (evaluadas en las prácticas anteriores). En la mayor parte de las aplicaciones, una baja pérdida de fluido de la lechada es aquella pérdida menor de 100 cm<sup>3</sup> en 30 min, bajo una presión diferencial de 1000 psi a través de una malla de 325 y a la temperatura de circulación de el pozo a cementar. Con pérdida de fluido en un valor bajo, la lechada permanecerá fluida mientras se comienza a bombear; esto reduce normalmente la presión de bombeo necesaria para colocarla dentro del pozo. Otro beneficio es que el tiempo bombeable de la lechada permanecerá cercano al valor de diseño por que la relación agua-cemento se mantiene constante.

La pérdida de agua o filtrado de una lechada de cemento es particularmente importante durante la operación de bombeo, el cual está en función para no rebasar el tiempo bombeable de diseño. Un método muy importante de asegurar el tiempo bombeable de diseño es el uso de un aditivo reductor de pérdida de fluido. Este previene la deshidratación prematura del cemento y la mantiene fluida. Así con el uso de este tipo de lechadas se previene el daño a la formación resultante del agua

del cemento. Cuando el agua se pierde en la formación productora, muchas veces causa daño reduciendo o bloqueando su permeabilidad en donde se requerirá de un trabajo costoso para remover este daño. Además, al perder agua, las propiedades reológicas cambian y modifican el tipo de flujo y también provoca la caída de la presión hidrostática que ésta ejerce sobre las paredes del pozo, aumentando con esto la probabilidad de provocar un brote.

#### Material y Equipo:

- Balanza granataria
- Probeta de vidrio de 500 ml
- Licuadora de 4 velocidades
- Cronómetro
- Consistómetro atmosférico
- Filtro prensa
- Probeta de 50 ml
- Espátula
- Agua potable
- Cemente Portland clase G.

#### Procedimiento:

##### 1. Prepare la celda del filtro-prensa de la siguiente manera:

Coloque una malla 325 sobre la parte inferior de la celda, la cuál se identifica por tener dos perforaciones en su espesor. Enseguida coloque la tapa teniendo cuidado de colocar el o'rin en la tapa y de que coincidan los yogos del cuerpo de la celda con los orificios laterales en la tapa, se cierra la espiga o válvula de drenaje, con una llave española.

Para colocar la tapa superior se sigue el mismo procedimiento, con la espiga abierta.

2. Coloque la celda dentro del cuerpo del filtro-prensa y regule la temperatura a la temperatura de diseño.
3. Regule la temperatura del consistómetro atmosférico a la temperatura de diseño
4. Prepare la lechada de cemento, como se indica en la práctica No. I.2.
5. Vacie la lechada de cemento en la celda del consistómetro atmosférico hasta el nivel que tiene inscrito y tápela cuidando de que la propela esté fija en la tapa.
6. Coloque la celda en el consistómetro atmosférico e inicie la agitación de esta durante 20 min.
7. Una vez transcurridos los 20 min., destape la celda del filtro-prensa fuera del mismo y vacie la lechada de cemento sin llenar completamente la celda.
8. Tape la celda dejando cerrada la espiga y colóquela dentro del filtro-prensa, jirela hasta que asiente perfectamente.
9. Aplique una presión de 1000 psi en la parte superior de la celda, teniendo las siguientes precauciones:
  - a) Cuide que el seguro de conexión entre la espiga y la fuente de presión esté bien puesto.
  - b) Cierre la válvula de desfogue de presión instalada en la fuente de suministro.
  - c) Cuando esté aplicando la presión sujete con la mano la parte superior en donde se está aplicando la presión.

10. Coloque la probeta de 50 ml. abajo de la espiga de drenaje del filtro-prensa y abra la espiga superior.
11. En el momento de abrir la espiga de drenaje de la celda, comience a registrar el tiempo con el cronómetro. El periodo de la prueba es de 30 min. Si la deshidratación ocurre antes de 30 min, se debe anotar el tiempo en el cual ocurrió.
12. Una vez terminada la prueba se procede a desfogar la presión y sacar la celda del filtro-prensa, manteniendo abiertas las espigas.

**Resultados:**

De esta prueba se obtiene la cantidad del volumen de agua filtrada en ml., y el tiempo a el cual ocurre la deshidratación.

**Análisis de Resultados:**

Con estos dos valores se obtiene el filtrado a 30 min, que es el valor que se reportará, usando la siguiente ecuación:

$$Q_{30} \text{ (ml)} = 5.477 \frac{Q_t}{t_t}$$

en donde:  $Q_t$  - el volumen de agua filtrada  
multiplicado por dos, ml  
 $t$  - tiempo de duración de la prueba, min

#### Conclusiones:

Una lechada con baja pérdida de agua es de beneficio para la obtención de mejores trabajos de cementación (menor de 100 ml en 30 min, aplicando una presión de 1000 psi), por tal motivo es recomendable utilizar aditivos químicos que ayuden a retener el agua a la temperatura de circulación del pozo a cementar.

Con valores bajos de pérdida de agua se tienen las siguientes ventajas:

- a) La lechada se mantiene fluida por el tiempo bombeable a el cual fué diseñada.
- b) Se evita la reducción de la presión hidrostática ejercida por la columna de lechada de cemento en el fondo del agujero.
- c) Se mantienen las propiedades reológicas de la lechada según el comportamiento predicho en laboratorio.
- d) Se reduce el daño a la formación productora.

## PRACTICA No. 1.6

### AGUA LIBRE

**Objetivo:** Determinar la cantidad de agua que se separa de una lechada de cemento al permanecer en reposo.

**Introducción:** Los procedimientos de pruebas API incluyen una prueba para el contenido de agua libre. Esta es la cantidad de agua, en mililitros, que desarrolla una lechada en la parte superior de una probeta de 250 ml. después de que ha permanecido sin ningún movimiento durante dos horas. Es importante que la medición de esta propiedad se lleve a cabo en condiciones de temperatura de circulación en el fondo del agujero del pozo para el cual se realiza la prueba. Para el caso de control de calidad del cemento, se llevará a una temperatura de  $27\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Cuando la lechada se deja en reposo, el agua libre se recolecta en la parte superior de la lechada como un resultado de la precipitación de partículas de cemento dentro de la lechada. Conforme se sedimentan las partículas, ellas tienden a puentearse. Justo abajo de cualquier área de puenteo, se encuentra una grieta o hendidura que no contiene partículas de cemento, las cuales permanecen después de que el cemento ha fraguado. Si hay un gran número de ellas en la columna de cemento, formarán un canal potencial que puede causar que la envoltura de cemento falle al someterlo a presión. Por este motivo, el API ha establecido que un valor aceptable de agua libre, para no tener este problema, es

de 3.5 ml máximo para un cemento API clase G y H que son los que actualmente se usa para la cementación de los pozos petroleros. Para las demás clases deberá de ser igual a cero mililitros.

#### Material y Equipo:

- Balanza granataria
- Probeta de vidrio de 500 ml
- Licuadora de 4 velocidades
- Cronómetro
- Consistómetro atmosférico
- Probeta de 250 ml
- Probeta de 10 ml
- Espátula
- Agua potable
- Cemento Portland clase G

#### Procedimiento:

1. Regule la temperatura del consistómetro atmosférico a la temperatura de circulación del pozo; si se trata de control de calidad del cemento, deberá permanecer a la temperatura de  $27 \pm 3^{\circ}\text{C}$ .
2. Prepare la lechada de cemento de acuerdo al procedimiento descrito en la Practica No.1.2.
3. Vacíe la lechada de cemento en la celda del consistómetro hasta alcanzar el nivel que tiene inscrito y tápela.
4. Coloque la celda en el consistómetro atmosférico y déjela en agitación durante 20 min.

fluidos de la formación y que tan homogénea se ve la mezcla agua-cemento; y aditivos si es que los tiene.

#### Conclusión:

Afortunadamente, el exceso de agua libre es algo fácil de prevenir. Las lechadas puras ( agua-cemento ) o aquellas que contienen solo Bentonita o puzolana pocas veces tienen un exceso de agua libre, sin embargo, cuando se usan algunos aditivos como retardadores de fraguado, reductores de fricción y agentes de pérdida de fluido, el agua que se libera de la lechada es mayor. Cuando se presenta este caso se puede corregir con solo disminuir la concentración del aditivo causante del agua libre. En caso de que esta solución no sea posible de aplicar, se recomienda disminuir la cantidad de agua de mezclado o la adición de pequeñas cantidades de bentonita, normalmente del 1 al 3% por peso de cemento.

5. Una vez que la lechada sale del consistómetro atmosférico, agítela en la licuadora durante 15 seg en "alta" velocidad y llene la probeta de 250 ml.
6. Tape la boca de la probeta con un plástico y una ligal anote el tiempo de inicio de la prueba y déjela en reposo durante dos horas.
7. El agua desarrollada se removerá con una jeringa o por decantación y se medirá en la probeta de 10 ml.

#### Resultados:

El agua que se separó de la lechada de cemento, después de permanecer 2 hr en reposo, y que fué medida en la probeta, es el valor que se reportará como AGUA LIBRE, el cuál debe estar expresado en mililitros. Además a continuación de este valor, se anotará entre parentesis si la lechada sale fluida, semifluida o pastosa y si se observan grietas a través de la probeta.

#### Análisis de Resultados:

El valor reportado de agua libre deberá ser menor de 3.5 ml, ya que como se dijo anteriormente, es el valor máximo permisible por el API a el cuál no se presentaran problemas de adherencia del cemento con las paredes del agujero y la tubería de revestimiento. Al finalizar la prueba y antes de hacer la medición se puede hacer la siguiente observación, que nos ayudará a evaluar cualitativamente a la lechada de cemento. Esta observación consiste en identificar si la columna de cemento, dentro de la probeta, presenta grietas por donde pueda facilitar la entrada de

**PRACTICA No. I.7**  
**TIEMPO DE ESPESAMIENTO**

**Objetivo:** Determinar el tiempo en el cual una lechada de cemento se mantiene fluida y bombeable, bajo condiciones de presión y temperatura.

**Introducción:**

El tiempo de espesamiento significa realmente "tiempo bombeable" y se puede determinar en laboratorio cuando se está diseñando una lechada de cemento.

El tiempo de espesamiento de una lechada de cemento está definido por el API como el tiempo requerido para que la lechada alcance 100 unidades de consistencia (Uc) Este grado de espesamiento es equivalente a un torque de 2 080 gr-cm aplicados a la paleta de la flecha en un probador de tiempo de espesamiento. Así, cuando una lechada alcanza esta consistencia dentro de un pozo, se considera como un producto fraguado y consecuentemente no podrá ser movida a través de la tubería por cualquier cantidad de presión que se le aplique. En el campo, el tiempo de espesamiento se traduce como el tiempo disponible para mover la lechada desde el equipo mezclador, en la superficie, hasta su lugar final de colocación en el pozo.

El procedimiento para la prueba de tiempo de espesamiento está explicado por el API, para las condiciones a las cuales está sujeta una lechada dentro del pozo. El API ha definido cédulas de prueba a varias profundidades (de 1000 a 20000ft) y para varios trabajos de cementación de tuberías de revestimiento, liner y cementaciones forzadas. La gran diferencia en los tipos de trabajo de cementación, y por consiguiente, entre las cédulas de prueba para el tiempo de espesamiento, es la velocidad a la cual se llega a obtener la presión y temperatura máxima a la que se someterá la lechada durante la operación de cementación.

Las especificaciones API para cementos<sup>(2)</sup> incluyen un tiempo requerido de espesamiento que será conocido para cada clase de cemento, sin embargo ese tiempo es solo para cemento puro y prácticamente todos los aditivos usados, comúnmente afectan el tiempo de espesamiento de la lechada. En la tabla 7.1 se muestra el efecto de la temperatura en el tiempo de espesamiento y en la tabla 7.2 el efecto de la presión, para cemento puro.

(2) Referencias al final del trabajo.

**TABLA 7.1 . Efecto de la temperatura en el tiempo de espesamiento de una lechada de cemento pura. (Hr:min)**

Temperatura de circulación	Clase de cemento API				
	A	C	D	G	H
91 OF	4:00	4:00	—	3:00	3:57
103	3:36	3:10	4:00	2:30	3:20
113	2:25	2:06	4:00	2:10	1:57
125	1:40	1:37	4:00	1:44	1:40

**TABLA 7.2 . Efecto de la presión en el tiempo de espesamiento para un cemento clase H.**

Profundidad ft	Temperatura OF		Presión lb pg <sup>2</sup>	Tiempo (Hr:min)
	Estática	Circulación		
10 000	230	144	5 000	2:10
			10 000	1:34
			15 000	1:18
14 000	290	200	10 000	5:50
			15 000	4:30
			20 000	3:20
16 000	320	248	10 000	4:11
			15 000	3:39
			20 000	2:30
			25 000	2:08

### Material y Equipo:

- Palanca granataria
- Agua potable
- Probeta de 500 ml
- Cemento Portland
- Licuadora de cuatro velocidades
- clase G
- Cronómetro
- Consistómetro alta-presión, alta-temperatura
- Espátula
- Llaves españolas de tamaño adecuado
- Llaves allen de tamaño adecuado

### Procedimientos:

1. Se selecciona la cédula de prueba a seguir, según la profundidad del pozo, el tipo de trabajo de operación y el gradiente de temperatura. Si se trata de una lechada agua-cemento para el control de calidad del cemento clase "G", utilice la cédula 5, de las normas API-RP-10B.
2. Prepare la celda untando grasa en todas las cuerdas y asegúrese que el potenciómetro asiente bien sobre la flecha (ver fig.7.1). Para ello se debe ajustar el asiento subiéndolo o bajándolo y fijando con una llave "allen".
3. Preparar la lechada de cemento, de acuerdo a los pasos señalados en la práctica No.1.2.
4. Llenar la celda con la lechada de cemento y darle algunos golpes para eliminar el aire atrapado durante su mezclado. Cerrar la verificando que la flecha gire libremente.
5. Colocar la celda en el pozo del consistómetro asegurándose que asienten las dos patas de la celda en el fondo del pozo (ver fig.7.2).

6. Prender los interruptores del "master" y del "motor" del con sistómetro.
7. Colocar el potenciómetro dentro del pozo de tal manera que coincidan sus pestañas con los tres alfileres con que cuenta el pozo.  
En este punto se verifica que el potenciómetro esté bien asentado cuando el voltímetro nos registre aproximadamente 15V. Si está muy cerca se procede a ajustarlo a 15V con la perilla que se encuentra de bajo del mismo; si no, se repetirá la colocación del potenciómetro hasta que asiente bien.
8. Se cierra la válvula de "air exhaust" y se abre la válvula de alimentación de aire "air supply".
9. En este momento se enciende el interruptor de funcionamiento de la bomba y se comienza a mandar aceite al pozo.
10. Cuando el aceite alcance a tapan el potenciómetro se cierra el pozo con la tapa, dándole un apretón fuerte y se introduce el termopozo a través del orificio con que cuenta la tapa.
11. Se espera hasta que se vea que el aceite comienza a salir por el orificio, donde está el termopozo, para:
  - a) parar momentáneamente la bomba y
  - b) apretar la tuerca del termopozo en la rosca de la tapa del pozo.
12. Se enciende el interruptor de suministro de calor, "Heater", y se regula la velocidad de calentamiento del pozo con el reóstato.
13. Se enciende nuevamente la bomba hasta alcanzar la presión y temperatura de inicio de la cédula de prueba a seguir.

14. En este momento se acciona el interruptor del cronómetro y del registrador gráfico de presión y temperatura; además se fija la alarma en el voltímetro a 10V.
15. Se continúa incrementando la presión y la temperatura, siguiendo la cédula hasta que se alcance la temperatura y presión final.
16. En este momento se dice que la prueba "entró en cédula" y solo se procede a cuidar que el equipo funcione sin ningún problema hasta que se alcance la resistencia de 10V (equivalente a 100 Uc de la lechada), cuando se dará por terminada esta prueba.
17. Una vez que suene la alarma se desactiva, se para el cronómetro y el registrador gráfico y se inicia la operación de sacar la lechada, la cual consiste de los siguientes pasos:
  - a) cerrar la válvula de alimentación de aire, "air supply", y abrir la de desfogue del aire, "air exhaust"
  - b) depresionar el pozo muy lentamente, abriendo la válvula de "release pressure", hasta que se registre cero de presión en el manómetro.
  - c) abrir las válvulas de regreso del aceite al depósito, "air to cyl", y esperar hasta que se oiga el paso completo del aceite.
  - d) cerrar las últimas tres válvulas que abrimos, en orden inverso
  - e) se procede a sacar el termopozo aflojando lentamente la tuerca y teniendo cuidado de que no salte el aceite
  - f) Se abre el pozo aflojando la tapa con un golpe, y se saca el potenciómetro
  - g) se para el motor y se apaga el "master"
  - h) se saca la celda, teniendo cuidado de regresar el aceite que pudiera tener en su parte superior
  - i) Se desarma la celda y se lavan todas sus piezas.

posible, para simular fielmente la operación en el campo, tanto de mezclado como de bombeo. Esto es por que se ha comprobado en pruebas de laboratorio, que la cantidad de agitación recibida por la lechada afecta el tiempo de espesamiento; así también, se ha observado que si durante la prueba se para el equipo, se puede reducir apreciablemente el tiempo de espesamiento debido a que se desarrolla un alto esfuerzo gel en la lechada de cemento. Este efecto se puede observar en la tabla 7.3. Por tal motivo es necesario que la prueba se realice siguiendo la cédula seleccionada lo mejor posible y evitar el paro del equipo durante períodos prolongados (más de 8min). Si se llega a parar el equipo por más tiempo, se recomienda repetir la prueba.

**TABLA 7.3.** Efecto de paro en la prueba de tiempo de espesamiento.

Cemento Clase	Tiempo de paro (min)	Tiempo en cédula a el cual ocurrió (min)	Cédula API	Tiempo de Espesamiento (min)
A	0		4	146
A	20	40	4	61
G	0		5	112
G	20	48	5	70
H	0		5	122
H	20	48	5	70
E	0		8	153
E	20	82	8	151

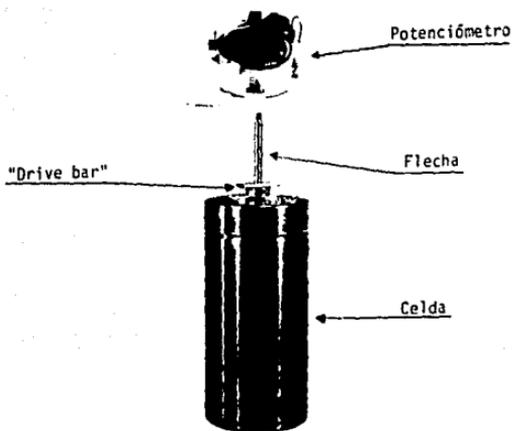


Fig. 7.1 El potenciómetro debe asentar en el "Drive bar" de la flecha

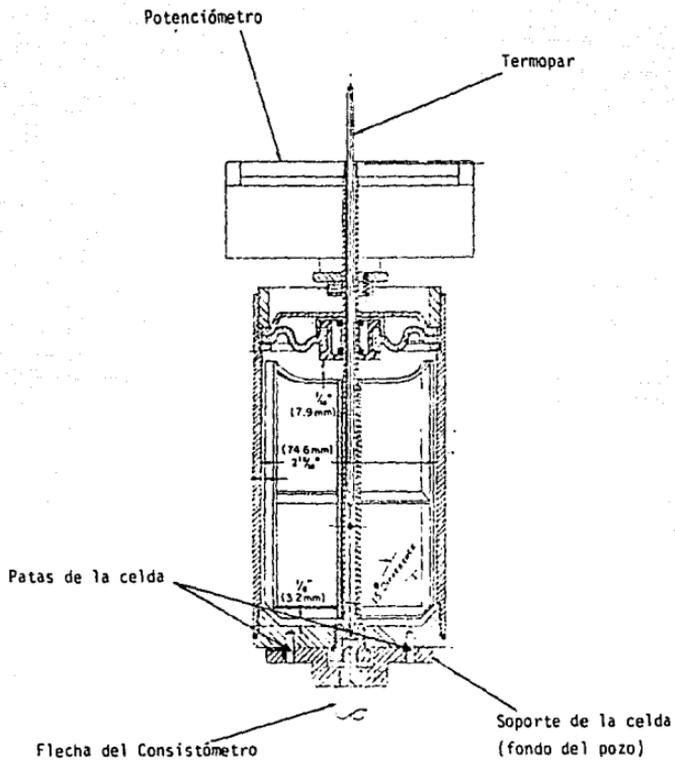


Fig.7.2 Posición de la celda dentro del pozo del Consistómetro Presurizado.

**PRACTICA No. 1.8**  
**RESISTENCIA A LA COMPRESION**

**Objetivo:** Determinar la resistencia a la compresión de una muestra de lechada de cemento, curada a presión atmosférica.

**Introducción:** La solidez de una lechada de cemento es la resistencia que ofrece al aplastamiento o al estiramiento (resistencia a la compresión o resistencia a la tensión respectivamente). Muchos autores han escrito al respecto (3) y han llegado a la conclusión de que la resistencia a la compresión mínima que debe experimentar una lechada de cemento es de 1000 lb/pg<sup>2</sup>; siendo la adecuada para cumplir satisfactoriamente con los siguientes requerimientos:

- a) soportar la tubería en el agujero
- b) prevenir la entrada de fluidos indeseables (a la tubería de revestimiento) o migración de una formación a otra
- c) limitar los fluidos inyectados, durante un tratamiento de estimulación o fracturamiento a la formación deseada, y
- d) resistir las cargas de taladro durante la perforación

La prueba de resistencia a la compresión en sus primeros tiempos, llamada resistencia compresiva temprana (1), se ve afectada por las condiciones de presión y tem

(3) Referencias al final del trabajo.

peratura a la cual está fraguando (condiciones de curado), observándose que su resistencia se incrementa gradualmente a medida que transcurre el tiempo. Los valores más comunes de la resistencia a la compresión, cuando las muestras son curadas por más de 24hr, se muestra en la tabla 8.1. En esta tabla, se observa que al incrementarse las condiciones de presión y temperatura de curado su resistencia también se incrementa, lo cual es cierto solo para lechadas de cemento puro (relación agua-cemento).

Para la realización de la prueba de resistencia a la compresión el API recomienda la utilización de cúbos de cemento de 2pg de longitud lineal por cada lado y curar las muestras, sumergiéndolas en agua a presión atmosférica o a una presión específica menor o igual a 3000 lb/pg<sup>2</sup> dependiendo de la clase de cemento empleado, con el propósito de simular las condiciones en el fondo del agujero durante el fraguado. En este punto se debe tener en consideración que el curado a presión, generalmente tiene una mayor resistencia que el cemento curado a presión atmosférica y cuyo efecto es más pronunciado a temperaturas mayores. Esto se debe a que existe una retrogresión en la resistencia del cemento por la continuación de reacciones químicas, debido a que toda el agua disponible en la lechada de cemento se evapora cuando el curado es a presión atmosférica y altera las reacciones químicas causando la retrogresión. Para solucionar este problema, se recomienda usar del 30 al 50% de silicato de flour en las mezcla de cemento agua(3).

Después del curado, (por el tiempo, presión y temperatura seleccionados, como se explicará más adelante) los cubos se rompen con un probador hidráulico de resistencia a la compresión, de acuerdo a lo establecido por las normas ASTM-C-109. Debido a que la velocidad a la cual se aplica la carga al cubo en el probador puede alterar significativamente los resultados de resistencia a la compresión, la velocidad de carga recomendada por el API es de 1000 a 4000 lb/pg<sup>2</sup>/min.

El factor más importante en la resistencia a la compresión de un cemento, es el tiempo requerido para que desarrolle una resistencia de 1000psi. La velocidad a la cual se desarrolla esta resistencia se puede incrementar con el uso de aceleradores, como son el cloruro de calcio (CaCl), cloruro de sodio (Na<sub>2</sub>Cl) y algunos tipos de silicato de sodio. En la tabla B.2 se observan los requerimientos físicos de resistencia a la compresión para las diferentes clases de cemento Portland.

**TABLA 8.1**  
**VALORES TÍPICOS DE RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN**

Condiciones de Curado Temp.	Curado Presión	Clases API				
		A	C	D	G	H
60 OF	0 lb/pg <sup>2</sup>	615	780	8	440	325
80	0	1470	1870	8	1185	1085
95	800	2085	2015	8	2540	2110
110	1600	2925	2705	8	2915	2525
140	3000	5050	3560	3045	4200	3160
170	3000	5920	3710	4150	4830	4485

§ No se recomienda realizar la prueba a estas condiciones.

**TABLA 8.2**  
**REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN**

Clase de Cemento	Cédula No.	Temp curado °C	Presión Curado psi	Resistencia a la compresión psi			
				Tiempo de Curado			
				8 hrs.	12 hrs.	24 hrs.	7 días
A	--	38	Atmos.	250	--	1800	--
B	--	38	Atmos.	200	--	1500	--
C	--	38	Atmos.	300	--	2000	--
D	45	77	3000	--	--	1000	--
	65	110	3000	500	--	2000	--
E	45	77	3000	--	--	1000	--
	85	143	3000	500	--	2000	--
F	65	110	3000	--	--	1000	--
	95	160	3000	500	--	1000	--
G, H	--	38	Atmos.	300	--	--	--
	--	60	Atmos.	1500	--	--	--
J	85	143	3000	--	500	--	--
	105	177	3000	--	--	1000	1000

## Material y Equipo:

- Balanza granataria
- Agua potable
- Probeta de 500 ml
- Cemento Portland
- Licuadora de cuatro velocidades
- clase G
- Cronómetro
- Celda para curado, con capacidad de 3 cúbos
- Baño de curado, con controlador de temperatura constante
- Termómetro de mercurio, con un rango de 0 a 220°F (-18 a 104°C)
- Probador hidráulico de acuerdo a los requerimientos en la ASTM C-109
- Espátula
- Varilla de vidrio de 10 cm.

## Periodos de Curado.

El período de curado, es el tiempo que se obtiene desde que se sumerge la muestra de lechada de cemento en el baño a temperatura constante, hasta el momento en que se realice la prueba de resistencia a la compresión. El API ha establecido tiempos de curado de 8 y 24hr, de acuerdo a la clase de cemento empleado, con excepción de la clase de cemento J, que utiliza períodos de curado de 12hr, 24hr y 7días (4).

## Temperatura y Presión de Curado.

Se tienen los siguientes casos para la selección:

- a) Para temperaturas menores a 180°F (82°C).

Para el curado a presión atmosférica se recomiendan las siguientes temperaturas: 80, 100, 120, 140, 160 y 180°F (27, 38,

(4) Referencias al final.

49, 60, 71 y 82°C respectivamente); y para el curado a presión por arriba de la atmosférica y menores de 170°F (77°C) se deberá seguir la cédula 4S, como se indica en la tabla B.3

b) PARA temperaturas mayores de 180°F (82°C).

Para curar a temperaturas mayores de 180°F, se debe utilizar cualquiera de las siguientes cédulas: 6S, 8S, 9S ó 10S (tabla B.3), dependiendo de la profundidad de diseño.

c) Curado a presión atmosférica.

Quando el curado es por un tiempo menor de 24hr, los cubos de cemento fraguado se deben de remover del baño en aproximadamente 30min antes del tiempo a el cual serán probados (8 ó 12hr), y se sumergirán inmediatamente en agua a  $80 \pm 5^\circ\text{F}$  ( $27 \pm 3^\circ\text{C}$ ). Quando el curado es de 24hr o más tiempo, los cubos de cemento se deben remover del baño de 20 a 23hr después de que la lechada fué preparada y se regresarán los cubos al baño en donde permanecerán hasta aproximadamente 45min antes del tiempo a el cual serán probados. En este momento se sumergirán en agua a  $80 \pm 5^\circ\text{F}$  ( $27 \pm 3^\circ\text{C}$ ).

d) Curado arriba de la presión atmosférica.

Para este caso, la celda se sumergirá en agua a  $80 \pm 5^\circ\text{F}$  en la cámara de curado y su velocidad de aplicación de calor y presión se hará de acuerdo a las cédulas recomendadas en los dos primeros incisos (a y b). Tabla B.3.

**Procedimiento:**

1. Preparar la celda de curado de la siguiente manera:

El interior de la superficie de la celda y el contacto entre superficies de las tapas debe cubrirse con una capa delgada de grasa, así como también las superficies de contacto de cada una de las mitades de la celda, con el objeto de ha-

cer el empalme firme en el momento de ensamblarlas. El exceso de grasa provocado durante el ensamble, se debe de remover teniendo mayor importancia el de las esquinas. La celda se coloca sobre la tapa inferior ligeramente engrasada, también es necesario que la grasa se aplique en la línea de contacto exterior y la tapa.

2. Regular la temperatura del agua en el baño de curado a 60°C.
3. Preparar la lechada de cemento, de acuerdo a lo realizado en la práctica No.2 y vaciarla en la celda de la siguiente manera:

Llenar la celda hasta la mitad de la profundidad de la misma, en cada uno de los tres compartimentos. En este momento se procede a darle 25 golpes<sup>†</sup> uniformemente en cada uno de los cubos, con una varilla, a fin de que se eliminen las burbujas de aire que se forman durante el mezclado. A continuación se procede a llenar la celda completamente con la lechada de cemento y nuevamente se dan los 25 golpes con la varilla.

Se coloca la tapa superior y se aprietan las tuercas para su cierre. Revisar que no exista alguna fuga y untar grasa en la línea de contacto de la tapa superior y la celda.

4. Se sumerge la celda en el baño de curado por un período de 7:30 hr manteniendo la temperatura a 60°C constante. Se recomienda que el baño de curado se tape con una bolsa de plástico para evitar la evaporación del agua y así se asegure que la celda permanecerá todo el tiempo sumergida en el agua.
5. Transcurridas las 7:30hr, se saca la celda del baño de curado y se abre teniendo cuidado de no dañar los cubos de cemento fraguado. Inmediatamente después se meten en un baño de enfriamiento, durante un período de 30min, a una temperatura de 80±5°F (27±5°C).

<sup>†</sup> Recomendados por el API-PP-103.

6. Después de haber transcurrido los 30min de enfriamiento, se colocan en el probador hidráulico, aplicándoles una carga hasta el momento en que se fracturen. Estas lecturas se obtienen de la manera siguiente:

- a) Se ajusta la aguja que registra la máxima carga (de color rojo), con la aguja registradora de la carga (de color negra) a 0 lb.
- b) Se cierra la válvula de aceite que permite aplicar la carga del probador hidráulico sobre los cubos de cemento.
- c) Se comienza a aplicar la carga al cubo de cemento con la varilla del probador, en forma similar a como se acciona un gato hidráulico.

La velocidad de aplicación de carga para un cemento clase G debe ser de 4000 lb/min, en forma constante.

- d) Se deja de aplicar la carga hasta el momento en que se escuche el rompimiento del cubo de cemento y se toma la lectura de la máxima carga aplicada (registrada en la aguja roja).
- e) Se repiten los pasos del inciso "a" al "d" con las otras dos muestras de cemento.

#### Resultados:

Se calcula el promedio aritmético de las lecturas registradas en lb, y se procede a obtener la resistencia a la compresión en unidades de presión, de la siguiente manera:

$$P = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (1)$$

en donde:

P = Presión (lb/pg<sup>2</sup>)  
F = Fuerza (lb<sub>f</sub>)  
A = Area (pg<sup>2</sup>)

El Area de la superficie de aplicación de la carga es de 4pg<sup>2</sup> entonces se sustituyen los resultados en la ecuación (1), obteniéndose la resistencia a la compresión (P).

#### Análisis de Resultados:

La resistencia a la compresión en lb/pg<sup>2</sup>, medida a nivel laboratorio, debe cumplir con el valor requerido por el API, como se muestra en la tabla B.2, para cada clase de cemento empleado.

#### Conclusiones:

La resistencia a la compresión para una lechada de cemento pura, es una propiedad física que se utiliza para evaluar las normas de calidad con que fue hecho el cemento. Esto es de gran importancia, debido a que cada clase de cemento se utiliza a cierta profundidad establecida (ver práctica No.1.1), trabajando satisfactoriamente, en cambio, si se usa un cemento que no cumple con las normas de control de calidad marcadas por el API, tanto físicas como químicas, provocará serios problemas durante y después de la operación de cementación.

**TABLA D.3**  
**CÉDULAS DE PRUEBA PARA LA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN**

No. Cédula	Prof. ft	Presión <sup>1</sup> psi	Temperatura °F										
			Tiempo transcurrido desde la 1ª aplicación de Pres. y Temp										
			0:30	0:45	1:00	1:15	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00 <sup>2</sup>	
4S	6000	3000	116	120	124	128	131	137	147	155	162	170	(Esta cédula se utiliza para cementos clase D y E)
6S	10000	3000	133	140	154	161	167	180	192	205	218	230	(Esta cédula se utiliza para cementos clase D y F)
8S	14000	3000	153	189	210	216	223	236	250	263	277	290	(Esta cédula se utiliza para cementos clase E y J)
9S	16000	3000	164	206	248	254	260	272	284	296	308	320	(Esta cédula se utiliza para cementos clase F)
10S	18000	3000	174	227	277	302	307	315	324	333	341	350	(Esta cédula se utiliza para cementos clase J)

1. La presión se deberá aplicar tan rápido como el cóno de cemento sea colocado dentro de la cámara de curado y debe mantenerse dentro de un límite de presión de: 3000 ± 500 psi
2. La temperatura debe mantenerse dentro de una tolerancia de ± 3°F

**PRACTICA No. 1.9**  
**ADITIVOS Y SUS FUNCIONES**

**Objetivo:** Dar a conocer los diferentes tipos de aditivos químicos utilizados en la industria petrolera, para modificar las propiedades físicas de una lechada de cemento.

**Introducción:** Los cementos que se utilizan hoy en día en la cementación a pozos petroleros, requieren de aditivos químicos para proporcionarle propiedades especiales, como por ejemplo reducir la pérdida de fluido variar el tiempo de espesamiento, controlar la viscosidad y punto de cedencia, entre otras. Esto se debe a que conforme los yacimientos petroleros se encuentran a mayores profundidades, las condiciones de presión y temperatura tienden a aumentar, provocando que los diferentes tipos de cemento Portland API (expuestos en la práctica No.1.1), ya no trabajen satisfactoriamente al cumplir con sus funciones tales como fijar la tubería, evitar la migración de fluidos entre formaciones, proteger la tubería de revestimiento contra la corrosión de las aguas minerales de la superficie y electrólisis del exterior; además, con estos aditivos se controlan las propiedades de flujo de la lechada de cemento.

La mayoría de estos aditivos afectan a más de una propiedad física de la lechada de cemento; por consiguiente, el tipo y concentración de cada aditivo debe seleccionarse con cuidado basándose en pruebas de laboratorio en las que se simulen las condiciones de presión y temperatura del pozo a cementar. Generalmente la cantidad de aditivos a utilizar se expresan en porcentaje de

aditivo por peso de cemento, y su presentación es en estado sólido (en polvo). Los aditivos comerciales están clasificados por categorías, según la función que desempeñan dentro de la lechada de cemento, en la siguiente forma:

- A) Aceleradores de Fraguado.
- B) Retardadores de Fraguado.
- C) Aditivos para Incrementar la Densidad.
- D) Aditivos para Disminuir la Densidad.
- E) Controladores de Filtrado.
- F) Materiales para Controlar la Pérdida de Circulación.
- G) Reductores de Fricción.
- H) Aditivos Especiales.

#### Desarrollo:

##### A) Aceleradores de Fraguado.

Se utilizan en zonas donde existen temperaturas bajas en pozos someros o en pozos perforados en zonas frías, donde el cemento fragua lentamente. Para acelerar el fraguado y ahorrar tiempo de espera, se le agregan aceleradores de fraguado a la lechada de cemento. En general los componentes orgánicos retardan el fraguado del cemento y los componentes inorgánicos aceleran el fraguado del cemento.

##### B) Retardadores de Fraguado.

Se utilizan para retardar el tiempo bombeable de las lechadas de cemento. Varias teorías se han desarrollado para

explicar el mecanismo de los retardadores. El retardador probablemente modifica la velocidad de reacción del agua y el cemento por un proceso de absorción. Estos procesos son sensibles a la presión y temperatura. En general, un incremento en la temperatura resulta con menos absorción. Sin embargo, con temperatura constante e incrementando la concentración del retardador incrementa también la absorción.

Otro factor que afecta el comportamiento de los retardadores son otros aditivos mezclados en la lechada. Generalmente, los aditivos como reductores de fricción y reductores de pérdida de agua prolongan el tiempo bombeable en lechadas con teniendo aditivos retardadores. Efectos de este tipo son más prevaletientes a temperaturas de circulación de menos de 260 °F.

#### C) Aditivos para Incrementar la Densidad.

En tratamientos con altas temperaturas y presiones en pozos profundos es necesario, en la mayoría de los casos, utilizar un aditivo para aumentar la densidad de la lechada para contener altas presiones de la formación y mejorar el desplazamiento del lodo. El aditivo que se utilice debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- 1) Tener una densidad en el rango de 4.5 a 5.0 gr/cm<sup>3</sup>.
- 2) Tener requerimiento bajo de agua.
- 3) No reducir la resistencia a la compresión.
- 4) Tener un mínimo efecto en el tiempo bombeable de la lechada.
- 5) Debe ser químicamente inerte y compatible con otros aditivos.
- 6) No debe intervenir con los registros de pozos.

#### D) Aditivos para Disminuir la Densidad.

Las lechadas de cemento, cuando son preparadas con cemento clase A, B, G o H, si se agrega la cantidad de agua recomendada por el API (ver práctica No. I.2), tendrán densidades mayores de  $1.87 \text{ gr/cm}^3$ . En muchos casos las formaciones no soportan columnas grandes de lechadas con estas densidades; consecuentemente, se utilizan aditivos para aligerar las lechadas. La densidad de la lechada se puede reducir por tres caminos:

- 1) Al agregar materiales que requieren de agua adicional para su mezclado.
- 2) Al agregar materiales con densidades bajas y
- 3) Al agregar materiales con las propiedades mencionadas en los puntos anteriores.

#### E) Controladores de Filtrado.

Las funciones de los aditivos para controlar el filtrado en las lechadas son:

- 1) Para disminuir la deshidratación o la pérdida de agua (de la lechada), a zonas porosas.
- 2) Para proteger zonas sensibles.
- 3) Para mejorar las cementaciones Forzadas.

Estos aditivos permiten que la lechada se coloque con riesgos mínimos de fraguado prematuro, taponamiento y canalización debido a la pérdida de filtrado a la formación.

Sin embargo, si un aditivo provoca una sobre-retardación puede incrementar el tiempo de la pérdida de filtrado (tiempo de fraguado menos el tiempo de colocación), a un punto en

donde la hidratación ocurre hasta con baja pérdida de filtrado. En general es bueno tener un control del filtrado de 100 ml en 30min. (5)

#### F) Materiales para Controlar las Pérdidas de Circulación.

Los materiales para controlar una pérdida de circulación pueden dividirse básicamente en siete grupos:

- 1) Fibrosos.- las fibras forman un malla en la superficie de la formación con alta permeabilidad. Cuando penetran a la formación en canales y fracturas forman puentes o tapones.
- 2) Granular.- los granos de malla grande son aplicables dentro de fracturas, canales o Areas en donde existan irregularidades y forman puentes o tapones debido a:
  - i) el efecto de concentración que se forma cuando el lodo o lechada se pierde como filtrado,
  - ii) se encuentran restricciones más pequeñas que el material de malla grande o gruesa.
- 3) Laminado.- estos materiales son efectivos para sellar o re sellar fracturas angostas o como aditivo para controlar pérdida de filtrado.
- 4) Cementos de Fraguado Rápido.- estos materiales son lechadas de cemento con tiempos de fraguado muy corto. Es-tando la lechada todavía delgada o no muy viscosa, estas se bombean en la vecindad de la zona de pérdida de circulación. Estas fraguan durante el desplazamiento o inmediatamente después de entrar en la zona de pérdida de circulación.
- 5) Formulaciones de Fraguado Rápido.- estas formulaciones son

(5) Referencias al final.

lechadas delgadas o fluidos que forman materiales semisólidos cuando se mezclan con agua o fluidos de perforación que son base agua. Normalmente la mezcla se lleva a cabo dentro del pozo sea en la vecindad del agujero o dentro de la zona de pérdida.

- 6) Cementos Tixotrópicos.- estas lechadas son formuladas especialmente para que tengan una viscosidad baja cuando se están mezclando y desplazando. Sin embargo, la viscosidad se incrementa rápidamente cuando la lechada se deja de mover.
- 7) Aditivos ligeros.- la función principal de estos materiales es bajar la densidad de la lechada y así reducir la presión hidrostática en el pozo. La reducción de la densidad es generalmente por el requerimiento de agua.

#### G) Reductores de Fricción.

El uso de reductores de fricción se deben al amplio reconocimiento de que las lechadas en flujo turbulento resultan en remover mejor el lodo del pozo y obtener mejores resultados en las cementaciones. Los reductores de fricción actúan como dispersantes en las lechadas de cemento para reducir la viscosidad aparente de la lechada.

#### H) Aditivos Especiales.

Material	Uso
Arena Sílica y Arena Coarsica.	Para estabilizar el esfuerzo a la compresión y mantener un valor bajo de permeabilidad a altas temperaturas.

<b>Trazador Radioactivo</b>	Para localizar la cima del cemento y la trayectoria de la lechada de cemento en cementaciones forzadas.
<b>Fibras Sintéticas</b>	Para mejorar la resistencia y disminuir el fracturamiento del cemento fraguado cuando se perfora o se dispara.
<b>Antiespumantes</b>	Para evitar la formación de espuma durante el mezclado del cemento con el agua.
<b>Sulfato de Calcio</b>	Para formular composiciones tixotrópicas, expansivas y composiciones de cemento de fraguado rápido.
<b>Yeso</b>	Para formular cementos expansivos.

A continuación se presenta la Tabla 9.1 con algunos aditivos comerciales utilizadas por las compañías Halliburton (Howco), Dowell e Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

TABLA 9.1 ADITIVOS COMERCIALES UTILIZADOS EN LA CEMENTACION DE POZOS PETROLEROS.

Uso	Concentración % peso cento	Rango de Uso		Comerciales		
		Temp (PF)	Prof (ft)	Howco	Dowell	IMP
Aceleradores de Fraguado	1 a 4	40 - 120	0-6000	CaCl <sub>2</sub>	S-1	--
	1.5 a 5	50 - 120	0-6000	NaCl	LD-44	--
	5 a 90	40 - 80	0-1000	Cal-Seal	LD-44	--
	1 a 3	80 - 200	0-8000	Econolite	D-79	EC-301
Retardadores de Fraguado	.1 a 1.5	110-170	6000-12000	HR-4	DS-22	RC-303
	.1 a 1.5	110-210	6000-14000	HR-5	DS-13	RC-301
	.1 a 1.5	170-340	12000-20000	HR-12	DS-28	RC-302
Incrementar la densidad	requerida	80 - 500	0 - 30000	Hi-Dense # 3	D6-76	Hematita
Disminuir la densidad	.8 a 3	80 - 200	0 - 8000	Econolite	D-79	EC-301
Controladores de filtrado	.4 a 1.5	80 - 207	0 - 4267	Halad-9	D-112	RPA-302
	.4 a 2.5	125- 360	4000-20000	Halad-22A	D-60	RPA-303
	1 a 2	170- 320	6000-16000	Halad-14	D-59	RPA-305
	.2 a 1.5	80 - 125	0 - 8000	Halad-4	D-8	RPA-302
Controladores de pérdida de circulación	12.5-13 lb/ec	60 - 275	cualquiera	Gilsonita	--	--
	1 a 5.8 lb/ec	60 - 290	cualquiera	Tuf-Plug	--	--
Reductores de Fricción	.5 a 1.5	60 - 350	cualquiera	CFR-2	D-45 D-65	RF-301
Aditivos Especiales	35 a 50	Todas	cualquiera	SSA-1	DS-30	HS-301
	35 a 50	Todas	cualquiera	SSA-2		HS-302
	.2 a .25	Todas	cualquiera	D-Air-1	DS-46	AE-301

## PRACTICA No.10.

### MODIFICACION DE CEDULAS DE PRUEBA DE TIEMPO DE ESPESAMIENTO.

**Objetivo:** Describir el procedimiento a seguir para modificar una cédula de prueba de tiempo de espesamiento a las condiciones de Presión y Temperatura de un pozo en particular.

**Introducción:** A menudo, al momento de correr una prueba de tiempo bombeable o tiempo de espesamiento en laboratorio, nos damos cuenta de que la profundidad, temperatura y presión del pozo a cementar, no corresponden exactamente con los valores dados en las cédulas de prueba a seguir recomendadas por el API-RP-10B. Por tal motivo es necesario modificar las cédulas que más se acerquen, en un valor mayor y menor, a las condiciones del pozo (conociendo el tipo de operación, como se mencionó en la práctica No1.7) y ajustar una de ellas, con el objeto de obtener resultados más reales. En algunos casos, si se conoce el gradiente geotérmico de la región, se deberán utilizar aquellas cédulas que lo especifican, las cuales se reconocen por tener la letra "g" después del número que las identifica, por ejemplo: 6g, 7g; en caso contrario, existen cédulas que suponen este gradiente.

Para familiarizarnos con lo que es una cédula; a continuación se da una lista de la información que contiene y su presentación en el API-RP-10B. El procedimiento para modificarlas se dará con un ejemplo. La información es la siguiente:

- 1) Número de cédula
- 2) Profundidad y tipo de operación

- 2) Profundidad y tipo de operación  
(cementación de T.R., liner o forzada)
- 3) Condiciones supuestas de presión y temperatura  
en la superficie y fondo del agujero
- 4) Tiempo en el cual se alcanzan las condiciones  
finales de presión y temperatura en el fondo del  
agujero
- 5) Una tabla que contiene:
  - a. Tiempo, min.
  - b. Presión, psi o Kg/cm<sup>2</sup>.
  - c. Temperatura, °C o °F.

**SCHEDULE 8**

**14,000-ft (4270 m) Casing Cementing  
Well-Simulation Test**

**Field Conditions Assumed**

Surface Temperature:	80 F (27°C)
Surface Pressure:	1750 psi (12100 kPa)
Mud Density:	16 lb per gal (1.9 Kg/litre)
Bottom-hole Temperature:	206 F (97°C)
Bottom-hole Pressure:	13390 psi (93200 kPa)
Time to reach bottom:	52 min.

1 Time, min	2 Pressure, psi      kPa		3 Temperature, F      °C	
	0	1750	12100	80
2	2200	15200	85	29
4	2600	18000	90	32
6	3100	21400	95	35
8	3500	24100	99	37
10	4000	27600	104	40
12	4400	30300	109	43
14	4900	33800	114	46
16	5300	36500	119	48
18	5800	40000	124	51
20	6200	42700	128	53
22	6700	46200	133	56
24	7100	49000	138	59
26	7600	52400	143	62
28	8000	55200	148	64
30	8500	58600	153	67
32	8900	61400	158	70
34	9400	64800	162	72
36	9800	67600	167	75
38	10300	71000	172	78
40	10700	73800	177	81
42	11200	77200	182	83
44	11600	80000	187	86
46	12000	82700	191	88
48	12500	86200	196	91
50	12900	88900	201	94
52	13390	92300	206	97

Final temperature and pressure should be held constant to completion of test, within  $\pm 2$  F ( $\pm 1$  °C) and 100psi ( $\pm 700$  kPa), respectively.

### Procedimientos:

Ejemplo: La prueba de tiempo bombeable que se desea correr es para un pozo con una profundidad de 3100 m, una temperatura de diseño de 170 °F y el tipo de operación es la cementación de una T.R. con un gradiente geotérmico de formación de 1.3 F/100ft.

1. Seleccionar dos cédulas, en el API-RP-10B, que más se acerquen a la profundidad y temperatura del pozo; en el caso de que se conozca el gradiente geotérmico búsque en las cédulas que tengan asociadas la letra "g". Para este ejemplo se seleccionan las cédulas 6g y 7g.
2. Hacer una tabla en la que se presenten las condiciones finales de cada cédula, como se muestra a continuación:

No. de cédula	Profundidad (m)	Tiempo (min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)
6g	3,050	36	7,500	75
7g	3,660	44	10,200	92

3. Obtenga la diferencia de profundidades entre las dos cédulas y la diferencia de la profundidad deseada con la cédula de menor profundidad ( L<sub>2</sub>).

$$L_1 = \text{Prof. } 7g - \text{Prof. } 6g$$
$$L_1 = 3,660 - 3,050 = 610 \text{ m}$$

$$L_2 = \text{Prof. pozo} - \text{Prof. } 6g$$
$$L_2 = 3,100 - 3,050 = 50 \text{ m}$$

4. Determinar el factor de corrección,  $F_1$ , a partir de estas dos diferencias,  $L_1$  y  $L_2$ .

$$F_1 = \frac{L_2}{L_1}$$

$$F_1 = 50 / 610 = 0.0819$$

5. Obtenga las diferencias de tiempo, presión y temperatura de las cédulas seleccionadas y multiplíquelas por el factor de corrección  $F_1$ . El valor obtenido en cada uno, representa la corrección que hay que sumarle a las condiciones finales de la cédula de menor profundidad.

$$\Delta t \text{ min} = 44 - 36 = 8 \text{ min}$$

$$\Delta P \text{ psi} = 10,200 - 7,500 = 2,700 \text{ psi}$$

$$\Delta T \text{ }^\circ\text{C} = 92 - 75 = 17 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{Tiempo} = \Delta t \times F_1 = (8)(0.0819) = 0.6552 \text{ min}$$

$$\text{Presión} = \Delta P \times F_1 = (2,700)(0.0819) = 221.3 \text{ psi}$$

$$\text{Temperatura} = \Delta T \times F_1 = (17)(0.0819) = 1.3932 \text{ }^\circ\text{C}$$

6. Obtenga las condiciones finales de presión, temperatura y tiempo para la nueva cédula, sumando los valores obtenidos en el paso anterior a las condiciones finales de la cédula de menor profundidad, 6g.

$$\text{Presión final} = 221.3 + 7,500 = 7,721.3 \text{ psi}$$

$$\text{Temperatura final} = 1.39 + 75 = 76.39 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{Tiempo final} = 0.6552 + 36 = 36.6552 \text{ min}$$

7. Calcule los incrementos de presión  $P_2$  y de temperatura  $T_2$  necesarios para desarrollar la nueva cédula, de la siguiente manera:

$$P_2 = \text{Presión final} - \text{Presión inicial } 6g / \text{Tiempo final} \times 2$$

$$P_2 = 7,721.3 - 1,250 / 36.65 \times 2 = 353.09 \text{ psi}$$

$$T_2 = \text{Temp. final} - \text{Temp. inicial } 6g / \text{Tiempo final} \times 2$$

$$T_2 = 76.39 - 27 / 36.65 \times 2 = 2.69 \text{ }^\circ\text{C}$$

8. Con estos incrementos de presión ( $P_2$ ), y temperatura ( $T_2$ ) se desarrolla la cédula nueva 6g Mod, (Modificada), en donde los incrementos de tiempo seguirán siendo de 2 min y la presión y temperatura serán el resultado de la suma de los valores de la cédula 6g y los incrementos ya calculados en el paso anterior.

A continuación se presenta la cédula modificada, la cual se identifica como Cédula 6g Mod.

Cédula 6g Mod.  
(3,100 m Cementación de T.R.)

Tiempo (min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)
0	1250	27
2	1603	29.7
4	1956	32.4
6	2309	35.1
8	2662	37.8
10	3016	43.2
12	3369	43.2
14	3722	45.9
16	4075	48.6
18	4428	51.2
20	4781	53.9

continuación de la cédula.

Tiempo (min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)
36	7606	75.5
36.65	7721.3	76.39
22	5134	56.6
24	5488	59.3
26	5841	62.0
28	6194	64.7
30	6547	67.4
32	6900	70.4
34	7253	72.8
36	7606	75.5
36.65	7721.3	76.39

Observaciones:

Es importante que al momento de realizar la prueba de tiempo bombeable, a nivel laboratorio, se siga lo más cercano posible los incrementos de presión y temperatura a el tiempo indicado por la cédula. Esto se debe a que estos incrementos de presión y temperatura simulan las condiciones a las que estará sujeta la lechada durante su desplazamiento al pozo, y por tanto su velocidad de aplicación afecta considerablemente el tiempo que permanecerá fluida esta lechada de cemento.

**PRACTICA No. 1.11**  
**CALCULO DEL REQUERIMIENTO DE AGUA PARA UNA LECHADA**  
**DE DENSIDAD CONOCIDA**

**Objetivo:** Determinar el porcentaje de agua que debe emplearse por peso de cemento, en un diseño de lechada para obtener la densidad requerida.

**Introducción:** En el diseño de lechadas de cemento, una de las propiedades más importantes que debe cuidarse, es la densidad, ya que de esta depende la carga hidrostática que se ejerza sobre la formación del pozo a cementar y cuyo valor deberá conocerse antes de comenzar el diseño.

Una vez que se tienen seleccionados los aditivos requeridos y el porcentaje en que se utilizarán (por peso de cemento, generalmente), se puede comenzar con el balance de materia para calcular el requerimiento de agua que nos permita obtener la densidad requerida por cada saco de cemento (94 lb o 50 Kg por saco). Para iniciar con el balance, también es necesario conocer los requerimientos de agua adicional que necesita cada aditivo que se utilizará (ver tabla 11.1); así como también, se debe de conocer su factor de volumen absoluto (ver tabla 11.2).

El método que se usa para este cálculo se conoce como "método de volumen absoluto". Este término se refiere al volumen ocupado por un material sin incluir el espacio entre las partículas del mismo. Este método es adecuado ya que ese volumen de aire no contribuye en nada a el volumen total de la lechada de cemento y por consiguiente a su densidad.

El procedimiento de cálculo se explicará a través de un ejemplo. Cabe aclarar que el volumen absoluto es el recíproco de la densidad absoluta del material y el factor de volumen absoluto es el recíproco de la densidad relativa dividido por la densidad del agua a 20 °C (8.33 lb/gal, y 1.0 kg/lt ó 62.3 lb/ft<sup>3</sup>).

#### Desarrollo:

Se necesita conocer la cantidad en porcentaje de agua que debe emplearse por peso de cemento para tener una lechada con densidad de 1.93 gr/cm<sup>3</sup>.

#### Composición:

Cemento clase H	
SSA-1	40 %
SSA-2	25 %
HR-4	0.5 %

1. De los aditivos que están en el diseño, buscar en tablas de requerimiento de agua, cuáles de ellos necesitan agua adicional para su mezclado y la cantidad necesaria por saco de cemento (tabla 11.1).
2. De tablas de propiedades físicas del cemento y aditivos, obtener el factor de volumen absoluto de cada componente (tabla 11.2).
3. Hacer una tabla, como se muestra a continuación la cual debe incluir la masa, el factor de volumen absoluto y el volumen de cada componente de la lechada.

COMPOSICION	MASA (Kg)	FACTOR DE VOL. ABS. (L/Kg)	VOLUMEN (L)
Cemento	50.0	0.3185	15.925
SSA-1	20.0	0.3802	7.604
SSA-2	12.5	0.3802	4.752
HR-4	----	----	----
Agua	W	1.0000	W
	<u>82.5 + W</u>		<u>28.2815 + W</u>

4. De la definición de densidad, se plantea la siguiente ecuación la cual debe resolverse para W, que representa el peso del agua que deberá emplearse por cada saco de cemento (50 Kg).

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}}$$

$$\text{Densidad} = \frac{82.5 + W}{28.2815 + W}$$

y la densidad requerida es de 1.93 gr/cm<sup>3</sup>. Substituyendo:

$$1.93 = \frac{82.5 + W}{28.2815 + W}$$

resolviendo:

$$1.93(28.2815 + W) = 82.5 + W$$

$$54.58 + 1.93 W = 82.5 + W$$

$$1.93 W - W = 82.5 - 54.58$$

$$0.93 W = 27.92$$

$$W = 30.0 \text{ lt/sc.}$$

5. Con ese valor de W, se obtiene el peso total y volumen de lechada de cemento al utilizar un saco de cemento. A continuación se obtiene el porcentaje de cada componente por peso total de la lechada y el porcentaje de agua que se debe emplear por peso de cemento.

$$\begin{aligned} \text{Total de Masa} &= 82.5 + W \\ &= 82.5 + 30 \\ &= 112.5 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total de Volumen} &= 28.2815 + W \\ &= 28.2815 + 30 \\ &= 58.2815 \text{ lts.} \end{aligned}$$

$$\% \text{ Cemento} = \frac{50 \text{ Kg}}{112.5 \text{ Kg}} = 0.44$$

$$\% \text{ SSR-1} = \frac{20 \text{ Kg}}{112.5 \text{ Kg}} = 0.17$$

$$\% \text{ SSA-2} = \frac{12.5 \text{ Kg}}{112.5 \text{ Kg}} = 0.11$$

$$\% \text{ Agua} = \frac{30 \text{ Kg}}{112.5 \text{ Kg}} = 0.26$$

El porcentaje de agua por peso de cemento es:

$$\% \text{ Agua} = \frac{0.26}{0.44} \times 100$$

$$\text{Agua} = 59 \%$$

#### Observaciones:

El porcentaje de agua por peso de cemento calculado, deberá comprobarse a nivel laboratorio para obtener la densidad requerida. En el caso de que no se obtenga, se deberán de checar las operaciones teniendo mayor atención en los decimales con que se trabaje. También se deberán incluir aquellos aditivos que requieran de agua adicional para su mezclado, en algunos casos las compañías proveedoras de los aditivos indican el rango de porcentaje en el que sus aditivos deben de incluirse para el cálculo de requerimiento de agua en la preparación de la lechada de cemento.

**TABLA 11.1**  
**(Unidades Métricas)**  
**Requerimientos de Agua**

Material	Requerimiento de Agua
Cemento clase A y B	19.7 lt / 42.6 Kg sc.
Cemento clase C	23.85 lt / 42.6 Kg sc.
Cemento clase D y E	16.3 lt / 42.6 Kg sc.
Cemento clase G	18.9 lt / 42.6 Kg sc.
Cemento clase H	16.3 a 19.7 lt / 42.6 Kg sc
Atapulgita	Aprox. igual a Bentonita
Barita	10 lt / 45.5 Kg sc.
Bentonita	4.9 lt / 2 % en cemento
Cloruro de Calcio	Ninguna
Cal-Seal	18.2 lt / 45.5 Kg sc.
CFR-2	Ninguna
D-Air-1	Ninguna
Diacel A	Ninguna
Diacel D	12.5 - 28.0 lt / 10 % cetto
Gilsonita	7.6 lt / 22.7 Kg
Halad-9	Ninguna (hasta 0.5%)
Halad-14	1.5 a 1.9 lt / sc
Halad-22-A	Ninguna (hasta 0.5%)
	1.5 a 1.9 lt / sc más de .5%
Hi-Dense	1.4 lt / 45.4 Kg sc ó 3 % por peso de cemento
HR-4	Ninguna
HR-5	Ninguna
HR-7	Ninguna
HR-12	Ninguna
HR_15	Ninguna
HR-20	Ninguna
Arena Ottawa	Ninguna
SSA-1	6.1 lt / 35 % en cemento
SSA-2	Ninguna
Tuf-Plug	Ninguna

**TABLA 11.2**  
**(Unidades Métricas)**  
**Propiedades físicas de materiales cementantes y aditivos**

Material	Peso l bulto Kg/ m <sup>3</sup>	Gravedad Específica	Peso Abs.† lt.	Factor de Vol. Abs lt/kg
Cementos API	1506	3.14	42.6	0.3185
Bentonita	961	2.65	36.1	0.3776
Cloruro de Calcio**	903	1.96	26.7	-----
CFR-2***	689	1.30	17.7	-----
D-Air-1***	404	1.35	18.4	-----
Diacel-A**	966	2.62	35.7	-----
Diacel-D	268	2.10	28.6	0.4762
Flocele	240	1.42	-----	-----
Gilsonita	801	1.07	14.5	0.9346
Halad-9**	596	1.22	16.6	-----
Halad-14**	633	1.31	17.8	-----
Halad-22A**	376	1.32	16.3	-----
Hi-Dense	2995	5.02	68.3	0.1992
HR-4	561	1.56	21.1	-----
HR-5	615	1.41	18.6	-----
HR-7	481	1.30	17.7	-----
HR-12	372	1.22	16.6	-----
Arena Ottawa	1602	2.63	35.8	0.3802
SSA-1	1121	2.63	35.8	0.3802
SSA-2	1602	2.63	35.8	0.3802
Tuf-Plug	769	1.28	17.438	0.7813
Agua	1000	1.00	13.86	1.0000

† Equivalente a un saco de cemento de 94 lb en volumen.  
 \*\* Cuando se use en pesos del 5 % puede ser omitido de los cálculos sin error significativo.

## SECCION II

### PRACTICAS DE FRACTURAMIENTO

## PRACTICA No.II.1

### INTRODUCCION

**Objetivo:** El alumno identificara los principales materiales utilizados en la estimulación de pozos y los equipos de campo para efectuar tales operaciones.

**Introducción:** En la actualidad, la baja productividad o inyectividad de los pozos petroleros es tema de gran atención debido a la alta demanda de energeticos. Con la finalidad de satisfacer tal demanda, entre otros muchos esfuerzos que realiza la ingeniería petrolera mundial, se encuentra el encaminado a lograr incrementos en la productividad o inyectividad de los pozos, a través del empleo de los métodos de estimulación.

Los métodos de estimulación son procesos mediante los cuales se crean sistemas de canales conductivos, dentro de la formación, para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo o de este al yacimiento.

Desde el siglo pasado se crearon los métodos de estimulación, que principalmente consistieron en la inyección de ácidos al pozo. Posteriormente y como resultado de la continua investigación, se desarrolló la acidificación de la formación y su fracturamiento hidráulico.

La acidificación consiste en la inyección de un ácido a la formación, a bajos o altos gastos.

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección a alta presión de un fluido, llamado fluido

## ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

fracturante, que propicia el rompimiento de la formación hidráulicamente. Al fluido fracturante se le agregan partículas sólidas de determinadas características llamadas Agentes Sustentantes, cuya principal función es la de mantener abierta la fractura resultante después de liberar la presión.

Cuando la operación de fracturamiento ha terminado el fluido fracturante es desalojado a través del pozo mientras que el agente sustentante deberá permanecer en él durante su vida productiva. Debido a ello deberá realizarse una cuidadosa evaluación y selección del agente sustentante antes de ser incluido en un diseño de fracturamiento hidráulico.

En general la utilización de cualquiera de los métodos anteriormente citados depende principalmente del problema que pueda presentar el pozo y el tipo de formación.

### Desarrollo:

Se dará una plática en la que se haga un análisis objetivo de las muestras de fluidos, aditivos, sustentantes y los diferentes materiales utilizados en la estimulación de pozos.

También se contará con la exposición de diapositivas para dar a conocer el equipo empleado en tales operaciones presentando muestras tales como soluciones de ácido clorhídrico, surfactantes, inhibidores de corrosión, reductores de fricción, gelatinizantes, sustentantes y otros aditivos.

**PRACTICA No. II.2**  
**ESTADO DE ESFUERZOS EN EL SUBSUELO**

**Objetivo:** El alumno será capaz de correlacionar varios tipos de deformaciones geológicas con un determinado estado de esfuerzos del subsuelo.

**Introducción:** La geología ha reconstruido con gran éxito los acontecimientos que se encuentran tras la actual apariencia de muchos paisajes de la Tierra. Ha explicado muchas de las facetas observadas, tales como las montañas plegadas, las fracturas en la corteza y la existencia de grandes depósitos marinos sobre la superficie de los continentes. Todos estos factores están relacionados con la distribución de los mares y de los continentes, con la profundidad de las aguas, con los esfuerzos predominantes en la litósfera y con la Tectónica de placas.

Ya desde hace tiempo se han observado que las montañas, los volcanes y los terremotos no están distribuidos de una manera casual sobre la superficie del planeta, sino que se encuentran en zonas concretas y muy limitadas. La consideración de estos hechos, referentes a la inestabilidad de la corteza terrestre, ha hecho promover algunas hipótesis referentes a estas zonas. La teoría de la Tectónica de Placas, en la parte geométrica nos hace ver que la Litósfera, o capa más externa de la Tierra, está constituida por un número de placas rígidas. La parte cinemática de la teoría sostiene que las placas están en continuo movimiento relativo que se da por que dos placas se deslicen una junto a otra, o bien que ambas puedan llegar a

converger, en cuyo caso una de las dos se destruye.

Todo esto, tiene importancia desde el punto de vista de la ingeniería petrolera debido a que los yacimientos de hidrocarburos se encuentran atrapados bajo las diferentes estructuras formadas por estos tipos de movimientos; además en gran número de pozos petroleros, es necesario hacer tratamientos de fracturamiento para mejorar su productividad, para lo cual se necesita conocer el estado de esfuerzos a que están sometidas las formaciones en la región interior de cada pozo.

#### Material y Equipo:

Caja con frente de lucita y mampara móvil

Arena

Harina de sílice

#### Procedimiento:

1. Empacar arena intercalada con harina de sílice en la caja con frente de lucita, manteniendo la mampara en la parte media.
2. Una vez llena la caja a su nivel superior, se desplaza la mampara por medio del tornillo sin fin y la tuerca con que cuenta la caja para tal fin.
3. El desplazamiento se continúa hasta observar la falla de las capas de arena.

#### Resultados:

El alumno deberá presentar un informe escrito comentando los diferentes materiales y equipos usados.

#### Análisis de Resultados:

El informe mostrará una sección transversal de la caja, indicando los esfuerzos a que se sometió un elemento de arena, además se incluirán comentarios y conclusiones indicando la forma en la cual un estado aproximado de esfuerzos acompaña varios tipos de deformaciones geológicas.

En la figura II.2.1 se presentan las deformaciones más comúnmente encontradas en los yacimientos petrolíferos.

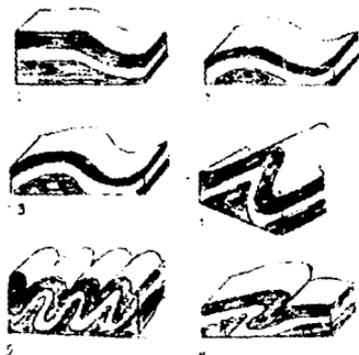


Fig. 11-24. (1) Monoclinal, (2) Anticlinal, (3) synclinal, (4) overturned, (5) Anticlinal, (6) complex  
 (1) Anticlinal, (2) synclinal, (3) Anticlinal, (4) overturned, (5) Folds recumbente, (6) Folds recumbente

**PRACTICA No. II.3**  
**ORIENTACION, PRESION Y GRADIENTE**

**Objetivo:** El alumno comprenderá el enunciado "Las fracturas se producirán a lo largo del plano normal al mínimo esfuerzo principal".

**Introducción:** La orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por tres esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cual han sido derivados. La industria petrolera ha aceptado como norma que una fractura hidráulica se inicia y se extiende perpendicularmente al esfuerzo compresivo principal mínimo de una formación. Además, la presión de fluido (P) necesaria, para la extensión de una fractura es también controlada por el valor del esfuerzo compresivo principal mínimo y las propiedades de la roca. Esto se observa en la siguiente ecuación:

$$P = T_{\min} + \Delta P$$

en donde:

- P - Presión del fluido en la fractura
- T<sub>min</sub> - Esfuerzo principal mínimo de la formación fracturada
- ΔP - Incremento de presión necesaria para extender la fractura

El incremento de presión, ΔP, depende de las propiedades mecánicas de la formación, viscosidad del fluido fracturante y longitud de la fractura. El

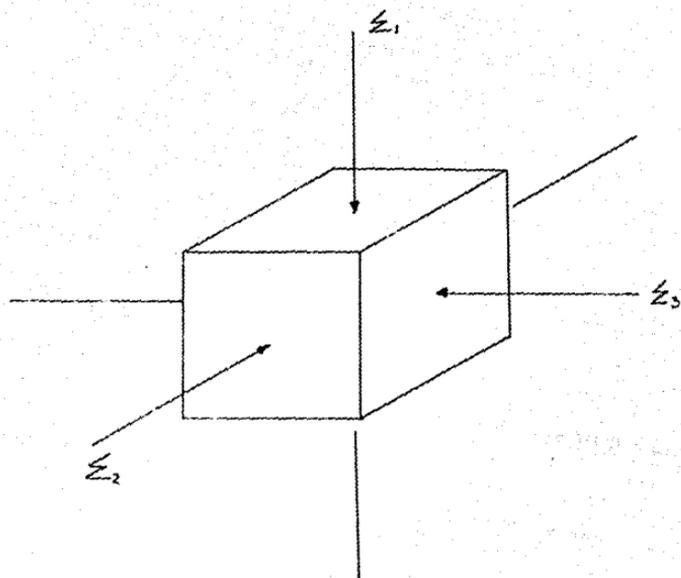


Fig.11.3.1 Estado de esfuerzos totales principales sobre un elemento de formación

esfuerzo principal mínimo,  $T_{\min}$ , depende de la historia geológica del Área y normalmente no se conoce antes del fracturamiento. La magnitud del  $P$ , en la mayoría de los yacimientos es pequeño comparado con  $T_{\min}$ . Las excepciones son las formaciones someras, menores de 305 m.

#### Equipo y material:

- Yeso
- Fluido fracturante
- Equipo de presión
- Placas con tensores

#### Procedimiento:

1. Fragar dos cilindros de yeso en el molde cilíndrico del equipo
2. Se somete un cilindro de yeso a un esfuerzo horizontal mediante unas placas con tensores. Con esto se produce que el mínimo esfuerzo sea en dirección horizontal.
3. A el otro cilindro de yeso se le ajustan abrazaderas con lo que se propicia que el mínimo esfuerzo sea en dirección vertical.
4. A continuación se conecta la bomba del equipo a la línea del cilindro y se proporciona inyección de fluido fracturante hasta llenar la línea aludida (purgando por el otro extremo).
5. Se cierra el extremo de la línea y se eleva la presión hasta producir la ruptura de la muestra.

## Resultados:

Se elabora un informe en el que se detallará el experimento, presentando el diagrama del equipo, el arreglo experimental de los cilindros de yeso y se incluirán esquemas del resultado experimental obtenido, a las presiones de fracturamiento.

**PRACTICA No. II.4**  
**COMPORTAMIENTO REOLOGICO DE UN FLUIDO FRACTURANTE**

**Objetivo:** El alumno determinará el comportamiento reológico de un fluido fracturante y calculará las constantes específicas de tal comportamiento.

**Introducción:** El fluido fracturante es un fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su fractura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura. Para que cumpla su función en forma óptima, el fluido fracturante debe contar con ciertas propiedades: desde el punto de vista reológico, debe permitir efectuar su inyección con bajas pérdidas de presión por fricción y su filtración a la formación debe ser mínima, a fin de confinarlo en su mayor parte dentro de la fractura; también se debe cuidar de que no flocule por efecto de temperatura y presión, que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad apropiada para permitir su bombeo.

Las propiedades reológicas se obtienen utilizando un viscosímetro Fann VG-35, que es de tipo rotacional. El fluido que se desea estudiar se coloca en el espacio anular entre dos cilindros coaxiales; el cilindro exterior o rotor se hace girar a diferentes velocidades. Debido al arrastre viscoso del fluido se genera un momento en el cilindro interior, el cual es balanceado por un cilindro helicoidal. La deflexión del resorte se lee en una carátula calibrada, que generalmente se encuentra en la parte superior del viscosímetro. La

gráfica de velocidad de corte contra el esfuerzo de corte permite trazar una curva, cuyas características proporcionan información del tipo reológico del fluido en estudio y permitirá calcular las constantes reológicas de dicho fluido.

#### Materiales y Equipo:

- Fluidos fracturantes
- Equipo de mezclado
- Viscosímetro Fann VG-35 equipado
- Vasos de precipitado de 500 ml
- Dos probetas de 25 ml
- Papel milimétrico y log-log
- Baño de agua con controlador de Temperatura

#### Procedimiento:

1. Preparar 500 cm<sup>3</sup> del fluido fracturante por estudiar.
2. Para llenar el vaso metálico, se requiere que tanto el fluido de prueba como el vaso metálico, el rotor y cilindro fijo del viscosímetro se hayan calentado a la temperatura programada. El rotor y el cilindro fijo deben calentarse sumergiéndolos en un baño de agua a la temperatura de 80 °C; mientras que el fluido fracturante se calentará con una camisa de calentamiento.
3. Posteriormente, se sacan rápidamente las partes que hayan sido calentadas con agua y se colocan en el viscosímetro.
4. La muestra de fluido de prueba debe colocarse inmediatamente en el vaso metálico y con el motor girando a 3 rpm, debe elevarse hasta que el nivel del líquido coincida con la línea indicada en el rotor. Es necesario cuidar que el espacio anular entre el

el rotor y el cilindro fijo quede inundado completamente por el fluido de prueba. La rotación a 3 rpm se prolonga durante 2 min.

5. Deben obtenerse lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm. La lectura inicial a 600 rpm debe tomarse después de 60 seg de rotación continua. Los cambios a velocidades inferiores deben realizarse en intervalos de tiempo de 20 seg y las lecturas deben tomarse precisamente antes de cambiar a la velocidad inmediata inferior.

#### Resultados:

Se presentará un informe que incluya:

- a) Especificación de fluido fracturante y aditivos.
- b) Temperatura a la que se realizó la medición.
- c) Tabla presentando: Velocidad de corte contra la lectura del viscosímetro.
- d) Diagramas reológicos (gráfica en papel milimétrico y logarítmico).
- e) Justificación de la selección que se haga sobre el comportamiento reológico del fluido y cálculo de los parámetros reológicos correspondientes.
- f) Comentarios y conclusiones de la práctica.

#### Análisis de Resultados:

Los datos obtenidos se grafican en papel milimétrico, colo-

cando como ordenada al esfuerzo de corte, en lb/ft<sup>2</sup>, igual a:

$$\text{Esfuerzo lb/ft}^2 = \frac{\text{Lectura Viscosímetro}}{100} \times N$$

donde N - es el factor de extensión del rango del resorte (Generalmente N=1)

y en el eje de las abscisas la velocidad de corte, en seg<sup>-1</sup>. Para esto se utilizará la siguiente tabla de transformación:

Velocidad (rpm)	Velocidad de Corte (seg <sup>-1</sup> )
600	1 022.0
300	511.0
200	340.0
100	170.0
6	10.2
3	5.1

En la misma forma, los datos se grafican en papel logarítmico

Analizando las curvas trazadas se selecciona aquella para la cual un mayor número de puntos se ajustan a una línea recta.

- a) Si el mayor número de puntos que se ajustan para dar una línea recta corresponden a la curva trazada en papel milimétrico, el fluido se clasificará como Newtoniano o como plástico de Bingham.

El primer caso se presentará cuando la recta parte del origen del sistema; el segundo, cuando empieza con algún valor en su ordenada al origen. Los parámetros para definir tal comportamiento se determinan en la forma siguiente:

$$\mu \text{ (cp)} = N \text{ (lectura a 300 rpm - Lectura a 200 rpm)}$$

$$= \text{Pendiente de la recta}$$

$$Y_p \text{ (lb/ft}^2\text{)} = N \text{ (lectura a 300 rpm)} - \frac{\mu}{100}$$

$$= \text{Ordenada al origen}$$

b) En el caso de que el mayor número de puntos se ajusten a una línea recta trazada en papel logarítmico, el fluido se caracteriza como No-Newtoniano, determinándose los siguientes parámetros:

$$n' \text{ (adim)} = 3.32 \log \left[ \frac{\text{Lectura a 300 rpm}}{\text{Lectura a 200 rpm}} \right]$$

$$= \text{ordenada al origen}$$

$$k' \text{ (lb-seg}^{-1}\text{/ft}^2\text{)} = \frac{N \text{ (Lectura a 300 rpm)}}{100 (479) n'}$$

= intersección de la curva de flujo a una velocidad de corte unitaria

**PRACTICA No. 11.5**  
**DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO**

**Objetivo:** El alumno deberá comprender claramente el concepto de coeficiente de pérdida de un fluido fracturante; determinará los casos en que sea necesario utilizar aditivos reductores de pérdida y calculará el coeficiente aludido para un fluido fracturante y la pérdida inicial.

**Introducción:** Como las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se reflejan solo a través del coeficiente de pérdida de filtrado, debe establecerse un procedimiento para determinar el valor de este factor para cualquier tipo de fluido fracturante.

En un sistema de flujo dado el coeficiente depende de las características del fluido fracturante usado, y de las características de la roca y fluidos del yacimiento. Un coeficiente bajo significa una fractura mayor para un gasto de inyección y un volumen dados. El coeficiente de pérdida define los tres tipos de mecanismos de flujo lineal que se encuentran al fracturar una formación, estos son:

- a) La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa (Cv).
- b) La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos del yacimiento y a los efectos de compresibilidad de la formación generados al ser desplazados

los fluidos de la cara de la fractura (Cc).

- c) La resistencia que ofrece el enjere formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura (Cw).

El valor de los dos primeros coeficientes (Cv y Cc) pueden calcularse a partir de las propiedades del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante, usando fórmulas ya conocidas<sup>(6)</sup>. El tercer coeficiente (Cw), debe determinarse experimentalmente, ya que su valor depende de los aditivos de pérdida de fluido utilizados, y es el que se determinará en esta práctica.

#### Materiales y Equipo:

- Fluido fracturante
- Cilindro de Nitrógeno con regulador de presión
- Aditivos reductores de pérdida de fluido para fluidos fracturantes
- Termómetro bimetalico de 0 a 320 °F
- Filtro-prensa Baroid
- Papel filtro Baroid (Estándar)
- Desecador
- Seis probetas de 25 ml
- Cronómetro

#### Procedimiento:

1. El fluido fracturante, previamente preparado sin aditivo reductor de pérdida de agua, se vierte en la celda de filtro-

(6) Referencias al final del trabajo.

-prensa estando esta invertida, es decir, la parte superior de la celda conteniendo al fluido con la válvula cerrada y a la temperatura programada, generalmente de 80 °F

2. Se colocan los aditamentos O'ring, tapa y papel filtro y se cierra la celda.
3. Con precaución se invierte la celda y se agita manualmente dos veces para asegurar una mezcla homogénea.
4. Colocar la celda en posición de prueba, introduciéndola en la chaqueta de calentamiento del filtro-prensa, y cerrar la válvula superior.
5. Conectar la fuente de presión en el extremo superior y abrir la válvula lentamente (sin exceder de 20 seg) aplicando una presión de 1000 lb/pg<sup>2</sup>.
6. Abrir la válvula inferior o de descarga registrando simultáneamente los cm<sup>3</sup> de filtrado inicial, a los 1, 4, 9, 16, 25 y 36 min en cada una de las probetas, después de los 36 min se libera la presión cerrando la fuente, se remueve el filtro-prensa y se limpia el equipo.
7. Repetir la prueba utilizando el fluido fracturante preparado con el aditivo reductor de pérdida de fluido.

#### Resultados:

El valor del coeficiente  $C_w$  se determina, junto con el de pérdida inicial de fluido si se grafica la pérdida de fluido acumulativa contra la raíz cuadrada del tiempo, de donde se obtiene una recta cuya pendiente determina el valor de  $C_w$ . Si la recta se extrapola hacia atrás, su ordenada al origen es la pérdi-

da inicial del fluido. Las unidades generalmente usadas para Cv, Cc y Cw son ft/min<sup>4</sup>.

Finalmente se calcula el coeficiente experimental de pérdida de fluido con la siguiente expresión:

$$C_w = \frac{0.0164 \text{ m}}{A_f} \frac{\text{ft}}{\text{min}^4}$$

donde: Cw; Coeficiente de pérdida de fluido  
m; es la pendiente de la recta en cm<sup>3</sup>/min<sup>4</sup>  
A<sub>f</sub>; es el área del papel filtro utilizado  
en cm<sup>2</sup>

La ordenada al origen es la pérdida inicial, V<sub>sp</sub>, en cm<sup>3</sup>.

#### Análisis de resultados:

En un tratamiento de fracturamiento, los tres mecanismos mencionados de flujo lineal dentro de la fractura, actúan simultáneamente, en tal forma que la combinación de los mismos se complementan para incrementar la efectividad del fluido. Sin embargo la ecuación (7) en que se utiliza este concepto, para el cálculo del Área de la fractura, considera aisladamente cada mecanismo; por lo que se selecciona, como coeficiente total del fluido fracturante, Ctff, el menor valor obtenido de los tres (8). En el caso de no disponer de datos suficientes para calcular los coeficientes Cv y Cc, el valor que se considera es el determinado experimentalmente.

(7) y (8) Referencias al final.

**PRACTICA No. II.6**  
**PROPIEDADES DE SUSPENSION DE ARENA**

**Objetivos:** El alumno podrá determinar las propiedades de suspensión de arena en un fluido fracturante.

**Introducción:** Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se utilizan generalmente son arena de sílice, fragmentos de cascara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se "arene" el pozo.

Durante esta operación la sedimentación de los agentes sustentantes puede ocurrir en la fractura o bien en el pozo, al momento de suspender el bombeo o cuando la velocidad de inyección durante este proceso es muy baja. Cuando el fracturamiento ha sido concluido, la parte superior de la fractura queda sin apuntalar en la mayoría de los casos y este fenómeno reduce el potencial de estimulación de los pozos; por lo tanto, es necesario asegurar que un mayor volumen de la fractura quede sustentado. Para esto, resulta necesario conocer la velocidad con que las partículas tenderán a ir hacia el fondo de la fractura.

#### Materiales y Equipo:

- Arena
- Fluido fracturante
- Probeta transparente de 1.25 pg de diámetro y 1 ft de longitud mínima, de fondo plano
- Cronómetro
- Varilla de agitación
- Malla 20 y 25 U.S.
- Agitador de 1/4" de diam.

#### Procedimiento:

1. El fluido fracturante se vierte en la probeta con un tirante mínimo de 1 ft.
2. Al cabo de cinco minutos de reposo la arena se deposita en el fluido. Para esto se moja previamente un agitador de 1/4 de pulgada de diámetro en el líquido de prueba y se introduce en la arena.
3. Se colocan unos cuantos granos de arena, adheridos a la varilla en la superficie del fluido (la arena puede ser cubierta con pintura de aluminio para hacerla más visible y deberá tener una redondez Krumbein mayor de 0.7, el 100% de la arena debe pasar la malla 20 U.S. y retenerse en la malla 25 U.S.).
4. El tiempo de caída al fondo del recipiente se registrará como el tiempo de la colocación de la arena en la superficie del líquido y el contacto observado de la arena con el fondo del cilindro.
5. Esta prueba se efectúa cinco veces.

#### Resultados:

De la prueba solo se obtienen cinco resultados del tiempo de caída de la arena en una longitud de un pie del fluido fracturante. La velocidad de caída de la arena será el promedio aritmético de las cinco lecturas registradas durante la práctica.

#### Análisis de resultados:

La importancia de esta práctica se debe a que la propiedad de suspensión de la arena en un fluido fracturante, influye en las dimensiones de la fractura sustentada durante su formación a condiciones dinámicas, es decir, su penetración y amplitud durante el tratamiento, lo cual se debe al asentamiento del sustentante en la fractura.

**PRACTICA No. II.7**  
**DETERMINACION DEL TAMAÑO DE UN AGENTE SUSTENTANTE**

**Objetivo:** El alumno determinará el tamaño de un agente sustentante.

**Introducción:** Uno de los aspectos importantes en el diseño óptimo de un fracturamiento, radica en la selección del tamaño del agente sustentante, el cual debe ser de fácil manejo y colocación dentro de la fractura.

La importancia de su tamaño radica en que influye en las dimensiones finales de la fractura y en su capacidad de flujo ya que cuanto mayor sea su tamaño, mayor será la capacidad de flujo que proporcionara a la fractura. Los tamaños de agente sustentante más comúnmente usados (en arenas) son los de malla 20-40 U.S. Mesh, sin embargo también se usan los tamaños 6/12, 12/20, 40/70, 8/16, 16/30, 30/50 y 10/140.

La determinación del tamaño de las partículas de sustentante se efectúa utilizando el método de cribado. Este método consiste en separar las partículas haciéndolas pasar a través de mallas; para ello, se usan mallas especificadas por las normas de la ASTM E-11. Estas mallas se identifican por medio de números los cuales indican la cantidad de hilos por pulgada lineal que forman la malla, de tal manera que una malla No.4 tendrá solo cuatro hilos en una pulgada de longitud, mientras que un malla No.150 tendrá ciento cincuenta hilos en la misma longitud.

Tomando en cuenta lo anterior se puede uno percatar que las aperturas en una malla No.4 serán mayores que en una malla No.150, por este motivo, las mallas con menor número se colocarán siempre en la parte superior.

#### Materiales y Equipo:

- Muestras de sustentante
- Balanza analítica
- Juego de mallas U.S. estándar
- Vibrador
- Estufa

#### Procedimiento:

1. Se seca una muestra representativa del sustentante por estudiar en una estufa durante una hora a la temperatura de 100 °C.
2. Se pesan 100 gr<sup>3</sup> de la muestra seca y se hacen pasar por un conjunto de tamices colocados en un vibrador, la de menor número deberá colocarse en la parte superior.
3. Se efectúa la operación de cibrado durante media hora y se determina el peso de cada fracción retenida en cada tamiz. La suma de estos pesos debe ser la original de la muestra.

Recomendada por el API RP-56, Procedures for Testing Frac

Sand.

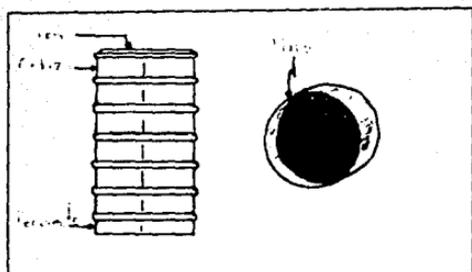
#### Resultados:

Los resultados se reportan en forma tabular, colocando en la primera columna dos números correspondientes al tamaño de las mallas. El primero con signo negativo, el cual indicará que pasan tal tamaño de malla, el segundo con signo positivo, el cual significa que las partículas quedan retenidas en tal tamaño de malla. La columna No.2 corresponde al peso retenido en la malla, la tercera columna al porcentaje en peso retenido, la cuarta al por ciento acumulativo retenido y la última, al diámetro promedio de las dos mallas.

#### Análisis de resultados:

Para determinar el tamaño de dicha muestra se sigue el siguiente criterio:

- a) Sustentante 4/8 será cuando el 100% pasa la malla 4, el 10% como máximo pasa la número 8 y 0% la 16.
- b) El sustentante será malla 8/12 si el 100% pasa la malla 6, el 98% pasa la número 8, el 10% mínimo pasa la número 12 y 0% pasa la número 20.
- c) El sustentante será malla 10/20 si el 100% pasa la malla 8, el 98% pasa la 10, el 10% máximo pasa la 20 y 0% pasa la 30.
- d) El sustentante será 20/40 si el 100% pasa la malla número 16, el 98% pasa la 20, el 70% pasa la 30 y el 5% máximo pasa la 40.
- e) Finalmente el sustentante será malla 40/60 si el 100% pasa la malla 30, el 90% pasa la 40, el 10% máximo la 60 y el 0% la 70.



Después de utilizar para determinar el tamaño de gramo de una muestra de 100 g, el tamiz se frota

Malla No.	Alteza mm	Tamaño medio al pasar mm
4	476	476
6	250	250
8	200	175
10	150	140
12	125	118
14	100	90
16	75	70
18	60	55
20	45	42
25	30	28
30	25	23
35	20	18
40	15	14

## PRACTICA No. II.B

### DETRMINACION DE LA REDONDEZ Y ESFERICIDAD DE UNA PARTICULA DE AGENTE SUSTENTANTE

**Objetivo:** El alumno será capaz de seleccionar agentes sustentantes en cuanto a su forma.

**Introducción:** Otro de los aspectos importantes en la selección de un agente sustentante (a parte de su tamaño, resistencia a la compresión y densidad), es su forma, la cual consiste en estimar la esfericidad y redondez de las partículas. La importancia se debe a que de ellas depende la mayor conductividad que ofrezcan al quedar empacadas entre las caras de la formación.

La redondez es la relación entre el radio promedio de aristas y el radio máximo de un círculo inscrito en la partícula. Un valor aceptado para la redondez es de 0.6 o mayor. La esfericidad es la relación del área superficial de la partícula y el área de una esfera del mismo volumen. Un valor aceptado para la esfericidad es de 0.6 o mayor. El método para determinar la redondez y esfericidad es por comparación visual con el diagrama de Krumbein, puesto que, de acuerdo a la definición de redondez y esfericidad, sería muy laborioso y tardado hacer la determinación en forma directa.

#### Material y Equipo:

- Agente sustentante
- Lupa con aumento de 10X
- Gráfica Krumbein

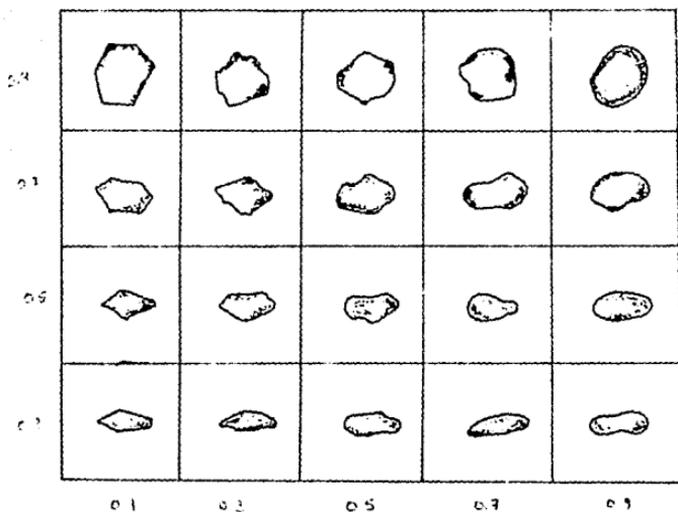
#### Procedimiento:

1. Obtener cincuenta partículas de la muestra de sustentante al azar y compararlas, cada una, con las imágenes de la gráfica Krumbein.
2. Anotar los valores leídos de esfericidad y redondez.

#### Resultados y Análisis de resultados:

Los valores asignados de redondez y esfericidad de una partícula, varían cuando diferentes observadores hacen la estimación. Este efecto se ha estudiado estadísticamente y aunque la estimación de la redondez y la esfericidad de una partícula individual puede variar significativamente, valores promedio basados en cincuenta o más partículas tienden a ser similares debido a la compensación existente de los errores.

Se tomará como valor más representativo de redondez y esfericidad de la muestra, a aquel que tenga una notable frecuencia de aparición en comparación con los demás. En el caso de no tener un valor de redondez y esfericidad bien definidos, se tomará como valores representativos de la muestra los porcentajes orientes a los valores medios de las distribuciones obtenidas.



R E S U L T A D O

Se muestra 4 po. para determinar la rotación y coloración de un objeto en un campo de visión.

### **PRACTICA No.II.9**

#### **DETERMINACION DE LA CONDUCTIVIDAD DE UNA FRACTURA EMPACADA CON AGENTE SUSTENTANTE**

**Objetivo:** El alumno comprenderá el concepto de conductividad de una fractura empacada con agente sustentante.

**Introducción:** El sustentante colocado en la fractura proporcionará y mantendrá, como ya se mencionó en las prácticas anteriores de esta sección II, un conducto altamente permeable para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Sin embargo la conductividad de una fractura es muy difícil de predecir, debido a que es una función que depende de las heterogeneidades presentes en las características del agente sustentante y de su distribución dentro de ella.

Por la dificultad de predecir la conductividad, se ha tratado de medirla usando núcleos de la formación que se montan en un equipo de laboratorio. El método consiste en desplazar un fluido a través de una fractura simulada, previamente empacada con el material sustentante de prueba a diferentes gastos y a una presión de desplazamiento baja y constante, la fractura empacada se encuentra sometida a una presión de sobrecarga que se va a ir incrementando hasta una máxima. Para cada presión de sobrecarga que se registre se van tomando lecturas de gasto, cuando este se haya estabilizado y se registran las caídas de presión entre la entrada y la salida del empaque.

Con los resultados de esta prueba se obtiene la conductividad de flujo de la fractura, la cual está definida por el producto de la permeabilidad de la fractura multiplicada por su amplitud. Además, permite seleccionar el sustentante que proporcione la mayor capacidad de flujo. En caso de carecer de los medios requeridos para su evaluación experimental, se puede obtener este parámetro mediante correlaciones, como las presentadas por Dunlap<sup>9</sup> o Raymond<sup>10</sup>.

#### Materiales y Equipo:

- Agente sustentante
- Placas de plomo
- Agua destilada
- Equipo de conductividad
- Bomba de vacío
- Cronómetro
- Probetas de 50 ml
- Manga de hule

#### Procedimiento:

1. Empacar el agente sustentante entre las caras paralelas de los cilindros de plomo cortados longitudinalmente, para simular una fractura de 0.5 cm de amplitud (en este caso los cilindros de plomo simulan los núcleos de la formación).
2. Montar el empaque en una manga de hule en cuyos extremos se colocan las tapas del equipo.

<sup>9</sup> y <sup>10</sup> Referencias al final.

3. El núcleo así preparado se pone en el portamuestras del equipo (figura II.9.1).
4. Se aplica una presión hidráulica de confinamiento de 25 Kg/cm<sup>2</sup> y se inyecta al empaque agua destilada a una presión conveniente, procurando que el flujo sea laminar.
5. Con los datos de presión diferencial y gasto de agua se calcula la conductividad de la fractura sustentada utilizando la ecuación de Darcy. La inyección de agua se continúa hasta alcanzar una conductividad de equilibrio.

#### Resultados:

La conductividad de la fractura está definida como el producto de la permeabilidad en la fractura (Kf), por su amplitud (W). Para su cálculo se usa la ecuación de Darcy en la siguiente forma:

$$WK_f(\text{Darcy-m}) = \frac{q(\text{m}^3/\text{seg}) \mu(\text{poise}) L(\text{cm})}{P(\text{Atm}) H(\text{cm})}$$

en donde:

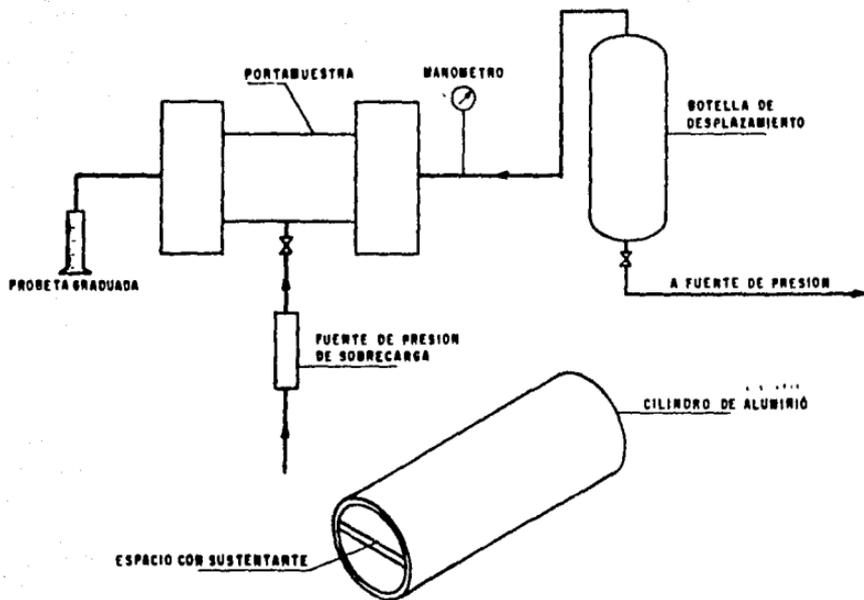
- WKf- Conductividad de la fractura
- q- Gasto del fluido de inyección
- $\mu$ - Viscosidad del fluido de inyección
- L- Longitud de la fractura empacada
- P- Presión diferencial en la fractura
- H- Altura de la fractura

#### Análisis de Resultados:

La conductividad de la fractura (WKf), depende de los siguientes factores:

1. Tipo y tamaño de sustentante
2. Distribución y concentración del sustentante en la fractura
3. Esfuerzo de cierre de la fractura
4. Incrustación del agente sustentante en la formación
5. Obturamiento al flujo por residuos del fluido fracturante

Por consiguiente, esta prueba de laboratorio sirve también para determinar el agente sustentante más adecuado para crear el conducto con la más alta capacidad de flujo del yacimiento al pozo sin perder de vista que solo una parte de la fractura creada queda sustentada.



**Fig. 191.- DIAGRAMA DEL EQUIPO PARA LA DETERMINACION DE LA CONDUCTIVIDAD DE UNA FRACTURA SUSTENTADA.**

### SECCION III

## PRACTICAS DE ESTIMULACION

**PRACTICA No.III.1**  
**ESTIMULACION QUIMICA DE FORMACIONES DAÑADAS**  
**(EFECTO DE BLOQUEO DE AGUA EN UN MEDIO POROSO)**

**Objetivo:** El alumno será capaz de comprender el efecto de un bloqueo de agua en un medio poroso.

**Introducción:** Generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas, siendo el daño la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción. El daño puede variar desde una pequeña pérdida de la permeabilidad, hasta el bloqueo total de las zonas productoras.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación. La invasión de fluidos base agua, conocida como "bloqueo de agua", propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, la cual se traduce en una mayor restricción al flujo del aceite del yacimiento al pozo. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su forma propicia una mayor área

mojada por agua, incrementando la adsorción de esta a las paredes de los poros.

#### Material y Equipo:

- Agua: Salmuera al 5% de cloruro de sodio
- Arena: La arena puede ser Ottawa malla 125 limpia y seca
- Aceite: Cualquier tipo de aceite crudo
- Tubos de separación
- Pinzas de laboratorio
- Soporte Universal

#### Procedimiento:

1. El procedimiento consiste en saturar arena con agua salada, vertiendola simultáneamente, en el tubo de separación (ver figura III.1.1).
2. A continuación, con la válvula cerrada, se vierte agua hasta llenar el tubo de separación.
3. Se abre la válvula propiciando el libre flujo de agua a través del medio poroso, hasta la marca del tubo de separación.
4. Enseguida, se vierte aceite hasta llenar el recipiente, se abre nuevamente la válvula y se observa la suspensión del flujo en el momento de entrar en contacto el aceite con el medio poroso saturado de agua. Este efecto se debe precisamente al bloqueo de agua el cual impide el flujo de aceite a través del empaque de arena.

#### Resultados:

Se debe entregar un informe de las observaciones efectuadas, determinando el por ciento de reducción del gasto de aceite con respecto al del agua.

#### Análisis de Resultados:

El resultado que se obtiene de esta práctica es cualitativo, sin embargo, cuando este efecto se presenta en el pozo reduce notablemente su producción. Generalmente el bloqueo por agua puede prevenirse mediante la adición, a todos los fluidos inyectados al pozo, de 0.1 a 0.2% en volumen de un surfactante<sup>#7</sup> seleccionado para reducir la tensión superficial o interfacial y prevenir el desarrollo de emulsiones.

# Surfactante o agente activo de superficie, son productos químicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de fluidos hacia la pared del pozo.

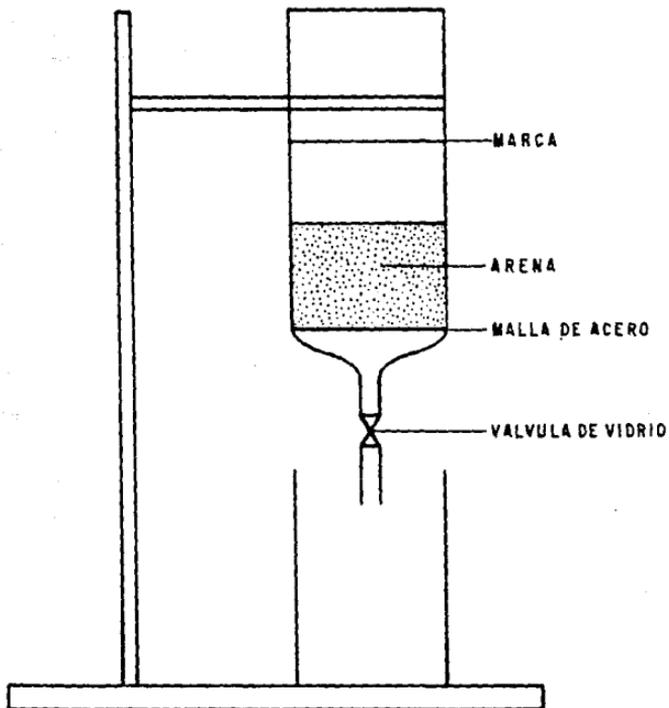


Fig. 11- EQUIPO PARA LA OBSERVACION DEL BLOQUEO DE AGUA

## PRACTICA No. III.2

### DADO A LA FORMACION

#### (DETERMINACION DE LA TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL ENTRE SISTEMAS DE ESTIMULACION Y ACEITES DE FORMACION)

**Objetivo:** El alumno será capaz de determinar la tensión superficial e interfacial entre sistemas de estimulación y aceites de formación y calculará el efecto de surfactantes en el sistema.

**Introducción:** La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En un recipiente conteniendo un líquido las moléculas ejercen una atracción mutua una con otra, siendo esta fuerza una combinación de las fuerzas de Van Der Waals y las fuerzas electrostáticas. La fuerza resultante está balanceada dentro del seno del líquido; sin embargo, en la superficie estas no están balanceadas, dando lugar al desarrollo de una fuerza perpendicular a la superficie del líquido, tal como se muestra en la figura III.2.1. Esta fuerza será mayor mientras mayores sean las fuerzas de atracción entre las moléculas del líquido, y si se deseara romper esta superficie se tendría que realizar un trabajo por unidad de Área. Este trabajo se denomina "tensión superficial".

Para medir la tensión superficial se usan varios procedimientos, de los cuales el más ampliamente utilizado es el método Du Nouy, el cual se basa en la medición de la fuerza requerida para desprender un arillo de la superficie de un líquido (tensión superficial), o de la interfase entre dos líquidos

(tensión interfacial); sus unidades generalmente se dan en dina/cm. El valor de la tensión superficial es específico para cada líquido y depende de la temperatura.

Por otra parte, los surfactantes son productos químicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de fluidos hacia la pared del pozo y, por consiguiente, es importante su consideración en la terminación, reparación y estimulación de pozos. Estos tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con un gas, adsorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas; también pueden disminuir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles, adsorbiéndose en las interfaces entre los líquidos. Además de reducir la tensión interfacial pueden cambiar los ángulos de contacto, adsorbiéndose en las interfaces entre un líquido y sólidos.

#### Materiales y Equipos:

- Surfactantes y agua destilada
- Aceites crudos
- Probetas de 50 ml
- Pipetas de 50 ml
- Tensiómetro Du Nouy

#### Procedimientos:

1. Lavar el equipo Du Nouy con agua destilada.

2. Llenar el recipiente del equipo Du Nouy hasta la mitad con el fluido base del sistema de estimulación (agua destilada o aceite), quedando el arillo en el seno del fluido.
3. Se mide la tensión superficial del agua a la temperatura ambiente, registrándola y se corrige la desviación del aparato, cuyo valor se obtiene en forma gráfica del manual del instrumento.
4. Con el arillo de platino sumergido en el agua, se vierte aceite de prueba sin provocar agitación, hasta llenar el recipiente.
5. Se levanta lentamente el arillo hasta alcanzar la interfase.
6. Continuar su levantamiento con mucho cuidado y lentamente hasta determinar la tensión interfacial.
7. El procedimiento descrito se repite adicionando al sistema (al agua o al aceite, según el caso) diferentes concentraciones de surfactantes por evaluar. Las concentraciones de surfactante serán de 0.1, 1.0 y 3.0 % en volumen.

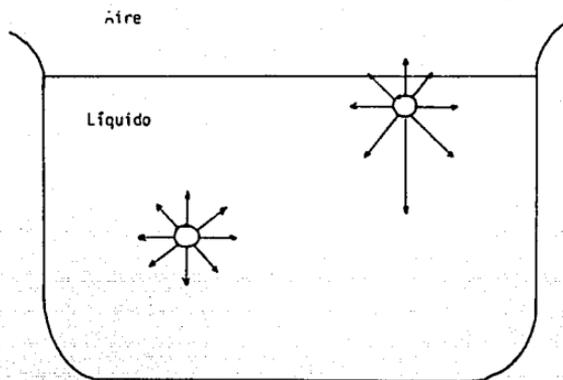
#### Resultados:

Se presentará un informe que incluya el desarrollo de la práctica; las observaciones realizadas, los valores de tensión superficial e interfacial determinados en forma gráfica y tabular; la temperatura de prueba y conclusiones acerca del efecto de los surfactantes.

#### **Análisis de Resultados:**

La elevada tensión superficial de los líquidos cercanos a la pared del pozo, reducirá el flujo de gas y aceite dentro del pozo e incrementará su tiempo de limpieza.

Un surfactante apropiado, diseñado para condiciones específicas del pozo, puede reducir la tensión superficial e interfacial, cambiar favorablemente la mojabilidad, romper o prevenir la formación de emulsiones, prevenir o romper bloques de agua y ocasionar que las arcillas se dispersen, floculen o permanezcan en el lugar deseado, por estas razones es de suma importancia seleccionar un surfactante apropiado para las condiciones particulares de cada pozo a tratar, siendo este uno de los objetivos de esta práctica.



**Fig.III.2.1** Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares.

**PRACTICA No.III.3**  
**DETERMINACION DE LA CONCENTRACION DE UNA SOLUCION DE ACIDO**  
**CLORHIDRICO**

**Objetivo:** El alumno será capaz de determinar la concentración de una solución de ácido clorhídrico y preparar soluciones de diferentes concentraciones.

**Introducción:** La estimulación matricial reactiva, conocida normalmente como acidificación matricial, consiste en la inyección de una solución de ácido, a bajos gastos y presiones. El ácido incrementa la permeabilidad en la zona vecina al pozo disolviendo incrustaciones, productos de corrosión, lodo y una porción de la formación.

Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión cuando están en solución en agua. Los ácidos son también sustancias conocidas por su pH menor de 7 y entre más completa sea la ionización del ácido, en iones hidrógeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá este.

El ácido más ampliamente usado en la estimulación de pozos es el ácido clorhídrico (HCl), el cual es una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua y se usa generalmente al 15 % en peso. A esta concentración se le conoce como ácido regular. La principal dificultad de su uso es su alta corrosividad, difícil y costosa de controlar a temperaturas mayores de 250 °F; además puede provocar la formación de emulsiones, formación de lodos

asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación y precipitaciones secundarias.

**Materiales y Equipo:**

- Acido clorhídrico (ácido muriático)
- Vaso de precipitado de 500 ml
- Densímetro
- Probeta de 500 ml
- Termómetro de mercurio

**Procedimiento:**

**A:** Determinación de la concentración inicial de una solución de HCl.

Para la determinación de la concentración inicial de Acido deberá usarse el procedimiento del densímetro. La exactitud de la lectura del densímetro depende del cuidado y de la técnica usada.

1. Se vierten 500 ml de HCl en una probeta; se introduce un densímetro de rango apropiado en el seno del líquido, cuidando previamente que tanto el densímetro como la probeta estén perfectamente limpios.
2. Hacer la lectura al nivel inferior de menisco del Acido al momento en el que el bulbo flote libremente.

3. Medir la temperatura de la muestra de ácido y corregir la lectura del densímetro a 60 °F.
4. De acuerdo a la tabla adjunta a esta práctica, obtenga la concentración de Acido. La información necesaria para llevarse a cabo se encuentra en el anexo titulado: "Preparación de Soluciones Diluidas de Acido Clorhídrico".

**Resultados:**

Los resultados se reportan como porciento en peso de Acido clorhídrico de la solución.

**B:** Preparación de soluciones de diferente concentración de HCl.

**Materiales y Equipo:**

- HCl concentrado
- Agua destilada
- Probeta de 500 ml
- Densímetros

**Procedimiento:**

1. Determinar la densidad relativa ( $D^*$ ) de la solución de ácido concentrado disponible.

2. Con la ayuda de la tabla adjunta, antes mencionada, se obtiene la concentración (C') de este ácido.
3. De acuerdo a la concentración de ácido diluido requerido (C), se obtiene también de la tabla aludida la densidad relativa (D).
4. Con el volumen final de ácido diluido deseado (V) y mediante la expresión siguiente, se determina el volumen de ácido concentrado requerido (V'). Este volumen se afora hasta el volumen V con agua destilada.

$$V' C' D' = V C D$$

#### Resultados:

Se hace un informe detallado de las diferentes concentraciones de HCl preparadas, anotando los valores de los parámetros calculados y obtenidos del procedimiento.

**ANEXO: "PREPARACION DE SOLUCIONES DILUIDAS DE ACIDO CLORHIDRICO"**

1. Con un densímetro adecuado se determina la densidad (en  $\rho_{Be}$  o en  $gr/cm^3$ ) del ácido clorhídrico concentrado a partir del cual se va a preparar la solución diluida del mismo.
2. Se registra la temperatura a la cual se determinó la densidad del ácido.
3. El valor de la densidad obtenido debe llevarse a condiciones estándar (60 °F) para lo cual se emplean los factores de corrección de la Tabla III.7.1 en la siguiente forma:
  - a) Seleccione el valor de la tabla más cercano a la densidad determinada (en  $\rho_{Be}$  o  $gr/cm^3$ ).
  - b) Si la temperatura a la cual se tomó la densidad es mayor de 60 °F, sume al valor de densidad el factor de corrección correspondiente, por cada grado de temperatura arriba de 60 °F.
  - c) Si la temperatura registrada es menor de 60 °F, reste al valor de densidad el factor correspondiente, por cada grado de temperatura abajo de 60 °F.
4. Utilizando la figura III.3.1, lee el valor de densidad a condiciones estándar y determine la concentración del ácido, expresada como porcentaje en peso.
5. Opcionalmente puede emplearse el nomograma 1 para determinar la concentración de ácido clorhídrico expresada como porcentaje en peso, a partir de la densidad y temperatura determinadas.
6. Por medio de la figura 2 o la 3, determine el volumen de ácido concentrado para preparar un volumen dado de ácido de

concentración menor.

**Table III.3.1.- FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DE UNA SOLUCION DE HCl.**

DENSIDAD °Be	FACTOR DE CORRECCION	DENSIDAD g/cm <sup>3</sup>	FACTOR DE CORRECCION
2	0.01	1.014	0.0001
4	0.02	1.028	0.0001
6	0.02	1.043	0.0002
8	0.02	1.058	0.0002
10	0.03	1.074	0.0002
12	0.03	1.090	0.0002
14	0.03	1.107	0.0003
16	0.03	1.124	0.0003
18	0.04	1.142	0.0003
20	0.04	1.160	0.0003
22	0.04	1.179	0.0004
24	0.04	1.198	0.0004

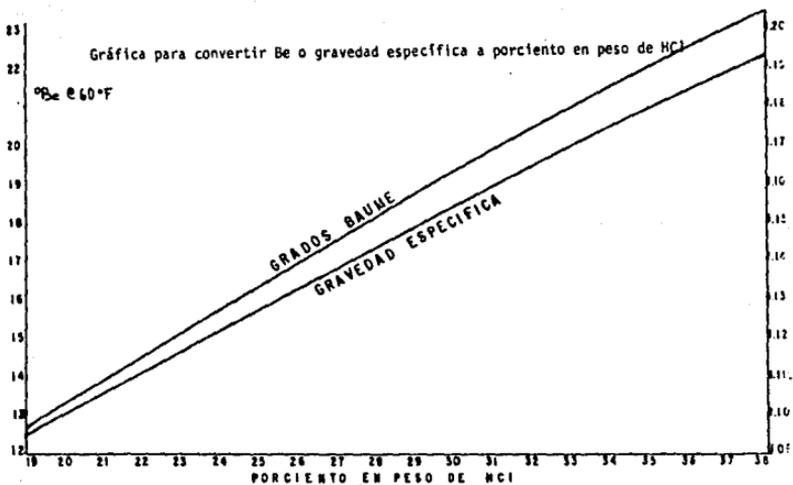
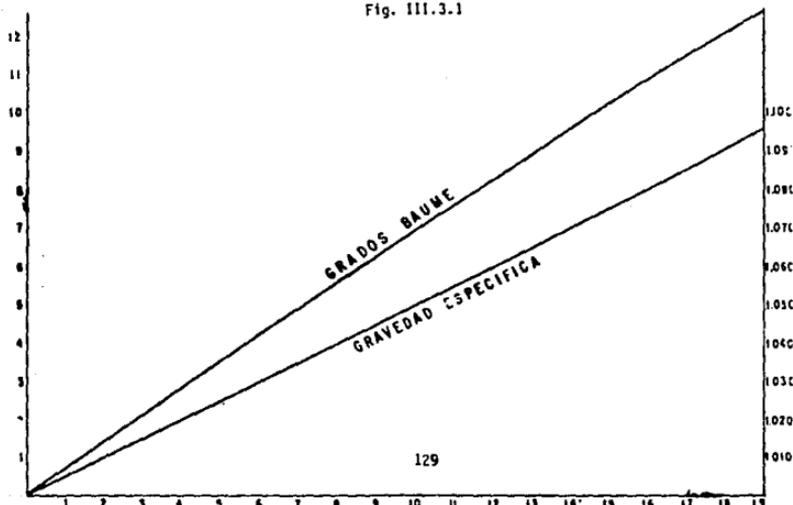


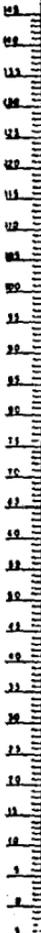
Fig. III.3.1



129

1.-GRADOS BAUME Y GRAVEDAD ESPECIFICA A  $60^{\circ}\text{F}/60^{\circ}\text{F}$  CONTRA PORCIENTO DE ACIDO, DE LANGE, HANDBOOK OF CHEMISTRY.

TEMPERATURA  
°F



% HCL



GRAVEDAD  
ESPECIFICA

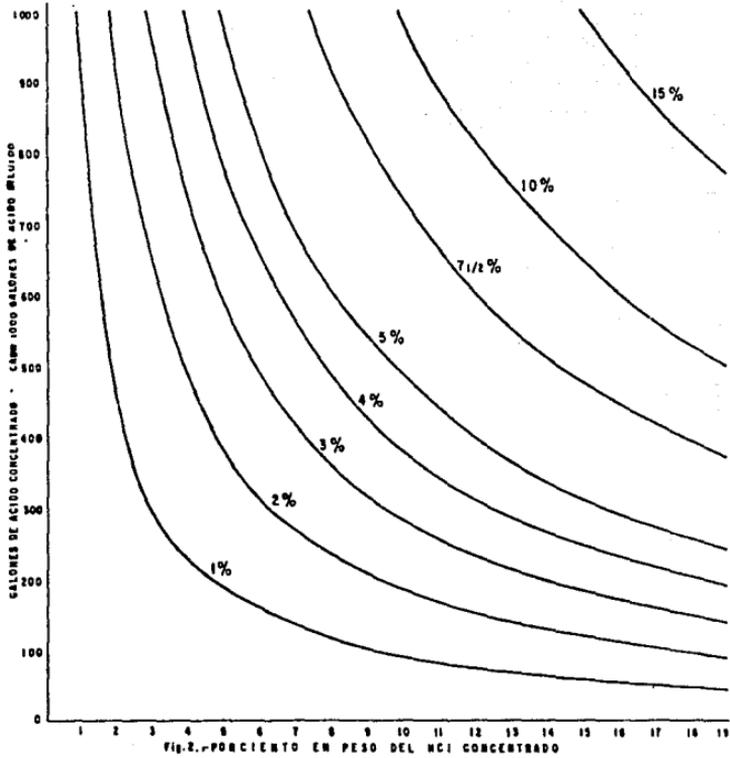


EJEMPLO:  
GRAVEDAD ESPECIFICA 1.026 @ 60°F = 50% HCL.  
" " " 1.301 @ 100°F = 50% HCL.

CARTA PARA CALCULAR EL PORCIENTO  
EN PESO DE HCL

NOMOGRAMA 1  
130

CARTA PARA DILUIR EL ACIDO



CARTA PARA DILUIR EL ACIDO

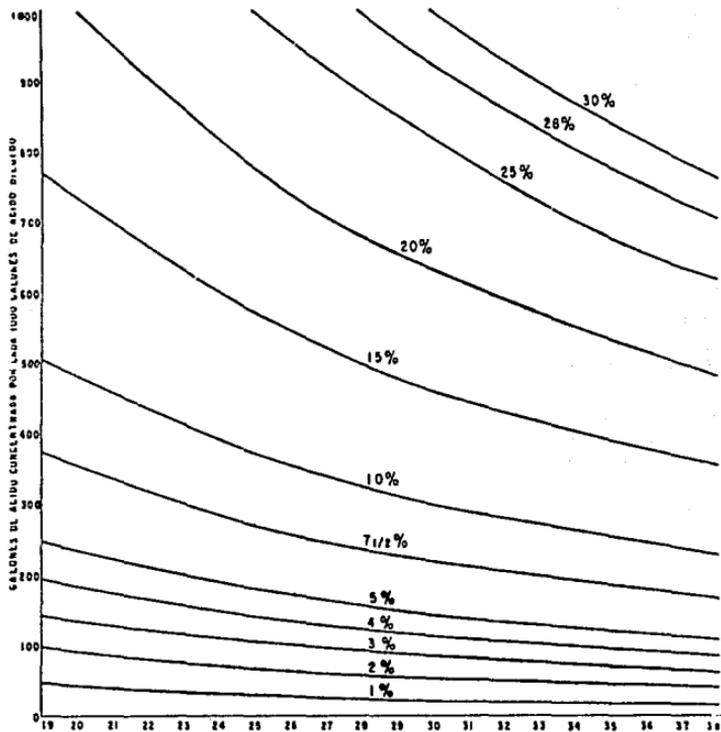


Fig. 3.-PORCIENTO EN PESO DEL HCl CONCENTRADO

#### PRACTICA No. III.4

#### COMPORTAMIENTO DEL ACIDO CLORHIDRICO SOBRE LA ROCA DE FORMACION

**Objetivo:** El alumno deberá comprender el comportamiento del HCL sobre la roca de formación.

**Introducción:** El poder disolvente de un ácido sobre un material, se define como el volumen de ese material, que puede ser disuelto por un volumen unitario de ácido. Es un concepto bastante útil ya que, siendo una evaluación directa del rendimiento de los diferentes sistemas de Acidos susceptibles de ser usados en un tratamiento, permite una comparación entre los costos inherentes a cada uno de ellos.

El ácido clorhídrico reacciona principalmente con carbonatos, minerales como la calcita y la dolomía, componentes principales de las rocas calcáreas, caliza y dolomía respectivamente.

En el caso específico, cuando se inyecta ácido a una formación carbonatada, a presiones inferiores a la de fracturamiento, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales. La reacción del ácido origina la formación de largos canales de flujo, denominados agujeros de gusano. La creación de agujeros de gusano se favorece cuando se usan Ácidos con alta velocidad de reacción.

Como la longitud de los agujeros de gusano está limitada por la pérdida de fluido, todos los Acidos proporcionan agujeros de gusano de longitudes

comparables e incrementos de productividad comparables. Cuando la formación lo permite se prefiere el empleo de ácido emulsificado o ácido clorhídrico que contenga un reductor de pérdida de fluido. En formaciones de baja permeabilidad no siempre se pueden usar estos ácidos, en estos casos se utiliza HCL al 28%.

#### Materiales y Equipo

- Caliza
- Dolomía
- Marmol
- Solución de HCL
- Mortero
- Balanza Analítica
- Tres vasos de Precipitado de 150 ml.
- Titulador
- Placas de calentamiento
- Rojo de Metilo
- Verde de Bromocresol
- Hidróxido de Sodio ( NaOH ) 0.2 N.

#### Procedimiento:

1. Pulverizar en el mortero la muestra por analizar, pesar 1 gramo y colocarlo en un vaso de precipitado.
2. Añadir a ésta muestra un exceso aproximado de 25 ml de ácido clorhídrico ( 0.5 N estandarizado ).
3. Observar la reacción a temperatura ambiente, hasta que cese cualquier manifestación de la reacción.

4. Calentar la muestra por lo menos dos veces, sin llegar a la ebullición y retirar el recipiente de la placa de calentamiento tan pronto como empiece a hervir.
5. Repetir el calentamiento hasta que cese toda efervescencia. La caliza reacciona con el ácido en frío, mientras que la dolomita reacciona con el ácido en caliente.
6. Después de que ha cesado toda reacción, adicionar unas gotas de la mezcla de indicadores: verde de bromocresol y rojo de metilo en alcohol.
7. Titular con solución estandar de hidróxido de sodio 0,2 N, hasta el punto final indicado por el cambio de color de la solución de rojo a verde.

Nota: En algunos casos de alto contenido de dolomita, debe añadirse ácido extra después del calentamiento para completar la reacción. Si la caliza es 100 % soluble, neutralizará 40 ml de HCL, 0.5 N, por gramo de caliza.

#### Resultados:

Se entregará un informe con la descripción de las observaciones de las reacciones, de los productos de las reacciones y la cuantificación, en por ciento de peso, de la solubilidad de las muestras en el ácido clorhídrico.

#### **Análisis de Resultados:**

La solubilidad se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% \text{ de solubilidad} = 5.0 (\text{ml. de HCL} \times \text{Normalidad de HCL} - \text{ml. de NaOH} \times \text{Normalidad de NaOH}),$$

**PRACTICA No. III-5**  
**INHIBIDORES DE CORROSION**

**Objetivo:** El alumno comprenderá la necesidad de la utilización de los inhibidores de corrosión en la prevención de la corrosión de metales por HCL.

**Introducción:** Todos los Acidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y sus fluidos.

Entre los problemas más importantes que el ácido puede crear se tienen:

1. Corrosión del acero del equipo de bombeo y el equipo subsuperficial y superficial del pozo y
2. Daño de la formación por formación de emulsiones, formación de lodos asfálticos, liberación y formación de finos, alteración de la mojabilidad y precipitaciones secundarias.

Para evitar estos problemas que puede causar el Acido, y asegurar la remoción del medio poroso de los productos de reacción se utilizan los aditivos. Estos aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo en particular, por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección se lleva a cabo en laboratorio antes de su aplicación, y los procedimientos de prueba se detallan en las normas API-RP-42.

Los inhibidores de corrosión son aditivos que se utilizan para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. La efectividad de un inhibidor depende de su capacidad para formar y conservar una película protectora sobre la superficie metálica. Por lo tanto los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor absorbidas reducirán la efectividad del inhibidor. El factor limitante más importante es la temperatura. A altas temperaturas el ritmo de corrosión aumenta y la habilidad del inhibidor para ser absorbido sobre la superficie del acero, decrece. Por estas razones es difícil y costoso encontrar inhibidores eficientes para ácidos fuertes a temperaturas superiores a 250 °F.

#### Materiales y Equipo:

- Inhibidores de corrosión
- Acido Clorhídrico al 28% y 5% en peso
- Cupones metálicos limpios y secos
- Tensores de teflón
- Vasos de precipitado de 150 ml
- Balanza Analítica
- Termómetro
- Acetona
- Estufa
- Desecador

#### Procedimiento:

1. Cada cupón de prueba se limpia previamente con HCL al 5%, agua, jabón y acetona; se seca en una estufa a 110 °C, se coloca en un desecador y se pesa.
2. En vasos de precipitado de 150 cm<sup>3</sup> se vierten 100 cm<sup>3</sup> de HCL, y se introduce un cupón en cada vaso; uno libre y otro sujeto a esfuerzos. Ver figura III.5.1

- 4 Pocas concavidades profundas
- 5 Numerosas concavidades profundas
- 6 Toda presencia de corrosión localizada más severa que las anteriores

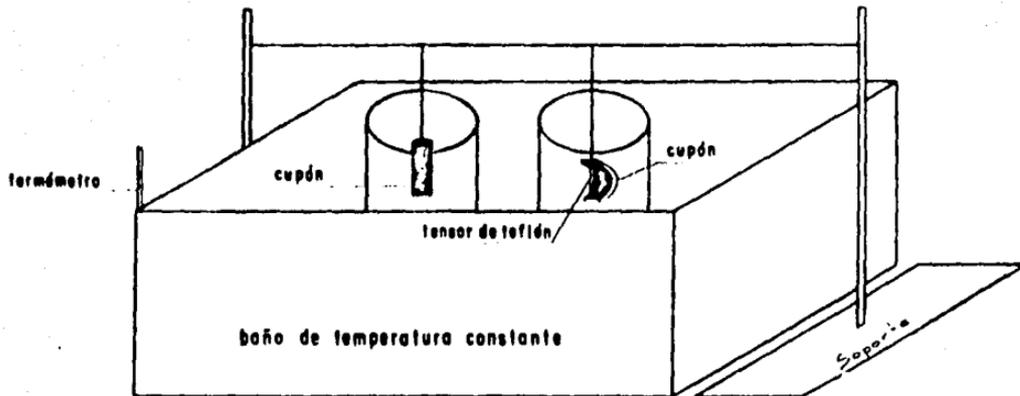


Fig. III 5.1. .- EQUIPO PARA EVALUAR INHIBIDORES DE CORROSION

**PRACTICA No. III.6**  
**USO DE ADITIVOS DESEMULSIFICANTES E INHIBIDORES DE PRECIPITACION**  
**ASFALTICA EN UN SISTEMA ACIDO.**

**Objetivo:** El alumno será capaz de determinar la necesidad de la utilización de aditivos desemulsificantes e inhibidores de precipitación asfáltica en un sistema ácido, así como seleccionar los aditivos más eficientes.

**Introducción:** Uno de los problemas más importantes que el ácido puede crear es el daño a la formación por formación de emulsiones, formación de lodos asfálticos, liberación y formación de finos, alteración de la mojabilidad y precipitaciones secundarias. Para evitar estos problemas se utilizan los aditivos conocidos como "surfactantes" o agentes activos de superficie.

Los surfactantes se usan para desemulsificar el ácido y el aceite, para reducir la tensión interfacial, para alterar la mojabilidad de la formación, para acelerar la limpieza, y para prevenir la formación de lodo asfáltico. Cuando se adicionan surfactantes, es necesario asegurarse de su compatibilidad con el inhibidor de corrosión y con los demás aditivos que se empleen.

Generalmente se usa un desemulsificante al acidificar una formación carbonatada, para prevenir la formación de una emulsión entre el ácido y el aceite de la formación.

Los inhibidores de precipitación de lodo asfáltico, se requieren para los tratamientos de formaciones que contienen aceite asfáltico. El lodo asfáltico formado al contacto con el ácido puede taponar la formación y restringir severamente la producción. La necesidad de usar este aditivo debe determinarse mediante pruebas de laboratorio. La formación de lodo asfáltico es más severa al aumentar la concentración del ácido.

#### Materiales y Equipo:

- Ácido Clorhídrico al 5%
- Aceite crudo
- Surfactantes (deseemulsificantes e inhibidores de precipitación asfáltica)
- Gasolina
- Cloroformo
- Vidrios de reloj
- Vasos de precipitado de 500 ml
- Vasos de precipitado de 150 ml
- Probetas de 100 ml
- Agitador de propela
- Malla 200
- Cronómetro

#### Procedimiento:

1. En vasos de precipitado de 150 cm<sup>3</sup>, se vierten 50 cm<sup>3</sup> de ácido y 50 cm<sup>3</sup> de crudo.

2. Se agitan con agitador de propela durante 5 min. La emulsión formada se coloca en dos probetas graduadas de 100 cm<sup>3</sup>.
3. Se toman lecturas de la fase acuosa liberada a los 10, 30 y 60 minutos.
4. Al cabo de este tiempo, se vierte el contenido de cada probeta en un vaso de precipitado, haciéndolo pasar a través de una malla 200, lavando la probeta y el material retenido con gasolina.
5. El residuo retenido en la malla se somete a la acción de cloroformo en vidrios de reloj. Se observará el efecto del cloroformo sobre el material identificándose si se trata de material asfáltico o no.
6. En los casos de incompatibilidad, se procederá a repetir la experimentación adicionando al sistema Acido el surfactante adecuado (deseulsificante o inhibidor de precipitación asfáltica), según sea el caso, a las concentraciones de 0.1, 1.0 y 3.0% en volumen.

#### Resultados:

Debe presentarse un informe en el que se incluyen los resultados de laboratorio en una tabla, comentarios, observaciones y conclusiones de la práctica.

#### **Análisis de Resultados:**

Existirá compatibilidad por emulsión del sistema Acido con el crudo de prueba, si al cabo de 10 minutos se tiene un 70% de fase acuosa liberada, y al cabo de 60 minutos el 100%. La compatibilidad del Acido por precipitación asfáltica con el crudo existe si no se observa material asfáltico retenido en la malla.

**PRACTICA No. III.7**  
**FRACTURAMIENTO POR ACIDIFICACION**  
**(GRABADO Y CONDUCTIVIDAD DE UNA FRACTURA POR ACIDIFICACION)**

**Objetivo:** El alumno identificará un grabado o huella de reacción y comprenderá el concepto de conductividad de una fractura por acidificación.

**Introducción:** La conductividad de una fractura originada por la reacción de un ácido es probablemente imposible de predecir, debido a que es una función que depende de las heterogeneidades presentes en la roca, su resistencia, el volumen de roca disuelto y su distribución, sin embargo, puede estimarse considerando que las paredes de la fractura se disuelve uniformemente o aplicando el procedimiento propuesto por Nierode y Kruk<sup>2</sup>.

Por otra parte, la prueba de grabado consiste en provocar la reacción de una de las caras de un núcleo de roca con ácido clorhídrico para observar la distribución geométrica del material soluble.

**Material y Equipo**

- Núcleos cilíndricos de roca calcárea de 1 pg de diámetro y 1 pg de longitud
- Vasos de precipitado de 150 cm<sup>3</sup>
- Acido clorhídrico al 28 %
- Probeta de 100 cm<sup>3</sup>
- Resina epóxica

#### Procedimiento:

1. El núcleo se somete a un baño de barniz en su superficie lateral, con resina epóxica.
2. En un vaso de precipitado de 150 cm<sup>3</sup> se vierten de 100 cm<sup>3</sup> de HCl al 28 %.
3. Introducir en el ácido una de las caras del núcleo permaneciendo durante 15 min.
4. Al cabo de este tiempo, se saca el núcleo del ácido y se observan los efectos de la reacción en la cara del núcleo expuesta al ácido.

#### Resultados:

Se presentarán las observaciones acerca del efecto de la reacción, incluyendo un dibujo, y las conclusiones del efecto del ácido sobre el núcleo de formación.

**COMENTARIOS  
Y  
RECOMENDACIONES**

## COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

### SECCION I. PRACTICAS DE CEMENTACION.

Es necesario aclarar que las prácticas No.I.2, I.3, I.4, I.6, I.7 Y I.8 están desarrolladas para lechadas de cemento puras; es decir, agua y cemento sin la utilización de un sistema de aditivos químicos que modifique sus propiedades físicas. De acuerdo a las condiciones actuales de presión, temperatura y profundidad de los pozos es necesario utilizar un sistema de aditivos, y para su evaluación, la lechada se preparará siguiendo el mismo procedimiento descrito en la práctica No.I.2, a excepción del porcentaje de agua de mezcla utilizado, el cual deberá variar de tal manera que se ajuste para dar la densidad de diseño. A partir de la práctica No.I.4, las pruebas deberán realizarse a la temperatura de diseño (Temperatura de circulación) del pozo a cementar, en donde el calentamiento se proporcionará a través de un consistómetro atmosférico, el cual se deberá programar a la temperatura deseada antes de comenzar con la preparación de la lechada de cemento. El consistómetro atmosférico proporciona adicionalmente una agitación continua a la lechada en donde también se cuenta con una propela que tiene la función de ayudar a homogeneizar el sistema de aditivos con la lechada de cemento, durante un período de 20 min establecido por el API.

Las prácticas mencionadas anteriormente tal como se redacta el procedimiento, se usan para realizar el control de calidad del cemento Portland clase G, utilizado actualmente para la cementación de pozos petroleros. La preparación de la lechada debe hacerse, por lo tanto, de acuerdo a las concentraciones especificadas en la práctica No.I.2, que son las recomendadas por el API-RP-10B, no siendo así, generalmente, para el caso en que se

utiliza un sistema de aditivos, en donde se requieren valores de densidad específicas y por consiguiente, se tendrán que variar los porcentajes de agua a utilizar para su preparación.

Por otra parte, para la prueba de pérdida de agua, práctica No.1.6, es necesario hacer uso de un aditivo reductor de pérdida de agua debido a que la lechada de cemento pura no es capaz de evitar, por sí sola, la deshidratación al estar sometida a presión y a la temperatura de diseño. La temperatura es un parámetro de gran importancia en cuanto a la cantidad de agua que puede filtrarse a la formación, siendo que a mayor temperatura la lechada perderá mayor cantidad de agua por filtrado y el daño a la formación aumentará, utilizando un mismo diseño de lechada. Además también es necesario considerar que conforme la profundidad aumenta se requiere menos volumen de filtrado, por tal motivo se vuelve importante seleccionar un aditivo reductor de pérdida de agua que soporte la temperatura de diseño del pozo y que mantenga un valor bajo de filtrado a 30 min. Generalmente en campo se tienen como valores permisibles de menos de 100 ml para la cementación de tuberías de revestimiento (T.R.) y menos de 50 ml para la cementación de tuberías cortas (liners) y cementaciones forzadas.

Existe un aspecto importante a considerar cuando se realiza la evaluación de un sistema integral de aditivos. Es cuando se tienen temperaturas de diseño mayores de 180 °F (82 °C) las pruebas de reología, filtrado y agua libre deberán correrse a esta temperatura con el propósito de evitar la evaporación del agua durante su calentamiento y agitación (añejamiento) en el consistómetro atmosférico. Esto no es válido para las pruebas de resistencia a la compresión, la cual se realiza siempre siguiendo el procedimiento descrito en la práctica No.1.8, y la de tiempo de espesamiento en donde la lechada estará sometida tanto a presión como a temperatura.

## SECCION II. PRACTICAS DE FRACTURAMIENTO.

La temperatura a la cual se realizan las pruebas de propiedades reológicas de los fluidos fracturantes (práctica No.11.4) y determinación del coeficiente de pérdida de fluido (práctica No.11.5), es generalmente de 80 °F (27 °C) como promedio. Esto se debe a que antes de hacer el tratamiento a la formación se introduce un fluido llamado "colchon" el cual enfría a la formación dejandola en promedio a esta temperatura. Además se considera que para que vuelva a recuperar su temperatura tardará 24 hr, por lo tanto, el fluido fracturante al estar en contacto con la formación estará a 80 °F aproximadamente.

En la prueba de reología, tanto el fluido fracturante como el equipo deberán calentarse previamente, para esto el viscosímetro cuenta con una camisa de calentamiento adicional en donde se vacía el fluido fracturante; para el rotor y el vaso se puede utilizar un baño maria. La secuencia de operación del equipo es la misma que se describió en la práctica No.1.4, correspondiente a la parte de cementación. Para la prueba de determinación del coeficiente de pérdida de fluido, el equipo utilizado (filtro-prensa Baroid) cuenta con un dispositivo de uso opcional en donde se coloca un núcleo de formación como medio poroso. Aquí se formará el enjarre del aditivo reductor de pérdida de agua y con ello se obtendrán resultados más apegados a la realidad que cuando se usa papel filtro como medio poroso.

En el caso de las prácticas con agentes sustentantes, debido a la importancia de la función que desempeñan en el fracturamiento, existe una serie de pruebas de laboratorio que deben realizarse para su control de calidad. Tales pruebas están especificadas en el API-RP-56. En este trabajo solo se explican algunas de ellas, sin embargo existen algunas más, como son: la de resistencia a la compresión, pureza que comprende solubles en

Ácido clorhídrico, determinación de materia orgánica, contenido de sílice y contenido de finos; la determinación de la densidad relativa y absoluta.

Como un resultado de los trabajos realizados con los agentes sustentantes en lo que respecta a su pureza, se han elaborado normas de control de calidad, por medio de las cuales se puede considerar puro un material sustentante. Las normas son las siguientes:

Contenido máximo de compuestos solubles en HCl	..... 0.1 %
Contenido máximo de materia orgánica	..... 0.1 %
Contenido mínimo de sílice	..... 98.0 %
Contenido máximo de finos	..... 0.1 %

### SECCION III. PRACTICAS DE ESTIMULACION.

Un aspecto que debe tomarse en cuenta en la medición de la tensión superficial e interfacial (práctica No.III.2), es de que el uso del tensiómetro DuNouy se recomienda para mediciones en donde la tensión es mayor de una dina/cm; en caso de que sea menor se recomienda usar el método de pendiente de una gota, cuyo procedimiento se detalla en el API-RP-42(11) . Se recomienda que el tensiómetro DuNouy se calibre antes de cada medición según el manual del fabricante, y que se cheque que el Arillo no esté encorvado puesto que esto provocará poca confiabilidad en los resultados obtenidos de cada lectura.

Con respecto a la determinación de la concentración de una solución de Ácido clorhídrico, el método que se detalla en este trabajo se ha estado dejando de usar en la Industria

(11) Referencias al final del trabajo.

Petrolera. Esto se debe a que se vuelve inerte cuando el ácido clorhídrico contiene impurezas, tales como fierro principalmente. Por tal motivo, cuando sea posible, se recomienda realizar la determinación de la concentración del ácido clorhídrico por el método de titulación. Aunque este método es más laborioso, se obtienen resultados más exactos y además se evita el uso de gráficas en donde se pueden tener errores de apreciación.

Debido que al usar ácido clorhídrico se tiene la dificultad de su alta corrosividad, además de que puede provocar la formación de emulsiones, formación de lodos asfálticos y alterar la mojabilidad de la formación, entre otros, se requiere del uso de aditivos que ayuden a prevenir estos aspectos indeseables. Estos aditivos deben ser compatibles entre sí al formar un sistema con el HCl. En el caso de evaluar un aditivo inhibidor de corrosión (práctica No.III.5), se deberá emplear el HCl con todos los aditivos que se requieran utilizar, según el diseño de un sistema en particular. Esto cobra importancia por que así se tendrá la certeza de la evaluación del inhibidor de corrosión, siendo este aditivo indispensable para proteger el estado mecánico del pozo y del equipo superficial utilizado.

## NOMENCLATURA

## NOMENCLATURA

- A - Area, in<sup>2</sup>  
F - Fuerza, lb<sub>f</sub>  
H - Altura de la fractura, cm  
V' - Índice de consistencia, lb-seg<sup>-1</sup>/pie<sup>2</sup>  
L - Longitud de una fractura empacada, cm  
n' - Índice de comportamiento de flujo, adim  
P - Presión, lb/pg<sup>2</sup> (psi)  
D<sub>30</sub> - Filtrado a 30 min de una lechada de cemento, ml  
q - Gasto de un fluido de inyección, m<sup>3</sup>/seg  
R - Velocidad de corte, seg  
T<sub>min</sub> - Esfuerzo principal mínimo de una formación  
fracturada, lb/pg<sup>2</sup>  
Wk<sub>c</sub> - Conductividad de una fractura, Darcy-m  
Y<sub>p</sub> - Punto de cedencia, lb<sub>f</sub>/pie<sup>2</sup>  
μ - viscosidad del fluido de inyección en una  
fractura, poise  
μ<sub>p</sub> - Viscosidad plástica, cp  
τ - Esfuerzo de corte, lb<sub>f</sub>/pie<sup>2</sup>  
τ<sub>y</sub> - Punto de cedencia, lb<sub>f</sub>/100pie<sup>2</sup>

## REFERENCIAS

## REFERENCIAS

1. Manual Dowell Schlumberger  
"Engineered Cementing"  
Byron Jackson Inc.  
Long Beach, Calif.
2. Prácticas Recomendadas por el API  
API-RP-10B (Fifteenth edition) "Recommended Practice for  
Testing Oil-Well Cements and Cement Additives"  
American Petroleum Institute  
New York, N.Y., March, 1978.
3. Allen, Roberts, "Production Operations".  
Vol.1 OPCI, Tulsa, 1978.  
Cap. 4 Primary Cementing.
4. Suplemento a la práctica recomendada API-RP-10B.  
API-SPEC-10 (Third edition) "Specification for Materials  
and Testing Well Cements".  
American Petroleum Institute.  
Washington, D.C., March 1, 1987.
5. Manual Halliburton Parte 1  
"Función de los aditivos de cementación y cuando utilizarlos".  
1982.
6. Apuntes de la materia de Estimulación de Pozos  
Facultad de Ingeniería UNAM, año 1987  
pp 91-93

7. Tesis "Fundamentos de Estimulación de Pozos"

Acosta Arias Gilberto, Hernández Tapia Ramon.

ESIA, Instituto Politécnico Nacional.

1984.

8. G.C. Howard, C.R. Fast

"Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension"

Drilling & Production Practices.

API, 1957.

9. I.R. Dunlap

"How Propping Agents Affect Packed Fractures".

Petroleum Engineering.

November 1965.

10. L.R. Raymond, G.C. Binder

"Productivity of Well in Vertically Fractured Damaged Formation".

Journal of Petroleum Technology

January, 1967.

11. API-RP-42

"Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation".