

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERIA DE
PETROLEO Y PETROQUIMICA



" MUESTREO Y ANALISIS DE MUESTRAS DE FONDO
DE UN RESERVORIO PETROLIFERO "

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO

VICTOR FRANCISCO CATAÑO CAUTI

DEDICO ESTE TRABAJO A
MIS PADRES: CARLOS Y LUCILA
Y A MIS HERMANOS:
JUAN, PEDRO, CARLOS Y EBER
COMO MUESTRA DE MI INFINITO
AGRADECIMIENTO POR LA AYUDA
Y ALIENTO QUE ME BRINDAN EN
TODO MOMENTO, SIN LA CUAL
NO HUBIESE SIDO POSIBLE NI
SIQUIERA EMPEZAR EL CAMINO.

AGRADECIMIENTO

A TODAS LAS PERSONAS QUE HAN HECHO POSIBLE LA EJECUCION DE ESTE TRABAJO Y, EN ESPECIAL, A LOS INGENIEROS CESAR TIPIAN V., ARTURO BURGA Y AL INSTRUCTOR LUIS GARCIA ZAMORA POR SUS VALIOSOS CONSEJOS PARA EL DESARROLLO DEL PRESENTE TRABAJO.

T E M A R I O

I. INTRODUCCION

II. MUESTREO DE POZOS POR PETROLEO

1. MUESTREO DE ROCAS PETROFISICAS
ANALISIS EN EL LABORATORIO

2. MUESTREO DE FLUIDOS DE FONDO
CALIBRACION DE LOS APARATOS PVT

III. ANALISIS ECONOMICO

IV. CONCLUSIONES.

I N T R O D U C C I O N

Desde las primeras perforaciones de un yacimiento petrolífero y a través de todo el desarrollo del yacimiento, se acumulan valiosas informaciones para el establecimiento y ejecución de un buen programa de explotación, el cual está básicamente enmarcado en el mejor conocimiento de las características físicas del reservorio, además de otros factores técnicos, económicos y políticos.

Este trabajo persigue como objetivo dar las pautas para obtener en forma más representativa los fluidos que se encuentran en el reservorio y la forma cómo se hacen los análisis de estos fluidos en el laboratorio, para conseguir toda la información que requiera Ingeniería de Reservorio para un mejor conocimiento del yacimiento, lo cual nos permitiría tener un conocimiento más preciso de las reservas de hidrocarburos, un mejor planeo de los sistemas de recuperación primaria y secundaria y, en general, para proponer los programas de explotación racional de los yacimientos petrolíferos.

Por muchos años se ha prestado mayor atención al dominio y mejoramiento de las técnicas para analizar las rocas y los fluidos del reservorio, descuidándose, lamentablemente, las técnicas y procedimientos para obtener dichas muestras de los reservorios.

Para una mejor aplicación en cualquier trabajo que haga un profesional, de los datos obtenidos de un análisis de Núcleos y de una corrida PVT, éste debe conocer, o al menos, tener cierta idea de la forma cómo han sido obtenidos estos datos en el laboratorio y la forma cómo han sido tomadas las muestras en el reservorio.

MUESTREO EN POZOS POR PETROLEO

TIPOS DE MUESTRAS

Se consideran fundamentalmente dos tipos de muestras: Las llamadas Muestras de Rocas petrofísicas y las llamadas Muestras de fluidos de fondo.

De las primeras obtenemos las características petrofísicas de las rocas que contienen petróleo, los cuales nos sirven para calcular el petróleo e hidrocarburos en el reservorio por el Método volumétrico, pues este método se basa esencialmente en los análisis de núcleos y en los registros eléctricos. También los núcleos son considerados para investigaciones de carácter geológico para localizar fallas y determinar la litología.

Los análisis de núcleos los podemos considerar de dos tipos: Análisis de rutina y Análisis especiales. En los primeros analizamos las características básicas como son Porosidad, Permeabilidad y Contenido de fluidos; en los segundos analizamos características cuando las circunstancias lo requieran, estas características son: Agua con nata, Presión capilar, Tensión superficial, Resistividad, Distribución de los diámetros de los poros, Permeabilidad relativa, pruebas de invasión de fluidos, ya sea en condiciones del cuarto o del reservorio, Determinación de la saturación del gas, recuperaciones térmicas, compresibilidad de las rocas, pruebas de imbibición, mojabilidad, velocidad acústica, etc.

De los análisis de las muestras de fluidos de fondo, en las cuales simulamos el comportamiento de los reservorios a altas presiones y temperaturas, obtenemos valiosa información para ingeniería de reservorios, podemos determinar: Presión de saturación; Factor de compresibilidad del petróleo y gas, Relaciones Gas-Petróleo a diferentes condiciones, liberación flash y diferencial, factor del encogimiento del petróleo, viscosidad a altas presiones y temperaturas, función γ , gravedad específica, etc.

TECNICA DE MUESTREO DE LAS ROCAS

METODOS DE MUESTREO

Cuando se desea muestrear una formación que se está perforando, dos son los métodos principales para obtener los núcleos o muestras de los horizontes que se atraviesan:

1. Toma de núcleos durante el avance de la perforación (bottom coring)
2. Toma de testigos con la broca fuera del bozo (side-wall coring) o muestreo lateral.

MUESTREO DE NUCLEOS DURANTE EL AVANCE DE LA PERFORACION

Para el muestreo de fondo se utiliza una herramienta llamada "toma testigos" cuya broca tiene una abertura central y por donde penetra el material que se va cortando y que es conservado dentro de la camisa del instrumento para su transporte.

Este tipo de muestreo se puede clasificar en:

- a. Muestreo Convencional
- b. Muestreo Recuperable por cable de alambre.

MUESTREO CONVENCIONAL

En este tipo de muestreo se necesita tener el equipo de superficie que se usa en la perforación rotativa, además necesita un sacamuestras (corre barrel) ver Fig. 1.

El sacamuestras que se instala al fondo en la columna de perforación consiste esencialmente de lo siguiente: La cabeza cortadora, el cilindro exterior, un cilindro interior y un seguro que es el que mantiene la muestra dentro del muestreador cuando este se saca desde el fondo del pozo.

El lodo circula desde la tubería de perforar entre los dos cilindros hasta la cabeza cortadora. Los cortadores pueden ser del tipo de "cola de pescado" para formaciones blandas y las de "rodamientos" para formaciones duras. Generalmente, el sacamuestras convencional puede sacar muestras de 20 pies de largo, pero a veces se cortan muestras más cortas debido a condiciones locales o a requerimientos especiales.

Ahora vamos a señalar algunas ventajas y desventajas de este método:

Ventajas.-

1. Para un determinado diámetro de hueco perforado el instrumento obtiene una muestra de mayor diámetro que los otros métodos.
2. Un alto porcentaje de recuperación de la formación muestreada.
3. A excepción de formaciones de tipo abrasivo, se adapta a la mayoría de las formaciones que se desean muestrear.

4. No requiere de equipo adicional en la superficie para muestrear una formación.

Desventajas.-

1. La limitación de poder cortar solamente un máximo de 20 pies de muestra en cada corrida del tomatestigo.
2. La necesidad de tener que sacar toda la tubería de perforar, desde el fondo del pozo, para poder recuperar la muestra después de haber cortado.

Podemos considerar como una variación importante del método convencional el "MUESTREO CON BROCAS DE DIAMANTE", el cual se usa en el muestreo de formaciones duras y abrasivas. En general, se encontró que para cortar muestras de gran diámetro, las brocas de diamante daban una velocidad de penetración máxima a un costo mínimo. Generalmente no es necesario ningún equipo de superficie adicional para muestrear con broca de diamante.

La técnica empleada para cortar muestras usando brocas de diamante incluye los siguientes puntos principales:

- a. El uso de poco peso sobre la broca para evitar el fracturar los diamantes.
- b. El uso de presiones de lodo bajas para evitar el destruir la muestra y evitar la erosión de la matriz de metal en la que van los diamantes.
- c. El uso de las velocidades normales de rotación para aumentar la velocidad de corte.

Ventajas de este Método.-

1. Alto porcentaje de recuperación.
2. Se puede cortar muestras hasta de 90 pies por cada viaje del tomatestigo.
3. Resulta más económica en formaciones duras y abrasivas, pues da más penetración.
4. Generalmente un mayor tiempo de vida de las brocas.

Desventajas.-

1. El alto costo por las brocas y el muestreador.
2. Se necesita buenas prácticas de operación lo que requeriría de especialistas.
3. Supone desde todo punto de vista mayores costos que los otros tipos de muestreo.

MUESTREO RECUPERABLE POR CABLE DE ALAMBRE

Este método permite recuperar los testigos sin necesidad de extraer del pozo la sarta de perforación. En este método se necesita además del equipo normal de perforación de superficie, un carrete de alambre de acero, un huinche y polea. La recuperación de los testigos se logra bajando un "pescante" por medio de cable dentro de la tubería de perforación hasta atrapar la herramienta tomatestigo. Los barriles de que consta este equipo son similares a los del tipo convencional, lo mismo que su funcionamiento.

Las dimensiones del núcleo que se pueden obtener varían de 1 1/8 a 1 3/4 pulgadas de diámetro y de 10 a 20 pies de longitud.

Ventajas de este Muestreo .

1. Generalmente bajo costo de muestreo
2. Se puede operar hasta que se gaste la broca completamente, lo que permite obtener muestras consecutivas sin necesidad de sacar la sarta de perforación para recuperar cada muestra.
3. Se puede muestrear y perforar intermitentemente, sin que sea necesario hacer viaje con la tubería de perforar para cambiar el tipo de broca.

Desventajas.-

1. Recuperación de muestras pequeñas.
2. Su aplicación sólo a formaciones blandas.
3. La necesidad de un equipo adicional de superficie.
4. Las muestras obtenidas son de menor diámetro que los otros métodos.

MUESTREO LATERAL DE LOS NUCLEOS

Este tipo de muestreo se desarrolló con el objeto de obtener muestras de las paredes de un pozo perforado previamente y a intervalos determinados. Las herramientas disponibles para hacer este trabajo son generalmente de 3 tipos: percusión, rotación, eléctricos.

En general, el más usado es el control eléctrico, que requiere el uso del camión usado en perfilaje eléctrico.

El equipo toma-testigo está dotado de un proyectil hueco que se introduce en la formación por medio de un disparo hecho por control eléctrico desde la superficie.

Ventajas de este Método..-

- 1.. Ser capaz de obtener una muestra de la formación de las paredes de un pozo en cualquier intervalo deseado.
2. Es una herramienta que sirve para confirmar la interpretación de los registros eléctricos.

Desventajas.-

1. Las muestras son muy pequeñas para un análisis de laboratorio completo.
2. Las muestras obtenidas usando cualquier método que no sea rotativo se pueden encontrar compactadas o fracturadas.
3. Las formaciones generalmente han estado sometidas a una considerable acción de lavado por acción de filtrado del lodo de perforación, antes de ser muestreadas.

FACTORES QUE AFECTAN A LOS NUCLEOS

El objetivo de la extracción de núcleos es recuperar el 100% del intervalo muestreado y sacar el núcleo de la superficie sin alterar su contenido fluido.

Pero, desgraciadamente, no se alcanza por completo este objetivo, especialmente cuando se trata de muestrear en la perforación rotación.

Las causas de que los núcleos sufran alteraciones son:

1. La columna de lodo dentro del pozo ejerce mayor presión contra la formación que la de los fluidos contenidos en la formación. Como consecuencia de esta diferencia de presión se produce el ingreso de la fase líquida del lodo (agua del filtrado) en las formaciones que se van atravesando. Este filtrado desplaza a los fluidos originales alterando los porcentajes de saturación originales. Entre los factores que pueden influir potencialmente en el grado de inundación de un núcleo podemos considerar los siguientes:
 - a) Presión diferencial (presión del lodo sobre presión de formación)
 - b) Permeabilidad.
 - c) Velocidad de penetración.
 - d) Viscosidad de los fluidos del yacimiento
 - e) Tamaño del núcleo.
 - f) Pérdida del agua del lodo.
 - g) Fluidos originalmente presentes en la roca.
2. Al sacar el núcleo a la superficie el gas en estado libre y/o en solución en el aceite se expande debido a la reducción de presión. El gas por tener mayor coeficiente de expansión expelle el agua de formación y el petróleo, alterando así la proporción del contenido de fluidos originales.

3. En el caso de perforaciones por el sistema de cable, en donde la diferencial de presión entre el lodo y los fluidos de la roca, es mínima y el filtrado también, es muy pequeño, la alteración se produce porque la zona adyacente al hueco tiene una presión mucho menor que la presión existente.

MANEJO DE NUCLEOS

Una vez obtenido los núcleos, los cuales deben ser en forma suficiente para poder definir el espesor del horizonte en prueba, la zona de transición y los contactos geológicos, deben tomarse todas las precauciones posibles para que las muestras lleguen en las mejores condiciones al laboratorio.

Primeramente, se hace una evaluación por inspección visual del núcleo en cuanto se le recupere del tomatestigo, se debe anotar si hay presencia de fluidos, las condiciones del núcleo, la longitud recuperada.

Para un buen control del laboratorio debe confeccionarse la tarjeta del núcleo en la cual se indica el número de muestras, la profundidad del intervalo, el tiempo de corte de cada pie perforado y si es posible una pequeña descripción litológica, fracturas y tipos de fluidos observados.

Al extraer el núcleo del barril se debe procurar de que los segmentos sean los más largos posibles. Cada segmento hay que limpiarse pero no lavarse. Al colocarlo en -

el recipiente o caja para el transporte al laboratorio, debe marcarse el tope y el fondo e indicarse la recuperación obtenida. Cualquier falla de núcleo comparada con la longitud coreada debe asumirse que corresponde al fondo.

Para obtener el contenido de fluidos lo más representativo posible es necesario preservar a las muestras de cualquier evaporación o pérdidas de sus fluidos, con este fin se colocan las muestras en recipientes herméticos y enfriados en hielo para que sus propiedades y características no sean alteradas y puedan conservarse por largo tiempo.

También pueden cubrirse con bolsas plásticas muy ajustadas para excluir el aire, pero debe tenerse cuidado de que no se rompan las bolsas ni se expongan a fuerte cambio de temperatura.

Cuando se obtienen muestras laterales, estas deben sellarse inmediatamente dentro de frasquitos apropiados.

También se acostumbra preservar la muestra limpiándola del lodo con que salen impregnadas del pozo y recubrirlas luego con parafina.

Al llegar al laboratorio debe ordenarse según su número y profundidad. Luego de limpiarlos se somete al examen con luz ultravioleta para determinar la presencia de petróleo y en seguida se hace una descripción litológica observándoles al microscopio y tomando fotografía en caso necesario.

ANALISIS DE MUESTRAS DE FONDO

ANALISIS PETROFISICO

En forma sencilla explicaremos la forma cómo se determinan las principales propiedades de las rocas petrolíferas; no sin antes mencionar algunas cuestiones teóricas de cada una de ellas.

POROSIDAD

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. Ejemplo como porcentaje:

$$\text{Porosidad} = \frac{(\text{Volumen total de la roca} - \text{Vol. de los granos})}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100$$

6

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100$$

Geológicamente la porosidad según su origen se clasifica en:

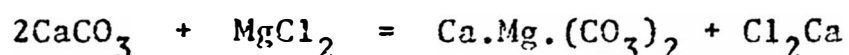
- a) Porosidad Original
- b) Porosidad Inducida.

La Porosidad Original, es la que se desarrolló por la deposición del material sedimentario por la cual se le llama también "Intergranular".

La Porosidad Inducida, es la causada por los procesos geológicos subsiguientes a la deposición del material sedimentario.

La Porosidad Inducida podemos dividirla en:

1. Porosidad por disolución, en el cual los espacios vacíos se han formado por la acción del agua, sea este proveniente de la superficie, del subsuelo o de la acción de ciertos ácidos orgánicos sobre las porciones solubles de las rocas que se encuentran en contacto con ella.
2. Porosidad de fracturas y fisuras, se han originado por alguna forma de diastrorismo, como plegamientos y fallas. Sin embargo, este tipo de porosidad es muy difícil de evaluar debido a su irregularidad.
3. Porosidad por dolomitización, se ha desarrollado por la transformación de las calizas (CO_3Ca) en dolomita (Ca.Mg.CO_3)₂ mediante la siguiente reacción:



POROSIDAD ABSOLUTA Y EFECTIVA

Existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva.

POROSIDAD ABSOLUTA

Es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aún no tener conductividad a fluídos debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

POROSIDAD EFECTIVA

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la conductividad a fluídos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clase de arcillas y estado de hidratación de las mismas.

MÉTODOS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA POROSIDAD

Varios son los métodos que se han desarrollado para calcular la porosidad de los núcleos, que en realidad es la determinación de dos de los tres parámetros que intervienen en la porosidad: volumen bruto, volumen poroso y volumen granular.

Los métodos empleados para determinar porosidad experimentalmente se pueden dividir en dos clases: los diseñados para medir la porosidad efectiva y aquellos para medir la porosidad absoluta.

DETERMINACION DE LA POROSIDAD EFECTIVA

VOLUMEN BRUTO

Se llama volumen bruto del núcleo al volumen total que incluye el volumen de los granos y el volumen de los poros.

Medida del Volumen Bruto. Una de las maneras de obtener el volumen bruto podría ser por medio de las mediciones de los elementos del sólido geométrico, considerando al núcleo como un cuerpo sólido con caras y aristas perfectamente geométricas. Sin embargo, en el laboratorio es bien difícil obtener núcleos perfectamente geométricos, por lo cual la medición hecha tendría errores muy grandes.

Se utilizan otros métodos para obtener el volumen bruto, todos ellos se reducen a determinar el volumen del fluido desplazado por el núcleo, este fluido desplazado puede determinarse por métodos gravimétricos o volumétricos. Hay que tener bastante cuidado en evitar la penetración del fluido dentro del espacio poroso de la roca.

Métodos Gravimétricos

Los principales métodos usados en el laboratorio de la Universidad son

- a) Muestras cubiertas sumergidas en agua.
- b) Muestras saturadas sumergidas en líquido saturado.
- c) Muestras secas sumergidas en picnómetro de mercurio.

Métodos Volumétricos

Se utilizan instrumentos diseñados para este fin, los volúmenes más conocidos son: Russell, Stevens, Washburn-Butting, Ruska, Kobe, etc.

VOLUMEN DE LOS GRANOS Y VOLUMEN POROSO

Para la determinación de estos volúmenes se toma una muestra consolidada y se le extrae los fluidos con un solvente y luego se seca.

El volumen de los granos o del esqueleto sólido de la muestra se puede determinar por el desplazamiento volumétrico de un gas o de un líquido, mientras que el volumen de los poros se puede determinar midiendo la cantidad de líquido requerido para saturar la muestra. Cuando se preparan muestras para determinación de porosidad es preferible obtenerlas del centro del núcleo original. Las superficies se deben limpiar para eliminar los residuos del lodo de la perforación. Los fluidos se extraen por medio de un extractor "Soxhlet" o con un aparato equivalente empleando solventes de petróleo, tales como benceno, tolueno o un hidrocarburo liviano.

Aunque el cloroformo y el tetracloruro de carbono son excelentes solventes del petróleo y tiene la ventaja de no

ser inflamables, no se recomienda debido a la posibilidad de Hidrólisis, lo que resulta en la formación de ácidos y, por consiguiente, puede originar cambios en la porosidad y permeabilidad de la roca por la posible reacción con el esqueleto mineral de esta.

Después de la extracción las muestras se secan en un horno a una temperatura de 100 a 105°C y luego se dejan enfriar en un desecador. Esta operación elimina el solvente y la humedad de las muestras.

En el laboratorio de la Universidad contamos con varios aparatos para medir la porosidad:

El Porosímetro STEVENS

El Porosímetro de Campo RUSKA

El Porosímetro Universal RUSKA

El más usado y recomendable para mediciones en el laboratorio es el porosímetro universal Ruska, sin embargo, en el pozo o en el campo para un rápido chequeo de la porosidad es usado tanto por geólogos o Ingenieros de Petróleo el porosímetro de campo Ruska, que es un instrumento pequeño y portátil.

Porosímetro Universal RUSKA. Este instrumento sirve para la determinación rápida y segura de la porosidad de núcleos consolidados.

Es el más recomendable porque se puede medir la porosidad cuando una roca tiene una fracción muy pequeña de espacio vacío, o es de baja permeabilidad, cosa que no se puede

medir con resultados con los otros instrumentos y porque es apropiado para hacer análisis en gran cantidad de muestras.

El aparato recurre a la inyección a presión de un líquido incomprensible. La porosidad de una muestra se obtiene midiendo primero su volumen total a presión atmosférica con un fluido apropiado de desplazamiento (mercurio) en un picnómetro y luego forzando bajo presión el fluido dentro de la muestra y midiendo el volumen que penetra en el espacio poroso.

El porosímetro consiste de una bomba volumétrica de mercurio de .00 cc. a la cual se le ha adaptado un picnómetro. Las diferentes partes de la bomba, tales como camisa, pistón y picnómetro, están construídos de acero inoxidable. La cámara del picnómetro tiene un volumen aproximado de 50~~0~~ cc. y admite un núcleo hasta de 1/4 de pulgada de longitud y 1 1/2 pulgada de diámetro. La tana del picnómetro está equipada con una válvula de aguja que le comunica a la atmósfera.

El picnómetro está equipado con uno o dos manómetros de alta precisión. El desplazamiento del émbolo de la bomba está indicada en dos escalas que proveen lectura creciente o decreciente según el desplazamiento del émbolo. Ambas escalas miden desplazamiento en cc. y la subdivisión hasta el milésimo de cc. se leen en el dial de la volante.

La escala del lado derecho de la bomba tiene graduaciones decrecientes que se utilizan para mediciones de volúmenes en el método de Boyle. Adicionalmente, se utilizan para la lectura del volumen bruto cuando se trabaja con el método de inyección de mercurio. Para tal caso, la escala del lado izquierdo (que tiene graduaciones crecientes) indican el volumen poroso.

Preparación del Instrumento

El picnómetro estará listo para el servicio después de efectuar una total evacuación y de un subsiguiente llenado de mercurio utilizando una bomba de vacío. El procedimiento es el que sigue:

- a) La tapa del picnómetro se ajusta en posición de cierre, lo mismo que la válvula de aguja de desfogue.
- b) Retirar el émbolo entre 45-50 CC. para crear vacío en el cilindro de la bomba.
- c) Abrir la grampa de la manguera del vacío y la válvula de llenado de la bomba, evacuar el aire del porosímetro y del frasco durante 1 ó 2 horas. Utilizar el manómetro para detectar alguna fuga en el sistema o comprobar la eficiencia del vacío.
- d) Después de haber logrado un vacío satisfactorio cerrar la grampa del frasco de mercurio.
- e) Invertir el frasco de mercurio y elevarlo sobre el porómetro. Si la evacuación ha sido completa el mercurio debe llenar el sistema por gravedad.

- f) Cerrar la válvula de llenado de la bomba y abrir la válvula del picnómetro sin permitir la entrada de aire al cilindro de la bomba.
- g) El pistón se retira una corta distancia y se quita la tapa del picnómetro.

Cualquier sustancia extraña que puede haberse depositado sobre la superficie de mercurio en el picnómetro debe ser extraído.

La operación de carga del picnómetro requiere aproximadamente 4 libras de mercurio.

DETERMINACION DEL VOLUMEN BRUTO

Las escalas del émbolo y de la volante proveen lecturas directas en cm^3 del volumen total conforme ya se ha explicado.

El volumen bruto se mide rápidamente y con precisión gracias a la construcción del instrumento que está dotado de una orquilla viajera que facilita la lectura. Si la escala del volumen es conectado con la horquilla cuando el picnómetro está vacío y se ha sentado adecuadamente la escala de la volante se obtendrá una lectura "cero" cuando el picnómetro está lleno de mercurio.

El picnómetro considera vacío cuando el mercurio es apenas visible en el fondo y se considera lleno cuando la primera gota de mercurio aparece en el asiento de la válvula. Esto quiere decir que en la escala de lectura de

be leerse "cero" cuando el movimiento hacia adelante del émbolo desplaza mercurio hacia el picnómetro vacío y aparece la primera gota en el asiento de la válvula del picnómetro.

La capacidad volumétrica del picnómetro es aproximadamente 50 c.c. El volumen exacto debe haber sido calibrado en fábrica y debe estar indicado en cada instrumento.

Para el laboratorio de la Universidad No.14890, el volumen establecido por la fábrica es de 47.38 cc. Esto significa que la fábrica ha pre-ajustado la horquilla viajera de manera que cuando el picnómetro está "vacío" debe leerse en la escala del émbolo un poco más de 47 cc. cuando la escala ha sido conectada con la horquilla viajera.

Para determinar el volumen bruto se sigue la siguiente secuencia:

- a) Con el picnómetro abierto para permitir una observación visual, retirar el émbolo hasta que el picnómetro quede "vacío".
- b) La escala del émbolo es conectada con la horquilla viajera y la volante es accionada hasta la graduación 38, utilizando los números inclinados hasta la derecha.
- c) El núcleo se coloca dentro del picnómetro, se pone la tapa y se cierra dejando la válvula abierta.
- d) Se inyecta mercurio en el picnómetro hasta que aparezca mercurio en el asiento de la válvula. Esto significa que el picnómetro está lleno.

- e) El volumen del medio se lee directamente en la escala del émbolo y de la rueda.

DETERMINACION DEL VOLUMEN DE LOS GRANOS

Una vez obtenido el volumen bruto de la muestra, hacemos un procedimiento casi análogo para obtener el volumen de los granos de la muestra, el procedimiento es el que sigue:

1. Consideremos al picnómetro vacío, esto es cuando el mercurio es apenas visible en el fondo.
2. Colocamos la muestra en el picnómetro.
3. Cerremos bien el picnómetro para que no pueda haber fuga de mercurio.
4. Ajustamos la válvula del picnómetro.
5. Se empieza a inyectar mercurio al picnómetro y por ende a los poros de la muestra hasta tener en el manómetro una presión de 30 psig.
6. Consideremos que el mercurio a esa presión ha ingresado a los poros de la muestra, es decir que el volumen poroso ha sido copado totalmente por el mercurio inyectado.
7. Leemos en la escala del émbolo y la rueda directamente el volumen de los granos, el cual es equivalente al volumen de mercurio que no ha sido bombeado al picnómetro.

NOTA

Cuando no se logra hacer un buen vacío al instrumento, hay que tenerlo en cuenta cuando determinamos el volumen bruto de la muestra al aire existente en el instrumento, lo cual es registrado en las escalas del émbolo y la rueda.

Una vez obtenido el volumen de los granos y conociendo - también el volumen bruto de la muestra ya se puede obtener el volumen poroso de la muestra; y, entonces, determinamos la porosidad de la muestra.

Ejemplo de cálculo de la porosidad en el laboratorio

La muestra corresponde a los campos petrolíferos de TALARÁ.

FORMACION : MOGOLLON

POZO : No. 4742

CORE : No. 33

INTERVALO : 1603 1/2.

Primera Muestra:

Como no se pudo obtener un completo vacío del instrumento, tenemos que considerar el aire atrapado en él.

Volumen de aire = 2.70 cc.

Volumen leído en las escalas con la muestra a presión atmosférica = 8.41 cc.

Por lo tanto: Volumen bruto de la muestra será igual a:

$$8.41 \quad 2.70 = 5.71 \text{ cc.}$$

Volumen bruto de la muestra = 5.71 cc.

Volumen de los granos = 4.18 cc.

Volumen poroso = Volumen bruto - Volumen de los granos
 = 5.71 - 4.18 = 1.53

Volumen poroso = 1.53 cc.

Porosidad = $\frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen bruto}} = \frac{1.53}{5.71} = 0.268$

Porosidad = 27%

Segunda Muestra:

Volumen de aire = 2.50 cc.

Lectura con la muestra a presión atmosférica = 9.47 cc.

Volumen bruto de la muestra = 9.47 - 2.50 = 6.97 c.c.

Volumen bruto de la muestra = 6.97 cc.

Volumen de los granos = 5.09 cc.

Volumen poroso = 6.97 - 5.09 = 1.88 cc.

Porosidad = $\frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen bruto}} = \frac{1.88}{6.97} = 0.2697$

Porosidad = 27%

Del análisis de las dos muestras obtenemos que la porosidad de la muestra del intervalo analizado es igual a 27%.

DETERMINACION DE LA POROSIDAD ABSOLUTA

Aunque no hemos determinado esta porosidad en el laboratorio por no tener mayor importancia, presentamos un procedimiento para poderla determinar.

En la porosidad absoluta se consideran todos los poros de la muestra interconectados o no.

Hay que triturar la muestra. La extracción y secado necesario para la determinación de la porosidad efectiva - se omiten en la determinación de la porosidad absoluta.

Procedimiento :

1. Se toma una muestra representativa de aproximadamente 10 a 15 cc., límpiese la superficie de la muestra para eliminar los residuos del lodo de perforación.
2. Determínese el volumen total de la muestra por cualquiera de los métodos conocidos.
3. Tritúrese la muestra para obtener los granos que la constituyen, se lavan los granos con solventes apropiados (por ejemplo acetona) para eliminar el petróleo y el agua.
4. Se determina el volumen de los granos una vez que se hayan secado. Esta determinación lo podemos llevar a cabo con un picnómetro o con un volúmetro RUSSEL y con un líquido apropiado -como kerosene o tetracloreto.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una roca es su propiedad de conductividad de los fluidos que contiene, o sea es la habilidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros intercomunicados. Si los poros de las rocas no están intercomunicados no existe permeabilidad, por lo tanto es de esperar que exista una relación

entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva aunque no necesariamente con la porosidad absoluta.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo al tamaño y el grado de litificación (cementación y consolidación).

Un factor importante para la permeabilidad es la cantidad distribución y clase de arcilla que se encuentra presente en las rocas de acumulación especialmente si el fluido reacciona con las arcillas.

Se considerará que un flujo de gas no reacciona con las arcillas, excepto tal vez por un poco de agua que puede ser removida.

Las aguas dulces son causa de que ciertas arcillas se hinchen provocando una obstrucción parcial o total de las aberturas de los poros. Las partículas de arcilla se hidratan en la presencia de agua y restringen su flujo para determinada gradiente de presión.

MEDICION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Los instrumentos que se emplean para la medición de la permeabilidad están basados en la ley del hidrólogo francés DARCY cuya expresión sencilla es la siguiente:

$$Q = \frac{KA (h_1 - h_2)}{L}$$

En donde "Q" representa el flujo de fluidos a través de un empaquetamiento de sección transversal "A" y de longitud "L", con una diferencia de altura hidrostáticas "h₁" y "h₂". La medida de la permeabilidad se expresa en Darcys o milidarcys.

La constante "K" es de proporcionalidad y puede escribirse como K/μ en donde μ es la viscosidad del fluido y K es la propiedad de conductividad de la roca.

Cuando la permeabilidad va a determinarse en el laboratorio se debe tener en cuenta ciertas precauciones.

Los datos conocidos de los núcleos son la longitud y la sección transversal. El movimiento del fluido se establece a través del núcleo aplicando una determinada diferencial a lo largo del núcleo.

Se debe conocer la viscosidad del aire o fluido empleado a la temperatura del laboratorio.

Las muestras para el análisis se obtienen por corte con broca de diamante de los núcleos provenientes de los pozos.

Las muestras se cortan en una dirección paralela al plano de estratificación de la formación que va a probarse.

Comúnmente se requiere de muestras cilíndricas de 3/4" de diámetro y 1" de longitud.

Las muestras empleadas en la determinación de la permeabilidad han de estar secas y no deben contener otro fluido fuera del que se va a emplear en la prueba.

La extracción del petróleo crudo se hace con solventes como tetracloruro de carbono, butanol, pentano, nafta, - etc.

Después de la extracción de petróleo las muestras se colocan en un horno secador a una temperatura no mayor de 210-215°F. Si las temperaturas son demasiadas altas, la estructura de los granos de la muestra puede descomponerse lo que podría deshidratar algunos de los minerales.

Durante la operación del secado el solvente y el agua son eliminados de la muestra. En esta forma los núcleos están listos para las pruebas de permeabilidad.

En el laboratorio de la Universidad contamos con 2 instrumentos para determinar la permeabilidad absoluta:

El Permeámetro de gas Ruska No. 1011

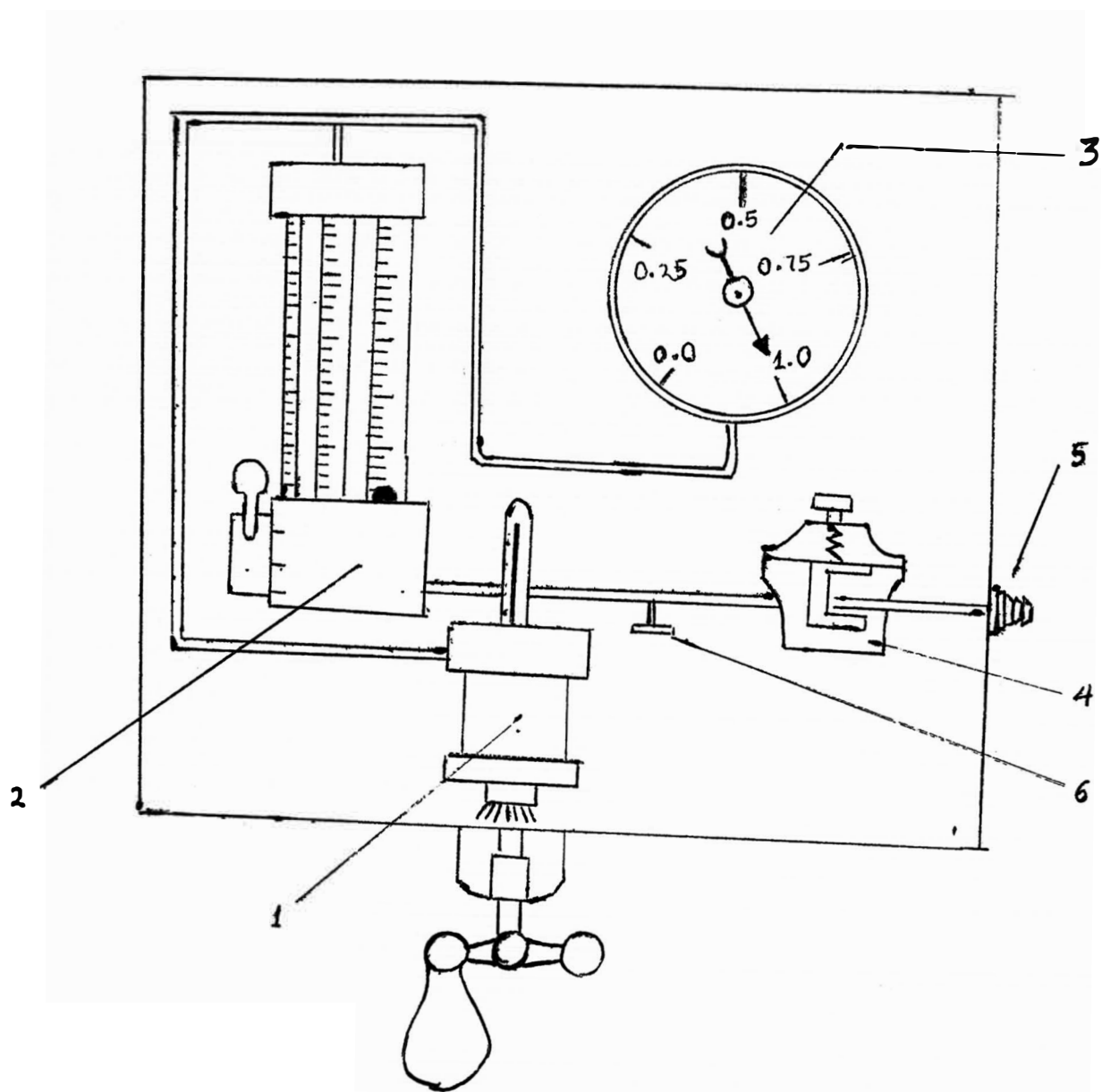
El Permeámetro de líquidos Ruska No. 1013.

Cualquiera de los dos se puede usar pero por comodidad, rapidez y fácil manejo, usamos con más frecuencia el permeámetro de gas Ruska.

PERMEAMETRO DE GAS RUSKA

Con este instrumento se mide la permeabilidad de secciones de testigos consolidados, al forzar un gas de visco-

idad conocida a través de la muestra de sección y longitud conocida. La presión, temperatura y el flujo de gas que atraviesa la muestra se miden durante la prueba.

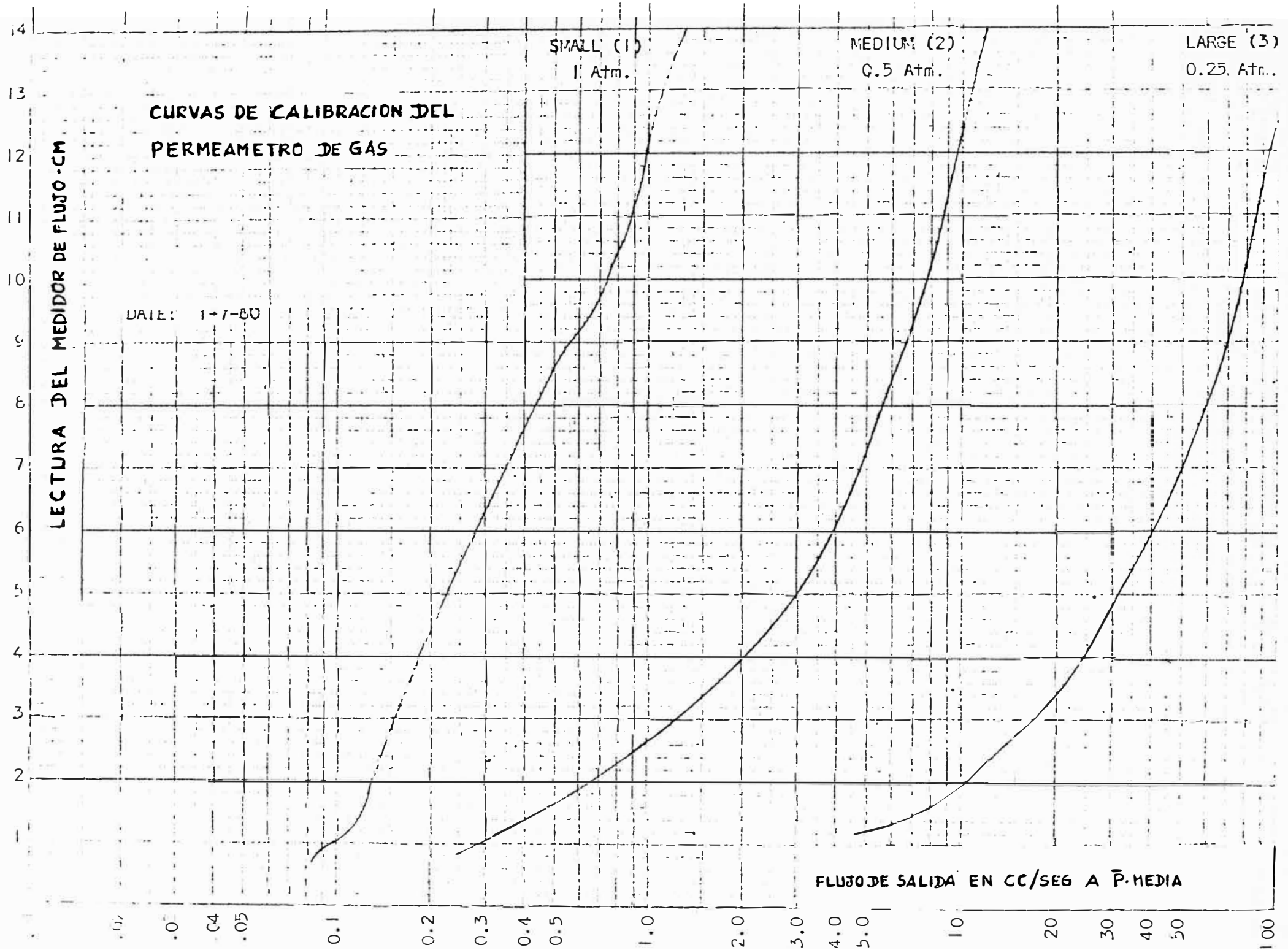


El instrumento, ver Fig. 7, consiste de un recipiente equipado con termómetro (1), un medidor de flujo de gas con válvula selectora triple (2), un manómetro tipo Bourden calibrado (3), un regulador de precisión (4), con conexión para la entrada de gas (5). El regulador de gas está equipado con un tornillo de purga (6) que permite pequeños escapes de gas a la atmósfera para regular mejor la presión del gas.

La muestra se coloca en un recipiente de ajuste, el cual permite el escape a la atmósfera del gas que entra en el instrumento. El termómetro indica la temperatura del gas a la entrada de la muestra. La presión de gas que requiere es ajustada con la válvula de la fuente de gas y se determina por la altura que alcanza el flotador en el tubo medidor de flujo.

El permeámetro del laboratorio de la Universidad está dotado de su respectiva curva de calibración, Fig. 3, que da el flujo de gas en cc/seg a la presión promedio.

Las presiones a las que están calibradas los tres tubos han sido seleccionados para evitar turbulencia en el flujo durante la realización de la prueba. Las irregularidades de la curva de calibración, especialmente la del tubo pequeño, son causados por irregularidades en el interior del tubo. Cabe señalar que estas curvas de calibración están plateadas en papel logarítmico.



Para utilizar el perméámetro Ruska se puede emplear cualquier clase de gas, la Fig.10 muestra las curvas de viscosidad y temperaturas de los gases más comunes. Es recomendable el tubo de nitrógeno comprimido por ser inerte y no tóxico y posee un alto grado de pureza.

Preparación de las muestras

Las muestras deben cortarse en secciones cúbicas o cilíndricas y es aconsejable estandarizar el tamaño de la muestra.

El tamaño usual de las muestras es de 3/4" de diámetro - por 1" de largo. Después que se ha cortado la muestra a su tamaño debido se debe extraer todos los fluidos que contenga y secarlo cuidadosamente.

Procedimiento

La muestra se coloca en el receptor de caucho apropiado, untando previamente las paredes de la muestra con vaselina, se inserta luego dentro de la camisa del recipiente, luego se cierra éste mediante su tornillo de ajuste. La válvula selectora de flujo es colocada en "large" y la válvula reguladora de gas se abre lentamente hasta que se llea en el manómetro 0.25 atmósferas. Es aconsejable golpear ligeramente la luna del manómetro mientras se está ajustando la presión.

El rango preferido en los tubos es de 20 a 40, se toma la lectura. Si permanece debajo la palanca selectora se

lleva a "medium" y la presión se incrementa a 0.5 atmósferas. Si aún el flotador al rango deseado, la válvula selectora se lleva a "small" y la presión se incrementa a una atmósfera. Cuando el tubo medidor ha sido escogido se toma la lectura en la división más cercana al centro del flotador.

Debe evitarse el mínimo posible los daños que pueden ocasionarse al flotador al ser golpeado contra el tone del tubo por una repentina oleada de flujo. Esta precaución también debe tomarse cuando se cambia la presión con la válvula reguladora.

CALCULO DE LA PERMEABILIDAD

La fórmula de Darcy para calcular la permeabilidad es:

$$K = \frac{\mu Q L}{AP}$$

donde:

K = Permeabilidad Darcy

μ = Viscosidad del gas usado

Q = Flujo promedio dentro de la muestra a presión media obtenido en el regulador de flujo en cc/seg.

L = Longitud de la muestra, cm.

A = Area transversal, cm^2

P = Gradiente de presión, átsms.

Según el medidor de flujo la fórmula se convierte:

$$\text{"LARGE"} \quad K = \frac{4 \mu Q L}{A}$$

$$\text{"MEDIUM"} \quad K = \frac{2 \mathcal{M} Q L}{A}$$

$$\text{"SMALL"} \quad K = \frac{\mathcal{M} Q L}{A}$$

Ejemplo para el cálculo de la permeabilidad:

FORMACION: MOGOLLON

POZO: 4742

CORE: 33

INTERVALO: 1603 1/2

TOPE

Se analizarón 2 muestras del mismo intervalo.

Primera Muestra

$$L = 3.78 \text{ cm.}$$

$$A = 2.0 \times 1.82 \text{ cm}^2$$

$$T = 28.5^\circ\text{C}$$

$$H = 6 \text{ cm.} = \text{SMALL}$$

$$Q = 0.28 \text{ cc/seg.}$$

$$\mathcal{M} = 0.01785$$

Usando la ley de DARCY para SMALL:

$$K = \frac{\mathcal{M} Q L}{A}$$

$$K = \frac{0.01785 \times 0.28 \times 3.78}{2.0 \times 1.82} = 0.0052$$

$$K = 0.0052 \text{ DARCYS} = 5 \text{ md.}$$

Segunda Muestra

$$L = 3.76 \text{ cm.}$$

$$A = 2.01 \times 1.81 \text{ cm}^2$$

$$T = 28.5^\circ\text{C}$$

$$H = 5.8 \text{ cm} = \text{SMALL}$$

$$Q = 0.275 \text{ cc/seg.}$$

$$\mu = 0.01785 \text{ C}_p$$

$$K = \frac{\mu Q L}{A}$$

$$K = \frac{0.0178 \times 0.275 \times 3.76}{2.01 \times 1.81} = 0.00507$$

$$K = 0.00507 \text{ DARCYs } 5 \text{ md.}$$

Por lo tanto la permeabilidad de la muestra analizada será: K = 5 md.

SATURACION DE FLUIDOS

Se define saturación de un fluido como la relación que existe entre el volumen ocupado por dicho fluido con respecto al volumen poroso.

O sea:

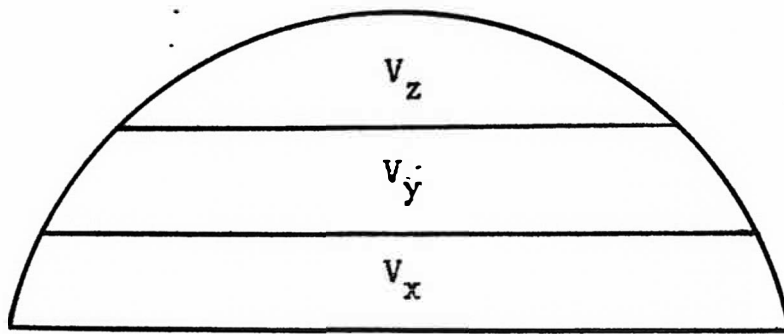
$$S_x = \frac{V_x}{V_p}$$

Donde: S_x = Saturación del fluido "X"

V_x = Volumen ocupado por "X"

V_p = Volumen poroso

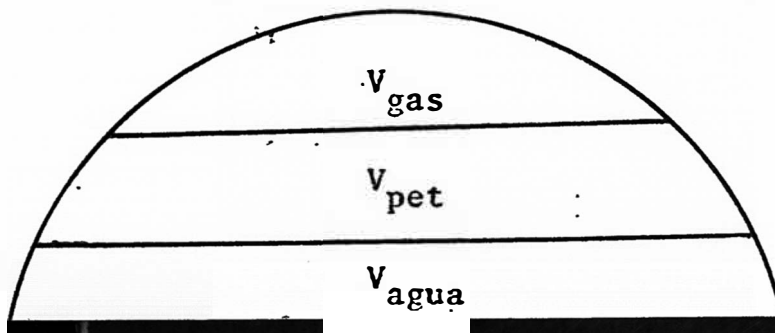
Gráficamente podemos representar de la siguiente manera:



$$V_p = V_x + V_y + V_z$$

$$S_x = \frac{V_x}{V_p}$$

En caso de un reservorio petrolífero se tiene:



$$V_p = V_{\text{agua}} + V_{\text{pet}} + V_{\text{gas}}$$

$$S_{\text{agua}} = \frac{V_{\text{agua}}}{V_p} \quad S_{\text{pet}} = \frac{V_{\text{pet}}}{V_p} \quad S_{\text{gas}} = \frac{V_{\text{gas}}}{V_p}$$

La saturación de un fluido se puede dar en forma de porcentaje o en forma de fracción.

METODOS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE FLUIDOS

Existen dos maneras de efectuar la determinación de las saturaciones originales dentro de la roca reservorio:

- a) Procedimiento Directo.- consiste en seleccionar las muestras y medir las saturaciones de ellas, tal como son recuperadas de las formaciones.
- b) Procedimiento Indirecto.- consiste en determinar la saturación del fluido por mediciones de otras propiedades físicas de las rocas y de ellas se deducen las saturaciones respectivas; para este caso se utilizan los registros eléctricos y las medidas de presión capilar.

METODOS DIRECTOS

Estos métodos consisten en analizar los núcleos del yacimiento en su contenido de petróleo y agua. La saturación del gas se obtiene restando de la unidad la suma de las saturaciones de petróleo y gas, es decir:

$$S_{\text{pet}} + S_{\text{agua}} + S_{\text{gas}} = 1$$

Un procedimiento simple para determinar el petróleo en una roca consiste primero en determinar la saturación de agua en el núcleo por un método apropiado y luego medir la pérdida total de peso de la muestra, después del proceso de extracción y secado. La cantidad de petróleo presente se calcula restando el peso del agua de la pérdida total de peso.

En el cálculo de la saturación del agua innata o intersticial, la cantidad de agua obtenida en el análisis debe corregirse a las condiciones de presión y temperaturas existentes en la formación. Es importante tener en cuenta esa corrección porque la temperatura del yacimiento y de las sales en solución causan un aumento volumétrico del agua con respecto al volumen determinado en el laboratorio, debido a los efectos de expansión térmica y de solubilidad. Sin embargo, la reducción volumétrica debida a la compresión resultante por la carga hidrostática compensa casi en su totalidad la expansión mencionada.

Entre los principales métodos directos más conocidos tenemos:

- . Método de la Retorta
- . Método de destilación (ASTM y DEAN AND STARK)
- . Método de la temperatura crítica de la solución
- . Método de titulación
- . Método de cloruro.

Para la determinación de la saturación en nuestro laboratorio, más comúnmente usamos el Método de Destilación, - por tener ciertas ventajas con respecto a otros, por ejemplo, con respecto al método de la retorta tiene la ventaja de que no produce la descomposición térmica del petróleo que de ocurrir sería causa de producción de gas y la posible extracción de agua de cristalización. Además el método de la retorta para extraer todo el petróleo requiere a llegar a temperaturas que varían entre 1000 a 1100°F, lo que es bastante dificultoso, además, a esas temperaturas el agua de cristalización es evaporada causando que se obtenga una recuperación de agua que el agua propiamente intersticial.

Otra ventaja del método de la destilación es que se pueden hacer numerosos análisis diariamente.

METODO MODIFICADO ASTM O METODO DE DESTILACION

Los métodos de destilación, tales como el método ASTM y el método de Dean y Stark, se pueden emplear para determinar la saturación.

Se toma una muestra de 50 a 60 cc. la cual debe ser obtenida de las partes centrales de núcleos grandes.

1. Pesar el núcleo y el dedal respectivo
2. El dedal con el núcleo se coloca en el frasco de destilación con un solvente que puede ser tolueno o alguna fracción de gasolina con temperatura de ebullición alrededor de 150°F.

3. Se empieza el calentamiento y circulación de agua (al frasco se le conecta un condensador de reflujo - cuya función es devolver el condensado a una trampa de vidrio calibrado. Cuando esta trampa se llena el condensado vuelve otra vez al frasco o matraz).

El hidrocarburo líquido ebulle al mismo tiempo que el agua presente en la muestra se evapora y pasa al condensador de reflujo y de allí a la trampa.

4. El volumen en la muestra saturada se lee directamente en la trampa.
5. Cuando el volumen de agua en la trampa permanece constantemente por un determinado tiempo, se lee el volumen recolectado y el dedal respectivo con las muestras se pasa a un aparato "soxhlet"
6. La muestra retirada del aparato ASTM como se dijo, - pasa al extractor soxhlet al que se ha colocado tetracloruro de carbono para terminar de limpiar la muestra.
7. Se empieza el calentamiento y circulación de agua a asegurándose el buen funcionamiento del equipo para - lograr la total extracción del fluido del núcleo.
8. La muestra y el dedal se secan y se pesan.
9. La saturación de fluido se obtiene por la diferencia de peso entre la pesada hecha por el método ASTM y - que incluye el petróleo y el agua, y la pesada del - testigo después de extraído del soxhlet.

10. De la diferencia de pesos anteriores se resta el peso que le corresponde al agua obtenida por el método ASTM y el resultado nos dará el volumen de petróleo, al corregirse la diferencia de peso por la densidad correspondiente al crudo.

11. La saturación respectiva en porcentajes se calcula por medio de la ecuación:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Previamente hay que determinarse el volumen bruto y el espacio poroso de la muestra.

FACTORES QUE AFECTAN LA SATURACION DE LOS FLUIDOS EN LAS MUESTRAS

Las muestras que se analizan en los laboratorios han sido obtenidas de la formación por muestreo de fondo o de pared; sea cual fuese el caso, el contenido inicial de estas muestras al ser coreado ha sido modificado por:

- a) Contaminación de las muestras con el lodo de perforación, especialmente el caso de perforación rotativa, en la cual la formación está sujeta a una mayor presión de la columna de lodo que la presión de los fluidos de la formación. La presión diferencial a través de la pared del pozo provoca la invasión del filtrado del lodo a las formaciones inmediatamente adyacentes al pozo, originando de esta manera un taponamiento como el filtrado del fluido de perforación

Como la mayoría de veces el lodo tiene de base el agua, el filtrado invade el núcleo que se extrae del pozo y, - por lo tanto, hace cambiar el porcentaje original del agua intersticial.

- b) Otra dificultad al obtener una muestra representativa de la roca reservorio para determinar la saturación de fluidos es la expansión de los gases en solución cuando la muestra se trae a superficie, esto se produce debido a que la presión encerrada dentro del núcleo disminuye cada vez que se acerca más a la superficie, por lo tanto, permite que el agua, el petróleo y el agua son expelidos del núcleo. De esta manera los porcentajes de los fluidos contenidos en la muestra al llegar a la superficie son distintos a lo que existían cuando la muestra estaba en el subsuelo.
- c) La vaporización de los fluidos de los núcleos ocurrida durante las operaciones de toma de núcleos y de los análisis de las muestras introducen otra incertidumbre en cuanto a los resultados de saturaciones de fluidos. Dicha incertidumbre se puede reducir aplicándole a las muestras una capa de parafina tan pronto como se obtienen en la superficie, o quizás congelándola rápidamente con hielo seco.

En Resumen, de todas las medidas hechas en muestras de roca reservorio, la determinación de la saturación de

fluídos es tal vez la de mayor desconfianza. Quizas la solución de este problema sea la correlación de información cuantitativa obtenida por métodos diferentes; estos pueden ser la medición directa sobre las muestras de la roca de acumulación y medición indirecta por medio de las curvas de presión capilar e inclusive con los métodos basados en la interpretación de registros eléctricos y de radioactividad.

Ejemplo de cálculo en el Laboratorio

Como no teníamos muestra original, tal como se obtiene por muestreo de fondo o de pared en cuanto a la saturación original de los fluídos, tuvimos que reacondicionar una muestra para poder hacer el ejemplo de cálculo de la saturación de fluídos por el método de Destilación.

Peso del dedal = 27.76 gr.

Peso del dedal+ muestra seca = 41.56 gr.

- Peso del dedal + muestra saturada = 42.3 gr.

- Volumen de agua recolectada = 0.3 cc.

- Densidad del petróleo = 0.9060 gr/cc.

La porosidad de la muestra lo determinamos con el porosímetro universal.

- Volumen bruto de la muestra = 5.71 cc.

- Volumen de los granos = 4.18 cc.

- Volumen poroso = 5.71 - 4.18 = 1.53 cc.

$$\text{Porosidad} = \frac{1.53}{5.71} = 0.268 \quad 27\%$$

- Peso de petróleo recuperado = (Peso de dedal + muestra saturada) - (Peso de dedal + muestra seca) - (Peso de agua recuperada)

$$\text{Peso de petróleo recuperado} = 42.3 - 41.5 - 0.3 = 0.44 \text{ gr.}$$

- Volumen de petróleo recuperado = $\frac{\text{Petróleo recuperado}}{\text{densidad}}$

$$= \frac{0.44}{0.9060} = 0.485 \text{ c.c.}$$

Por lo tanto:

$$\text{Saturación de agua} = \frac{0.3}{1.53} = 0.196$$

$$\text{Saturación de petróleo} = \frac{0.485}{1.53} = 0.316$$

Además como: $S_w + S_o + S_g = 1$

$$S_g = 1 - S_w - S_o$$

$$S_g = 1 - 0.196 - 0.316 = 0.488$$

Resultado:

$$\text{Saturación de agua} = 19.6\%$$

$$\text{Saturación de petróleo} = 31.6\%$$

$$\text{Saturación de gas} = 48.8\%$$

PRESION CAPILAR

Presión capilar es la presión diferencial que existe en la interfase de dos fases fluídas distribuidas en equilibrio estático en medio poroso.

Las fuerzas capilares en los yacimientos de gas y petróleo resultan del efecto combinado de las tensiones superficiales y de las tensiones interfaciales de los líquidos, del tamaño y forma de los poros y de las propiedades humectativas de la roca de acumulación.

Las tensiones superficiales e interfaciales de los fluidos resultan de las propiedades moleculares que se dan en su superficie o en su interfase.

Tensión superficial es la tendencia de un líquido a exponer una mínima superficie libre. Es un "efecto superficial" que ocurre en la superficie o en la interfase similar a la tendencia de una membrana estirada. La tensión superficial se puede definir como la tendencia de contraerse que posee la superficie líquida expuesta a gases. La tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto.

Las aberturas de los poros en las rocas de depósito son de tamaño capilar y por la acción de la fuerza capilar - tienden a retener los líquidos con que se ponen en contacto, como una esponja absorbe y retiene agua. La capilaridad es una expresión de la operación de la tensión su

perforial y la cohesión del líquido y de una fuerza molecular que tiende a hacer que los líquidos se extiendan y adhieran sobre las superficies minerales.

Podemos estudiar convenientemente los efectos de estas fuerzas considerando sus funciones cuando un líquido (a ceite o agua) se eleva en tubo capilar sostenido en posición vertical con su extremo inferior sumergido abajo de la superficie del líquido en un vaso (véase la figura).

La atracción molecular entre el líquido y el vidrio hace que aquel se extienda hacia arriba por las paredes del tubo arriba de la superficie del líquido en el vaso. A lo largo de su línea de contacto, el líquido se encorva hacia arriba contra el vidrio como resultado de esta fuerza de atracción.

La tensión superficial del líquido resiste esta extensión de su superficie y es suficientemente fuerte para levantar una columna del líquido en el tubo.

La cohesión de las moléculas del líquido evita que la columna de líquido se separe del recipiente de abajo. La atracción del vidrio por el líquido es capaz de jalarlo hacia arriba indefinidamente hasta que quede limitada por la tensión superficial del líquido para soportar la columna de éste contra el jalón hacia abajo de la gravedad. Así el líquido sube por el tubo hasta que se alcanza una condición de equilibrio.

Después que el sistema ha alcanzado el equilibrio, sí

- T = Tensión superficial del líquido, dinas/cm.
- R = Radio de calibre interior del tubo, cm.
- G = Densidad del líquido relativa al agua pura a 0°C
- A = Aceleración de la gravedad cm/seg/seg.
- H = Elevación capilar del líquido en el tubo, cm.
- α = Angulo de contacto del líquido contra la superficie del vidrio.

Se puede demostrar que:

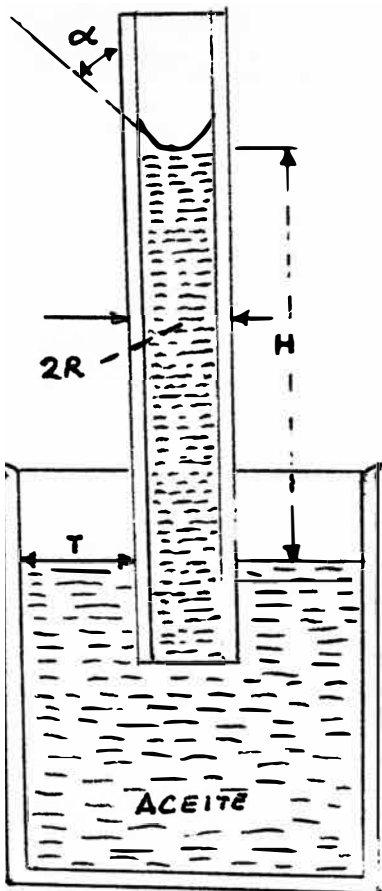
$$H = \frac{2T \cos \alpha}{R G}$$

Por analogía con la elevación del líquido en un tubo capilar, podemos representar la elevación capilar del aceite en los espacios porosos de la arena no consolidada comprimida en un tubo y suspendido con el extremo inferior abierto de la columna de arena en contacto con un recipiente con el aceite, como se ilustra en la Fig.(b). Si la arena es de grano fino (es decir menor que la malla 30) de modo que los espacios porosos entre los granos sean de tamaño capilar, el aceite se elevará en la columna de arena por los espacios porosos entre granos, a una altura H arriba de la superficie del aceite en el vaso y la distancia H será una medida de la fuerza capilar desarrollada.

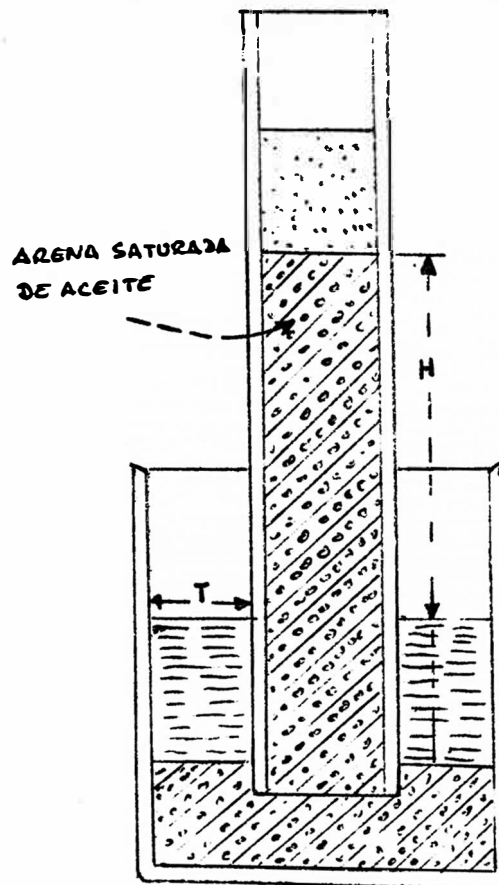
Los experimentos de este carácter han demostrado que en condiciones favorables se puede tener una elevación cani

lar de varias pulgadas y parecería que la magnitud de la fuerza capilar desarrollada es una función del tamaño y forma de los poros entre la arena y de la tensión superficial del aceite.

En las condiciones del yacimiento con temperaturas y presiones relativamente altas y con gas en solución en el aceite y el agua, la tensión superficial de los líquidos del depósito se reduce mucho y la fuerza capilar desarrollada es correspondientemente menor.



ILUSTRACION DE LA ELEVACION
DEL ACEITE EN UN TUBO
CAPILAR DE VIDRIO



APARATO USADO PARA MEDIR
LA ELEVACION CAPILAR DEL
ACEITE EN LA ARENA

Aún cuando algunos autores han comparado un depósito de aceite y gas con un "haz de tubos capilares", las condiciones dentro de un yacimiento de aceite y gas son considerablemente más complejas de lo que implica esa comparación. Los espacios porosos presentan una variedad infinita de formas y tamaños con depresiones angulares y sección transversa- muy variable. Las superficies minerales en contacto con los fluidos son ásperas y están cubiertas generalmente con minerales secundarios. Los canales de comunicación entre los poros son por lo general tortuosos y erráticos. Por lo menos se encuentran en los poros de las rocas dos fluidos no miscibles: aceite y agua, aceite y gas, agua y gas; y, algunas veces, los tres.

Resumiendo, la presión capilar de una roca porosa se puede definir en varias formas:

Es la presión diferencial entre las distintas fases móviles y entrelazadas de los fluidos que se encuentran dentro de la red porosa de la roca.

Es la capacidad de succión de la roca para aspirar un fluido que humecte la roca.

Es una medida de la tendencia de la roca de succionar la fase humectante del fluido o de rechazar la fase no humectante.

Es una medida de la curvatura de las interfases entre dos fluidos.

MEDIDAS Y UTILIDAD DE LA PRESION CAPILAR

Se han inventado métodos y equipos de laboratorio (ver - Fig.4) para medir la fuerza capilar ejercida por las rocas de depósito para atraer y retener fluidos dentro de sus espacios porosos. Los datos obtenidos de una prueba de presión capilar se pueden usar para estimar la permeabilidad relativa de la roca a la fase humectante, el tamaño promedio de las aberturas de los poros, las áreas - superficiales de contacto e intersticiales, el contenido de agua nativa y otras variables litológicas.

Tres son los métodos más conocidos para medir la presión capilar:

Método de Diagrama Poroso

Método de Inyección de Mercurio

Método de la Centrífuga.

TECNICA DE MUESTREO DE FONDO DE LOS

FLUIDOS DEL YACIMIENTO

CARACTERISTICAS DEL RESERVOIRIO

Para la selección correcta de los pozos para muestrear - dentro del área desarrollada de un yacimiento, concurren una gran variedad de factores que van desde el conocimiento de su mecánica hasta considerar las instalaciones superficiales con que se cuenta.

Es importante conocer el mecanismo debido al cual el aceite fluye hacia los pozos. Así, en yacimientos con casquete de gas se procurarán elegir aquellos pozos que estén produciendo de zonas alejadas del contacto gas--aceite. Cuando existe agua de fondo se tendrá cuidado de seleccionar aquellos cuyo intervalo productor quede fuera de las regiones de alta saturación de agua. En yacimientos bajo-saturados en donde la producción se debe a la expansión de los fluidos y a la compresibilidad de la roca, la selección se simplifica siempre y cuando no haya producción de agua.

Otro factor importante es la condición de saturación de fluidos, cuando un pozo está produciendo por debajo de la presión de saturación de aceite, se crea una zona de alta saturación de gas en las vecindades del agujero, la permeabilidad al gas se incrementa rápidamente y el aceite tiene más dificultad para escurrir, esto da por resul

tado que llegue al pozo cantidades de aceite y gas cuya proporción no es la que guardan dentro del yacimiento; - por lo tanto no será representativa cuando se tomen estas muestras. Esta situación se puede corregir mediante una adecuada preparación del pozo, pero es preferible programar pozos que no se encuentren en esas condiciones.

Esto último será posible cuando la presión estática del yacimiento sea mayor que la de saturación.

Por otra parte, cuando el reservorio en estudio es de gran magnitud, tanto por lo que toca a su desarrollo horizontal como al cierre de la estructura, se tomará en cuenta que debido a los efectos de segregación gravitacional, distribución de temperatura y cambios en la composición química de los fluidos, las características PVT de estos puede variar considerablemente a través del yacimiento.

El fin que se persigue al muestrear un horizonte es contar con fluidos para cuantificar el comportamiento PVT de los hidrocarburos, por lo tanto, se cuidará de no atrapar agua. Por otra parte, la introducción de este líquido en los aparatos de análisis los daña considerablemente. Si se está obligado a seleccionar un pozo con alto porcentaje de agua en la producción, se tomarán precauciones especiales al momento de situar el muestreador dentro de la tubería de producción, para hacerle en una zona donde sólo existen hidrocarburos líquidos.

La historia de producción del Campo es un antecedente que se debe tener a mano cuando se trate de poner pozos para muestreo. La información allí recopilada ayudará al conocimiento integral del yacimiento y en particular de cada uno de los pozos en el perforado; dará idea de las áreas menos explotadas y por lo general de mayor presión, se tendrá la variación que ha sufrido la relación gas-aceite, así como los porcentajes de agua con que fluyen los pozos y dará las bases para calcular los índices de productividad.

Las instalaciones superficiales es un factor que habrá de tenerse en cuenta por cuanto que, en la etapa de acondicionamiento se requiere medir con precisión la relación gas-aceite. Este dato es de primer orden para juzgar las condiciones de saturación de fluidos que priman en el área adyacente al pozo.

METODOS DE MUESTREO DE FLUIDOS DEL RESERVORIO

Existen tres métodos de muestreo de fluidos de yacimientos, que son:

- a) Muestreo de petróleo de fondo
- b) Muestreo de muestras recombinadas
- c) Muestreo de líneas de flujo.

En este trabajo sólo nos ocuparemos del muestreo de fondo por ser el método más generalizado y adaptable a casi todos los yacimientos nuevos del país.

EPOCA DE MUESTREO

De una manera general se puede anotar que la época más propicia en cuanto a condiciones de presión, para proceder al muestreo es la etapa inicial de la vida productiva. Al inicio de la vida productiva es la época en que las condiciones del reservorio son casi originales. Muchas de las dificultades que se presentan para obtener fluídos representativos se pueden evitar o disminuir si se sigue esta medida. STANDING, opina que no se podrá obtener muestras útiles en pozos donde la presión ha caído el 80% de su valor original, cuando se trata de yacimientos no saturados cualquier época de muestreo será apropiado, siempre y cuando su presión no sea inferior a la de saturación.

SELECCION DEL POZO A SER MUESTREADO

El pozo a ser muestreado en lo posible debe ser surgente y poseer las siguientes características productivas:

1. No tener producción de agua.
2. El GOR y la gravedad del petróleo producido por el pozo debe ser típico de los demás pozos del reservorio.
3. Tener un índice de productividad alto.
4. Flujo estabilizado con muy leve o ningún "cabeceo"
5. La zona baleada debe estar lo más alejada posible del acuífero o del casquete de gas, si lo hubiera.

NUMERO DE POZOS A MUESTREAR

Sabemos que para un mismo campo existen variaciones en las propiedades de los fluidos. Un solo pozo muestreado podrá no ser suficiente para conocer sus características. Mucho depende la extensión del campo y la magnitud del cierre estructural, se programará un número suficiente de pozos a muestrear para obtener las propiedades promedio de los fluidos, sin embargo, no todas las muestras tomadas deberán analizarse completamente, es decir haciendo una corrida rutinaria PVT, bastaría hacer algunas determinaciones claves, tales como la medida de la presión de saturación, relación gas-aceite y densidad del aceite y en esta forma seleccionar las muestras que merezcan un análisis detallado.

MUESTREO PERIODICO

Cuando se someten las muestras a separaciones flash y diferencial tratando de reproducir el mecanismo de producción en el yacimiento, se apoyan en el principio de que las fases líquidas y gaseosas se encuentran siempre en equilibrio termodinámico. Pero como lo que en realidad sucede al explotar un yacimiento es que no siempre se alcanza este equilibrio y sobre todo que las pruebas específicas de laboratorio no se ajustan totalmente al proceso de explotación, será necesario tomar otras muestras en etapas avanzadas de la vida del reservorio. Con los resultados obtenidos de los nuevos análisis se podrá con

firmar o ratificar los datos obtenidos del muestreo previo. La última información, por supuesto, representará mejor las condiciones prevalecientes en esa época.

PREPARACION DEL POZO

Después de haber seleccionado los pozos a muestrear, se procede a lo que se llama "acondicionamiento del pozo". El objetivo de acondicionar un pozo antes de ser muestreado, es el de obtener muestras representativas del fluido del reservorio, es decir se trata de que las características de los fluidos atrapados sean las mismas que las de aquellos que se encuentran en el límite del área de drenaje.

El tiempo de preparación de un pozo varía, normalmente son suficientes de 8 a 10 días. Existe la tendencia a acortar este tiempo argumentando la pérdida de producción. Sin embargo, peores consecuencias económicas pueden ocasionar la estimación de reservas y otros cálculos a partir de datos erróneos o supuestos. Por otra parte, no se trata propiamente de una producción perdida, sino más bien diferida.

La duración del período de acondicionamiento del pozo depende de:

1. Volumen de fluido del reservorio que ha sido alterado como resultado de la producción del pozo con una presión fluente de fondo menor que la presión de saturación.

2. El regimen al cual el reservorio es producido. Puesto que estos volúmenes y regímenes varían ampliamente, no es posible dar una regla general para determinar el tiempo requerido para el acondicionamiento. - Un pozo que tiene bajo índice de productividad requerirá un período de flujo a regimen bajo por un tiempo bastante más largo para acondicionarlo. La experiencia que indica que la mayoría de los pozos de petróleo pueden ser acondicionados adecuadamente en un período menor a una semana.

YACIMIENTOS SATURADOS

Cuando la presión estática del yacimiento es igual a la de saturación existen dos fases de hidrocarburos separados debido a la acción de la gravedad y se dice que el yacimiento está saturado.

Si un pozo es puesto en producción, la presión declina liberando el aceite parte del gas que contiene en solución. En las vecindades del agujero se crea una zona de alta saturación de gas, cuando esta llega a su valor crítico empiezan a fluir cantidades considerables de gas libre al pozo, aumentando la resistencia del flujo de aceite.

Puesto que el aceite, desde que se inicia la explotación libera gas y antes de alcanzar la saturación crítica se queda en el yacimiento, una muestra tomada en estas con

diciones contendrá menor gas que el debido. Cuando la saturación de gas sobrepasa la crítica el gas fluye con facilidad creciente cada vez, aumentando notablemente la RGA, lo cual impide que se tome muestra representativa.

Por lo tanto, es casi imposible tomar una muestra de flúidos con iguales características que las del yacimiento. Para mejorar en parte las condiciones de saturación en el área vecina al pozo, durante el período de acondicionamiento, se puede someter a un programa de producción controlado que puede consistir en los siguientes puntos:

- a) Reducir el gasto permisible a la mitad aproximadamente, dejando al pozo fluir el tiempo necesario para que se estabilice, para lo cual se requiere de 48 a 72 horas.
- b) Restringir nuevamente el gasto a la mitad por un tiempo semejante al anterior.
- c) Cerrar el pozo durante un lapso de 24 a 72 horas.

Este proceso origina que la presión de fondo aumente y en esta forma se logra que una parte del gas libre entre en solución en el aceite, mejorando las condiciones de saturación en las zonas inmediatas al pozo. Una muestra atrapada en estas condiciones puede presentar eventualmente una presión de saturación igual a la estática del yacimiento, sin embargo en la mayoría de los casos, será ligeramente inferior y del orden de la presión fluyente por el último orificio.

Se puede emplear métodos de extrapolación ya sean gráficos o analíticos, para corregir los datos de las muestras que manifiestan la diferencia aludida. Otro procedimiento consiste en agregar gas a la muestra para alcanzar una presión de saturación igual a la del yacimiento, sin embargo, esto tiene el inconveniente de la necesidad de contar con gas de la misma composición del que debe contener la muestra. El gas que se utiliza por lo general es del separador o del acumulado en el espacio anular a boca del pozo.

YACIMIENTOS BAJOS-SATURADOS

Cuando la presión estática del yacimiento es superior a la presión de saturación, se trata de un yacimiento bajo saturado.

Se puede afirmar que acumulaciones de este tipo son las más sencillas de muestrear, por cuanto a lo representativo de los fluidos atrapados siempre que al fluir el pozo la presión no decline hasta valores inferiores a la de saturación. Así el líquido que entra en el hueco será de características idénticas a la que se encuentra en el área de drenaje. La historia de producción del pozo mostrará una relación gas-aceite constante. Cuando al fluir el pozo la presión alcanza valores inferiores a la de saturación, se forma una zona de alta saturación de gas en las inmediaciones del agujero. Se tiene entonces un pro

blema semejante al de los yacimientos saturados. El procedimiento descrito para esos yacimientos se aplica en este caso.

En algunas ocasiones, cuando el estado de saturación lo permite, se pueden tomar muestras a pozo fluyente. Es decir, después de haber cerrado el pozo para conocer su presión de fondo, se abre por un orificio pequeño, permitiendo que fluya hasta estabilizarse. La presión de fondo fluyente debe ser mayor que la de saturación del fluido, desde luego se requiere saber con anterioridad cuál es esa presión. Con este procedimiento se tiene la ventaja de tomar muestras "frescas". Cuando las condiciones lo permitan deberá preferirse este método a cualquier otro método.

OPERACION DE MUESTREO

Una vez que el pozo ha sido acondicionado y que se decidió tomar la muestra, ya sea en condiciones estáticas o a pozo fluyente, se procede a bajar dentro del pozo un muestreador que consiste fundamentalmente en un cilindro de aproximadamente 5 cm. de diámetro por 1.80 m. de longitud y con una capacidad de más o menos 600 cc.

Inmediatamente antes de bajar esta herramienta se debe tomar la presión fluyente de fondo con una bomba de presión debidamente calibrada. Esta misma operación puede ser utilizada para tomar la temperatura de fondo del reservorio.

Es recomendable correr una prueba completa de "presión - con paradas" para determinar contactos agua-petróleo y gas-petróleo, si es que se cierra el pozo.

El muestreador se baja al pozo inmediatamente después, - seleccionando el tope de las perforaciones como el mejor punto de muestreo, la presión en este punto debe ser igual o mayor que la presión de saturación estimada del reservorio. En caso contrario se debe bajar el nivel de aceite/agua mediante un achicador de agua del fondo hacia la superficie, hasta que este nivel quede a una profundidad tal que su presión sea algo superior a la presión de saturación estimada. Si esto no se puede lograr, se debe tratar de buscar otro pozo para muestreo. Es recomendable obtener en cada trabajo dos muestras del mismo pozo, en dos muestreadores diferentes, para efectos - de verificar los resultados de la muestra tomada.

Existen dos tipos conocidos de muestreadores: El tipo - HUMBLET, mantiene las puertas cerradas mientras se corre el muestreador hasta el punto elegido. Al barril se le hace previamente el vacío. Para accionar las válvulas - se utiliza una membrana de termo-presión debidamente calibrada, esta se rompe a la presión y temperatura del punto de muestreo. Una variante en el sistema consiste en que el disco se rompa por la acción de un "diablo".

Otro tipo de muestreador es el tipo WOFFORD, comúnmente usado por PetroPerú. Este muestreador al introducirse -

al pozo las puertas permanecen abiertas, de tal manera - que los fluídos circulen en su interior. Al llegar a la zona de muestreo las válvulas se cierran por sacudimiento de la línea desde la superficie, provocando la ruptura del perno, el cual evita que accione el mecanismo de cierre. Se les puede adaptar, si se desea un sistema de relojería para operar el cierre de las puertas. La causa más común de falla, para el primer tipo de muestreador - es que debido a la difícil calibración de la membrana de termo-presión, ésta se rompe prematuramente, atrapando fluídos no representativos, o no llega a romperse en toda la operación.

Cuando el muestreador en el segundo tipo es accionado por sacudimiento desde la superficie puede suceder que - en los fluídos de alta viscosidad se dificulte romper el perno. Por otra parte como al bajar el instrumento está sujeto a golpes en las paredes de la tubería de producción, es frecuente que las válvulas accione antes de lo debido.

En el muestreador de fondo se pretende atrapar fluídos - que se alojan frente al intervalo abierto a producción.

PRUEBAS INMEDIATAS AL MUESTREO DE FONDO

El número de muestras por pozo que se tomen de un horizonte productor depende de las necesidades que se tengan en el laboratorio en lo que se refiere a la cantidad de fluído para realizar los análisis PVT. El laboratorio -

requiere normalmente tres muestras para efectuar análisis PVT, diferencial y flash.

COMPROBACION DEL ESTADO DE LA MUESTRA

No es fácil averiguar que se ha atrapado la muestra en el muestreador sin destruirla. En la superficie se hacen algunas pruebas claves, como son:

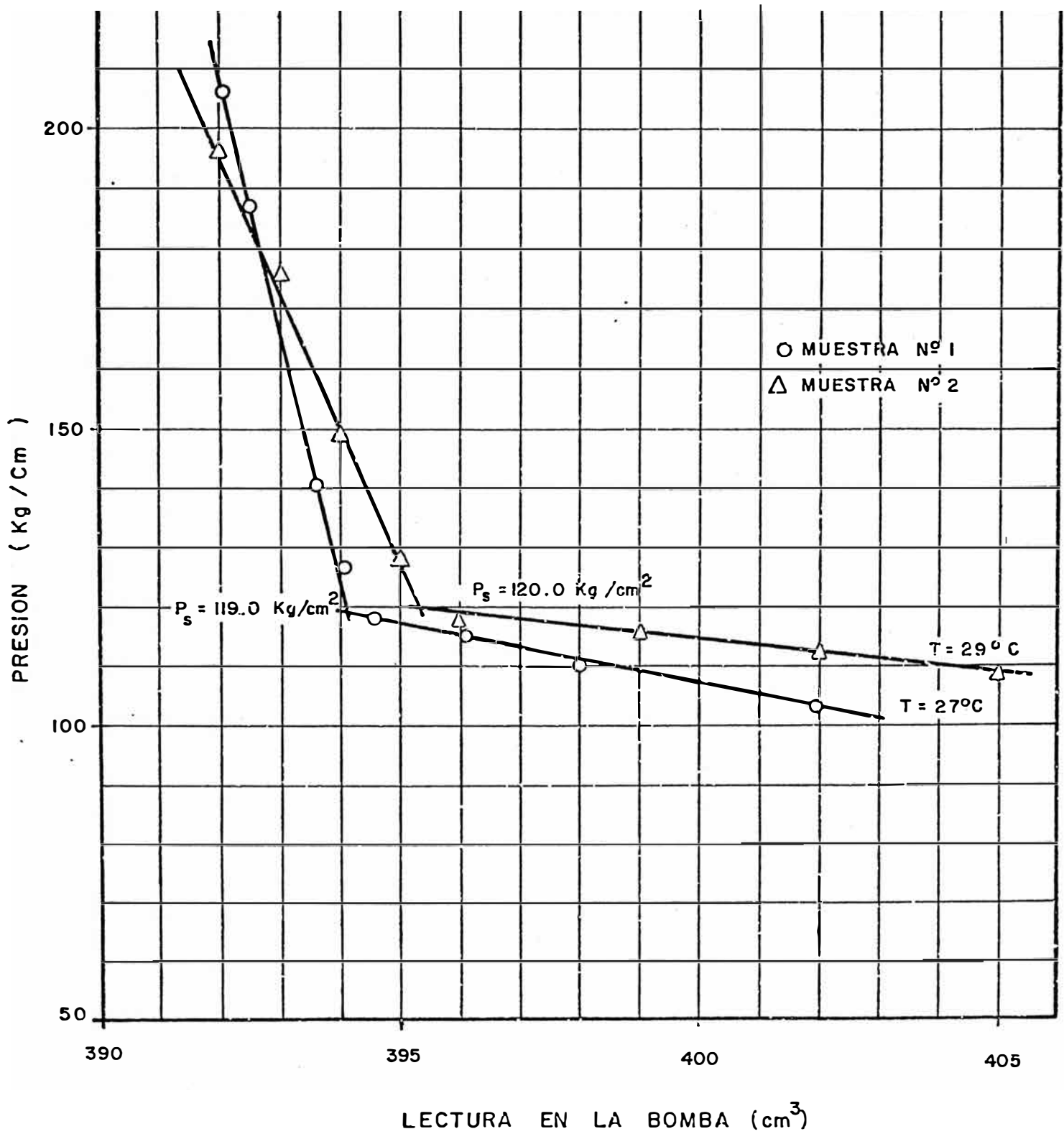
- a) Se inyecta mercurio al muestreador, obligándole a que ^ábre una de sus válvulas, Se registra la presión y la temperatura ambiente.
- b) En el mismo instrumento se determina la presión de saturación a la temperatura ambiente por medio de la introducción de mercurio.

Este procedimiento se sigue para cada muestra. Los valores de la presión como de la saturación deberán coincidir, pequeñas discrepancias podrán atribuirse a cambios en la temperatura ambiente y tolerancia de los instrumentos de medida.

En la Fig. 5 presentamos los gráficos que resultaron en el muestreo de fondo del pozo X. Una forma de averiguar el contenido del muestreador es observando la variación de la presión con respecto al volumen de mercurio inyectado.

1. Cuando una muestra ha sido tomada correctamente, la presión en el muestreador disminuirá cuando se lleve

PRESION DE SATURACION A TEMPERATURA AMBIENTE DE LAS MUESTRAS Nos. 1 y 2



ésta a la superficie, debido a que la temperatura baja, originando que se forme un pequeño casquete de gas libre. Al determinar la presión de saturación en el campo, se fuerza el gas a entrar en solución en el aceite inyectando mercurio al muestreador. Las variaciones que se han observado para algunos yacimientos se muestran en la Tabla (sgte.página).

Los promedios son de 0.8 Kg/cm^2 y 12.3 Kg/cm^2 de incremento en la presión por 1 c.c. de mercurio, para antes alcanzar la presión de saturación y después de superada respectivamente.

2. Si la muestra contiene un alto porcentaje de agua, el incremento en la presión es superior al de las muestras que no la contiene.
3. El muestreador puede funcionar antes de que llegue a la región del aceite, atrapando solamente gas. Debido a la gran compresibilidad del gas, incrementos de un centímetro cúbico de mercurio no causarán aumento significativo.

Es sumamente importante determinar en el campo la presión de saturación y comprobar su valor, debidamente extrapolado con la presión estática del yacimiento. La presión de saturación podrá ser menor o igual a la estática pero nunca mayor. La variación de la presión de saturación con la temperatura no es una constante, cambia según

T A B L A

VARIACIONES EN LA PRESION DE UNA MUESTRA DE ACEITE Y GAS
DISUELTOS PARA 1 cc. DE MERCURIO INYECTADO

POZO	TEMP. °C	Kg/cm ²		Kg/cm ² /°C
		A	B	
1	25	1.0	13.0	0.66
2	27	0.4	12.5	0.63
3	34	0.4	15.6	0.68
4	28	0.7	16.6	0.40
5	32	0.9	8.4	0.54
6	32.5	0.5	10.0	0.73
7	28	1.0	13.4	
8	30.5	0.5	11.0	0.59
9	27	1.1	12.5	0.43
10	29.5	1.0	13.0	0.45
11	28	1.0	11.6	0.28
12	27	1.0	10.5	0.40
13	32	0.8	13.2	1.24
	29.3	0.8	12.3	0.53

NOTA:

- A.- Para presiones inferiores a la de saturación
- B.- Para presiones superiores a la de saturación
- C.- Cambio de la presión de saturación con la temperatura.

las características físicas y químicas de los fluidos. - En la Tabla figuran en la columna C los gradientes observados para cada pozo. Se puede ver una variación de 0.4 a 0.7 kg/cm²/°C excluyendo el valor de 1.24 del pozo 13, cuyo gradiente tan alto se atribuye al elevado contenido de bióxido de carbono que reveló el análisis químico del gas (61%). Después de realizar las pruebas anteriores y calificando la muestra como aceptable, se procede a transferirla del muestreador a la botella, la cual se enviará al laboratorio de análisis.

TRANSFERENCIA DE LA MUESTRA A UNA BOTELLA

Una vez que se tiene la muestra en la superficie y que se le han hecho las pruebas que se aconsejan para determinar su calidad, se procede a transferirla a un recipiente que la almacenará hasta que es analizada en el laboratorio. La operación de traspaso es importante por cuanto que debe hacerse con mucho cuidado si no se quiere alterar la muestra y por lo tanto inutilizarla.

Generalmente la operación debe hacerse en el campo por necesidad de tener los muestreadores disponibles para tomar de inmediato muestras adicionales y para evitar los riesgos que provienen del traslado hasta el laboratorio.

Si se cuenta con suficiente número de muestreadores y se confía en el buen sello de los empaques, la transferencia puede realizarse en el taller con la ventaja de tener todos los elementos necesarios para una operación delicada

Dos son los procedimientos más recomendables para la transferencia en ambos se usa, como fluido desplazante - el mercurio. En uno se aplica la presión de una bomba - para desplazar la muestra, en el otro se aprovecha la acción de la gravedad.

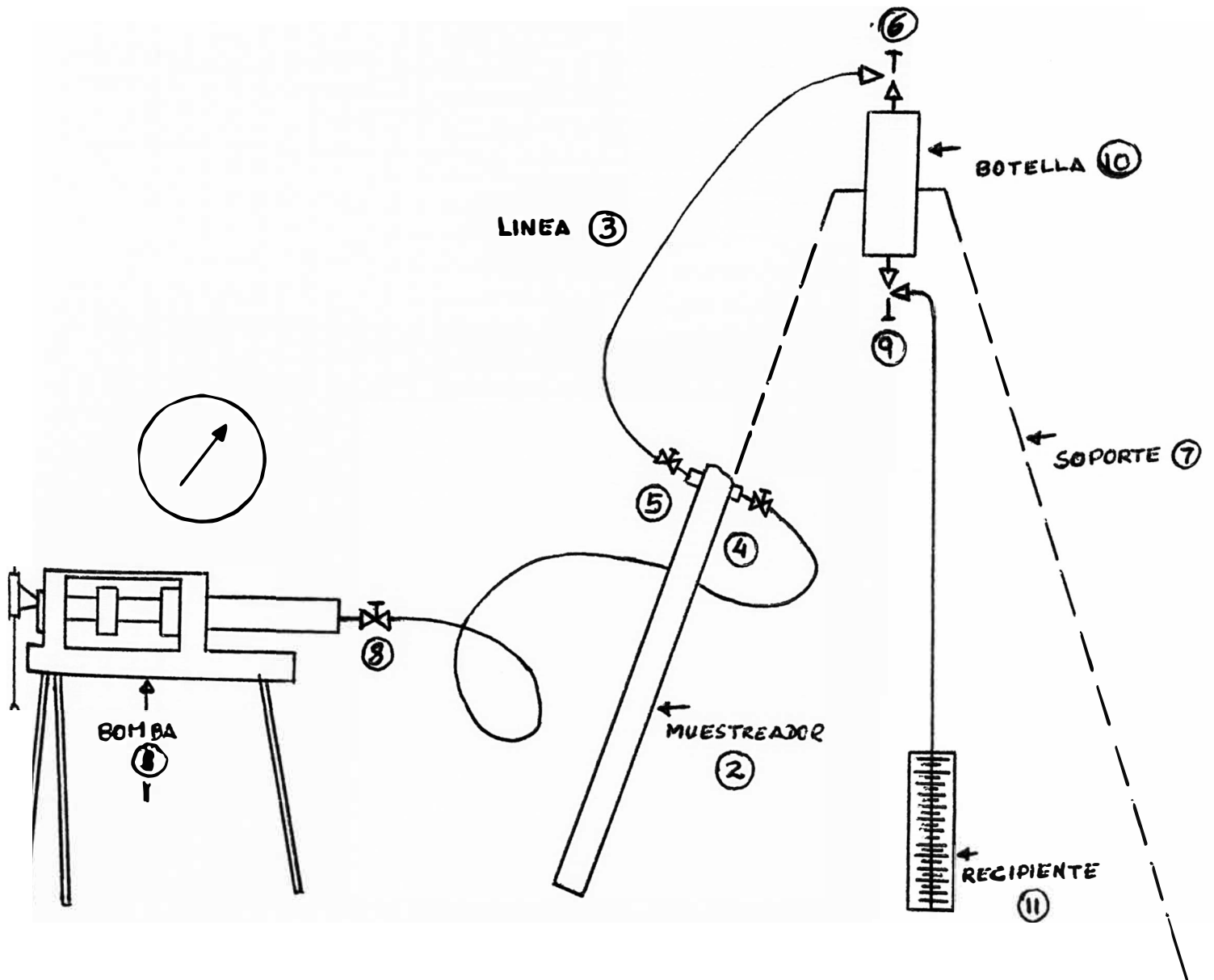
Presentamos el primer procedimiento el que utiliza una - bomba de transferencia de mercurio, cuyo esquema de transferencia se muestra en la Fig. 6.

El procedimiento de transferencia es el siguiente:

1. La botella de transferencia (10) debe llenarse de mercurio antes de colocarla en el trípode (7). La capacidad de esta bomba debe exceder a la del muestreador en por lo menos 10%.
2. Conectar la cabeza de transferencia al muestreador y hacer la instalación de la figura.
3. Con las válvulas (4), (5) y (8) abiertas inyectar mercurio con la bomba (1) a través de la línea (3), hasta que aparezca en el final de la línea (conexión hacia la válvula (6)). Esta operación desplazará el aire de las líneas conectadas y de la cabeza de transferencia. Ajustar la válvula (6).
4. Con las válvulas (5), (6) y (9) cerradas y las válvulas (4) y (8) abiertas bombear mercurio lentamente - hasta que la válvula del muestreador se abra. Leer

- la presión a la cual se abrió esta válvula y anotarla en la hoja de trabajo respectiva.
5. Continuar bombeando mercurio hasta que la presión sea por lo menos 500 psi. por encima de la presión - en el punto de muestreo. Alternativamente agitar el muestreador e inyectar mercurio hasta que el incremento de presión sea indicativo de la presencia sólo de líquido en el muestreador. Estos datos pueden anotarse en una tabla y servirá para calcular la presión de saturación a temperaturas ambiente mientras la muestra está dentro del muestreador.
 6. Abrir la válvula (5) lentamente mientras se bombea - mercurio para mantener la presión y luego abrir la válvula (6) lentamente, también manteniendo la presión.
 7. Abrir la válvula (9) y drenar mercurio a un recipiente calibrado (11) manteniendo la presión con la bomba de mercurio.
 8. Cuando el volumen de mercurio retirado de la botella de transferencia (10) excede al volumen del muestreador, cerrar la válvula (9) y luego la válvula (6). Anotar la presión y la temperatura de transferencia - en la hoja respectiva. Para proporcionar a la botella un espacio de vapor, a fin de asegurar la botella por exceso de presión debido al cambio de temperatura

ambiente, drenar el recipiente (11) un volumen adicional de mercurio de la botella (10), una cantidad igual al 10% del volumen del muestreador. En estas condiciones, la botella está lista a ser enviada a los laboratorios de análisis.



EQUIPO EXPERIMENTAL PARA ANÁLISIS PVT

DESCRIPCION DEL SISTEMA

El esquema del sistema general de análisis de fluidos de yacimiento se muestra en la Fig. 8 que ha sido tomada con ciertas modificaciones de los esquemas sugeridos por la compañía fabricante de estos aparatos.

El sistema está arreglado de tal modo que pueda ser utilizado para el análisis tanto de muestras de petróleo - como de gas-condensado. Mostramos las líneas y las conexiones más importantes utilizadas en el sistema, como son las válvulas tipo estándar y de bloqueo y las conexiones de línea de 3/16" y 1/8", así como los tipos de roscado estandarizados.

El sistema cuenta de los siguientes aparatos interconectados (o conectables):

1. Bomba de desplazamiento positivo (Fig.5)
Tanque de mercurio
Manómetro de precisión.
2. Botella de transferencia.
3. Celda visual PVT de líquidos
Baño de aceite a temperatura constante.
4. Celda visual PVT de condensados
Baño de aire de temperatura constante.

5. Aparato de separación flas.
Gasómetro
6. Viscosímetro de líquido alta presión.
7. Aparato de presión diferencial nula..
8. Probador de Peso Muerto.

Como se tendría una tesis demasiado extensa si describiéramos el funcionamiento de todos los aparatos enunciados, he visto la necesidad de presentar sólo la descripción, funcionamiento y la calibración de la celda visual PVT de líquidos, por ser que en ella se realizan las pruebas más importantes del análisis de una muestra de fondo. También presentamos la descripción y uso del probador de peso muerto y la celda de presión diferencial nula.

CELDA VISUAL PVT DE LIQUIDOS RUSKA

Esta celda (Figs.6 y 7) está probada a 12,000 psi con una mezcla de varsol. Aunque estas celdas están hechas para una presión de trabajo de 10,000 psi, se debe tener mucho cuidado de ejercer medidas extremas de seguridad cuando se usa la celda a altas presiones, debido a la inherente impredeción del comportamiento del vidrio de la ventana de la celda, bajo altas presiones. Si es necesario reemplazar las ventanas de vidrio de la celda, resulta imperativo que la instalación debe ser hecha de acuerdo a las instrucciones para instalar estas ventanas. Ta

les indicaciones deben ser seguidas por una prueba aislada de presión antes de poner nuevamente en servicio la celda.

Si fuera necesario remover la copa por cualquier razón, depresionar la celda y proceder como sigue:

1. Desconectar la línea de tubing del fondo de la celda Retirar las abrazaderas de apoyo y el brazo de agitación, la celda ahora puede ser sacada del baño.
2. Sacar los tornillos de 1/2" de la copa (10) en reten de la copa.
3. Destornillar el reten de la copa y sacar el terminal de la copa.

Cuando se reensamble la celda, hay que asegurarse que estén limpias todas las partes. Volver a poner el terminal y la copa de rosca, asegurándose que el terminal esté centrado en la copa. Enroscar los tornillos uno por uno hasta que el torque sea alrededor de 80 lbs. en cada tornillo.

BAÑO DE ACEITE DE TEMPERATURA CONSTANTE

El baño de aceite (Fig.6) no debe ser operado mientras no se está circulando aceite, para prevenir sobrecalentamiento de los elementos de calentamiento. Por esta razón, el interruptor principal está interconectado con el motor de agitación del baño. La unidad de calentamiento

to del baño puede ser puesta fuera de operación, cortando el interruptor de tres pasos y el interruptor de termostato. Sin embargo, el motor de agitación del baño empezará a funcionar tan pronto como se accione el interruptor principal.

OPERACION DEL BAÑO

Para que el motor de agitación está en condiciones de operación (antes de poner el interruptor principal en ON) el baño debe llenarse de un aceite resistente a la temperatura, como por ejemplo, aceite comercial de motor, los demás interruptores deben estar puestos en OFF. El calentador puede ahora ser operado. Para subir la temperatura rápidamente, el interruptor de tres pasos se pone en HIGH y el termostato se pone en ON para que el elemento de control de calentamiento también esté en operación. El calentador principal HIGH se usa sólo para llevar el baño a la temperatura deseada. Se pueden mantener más bajos calentamientos sólo con el control de calentamiento.

Si se necesita más calor para mantener la temperatura, se puede poner el interruptor de tres pasos en LOW o en MEDIUM.

La luz piloto del termostato situado en la parte superior del panel indica cuando el control de calentamiento está funcionando. Después que el baño ha llegado a aproximadamente a la temperatura deseada, lo cual se ob-

serva en el termómetro, la manecilla del termostato se -
 gira hasta que justamente la luz indicadora se anague in -
 mediatamente, parar de girar la manecilla del termostato.
 Si el interruptor de tres pasos se ha puesto correctamen -
 te, esta luz nuevamente se prenderá y se apagará periódica -
 mente, manteniendo una temperatura de baño uniforme. -
 Si la luz permanece apagada con la temperatura del baño
 subiendo, el interruptor de tres pasos se ha puesto dema -
 siado alto y debe ser disminuído. Si la luz nuevamente
 se prende y permanece prendida con la temperatura bajan -
 do lentamente, el calentamiento ha sido puesto muy bajo.

El panel de control contiene los interruptores necesari -
 os para conducir el mecanismo de agitación de la celda
 y para subir el nivel del líquido, si es necesario.

El baño tiene una conexión de drenaje para vaciar el ba -
 ño si se requiere cambiar de aceite.

CALIBRACION DE LA CELDA PVT DE LIQUIDOS

Cuando se calibra una celda se requiere determinar con -
 precisión tres datos, estos son:

1. Volumen calibrado de la celda a una presión y tempe -
 ratura base (14.7 psia y 60°F).
2. Coeficiente de expansión térmica de la celda.
3. Coeficiente de compresibilidad de la celda.

En este trabajo presentamos los procedimientos y los de -
 taller del cálculo para la determinación de estos tres -
 datos, que sirven para la calibración de la celda del la

DETERMINACION DEL VOLUMEN CALIBRADO DE LA CELDA

Primeramente debemos anotar que se ha considerado como volumen de la celda al comprendido entre las válvulas de entrada superior de la celda y de entrada inferior que está situado en la línea de serpentín de 1/8", es decir el volumen de la celda será el volumen de la celda misma más el volumen del serpentín, esto se toma de esta manera porque el serpentín sufre los mismos cambios de presión y temperatura que la celda y aún más, en todo momento está en comunicación directa con ella.

Hay dos métodos conocidos para realizar esta calibración.

El primer método consiste en llenar la celda de mercurio con la bomba manual de desplazamiento a una presión base y el segundo método de las pesadas de mercurio.

El primer método presenta problemas inherentes al llenado de mercurio, por eso parece más conveniente el segundo método. En este trabajo se utilizó el segundo método.

Procedimiento:

- a) Llenar de mercurio el tanque con la bomba de desplazamiento hasta que el mercurio llene completamente la celda. El mercurio que reboce el orificio de salida superior de la celda debe ser un chorro continuo a fin de desplazar todo el posible aire o gas atrinado. Cerrar la válvula superior de la celda.

- b) Desconectar la válvula de entrada inferior a la celda, ponerla a presión ambiente, cerrar la válvula.
- c) Retirar la celda y el serpentín.
- d) Eliminar el mercurio que está entre la válvula superior de la celda y el orificio de salida, para lo cual se deberá voltear la celda y retirar la conexión.
- e) Extraer todo el mercurio de la celda, abriendo la válvula superior y con la celda en posición invertida y luego abriendo la válvula de entrada inferior.
- f) Pesar todo el mercurio extraído con la mayor precisión disponible (0.05 gr).
- g) Para hallar el volumen calibrado se procederá a hacer los cálculos indicados a continuación.

Procedimiento de Cálculo

Método de las Pesadas:

Temperatura del baño : 90°F

Peso del mercurio extraído

1 pesada 1560.2

2 pesada 1545.8

3 pesada 1528.6

4 pesada 1536.4

5 pesada 1564.3

6 pesada 1153.1

8888.4

Densidad del Hg a 60°F = 13.5571 gr/cc.

1. Volumen de Mercurio extraído (Hg) de la celda referida a: $60^{\circ}\text{F} = (V_{\text{hg}})_{60^{\circ}\text{F}}$ es igual a:

$$(V_{\text{hg}})_{60^{\circ}\text{F}} = \frac{\text{Peso de Hg}}{(\text{densidad Hg})_{60^{\circ}\text{F}}} = \frac{8888.4}{13.5571} = 655.62694 \text{ cc.}$$

2. El volumen de mercurio extraído (Hg) de la celda referida a la temperatura de baño en este caso $90^{\circ}\text{F} = (V_{\text{hg}})_{90^{\circ}\text{F}}$, está dado por la siguiente fórmula:

$$(V_{\text{hg}})_{90^{\circ}\text{F}} = (V_{\text{hg}})_{60} \left[1 + 1.0086 \times 10^{-4} (t-60) + 2.4 \times 10^{-9} (t-60)^2 \right]$$

Reemplazando valores:

$$(V_{\text{hg}})_{90^{\circ}\text{F}} = 655.62694 \left[1 + 1.0086 \times 10^{-4} (90-60) + 2.4 \times 10^{-9} (90-60)^2 \right]$$

Efectuando resulta:

$$(V_{\text{hg}})_{90^{\circ}\text{F}} = 657.61217 \text{ cc.}$$

3. El volumen de la celda a 90°F es igual al volumen de mercurio a 90°F , o sea V_c a $90^{\circ}\text{F} = (V_{\text{ol hg}})_{90^{\circ}\text{F}} = 657.61217 \text{ cc.}$

4. Finalmente el volumen de la celda a 60°F es igual a:

$$\begin{aligned} (V_{\text{celda}})_{60^{\circ}\text{F}} &= (V_{\text{celda}})_{90^{\circ}\text{F}} - 0.0104 (90-60) \\ &= 657.61217 - 0.312 \end{aligned}$$

$$(V_{\text{celda}})_{60^{\circ}\text{F}} = 657.30017 \text{ cc.}$$

DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DE LA CELDA

Procedimiento

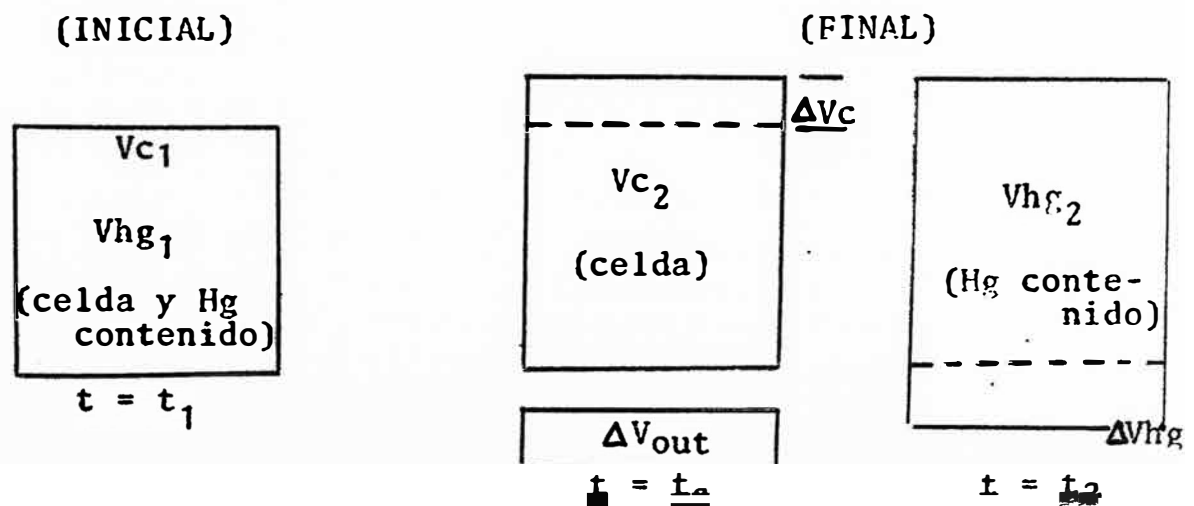
Para determinar el coeficiente de expansión térmica se sigue el siguiente procedimiento:

- a) La celda llena de mercurio colocarla a una presión base, por ejemplo 5000 psig, una vez estabilizado tomar lectura de la bomba, la temperatura del baño y la temperatura ambiente.
- b) Elevar la temperatura del baño manteniendo la presión. Una vez llegado a una temperatura pre-establecida, continuar manteniendo la presión hasta que se estabilice. Tomar las mismas lecturas del paso anterior.
- c) Repetir el paso (b) tantas veces como puntos de de- seen.
- d) Para hallar el coeficiente de expansión de la celda hacer los cálculos que se indican en el informe de calibración adjunto.

Debe tratarse de mantener la temperatura del cuarto uniforme, tanto como sea posible, a fin de tener un punto de preferencia constante.

Cálculo del Coeficiente de expansión térmica

Presión de referencia constante = $p = (5000 \text{ psig})$.



El volumen de mercurio a condiciones de la celda después del calentamiento es V_{hg_2} , que es igual a:

$$V_{c_1} + \Delta V_c + \Delta V_{hg} \dots\dots\dots 1$$

Además es igual a:

$$V_{c_1} [1 + \alpha_{hg} (t_2 - t_1)] \dots\dots\dots 2$$

Igualando (1) y (2)

$$V_{c_1} + \Delta V_c + \Delta V_{hg} = V_{c_1} [1 + \alpha_{hg} (t_2 - t_1)]$$

de donde:

$$\Delta V_c = V_{c_1} \alpha_{hg} (t_2 - t_1) - \Delta V_{hg}$$

Además:

$$\Delta V_{hg} = \Delta V_{out} [1 + \alpha_{hg} (t_2 - t_1)]$$

ΔV_{out} = Cambio de volumen en la bomba, en cc.
(columna 4)

α_{hg} = Coeficiente de expansión térmica del mercurio
= $1.0103 \times 10^4 \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$

V_{c_1} = Volumen de la celda a t_1 y p. Como primera aproximación puede tomarse el volumen de la celda a temperatura ambiente.

Cálculos

(1) T. Cuarto °F	(2) T. Baño °F	(3) Lectura de bomba cc	(4) V _{out}
71.2	71.6	40.101	--
71.2	100.0	38.670	1.431
71.0	150.0	35.918	4.183

(5) V _{hg}	(6) V _{c, α hg t}	(7) Δ V _c
1.4351636	1.8876096	0.452446
4.2163012	5.2108660	0.9945648

a) Volumen de la celda a la presión de referencia:

$$V_c = 657.30017 + 0.000115(5000-0) = 657.87517 \text{ cc.}$$

b) El volumen de mercurio extraído a condiciones de la celda nos da la columna (5), esto es igual a:

$$V_{hg} = \Delta V_{out} \left[1 + 1.0103 \times 10^{-4} (t_2 - t_a) \right]$$

Aplicando para los dos casos:

$$\Delta V_{hg} = 1.431 \left[1 + 1.0103 \times 10^{-4} \times (100-71.2) \right]$$

$$\Delta V_{hg} = 1.4351636 \text{ cc.}$$

Para el segundo valor

$$\Delta V_{hg} = 4.183 \left[1 + 1.0103 \times 10^{-4} (150-71.2) \right]$$

$$\Delta V_{hg} = 4.2163012 \text{ cc.}$$

- c) Ahora los incrementos de volumen de mercurio inicial por cambio de temperatura (columna 6) están dados por $(Vc_1 \alpha_{hg} \Delta T)$.

Aplicando para los dos casos:

$$\begin{aligned} (Vc_1 \alpha_{hg} \Delta T)_1 &= 657.87517 \times 1.0103 \times 10^{-4} \times (100 - 71.6) \\ &= 657.87517 \times 1.0103 \times 10^{-4} \times 28.4 \\ &= 1.8876096 \text{ cc.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (Vc_1 \alpha_{hg} \Delta T)_2 &= 657.87517 \times 1.0103 \times 10^{-4} \times (150 - 71.6) \\ &= 657.87517 \times 1.0103 \times 10^{-4} \times 78.4 \\ &= 5.210866 \text{ cc.} \end{aligned}$$

- d) Los incrementos de volumen de la celda está dado por:

$$\Delta Vc = Vc_1 \alpha_{hg} (t_2 - t_1) - \Delta Vhg$$

O sea:

$$\Delta Vc_1 = 1.8876096 - 1.4351636 = 0.452446$$

$$\Delta Vc_2 = 5.210886 - 4.216012 = 0.9945648$$

- e) El coeficiente de expansión térmica estaría dado por:

$$C_t = \frac{\Delta Vc_2 - \Delta Vc_1}{t_2 - t_1}$$

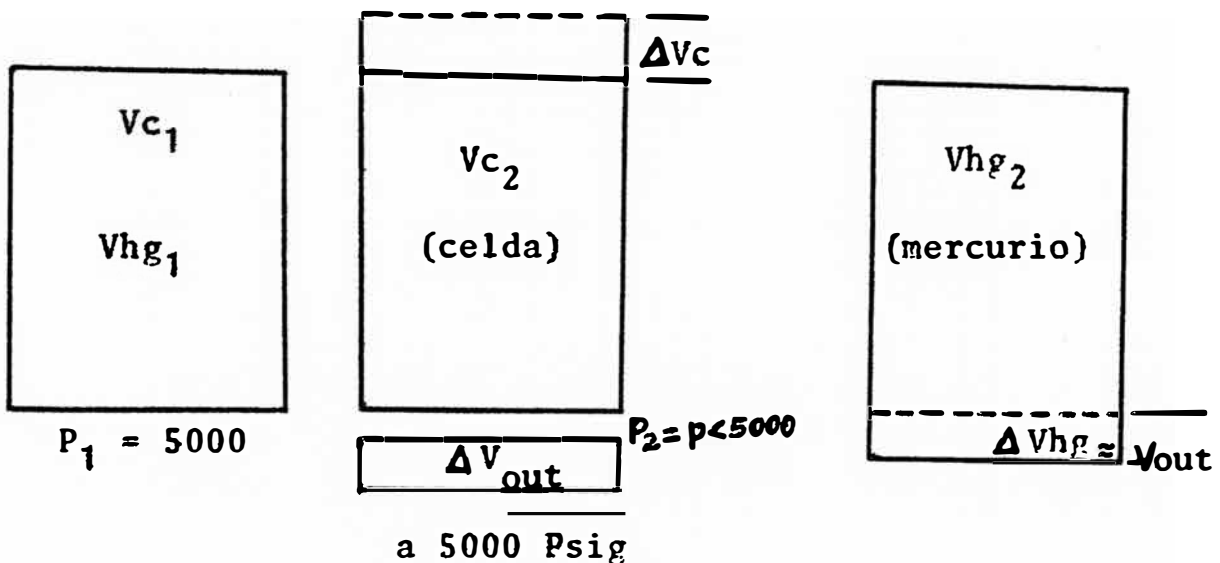
Reemplazando:

$$C_t = \frac{0.9945648 - 0.452446}{150 - 100}$$

$$C_t = 0.01084 \text{ cc/}^\circ\text{F}$$

COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD DE LA CELDA

A temperatura ambiente: t_a



El volumen de mercurio en la celda después de la expansión de

$P_1 = 5000$ a $P_2 = P$, está dado por:

$$V_{c1} [1 + Chg (P_1 - P_2)]$$

Pero también es igual a: $V_{c1} - \Delta V_c + \Delta V_{hg}$.

Si igualamos ambas ecuaciones se tiene:

$$V_{c1} [1 + Chg (P_1 - P_2)] = V_{c1} - \Delta V_c + \Delta V_{hg}$$

despejando:

$$\Delta V_c = \Delta V_{hg} - V_{c1} Chg (P_1 - P_2)$$

Donde:

$$V_{hg} = \Delta V_{out} [1 + Chg (5000 - P_2)]$$

ΔV_{out} = Cambio de volumen de la bomba

Chg = Coeficiente de compresibilidad de mercurio en psi^{-1} . Lo obtenemos del gráfico

Volumen de la celda a las condiciones iniciales o también es igual al volumen de

Procedimiento Mecánico para obtener el Coeficiente de Compresibilidad de la Celda.-

1. Ponemos todo el sistema a una presión base (5000psi) cerrar la válvula 13 y anotar la presión y temperatura ambiente.
2. Volver a poner el sistema a la presión base, una vez estabilizado tomar la lectura de la bomba.
3. Bajar la presión a la última que se registró después de cerrar la válvula 13.
4. Abrir la válvula 13 (una vuelta)
5. Bajar la presión del sistema a otra presión más baja predeterminada, generalmente se pueden hacer bajadas de 500 psi.
6. Una vez estabilizado, cerrar la válvula 13 y anotar la presión y la temperatura ambiente.
7. Repetir pasos de (2) a (6), cuantos puntos de deseen.
8. Anotar todos los valores en un papel para los cálculos que a continuación se indican.

NOTA

Es necesario tratar de mantener constante el baño del aceite y la temperatura ambiente durante todo el proceso.

CALCULOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Presión (psig)	Temperatura (°F)	Lectura de la bomba (cc)	Cambio de volumen (cc)	Vc ₁ Chg (P ₁ - P ₂) (cc)	ΔVc (4) - (5)	(ΔVc) _{p→p} (cc)
5000	72.1	39.855	---	---	-	0.54264
4500	72.1	39.744	0.111	0.084228	0.026772	0.515848
4000	71.9	39.603	0.252	0.1689718	0.083028	0.459592
3500	71.9	39.461	0.394	0.2538525	0.140147	0.402473
3000	71.6	39.319	0.536	0.339128	0.196872	0.345748
2500	71.6	39.178	0.677	0.4247325	0.252267	0.290353
2000	71.5	39.035	0.820	0.5104686	0.3035314	0.233089
1500	71.5	38.889	0.966	0.5964678	0.369532	0.173088
1000	71.5	38.744	1.111	0.6837831	0.427417	0.115403
500	71.5	38.595	1.260	0.7707365	0.489264	0.053356
					0.54262	

Para calcular la columna (5), estimamos el volumen de la celda a temperatura promedio y la presión inicial que es 5000 psi, como ya hemos calculado el coeficiente de expansión térmico, asumimos que ya se ha obtenido el coeficiente de compresibilidad, no influye mucho la corrección con el coeficiente aproximado en los valores de V_{c_1} Chg_1 ($P_1 - P_2$) ya que el valor de V_{c_1} es alrededor de 657 y las correcciones no llegan a 1 cc.

Tomamos como base el volumen que obtuvimos de la celda - por pesadas a 90°F y 0psia y que fue 657.61217 cc.

Luego V_{c_1} a la temperatura promedio será igual a:

$$\begin{aligned} V_{c_1} &= 657.61217 - 0.0108(90-71.74) + 0.000115(5000-0) \\ &= 657.61217 - 0.0108 \times 18.26 + 0.000115 \times 5000 \\ &= 657.61217 - 0.197208 + 0.575 \end{aligned}$$

$$V_{c_1} = 657.98996 \text{ cc.}$$

Ahora calculemos la expansión del volumen de mercurio. inicial en la celda (V_{c_1}). Tabulando:

Presión (psig)	ΔP (psi)	Chg_1 (psi ⁻¹)	$V_{c_1} Chg_1 \Delta P$ cc.
5000	-	-	-
4500	500	2.562×10^{-7}	0.084288
4000	1000	2.568×10^{-7}	0.1689718
3500	1500	2.572×10^{-7}	0.2538525
3000	2000	2.577×10^{-7}	0.339128
2500	2500	2.582×10^{-7}	0.4247325
2000	3000	2.586×10^{-7}	0.5104686
1500	3500	2.590×10^{-7}	0.5964678
1000	4000	2.598×10^{-7}	0.6837831
500	4500	2.603×10^{-7}	0.7707365

El último valor de la columna (6) lo hallamos por extrapolación, ploteando los datos de esta columna versus la presión. El valor que se obtuvo es 0.54262 (ver gráfico adjunto "A").

La columna (7) se encuentra por diferencia de la expansión total de 5000 a 0 psig contra la expansión de 5000 a cada una del resto de las presiones. Los datos de la columna nos representan el cambio de volumen que se habría generado en la celda si hubiéramos hecho el proceso inverso, o sea, en vez de disminuir la presión, hubiéramos comprimido la celda de 0 psig a cada una de las presiones de prueba.

Por lo tanto, la columna (7) es $(\Delta Vc)_{0 \rightarrow p} = 0.54262 - \Delta Vc$

Para hallar finalmente el coeficiente de compresibilidad de la celda, graficamos $(\Delta Vc)_{0 \rightarrow p}$ vs. p ; es decir, la primera y la última columna. El coeficiente está dado por la pendiente de dicha curva.

$$C_p = \frac{(\Delta Vc)_{0 \rightarrow p}}{p - 0}$$

Observando el gráfico "B", adjunto, vemos que el valor obtenido es 0.0001133. Por lo tanto, el coeficiente de compresibilidad de la celda es 0.0001133 cc/psi.

GRAFICO "A"

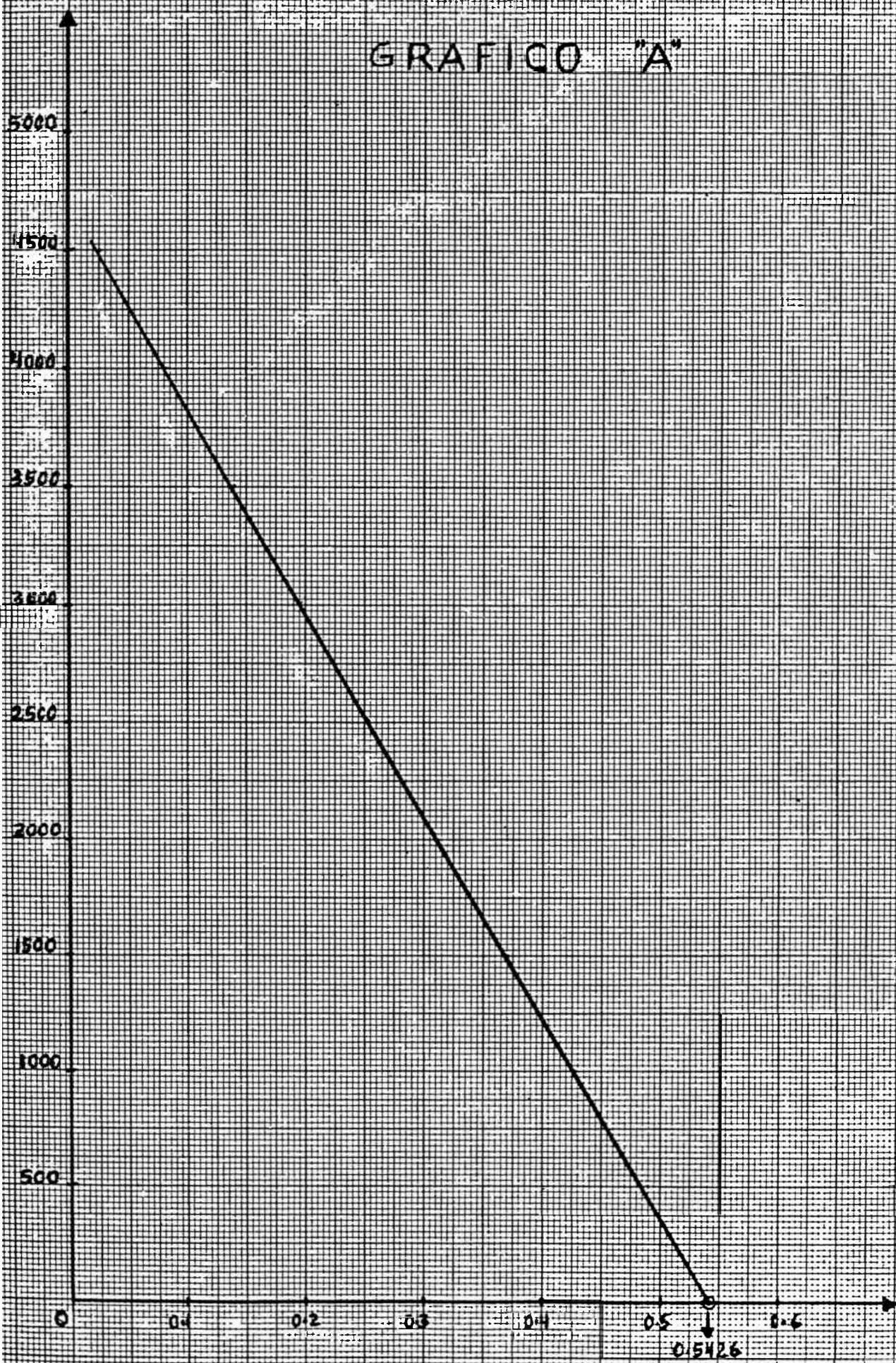
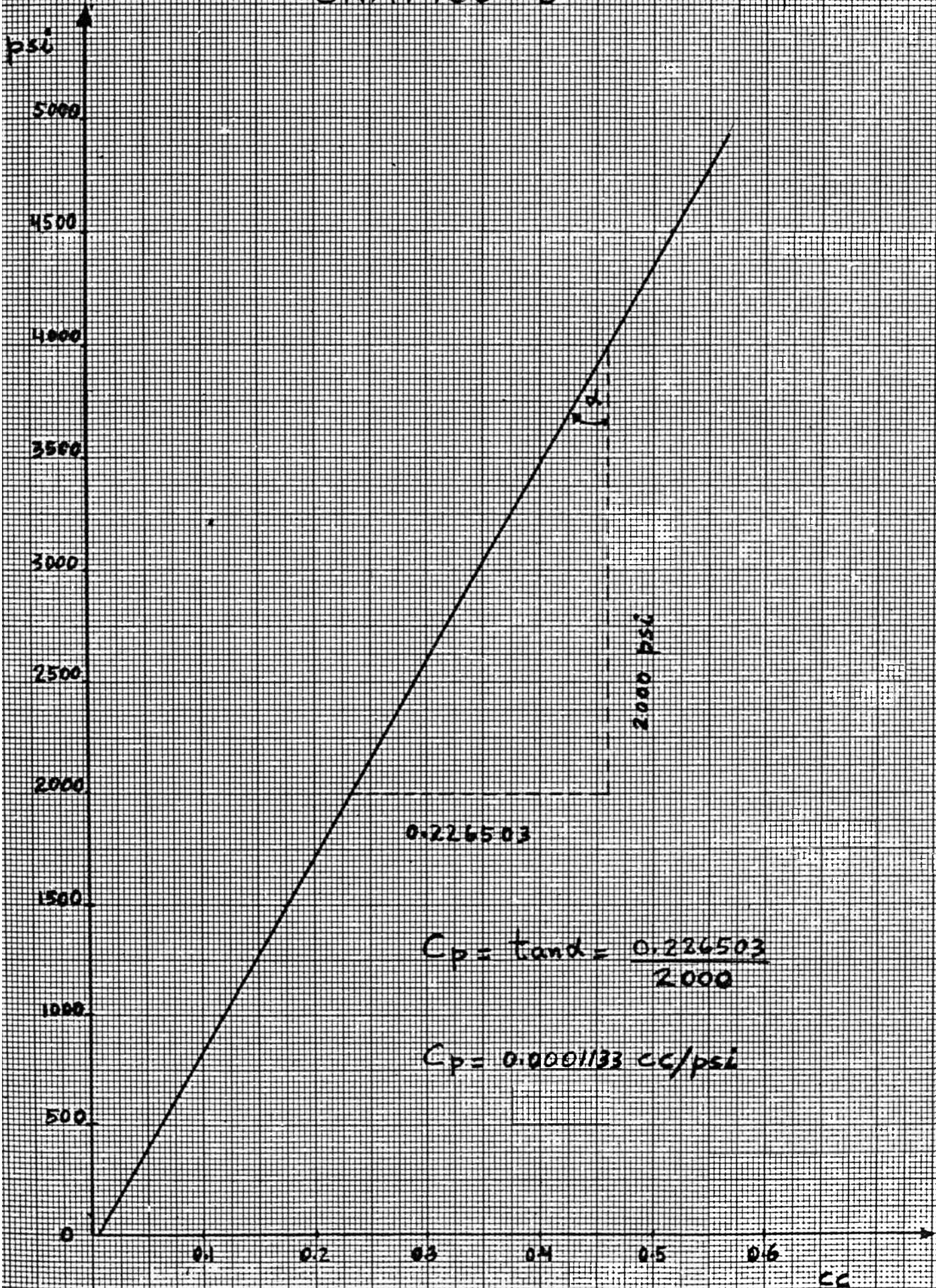


GRAFICO "B"



CELDA DE PRESION DIFERENCIAL NULA

Y

PROBADOR DE PESO MUERTO

CELDA DE PRESION DIFERENCIAL NULA

Este instrumento está compuesto de una celda de presión diferencial y un indicador electrónico (ver Figs.11 y 12) la celda está diseñada para detectar pequeñas diferencias de presión en sistemas de alta y baja presión. La celda consiste en 2 cámaras de presión separadas por un diafragma delgado. Cuando se produce una deflexión del diafragma se debe a una diferencia de presión en las dos cámaras, lo cual genera una señal en el circuito electrónico.

La señal se obtiene como una salida del transformador diferencial cuyo núcleo movable está conectado al diafragma.

La señal no es una función lineal de la diferencia de presión, de allí que el uso de este instrumento para evaluaciones exactas de las diferencias de presión está limitado a pequeñas deflexiones del diafragma. El principio del uso del instrumento se entiende como el de un indicador/sensor nulo, con el cual la presión de un medio puede ser ajustado al de otro medio. Las ventajas del instrumento son su alta sensibilidad, alta presión de -- trabajo (15,000 psi) y la habilidad que tiene de soportar toda la presión de trabajo a través del diafragma sin dañarse (15,000 psi).

APLICACIONES

El aparato puede ser empleado como un indicador/detector nulo de:

- Gas a Gas
- Líquido a Gas
- Líquido a Líquido.

Nosotros presentaremos en este trabajo el tercer caso, o sea líquido a líquido. Cuando hacemos la aplicación en forma conjunta con el probador de peso muerto. Los líquidos deben ser filtrados antes de su introducción al sistema de presión, porque una partícula dura como una granalla de metal dentro de la cavidad del diafragma, perforará a este cuando la celda es sobrecargada. Se debe tratar en lo posible sacar las partículas contaminantes fuera de la celda.

Para llenar la cavidad superior con un líquido, es importante desplazar al máximo el aire del líquido. Hay muchos recovecos en la cavidad que pueden retener pequeñas burbujas de aire. Si esas burbujas permanecen en contacto con el diafragma o el vástago, el cual conduce el núcleo transformador, el funcionamiento de la celda será errático.

PROBADOR DE PESO MUERTO

Este instrumento (ver Fig.) ha sido diseñado para ser usado como un transmisor estándar de presión, más adelan-

te daremos un ejemplo de la forma cómo se usa. Las características para altos rangos de operación y dualidad mecánica se hace posible gracias a un pistón secundario que está desligado del pistón de medida. Por medio del pequeño pistón se puede medir altas presiones con pequeños pesos y pueden ser manejados convenientemente por una persona.

Una plataforma circular llamada "mesa de pesos", está instalada en el pistón secundario y sobre ésta se colocan los pesos cuando el instrumento está en uso. La masa combinada de la mesa de pesos y el pistón sin la carga de pesos constituye la tara. Cuando el peso de la tara se divide por el área del pistón, se obtiene la presión de tara, que es la mínima presión que es capaz de medir el aparato.

LOS PESOS

Los pesos que se utilizan están contruídos de acero inoxidable tipo 303. Estos pesos están torneados íntegramente y la remoción del metal se ha hecho de ese modo para mantenerlo balanceado sobre el eje central.

Los pesos se han contruído de tal modo que el valor normal del peso representará también el valor de la presión condicional gravitacional normal. La calibración final de los pesos se hace y se reporta con una precisión de $1/20,000$ ó mayor.

CORRECCIONES DE ERROR EN EL PESO MUERTO

Presentamos las principales correcciones que debe hacerse cuando se hacen medidas con un rango de exactitud de 0.01%.

Estas correcciones son:

1. Temperatura del pistón y cilindro.
2. Distorsión elástica del cilindro.
3. Efectos de gravedad sobre las masas.
4. Efecto de flotación en el aire sobre las masas.
5. Gradiente de presión hidráulica dentro del sistema.

En el ejemplo de aplicación que presentamos no incluimos la quinta corrección, porque no vamos a trabajar con un manómetro adicional, sólo con el del equipo.

MEDIDA DE LA PRESION CON EL PROBADOR DE PESO MUERTO

Usando el concepto simplificado de fuerza se establece que la presión está definida como la relación de la fuerza por unidad de área.

$$P = \frac{F}{A}$$

De aquí se conoce dos cantidades, la tercera puede calcularse.

Las áreas especificadas son determinadas con alto grado de exactitud utilizando maquinaria moderna y técnicas a-

vanzadas. La Fuerza también la determinamos con alto grado de precisión por medio del uso de masas precisas. Como la masa tiende a caer hacia abajo como consecuencia de la acción de la gravedad de la tierra sobre las masas, la unidad de fuerza asociada con el probador de peso muerto es la "libra Peso" y está especificada en libras, por lo tanto se tendría:

$$P = \frac{Wt}{A}$$

De esto podemos esperar que P cambie proporcional al cambio de Wt. Sin embargo este no es el caso en el probador de peso muerto, debido a que cuando P cambia, A también cambia. Este cambio de A se debe a la temperatura y al esfuerzo excesivo inducido por P en el pistón y el cilindro. La carga de peso del pistón de medida y del pistón secundario contribuyen al valor de W. Si la carga de peso para el ensamble del pistón lo designamos por T, el nuevo valor de la presión será:

$$P = \frac{W + T}{A} K_1 K_2 K_n$$

Donde:

$K_1 K_2 K_n$ son factores de corrección de errores.

W = Carga de peso de las masas que están plicadas al probador.

CORRECCIONES PARA EL PROBADOR DE PESO MUERTOCORRECCION POR TEMPERATURA

La temperatura influencia en la precisión del probador, las variaciones en la presión como resultado de los cambios en la temperatura se deben a los cambios en el área efectiva del pistón, el tratamiento por ello es una aplicación directa de los coeficientes de expansión térmica del pistón y del cilindro.

El Area de Referencia dada en el repoter de la firma constructora está dada a 25°C, luego el área de la nueva temperatura estará dada por:

$$A_{ot} = A_{o(R)} (1 + C t)$$

Donde:

A_{ot} = Area de A_o a temperatura del cuarto

$A_{o(R)}$ = Area de A_o a temperatura de referencia,
25°C

C = Coeficiente de expansión

t = Diferencia entre la temperatura del cuarto y la de 25°C.

CORRECCION POR DISTORSION ELASTICA

Cuando el cilindro reentrante está sujeto a una presión desde abajo, se produce una caída de presión entre las caras de sus paredes debajo de la empaquetadura del sell.

El esfuerzo debido a la caída de presión a través de la pared, hace que el cilindro se deforme temporalmente en la dirección del esfuerzo, entonces el calibre se reduce en diámetro, cerrando el espacio libre alrededor del pistón.

El área efectiva del pistón es el promedio de las áreas del pistón y del cilindro. Si el área del cilindro se reduce, el área efectiva también se reduce.

El área cambia linealmente con la presión.

$$A_e = A_0 (1 + bp)$$

A_e = Área efectiva a la presión p

b = Cambio fraccional del área por psi

A_0 = Área corregida con ecuación de temperatura

p = Presión en psig.

CORRECCION POR GRAVEDAD

La fuerza ejercida por un peso dado cambia como consecuencia del cambio de la gravedad sobre la superficie de la tierra. Los valores de los pesos para el probador de peso muerto se consideran como "libras Masa". Donde la gravedad es igual al valor de la gravedad seleccionada de calibración, las libras peso serán iguales a las libras masa.

El valor standard de gravedad se ha escogido como 980.665 cm/seg²; para cualquier otro valor de la gravedad la masa debe ser multiplicada por el factor g_L/g_S , o sea:

$$W = M \frac{g_L}{g_S}$$

Donde: W = carga peso en libras peso

M = libras masa

g_L = gravedad local

g_S = gravedad standard (980.665 cm/seg²)

CORRECCION POR FLOTABILIDAD

El área tiene un efecto de flotabilidad sobre las masas, las hace menores de lo que aparentan, por lo tanto debemos considerar esta corrección ya que los pesos que se reportan son los pesos que aparentan tener cuando se comparan en el aire a condiciones normales contra el latón normal.

$$W = M_a \frac{(1 - \text{Densidad del aire})}{\text{Densidad del latón}}$$

W = carga necesaria sobre el pistón (de la segunda corrección)

M_a = Masa aparente (ver tabla dada por los fabricantes)

d_{aire} = 0.0012 gr/cc.

d_{pesas} = 7.8 gr/cc.

La corrección por gravedad y por flotabilidad la podemos unir en una sola ecuación:

$$M_a = \frac{W}{\frac{g_L}{g_s} (1 - \frac{d_{aire}}{d_{pesas}})}$$

EJEMPLO PARA CALCULAR LAS MASAS DEL PROBADOR

Presión deseada: 5000 psi.

Temperatura de 1 cuarto 20.4°C

Los valores tanto de las constantes del instrumento como los valores de las masas dadas por el fabricante lo presentamos en las tablas adjuntas.

1. Considerando efectos de la temperatura

$$A_{20.4} = A_{25} (1 + C t)$$

$$A_{20.4^\circ C} = ?$$

$$A_{25^\circ C} = 0.013025 \text{ (usando el pistón V-257)}$$

$$C = 1.5 \times 10^{-5} \text{ }^\circ C^{-1}$$

$$A_{20.4} = 0.013025 (1 + 1.5 \times 10^{-5} \times (20.4 - 25))$$

$$A_{20.4} = 0.013025 (1 + 1.5 \times 10^{-5} \times (-4.6))$$

$$A_{20.4} = 0.0130241$$

2. Considerando distorsión elástica

$$A_e = A_o (1 + bp)$$

$$A_e = A_{20.4} (1 + bp)$$

$$b = -4 \times 10^{-8} \text{ psi}$$

$$A_e = A_{20.4} (1 - 4 \times 10^{-8} \times 5000)$$

$$A_e = 0.0130241 (1 - 2 \times 10^4 \times 10^{-8})$$

$$A_e = 0.0130214$$

Ahora:

$$P = \frac{W}{A_e}$$

$$W = P \cdot A_e$$

$$P = 5000$$

$$A_e = 0.0130214$$

$$W = 5000 \times 0.0130214$$

$$W = 65.107 \text{ libras}$$

3. Considerando corrección por gravedad y flotabilidad

$$W = Ma \frac{g_L}{g_S} \left(1 - \frac{\text{aire}}{\text{pesas}} \right)$$

$$Ma = \frac{W}{\frac{g_L}{g_s} \left(1 - \frac{\text{aire}}{\text{pesas}} \right)}$$

Donde: $W = 65.107$ libras

aire = 0.0012 gr/cc

pesas = 7.8 gr/cc

$g_L =$ gravedad local (LIMA) = 978.20 cm/seg²

$g_s =$ gravedad standard = 980.665 cm/seg²

Reemplazando:

$$Ma = \frac{65.107}{\frac{978.2}{980.665} \left(1 - \frac{0.0012}{7.8} \right)}$$

$Ma = 65.281111$ libras masa.

Ahora seleccionemos las masas que necesitamos para tener lo calculado, pero antes tenemos que descontar la tara.

$$\begin{array}{r} 65.28111 \\ 0.48168 \\ \hline 64.79942 \end{array}$$

Usando los valores de las masas dadas en la tabla:

$$\begin{array}{r} 64.79942 \\ \text{Masa (A)} \quad \underline{26.0364} \\ 38.76302 \end{array}$$

Masa (B)	<u>26.0366</u>
	12.72642
Masa (G)	<u>5.2069</u>
	7.51952
Masa (H)	<u>5.2076</u>
	2.31192
Masa (J)	<u>1.3020</u>
	1.00992
Masa (K)	<u>0.52076</u>
	0.48916
Masa (M)	<u>0.26041</u>
	0.22875
Masa (N)	<u>0.13024</u>
	0.09851
Masa (O)	<u>0.05213</u>
	0.04638
Masa (Q)	<u>0.02606</u>
	0.02032
Masa (R)	<u>0.01303</u>
	0.00729

La diferencia de 0.00729 libras masa la convertimos a gramos, los cuales deben ser agregados.

$$1 \text{ libra masa} = 453.592 \text{ grs.}$$

$$\text{Luego, } 0.00729 \times 453.592 = \underline{3.3 \text{ gramos}}$$

Las masas que usaremos son: A, B, G, H, J, K, M, N, O, Q, R más 3.3 gramos.

USO COMBINADO DE CELDA DE PRESION DIFERENCIAL NULA Y EL PROBADOR DE PESO MUERTO

En la figura siguiente presentamos un esquema del uso combinado de la celda diferencial nula y el probador de peso muerto.

Cuando nosotros trabajamos la celda PVT necesitamos tener gran precisión y exactitud en las medidas de presión, la celda PVT tiene un manómetro que nos indica la presión a la que estamos trabajando.

Por ejemplo, queremos trabajar a 5000 psi, colocamos nuestro sistema a 5000 lo cual lo registramos en el manómetro, pero puede ocurrir que nuestro manómetro no esté bien calibrado, o sea la presión verdadera puede ser mayor o menor en algunos psi que la que se registra en el manómetro, la cual al considerar como presión de 5000, nos estaría llevando a tener cálculos equivocados en nuestros análisis de las muestras, es por eso justamente que debemos utilizar la celda de presión diferencial nula y el probador de peso muerto para trabajar a la presión verdadera. Tenemos dos formas para salvar esta deficiencia: la primera consiste en hacer una curva de calibración del manómetro de la celda usando el probador de peso muerto, lo cual nos permitiría corregir las presiones y, la segunda, que consiste en poner en circuito mediante líneas de alta presión la celda PVT, la celda diferencial nula y el probador de peso muerto como se presenta

en el esquema. En el circuito el eje principal de la presión es el probador de peso muerto, en el cual nos indica la presión exacta por medio de masas.

En forma breve explicaré el procedimiento para el uso combinado.

- . Calculamos las masas que necesitamos para tener la presión deseada en el probador.
- . Nos aseguramos de que no exista aire en las líneas de la bomba del probador a la celda de presión diferencial y de la bomba de mercurio de la celda PVT al manómetro de ésta y a la celda de presión diferencial. Por supuesto las líneas de la bomba de mercurio hasta la celda PVT también deberá estar libre de aire.
- . La conexión de la bomba de mercurio a la celda de presión diferencial la llamaremos de mercurio, el cual entrará por la parte inferior de la celda y la línea de la bomba del probador a la celda de presión lo llenaremos con aceite.

Subiendo en forma lenta y sincronizada la presión en las dos líneas (bombeando mercurio y aceite) registramos en el manómetro de la celda PVT y el manómetro de la bomba del probador la presión de trabajo. Como el manómetro de la bomba del probador puede estar descalibrado y no registrar la presión exacta, es preferible trabajar con el poste de referencia del probador de peso muerto.

Una vez colocado los dos sistemas a la presión de trabajo deseada conectamos el "Indicador Electrónico" si los dos sistemas están a la misma presión el indicador electrónico registrará "cero". Si el manómetro de la celda registra una presión mayor que la verdadera (la del probador), la aguja del indicador se inclinará hacia la derecha del cero; y, si la presión que registra es menor que la verdadera, la aguja del indicador se inclinará hacia la izquierda. Con estas deflexiones de la aguja corregimos al manómetro de la celda aumentando o quitando la cantidad registrada en el indicador. Se debe tener cuidado en no subir o bajar en forma violenta las presiones en los sistemas porque puede ocasionar desperfectos en los manómetros, en la celda y, sobre todo, en el indicador electrónico.

T A B L A (A)

CONSTANTES DEL INSTRUMENTO (PROBADOR DE PESO MUERTO)

MODELO: 5000.7

SERIE No.14239

- Número de Chasis del Pistón y Cilindro	B3-275	V-257
- Rango	5-1200 psi	37-12,000 psi
- A_0 a 25°C	0.13022 pulg ²	0.013025 pulg ²
- b	$-1.3 \times 10^{-8} \text{ psi}^{-1}$	$-4.0 \times 10^{-8} \text{ psi}$
- Coeficiente térmico	$1.5 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$1.5 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Material del pistón	Carburo de Tungsteno	Carburo de Tungsteno
- Tipo de Cilindro	Re-entrante	Re-entrante
- Tara (Masa aparente)	0.64427 lbs	0.48168 lbs
- Resolución	0.02%	0.02%
- Velocidad de Fuga	0.02 pulg/min	0.03 pulg/min
- Plano de Referencia	1.50 pulgs. encima de la línea en la manga de pesos.	2.25 pulg. encima de la línea en la manga de pesos.

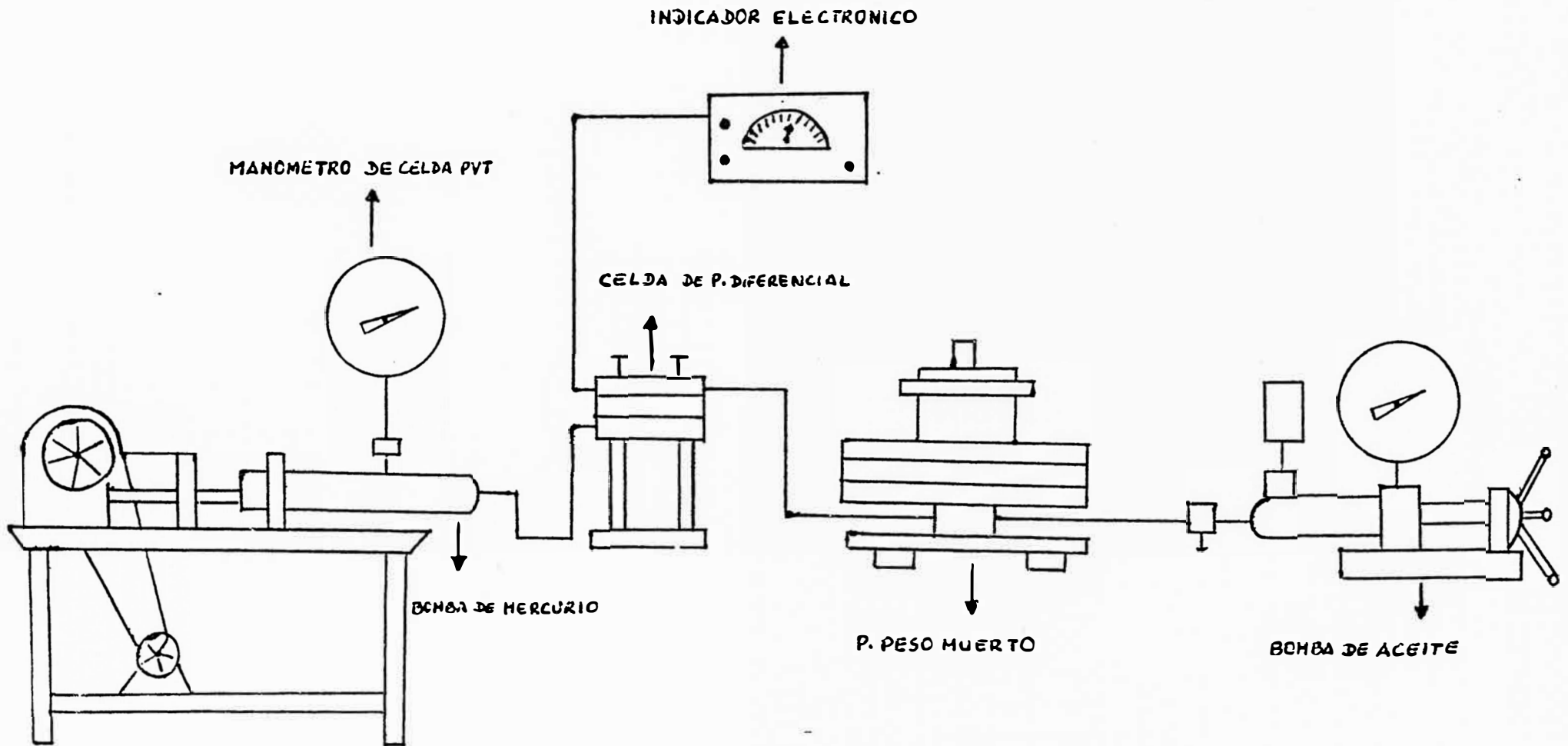
T A B L A (B)MASAS DEL PROBADOR DE PESO MUERTO

MATERIAL: 303 ST ST

DENSIDAD: 7.8 grm/cc.

DESIG- NACION	DENOMINACION, PSI		MASA APARENTE vs LATON STANDARD (lbs.masa)
	Rango alto	Rango bajo	
A	2000	200	26.0364
B	2000	200	26.0366
C	2000	200	26.0365
D	2000	200	26.0363
E	2000	200	16.0362
F	1000	200	13.0188
G	400	40	5.2069
H	400	40	5.2076
I	200	20	2.6037
J	100	10	1.3020
K	40	4	0.52076
L	40	4	0.52084
M	20	2	0.26041
N	10	1	0.13024
O	4	0.4	0.05213
P	4	0.4	0.05213
Q	2	0.2	0.02606
R	1	0.1	0.01303
\bar{A}	0.4	0.04	0.005206
\bar{B}	0.2	0.02	0.002601
\bar{C}	0.1	0.01	0.001308

APLICACION DE PROBADOR Y CELDA DIFERENCIAL NULA



VISCOSIMETRO DE ALTA PRESION

El Viscosímetro Ruska, es un instrumento que nos permite determinar la viscosidad de muestras de fondo del reservorio, como también de la superficie.

Las principales características del instrumento (Fig.14) son:

- a) El aparato está dotado de su propia camisa de enfriamiento para poder hacer pruebas a temperaturas elevadas perfectamente controlables. Esto nos elimina el tener que circular agua caliente a través de la camisa o que tengamos que sumergir el aparato en un tanque caliente de aceite o agua.
- b) Tiene dos tornillos de ajuste en su base y un nivel de burbuja esférico para poderlo emplazar bien.
- c) En el tope del barril tiene un solenoide para sostener la billa de acero en su posición de operación. Esta billa no caerá sino cuando se interrumpe la corriente eléctrica en el solenoide. Esto es una gran ventaja ya que elimina el error humano cuando medimos el tiempo de caída de la billa, cuando se interrumpe la corriente del solenoide se empieza a contar el tiempo por el reloj y cuando la billa hace contacto en el final de su viaje (caída) se detiene el reloj.

- d) La parte superior además del solenoide contiene la cámara, en la parte inferior está cerrada por un sello que contiene los contactos de fondo. Desde la cámara salen por la parte superior dos válvulas de alta presión para conectar el equipo.
- e) Un tablero de control con un panel de Barkelita, el cual contiene todo el equipo eléctrico necesario para la operación. Tres señales luminosas indican las diferentes fases del ciclo de operación, AMARILLA -- cuando la billa está sujeta por el solenoide, VERDE cuando la billa está rodando por el barril; y, ROJO cuando la billa hace contacto en el fondo.
- El switch ON-OFF controla la corriente de la línea y el switch HOLD-DROP opera el solenoide.
- f) La Unidad de Calentamiento es una resistencia en cinta envuelta alrededor de la cámara de presión, para variar el voltaje aplicado al elemento de calentamiento se usa un botón regulador de cambio de corriente de calentamiento.
- g) El mantenimiento de la presión se hace por medio de una TERMOCUPLA. El ajuste de la temperatura se hace colocando la señal indicadora de color rojo a la temperatura deseada.

OPERACION DEL INSTRUMENTO PARA MEDIR LA VISCOSIDAD

Colocamos la señal indicadora a la temperatura de operación deseada, luego se pone el 'botón regulador' en, 6, cerca de su posición máxima y después ponemos el switch de calentamiento en ON. A medida que se aproxima a la temperatura que deseamos se regula gradualmente el botón regulador; cuando se alcanza esta temperatura se verifica la posición del regulador por medio de un balanceo alternado de ON y OFF. Se necesitan dos horas para alcanzar el equilibrio térmico dentro de la cámara de presión.

Conectamos el aparato y se llena el viscosímetro, luego seleccionamos la billa, la cual lo colocamos en la parte superior del barril de medida, inclinando el instrumento; una vez instalada la billa en posición ponemos el switch del tablero de control en HOLD. En esta posición el solenoide adquiere energía magnética para sujetar la billa. Cuando manipulamos el switch se prende la luz amarilla, lo cual nos indica la posición correcta en la primera fase. Colocamos el instrumento en posición de operación y moviendo el botón colocamos el reloj en cero. Luego cambiamos el switch a DROP, en este momento se desprende la billa y el reloj también arranca, esto nos indica la luz verde, la cual se prende. Cuando la billa hace contacto en el fondo, el reloj se para y el zumbador suena apagándose la luz verde y prendiéndose la roja. Luego apagamos el switch ON-OFF por que la prueba llega a su fin.

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO

Para calibrar el viscosímetro debemos usar productos cuya densidad y viscosidad sea perfectamente conocida a varias temperaturas. Las pruebas de calibración la hacemos a presión atmosférica.

Una calibración completa se hace con 3 billas y 3 fluidos de calibración, trabajando con 3 ángulos y bajo 3 temperaturas. Como sería muy extenso presentar todo esto en la Tesis, sólo presento la calibración usando una sola billa y un solo fluido de calibración, considero 3 ángulos (70, 45, y 23) y tres temperaturas de trabajo (77, 100 y 210°F).

PROCEDIMIENTO

1. Libero al fluido de calibración de gas colocándolo en un recipiente con filtro y lo caliento mientras se le hace vacío con una bomba de vacío.
2. Coloco la billa en su posición inicial, selecciono el ángulo y mido el tiempo de caída unas 6 veces para las 3 temperaturas determinadas.
3. Hallo la diferencia de densidades de la billa y el fluido a las tres temperaturas.
4. Hallo el tiempo promedio caída en segundos.
5. Multiplico los resultados de (3) y (4).

6. Ploteo el producto de (5) contra la viscosidad del fluido centipoises en papel cartesiano (ver gráfico adjunto).

NOTA

Los análisis de los fluidos de calibración lo hicimos en el Laboratorio de Petróleo y Derivados de la Universidad, en la cual presentamos la densidad y viscosidad del fluido a diferentes temperaturas.

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO

FLUIDO DE CALIBRACION S-3

Diámetro de la Billa: 0.248

Temp. Amb.: 67°F

	Temp. Visc.: 77°F		
	<u>70°</u>	<u>45°</u>	<u>23°</u>
1	36.80	49.5	90.13
2	36.90	49.8	90.09
3	36.88	49.9	90.30
4	36.88	50.15	89.83
5	36.90	49.20	90.03
6	<u>36.90</u>	<u>49.00</u>	<u>89.65</u>
Tiempo Promedio	36.86	49.59	90.00

Temp. Visc.: 100°F

1	27.9	35.52	69.89
2	27.80	35.75	69.92
3	27.85	36.66	69.94
4	27.85	36.73	67.30
5	27.83	36.73	67.48
6	<u>27.85</u>	<u>36.72</u>	<u>67.58</u>
	27.84	36.35	68.68

Temp. Visc.: 210°F

1	11.45	14.5	26.00
2	11.35	14.5	26.03
3	11.21	14.5	26.10
4	11.23	14.6	26.10
5	11.30	14.55	26.10
6	<u>11.20</u>	<u>14.5</u>	<u>26.00</u>
	11.29	14.52	26.05

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO

Diámetro de la billa = 0.248

Densidad de la billa = $7.6408 - 0.000048 \times (^{\circ}\text{F})$

Fluido de calibración = S-3

Densidad del fluido Ver análisis 108-77 UNI

Temp. de Prueba	Angulo Instrum.	Tiempo Promedio	Diferencia densidad	Producto dens. x tiempo	Visco sidad
77°F	70	36.86	6.8026	250.74	3.21
100	70	27.84	6.8099	189.59	2.52
210	70	11.29	6.8474	77.31	1.0'
77	45	49.59	6.8026	337.34	3.2'
100	45	36.35	6.8099	247.54	2.52
210	45	14.52	6.8474	99.42	1.0'
77	23	90.0	6.8026	612.23	3.2'
100	23	68.68	6.8099	467.70	2.52
210	23	26.05	6.8474	178.37	1.0'

Diferencia: densidad de billa - densidad de fluido
 : $7.6408 - 0.000048 \times (^{\circ}\text{F}) - \text{densidad de fluido}$

$$\Delta \rho_{77} : 7.6371 - 0.8345 = 6.8026$$

$$\Delta \rho_{100} : 7.6360 - 0.8261 = 6.8099$$

$$\Delta \rho_{210} : 7.6307 - 0.7833 = 6.8474$$

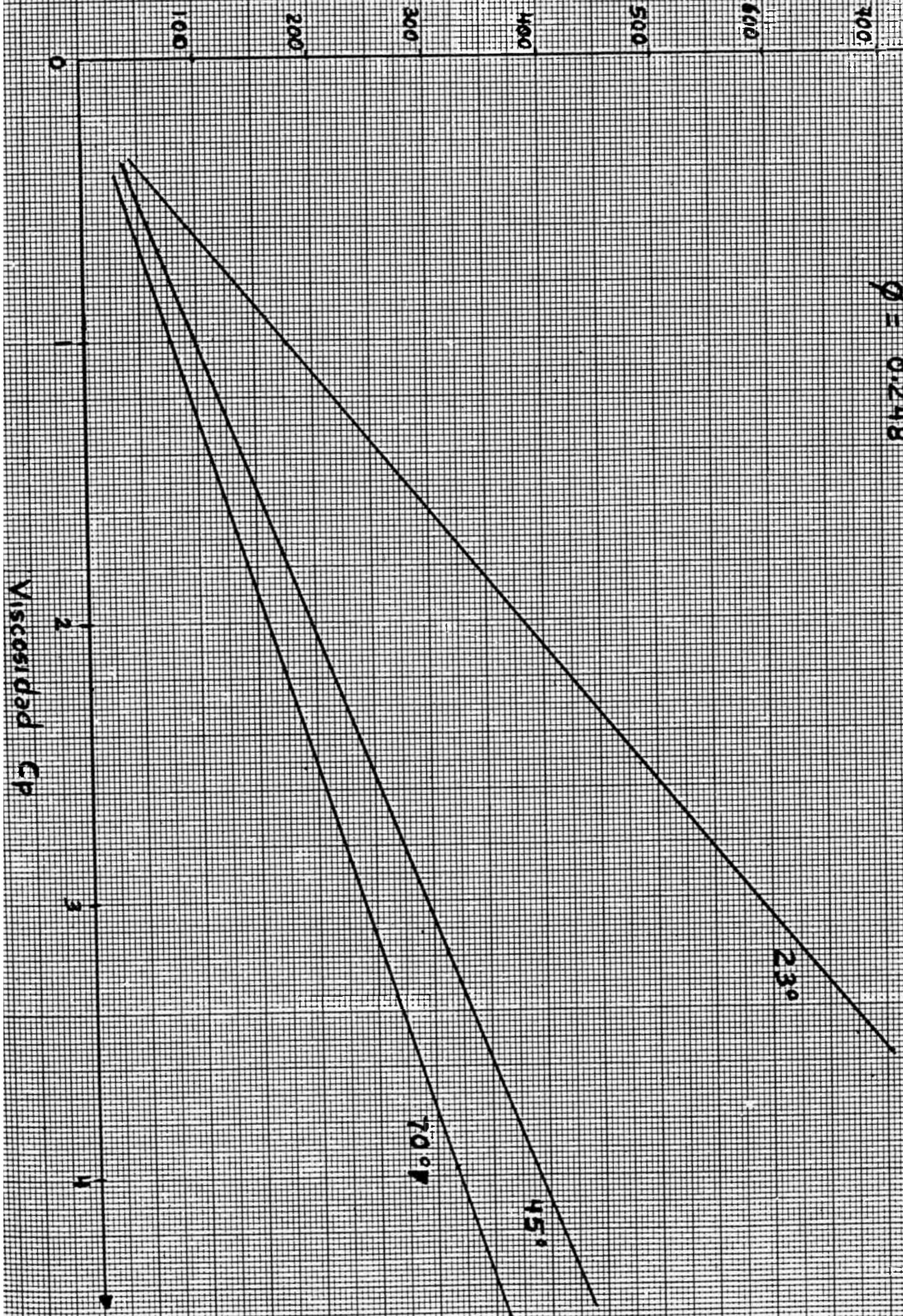
ANALISIS DEL FLUIDO S-3

<u>Temperaturas</u>	<u>Centistokes</u>	<u>Centipoise</u>	<u>Densidad</u>
68°F	4.375	3 666	0.8380
77°F	3.856	3.218	0.8345
100°F	3.046	2.516	0.8261
210°F	1.293	1.012	0.7833
214°F	1.27'	0.994	0.7825

PRODUCTO (DIFER. DE DENSIDADES X TIEMPO)

$$\phi = 0.248$$

CURVA DE CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO



ANALISIS ECONOMICO

Tanto el muestreo como el análisis ya sea de muestras petrofísicas o de flúidos de fondo son caros, como se puede apreciar en la lista de precios que cobra la Compañía americana "CORE-LAB" quien es especializada en muestreo y análisis de muestras.

Los costos son elevados porque, tanto el muestreo como el análisis, requieren el empleo de equipos complejos y cuyo costo es elevado, por ejemplo, el laboratorio de la universidad que no es tan completo, sobre todo el de análisis de núcleos, está valorizado actualmente en 4 millones de soles y el de PVT que si está casi completamente equipado tiene un valor de 15 millones de soles. Si consideramos un laboratorio bien completo, estos valores suben enormemente, ya que son bastantes los equipos que integran estos laboratorios.

En la lista de análisis que presentamos se podrá apreciar que sólo en el laboratorio de núcleos se pueden realizar como 20 pruebas generales, sin considerar las especificaciones particulares, en el laboratorio de la universidad sólo podemos hacer análisis convencionales y 3 ó 4 pruebas de los llamados análisis especiales.

En el caso del laboratorio PVT, si lo tenemos bastante equipado, lo más importante que nos hace falta es un

CROMATOGRAFO para poder determinar la composición de los gases analizados.

Otra de las razones del elevado costo del muestreo y análisis, es que se necesita para realizar estos trabajos, de personal bien capacitado ya que los resultados se requieren con buena precisión y exactitud.

También presentamos lo que se cobra por el muestreo en forma general, sin considerar detalles nequeños, los cuales repercuten elevando el precio del muestreo.

A continuación presentamos las distintas pruebas que realiza la compañía y sus respectivos costos. Estos costos que presentamos para el análisis de núcleos están actualizados, lo mismo que para el muestreo, en cambio los costos del análisis de fluidos de fondo son del año 1974, pero analizando las listas de precios anteriores a ese año se puede determinar que estos costos suben anualmente entre un 10 y 13%; esto significa que los análisis a 1978 deben costar un 45 a 55% más de lo que costaba en 1974.

Un muestreo y análisis completo de fluidos de fondo realizado en un reservorio del Nor-Oeste Peruano costó alrededor de 9,000 dólares, lo cual concuerda con nuestras estimaciones hechas para los costos anotados.

COSTO DE MUESTREO

1. Persona encargada de muestrear . \$.500.00 por día,
más el pago de su estadía y el pasaje de ida y
vuelta al lugar de donde vino.

Sobretiempo de esta persona: ' \$ 50.00 por hora
después de 10 horas de trabajo.
2. Unidad de WIRELINE y herramientas \$.225.00 por
día.
3. Bombas de presión AMERADA - por bomba y por corri-
da \$.90.00
4. Operador para WIRELINE \$ 400.00 por día.

PRECIOS EN LOS ANALISIS DE CORES

1. Preparación de la muestra \$ 40.00
2. Pruebas de presión canilar por inyec-
ción de mercurio:

Punto simple	76.00
Punto doble	100.00
Multipunto (0 - 1500 psi)	150.00
Drenaje-Curvas de Imbibición.....	305.00
3. Análisis convencionales de:

Porosidad	36.00
Permeabiliad	36.00
Contenido de fluídos	36.00

4.	Distribución del diámetro de los poros calculado de datos de presión capilar	350.00
5.	Permeabilidad relativa de datos de pre- sión capilar	120.00
6.	Cálculo de saturación de agua con nata como una función de altura del agua so- bre la masa y Permeabilidad (o porosi- dad)	350.00
7.	Medidas de Resistividad eléctrica (só- lo en muestras consolidadas)	
	a) Factores de Formación	
	I. A temperatura de cuarto-No pre- sión litostática	70.00
	II. A temperatura de cuarto-presión litostática	150.00
	III. A temperatura de reservorio-pre- sión litostática	210.00
	b) Índice de Resistividad	30.00
8.	Pruebas de invasión de agua:	
	a) Invasión básica	300.00
	b) Invasión de agua susceptible	570.00
	c) Invasión de agua en presencia de colchones de gas	Per tratar se.

9.	Pruebas de Permeabilidad relativa:	
	a) Agua-petróleo (con saturación de agua incrementándose)	570.00
	b) Agua-petróleo (con saturación de agua decreciendo)	420.00
	c) Gas-petróleo (con saturación de gas incrementándose)	
	I. Sin agua connata	500.00
	II. Con agua connata	570.00
	d) Gas-Agua (con saturación de gas incrementándose)	500.00
10.	Determinación de gas residual	315.00
11.	Compresibilidad de la roca (compresibilidad del volumen poroso)	840.00
12.	Pruebas de Imbibición-Mojabilidad	660.00
13.	Análisis de Mallas	39- 70.00
14.	Análisis Petrográfico	127.00

(A) ANALISIS DE FLUIDOS DE UN RESERVORIO DE PETROLEO.-

(MUESTRAS DE SUBSUELO)

1. Relaciones Presión-Volumen de un fluido de reservorio a la temperatura de reservorio, incluyendo determinación de la presión de saturación, compresibilidad del aceite encima de la presión de saturación y volumen de dos fases debajo de la presión de saturación \$ 355.00
2. Vaporización diferencial de un fluido del reservorio a la temperatura de reservorio y presentación de la solubilidad del gas y datos de encogimiento del petróleo \$ 420.00
3. Determinación de la gravedad específica y factor de compresibilidad de un gas liberado a todos los puntos en una vaporización diferencial 255.00

4. Viscosidad del fluido de reservorio a temperatura de reservorio \bar{x} a presiones desde encima de la presión de saturación hasta la presión atmosférica \$ 355.00
5. Pruebas en el separador en cuatro etapas simples, bajo presiones del separador y temperatura del laboratorio para determinar los efectos de la presión del separador en la relación de solución gas-petróleo, factor de volumen de formación y gravedad del petróleo en el tanque de almacenamiento \$ 476.00
6. Composición de los gases del separador desde pruebas encima de las del separador para determinar el efecto de la temperatura y presión del separador en la composición del gas del separador, GPM, valores de calentamiento y gravedad específica, 4 pruebas a \$ 65.00 por prueba 330.00

7. Destilación fraccional a través del exano de un fluido del reservorio, incluyendo determinaciones suplementarias de nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno por cromatografía.

Peso molecular, densidad de heptanos y fracciones pesadas está

incluido	\$	<u>178.00</u>
	\$	2369.00

Las determinaciones mencionadas constituyen lo mínimo - de un análisis recomendado.

(B) ANALISIS DE FLUIDOS DE RESERVORIO DE PETROLEO.-
(RECOMBINACION DEL PETROLEO Y GAS DEL SEPARADOR)

- | | | |
|--|----|----------------|
| 1. Análisis composicional del petróleo y gas del separador y cálculo de la composición de hidrocarburos de un fluido de reservorio combinado | \$ | 317.00 |
| 2. Recombinación física | \$ | 241.00 |
| 3. Idénticas al Item # 1 hasta el # 6 del servicio | \$ | <u>2191.00</u> |
| | \$ | 2749.00 |

(C) ANALISIS DE FLUIDOS DE UN RESERVORIO DE CONDENSADO
(RECOMBINACION DEL VAPOR Y LIQUIDO DEL SEPARADOR)

1. Análisis composicional del vapor líquido del separador y recombinación de cualquier relación específica de gas/líquido * 559.00
2. Determinación de la presión del punto de rocío y relaciones de presión-volumen de fluidos del reservorio re combinados a la temperatura del reservorio \$ 438.00
3. Factor de compresibilidad de un fluido del reservorio a la temperatura del reservorio, entre presión de reservorio y presión del punto de rocío \$ 178.00

Se incluye una cuenta adicional a partir del (4a).

- 4a. Estudio de depleción de un fluido de reservorio incluyendo la determinación de la composición de hidrocarburos de un vapor de reservorio a la presión de rocío y muchas presiones alcanzadas durante la depleción de la presión,

factores de compresibilidad experimentales y corrientes de volúmenes en la producción del pozo	\$
b. Presentación de los resultados arriba mencionados (#4a) en términos de contenido líquido total - (GPM) por millón de pies cúbicos standard de un fluido de reservorio inicial	\$
c. Presentación de los resultados - de (4a) en términos de productos líquidos y gas recuperable por - temperatura normal, separación - simple o de 2 etanas por millón de pies cúbicos standard de un fluido de reservorio inicial	\$ 1867.00
5. Determinación de la acumulación en el reservorio de líquidos retrógrados a presiones de investigación	\$ <u>267.00</u>
	\$ 3131.00

Todo lo mencionado constituye el análisis mínimo recomendado para un reservorio de gas condensado.

ANALISIS DE FLUIDOS DE UN RESERVORIO DE PETROLEO VOLATIL

Este estudio es diseñado a obtener los datos para predecir el comportamiento de un reservorio de petróleo volátil usando la técnica de balance de materia composicional.

1. Análisis composicional del líquido y vapor de un separador y recombinación a cualquier relación simple especificada de gas/petróleo o presión en el punto de burbuja 559.00
2. Presión de saturación y relaciones presión-volumen de un fluido recombinado de reservorio a temperatura de reservorio \$ 438.00
3. Estudio de depletación a volumen constante a la temperatura del reservorio para determinar la composición de la fase gas, volumen del gas producido y factores de desviación del gas a varias presiones, desde la presión de saturación hasta la presión de abandono, incluye la composición

	de equilibrio de la fase líquida al final de la depletación de la presión	\$ 2057.00
4.	Encogimiento del líquido versus presión usando técnicas de deple- tación, volumen constante	\$ 267.00
5.	Viscosidad de la fase líquida a temperatura de reservorio y a va- rias presiones desde la presión de reservorio a la presión atmos- férica	<u>355.00</u>
	TOTAL	\$ 3676.00

Todo lo mencionado constituye lo mínimo de un análisis recomendado para reservorios de petróleo volátiles.

ESTUDIO COMPOSICIONAL

1.	Análisis cromatográfico de mues- tras de gas, incluyendo determi- naciones de N_2 , CO_2 y H_2S :	
	a) De metano hasta C_{7+}	\$ 82.00
	b) De metano hasta C_{10+} (nafténi- cos y aromáticos)	\$ 152.00
	c) De metano hasta C_{20+} (inclu- yendo nafténicos y aromáticos)	171.00

2. Determinación de Helio e Hidrógeno \$ 51.00
3. Análisis cromatográfico de LNG, -
LPG y gasolina liviana de produc-
tos líquidos de planta:
- a) De metano hasta C₇₊, incluyen-
do N₂ y CO₂ \$ 95.00
- b) De metano hasta iso-octano, in-
cluyendo N₂ y CO₂, benceno y -
cicloparafínicos \$ 140.00
4. Análisis cromatográfico de mues-
tras líquidas para determinar la
composición para nafténicos, para
fínicos y aromáticos contenidos \$ 152.00
5. Destilación a alta temperatura
con peso molecular y cortes de
gravedad específica:
- Hasta C₁₀₊ \$ 318.00
- Hasta C₁₅₊ \$ 318.00

NOTA Todos los precios mencionados de los diferentes análisis, ya sea de muestras de fondo, recombinadas de fluidos de reservorio de petróleo volátiles etc. tienen un recargo por condiciones especiales podemos indicar las más importantes:

1. Agregar 1% por 100 psi para presiones de reservorio que excedan de 5000 psig.
2. Los precios indicados son para petróleos 22°API o más livianos. Para petróleos más pesados el precio incrementa de la manera siguiente:

21.9	_____	15.0 °API	más	20%
14.9	_____	10.0		50%
9.9		ó menos		100%

3. Cambio adicional para bajas temperaturas de muestras debajo de 22°API

150°F	_____	121°F	más	20%
120°F	_____	91°F		50%
90°F		ó menos		100%

Para estudios de fluidos con "POUR POINT" (mínimo punto de congelación) encima de

70°F agregar el 200%

4. También hay recargo cuando los fluidos estudiados contienen más de 1 mol por ciento de H_2S , 5 mol por ciento de CO_2 ó 5 mol por ciento de N_2 .

C O N C L U S I O N E S

Es necesario para poder obtener buenos resultados en la determinación de las características del reservorio que el muestreo y el análisis de las muestras de fondo sean hechas como la mejor técnica, lo cual requiere de la participación de personal bien capacitado para realizar estos trabajos.

Para que los resultados a obtener sean exactos y precisos, es importante tener los equipos limpios y en buen estado y contar con una buena calibración de los mismos para que en el momento de analizar las muestras podamos tener en cuenta las correcciones que se derivan de la calibración.

Una muestra de fluidos de fondo debe ser bien muestreada con todos los requerimientos exigidos porque, de lo contrario, de nada vale que se haga un buen análisis de la muestra en el laboratorio con la mejor técnica o en el laboratorio más sofisticado porque los datos que usará Ingeniería de Reservorios para el estudio del comportamiento del reservorio son equivocados.

Contando con el equipo completo y el personal especializado, podemos tratar de conseguir la oficialización del Laboratorio de Reservorios de la Universidad, lo cual permitiría:

Que el Estado controle a las compañías extranjeras o a PETROPERU para que estas hagan una explotación más racional a nuestros reservorios.

En la actualidad el Estado, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, no ejerce ningún tipo de control sobre las compañías en el cuidado de nuestros yacimientos.

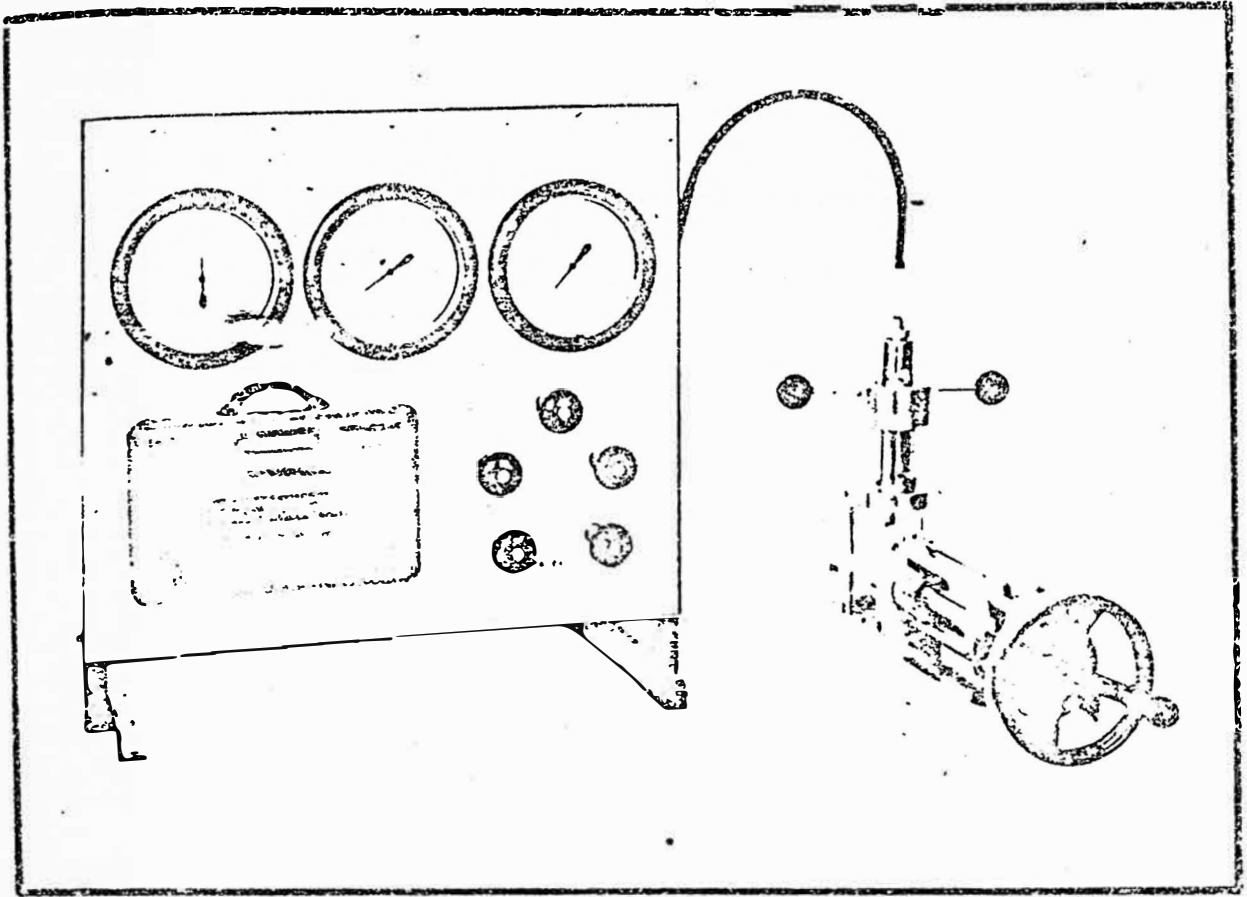
Sería además, de un gran beneficio económico para la Universidad y, en especial, para el Departamento de Hidrocarburos, ya que generaría sus propios ingresos para su autofuncionamiento, como es la actual política de la Universidad ante la escasez de rentas.

Por la naturaleza de los costos, estos ingresos serían considerables, lo cual permitiría equipar mejor nuestros laboratorios, lo cual repercutiría en una mejor enseñanza a los alumnos del Departamento, en lo que refiere a análisis de muestras.

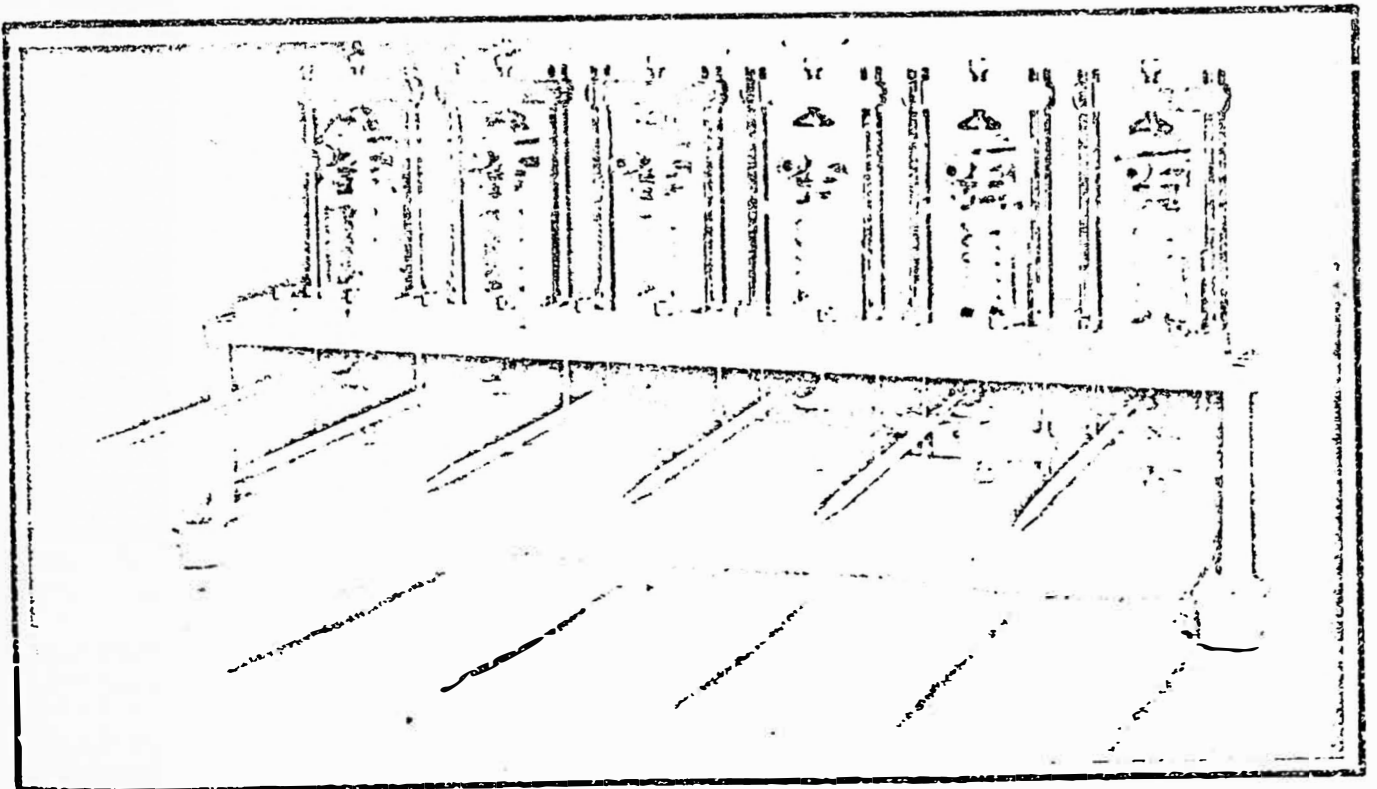
Como no contábamos con una buena calibración de los aparatos del laboratorio, hemos incidido bastante en este tópico para que los valores que se ha obtenido sirvan en futuros análisis que se hagan de las muestras en el laboratorio; y, además como resultaba una tesis demasiado extensa no se ha incluido los análisis de la muestra en el laboratorio.

FIGURA 3-1

APARATOS DE PRESION CAPILAR RUSKA



METODO DE INYECCION DE MERCURIO
(GAS / MERCURIO)



METODO WELGE
(AGUA / GAS)

CELDA DE PRESION CAPILAR

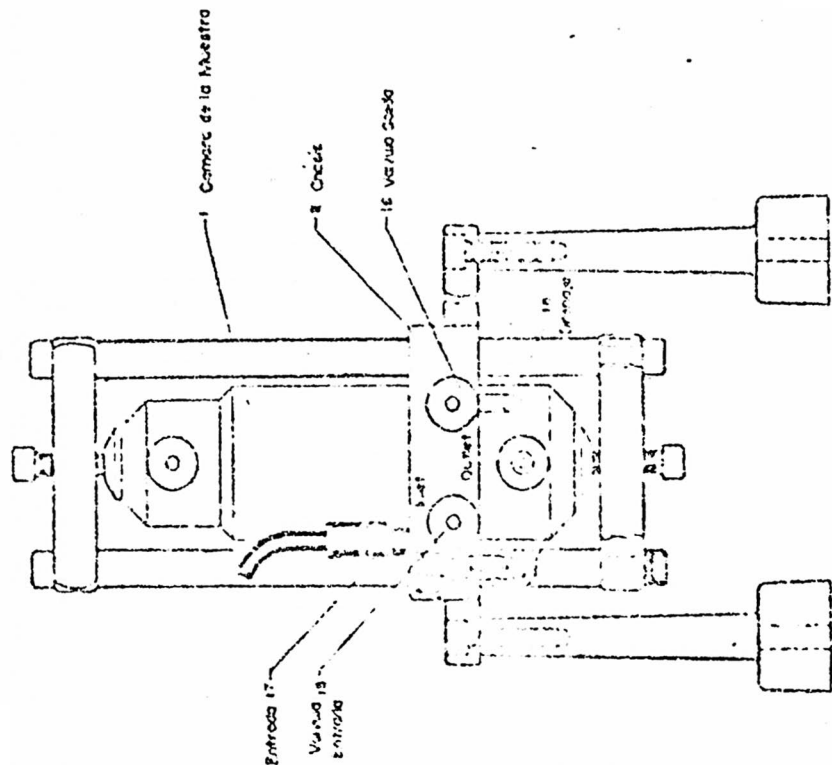
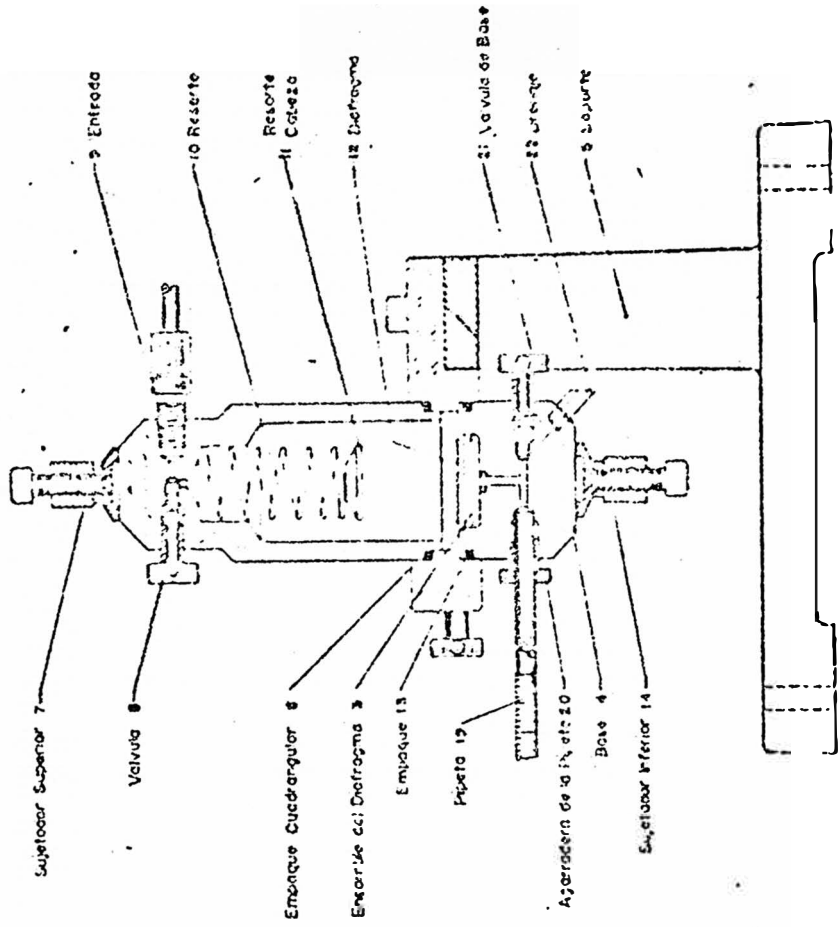


FIGURA 3-3

ESQUEMA DEL APARATO DE PRESION CAPILAR
POR INYECCION DE MERCURIO

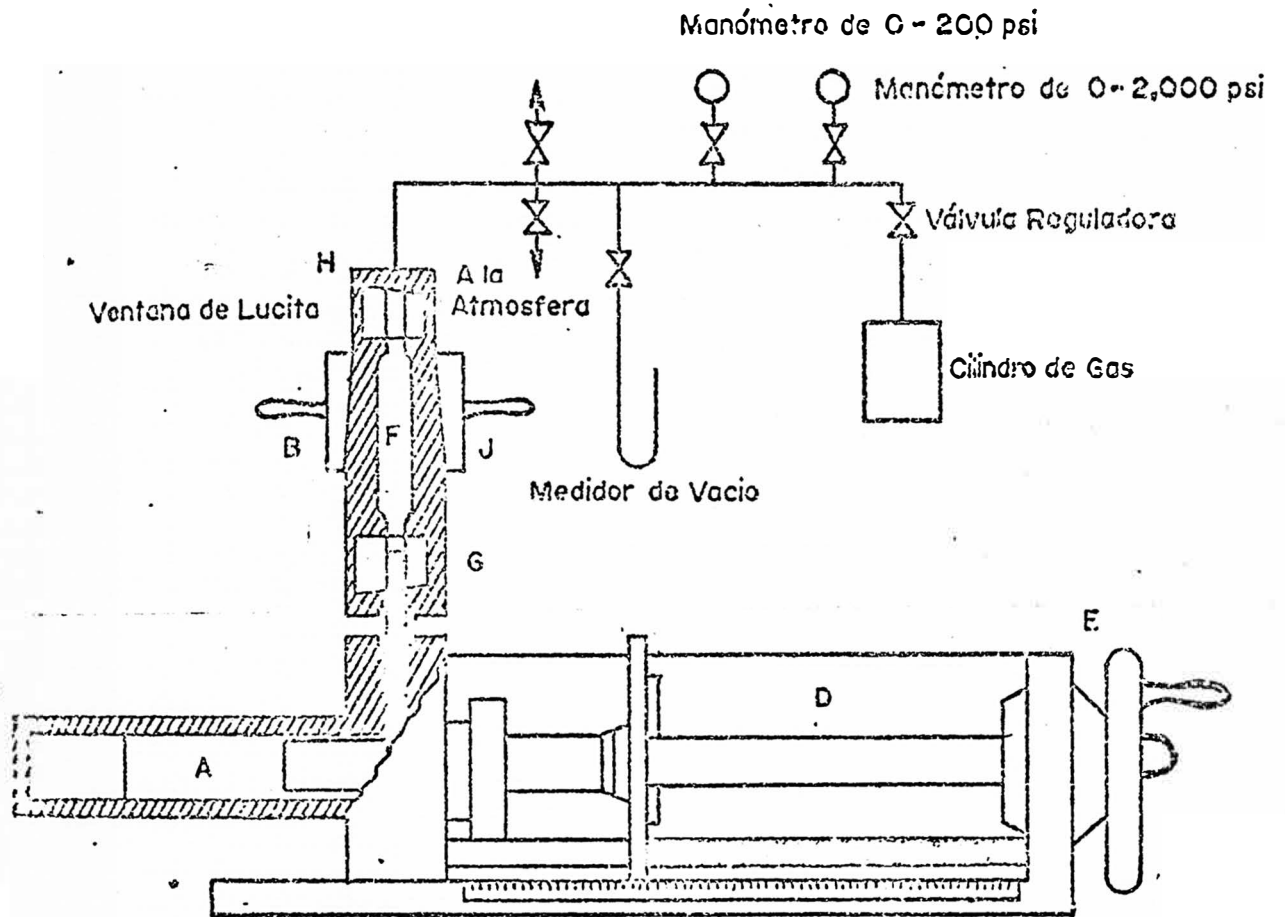
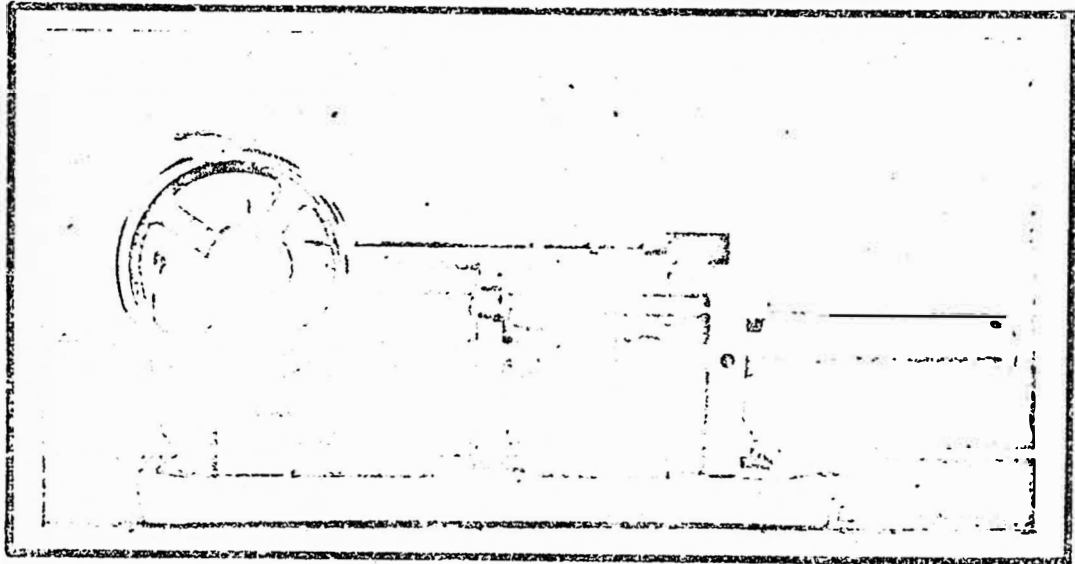
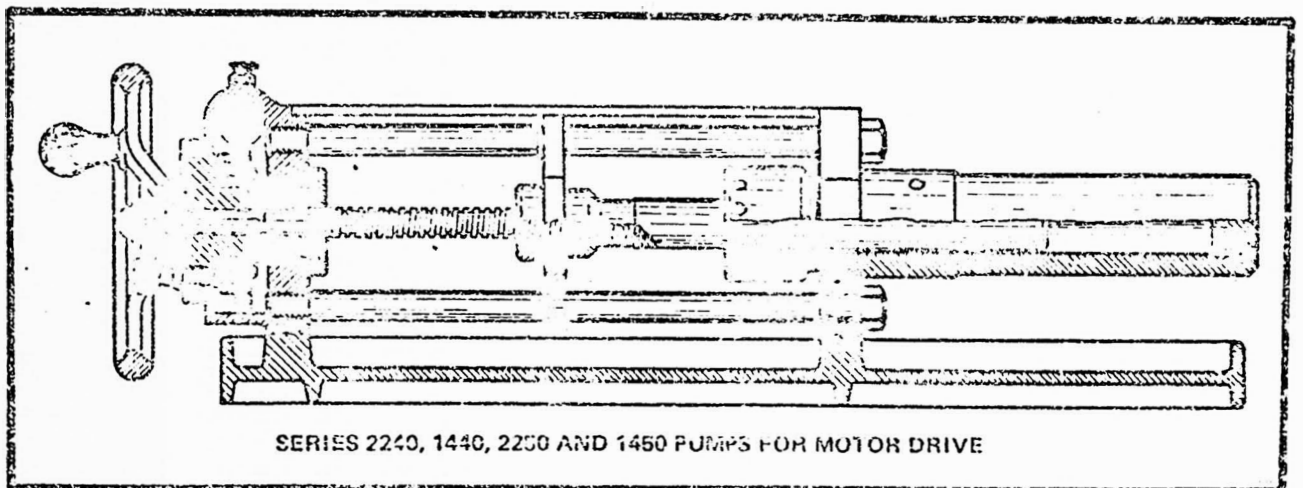


FIGURA 5

BOMBA RUSKA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

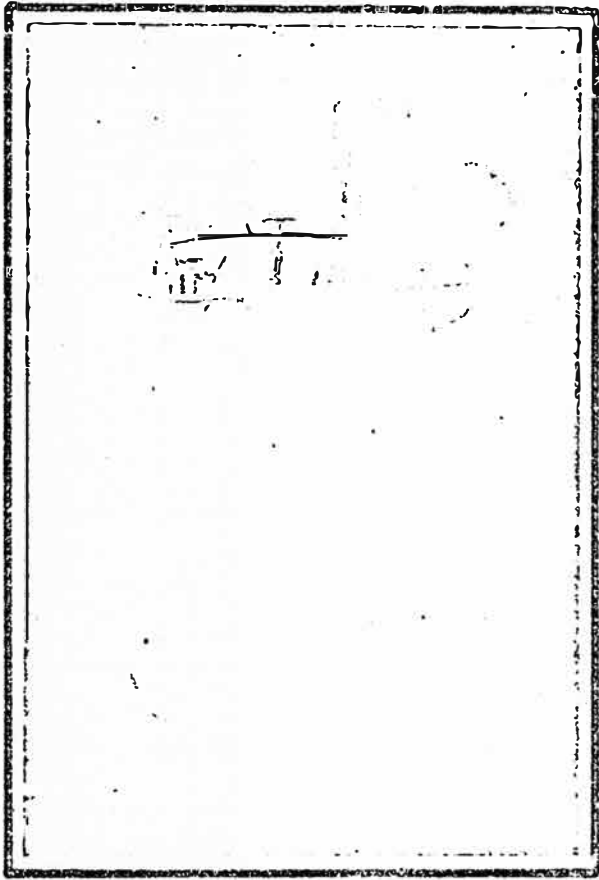


MODELO

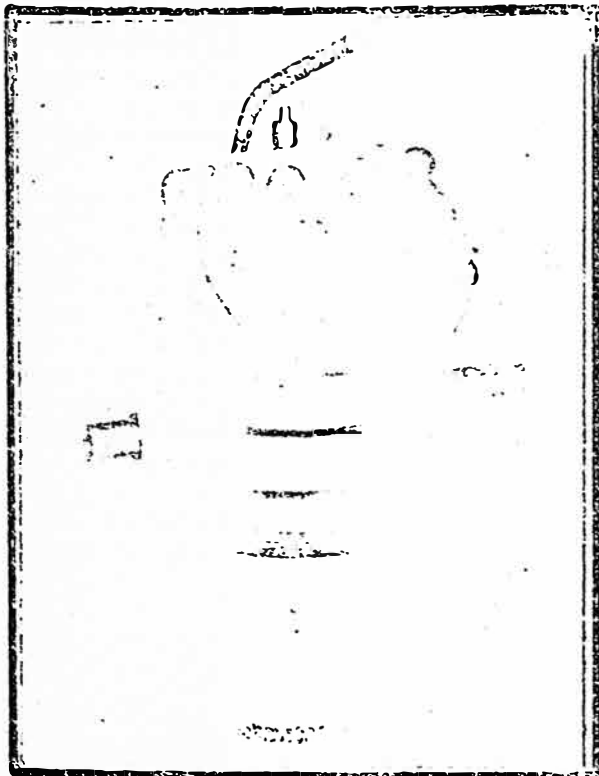


SECCION TRANSVERSAL

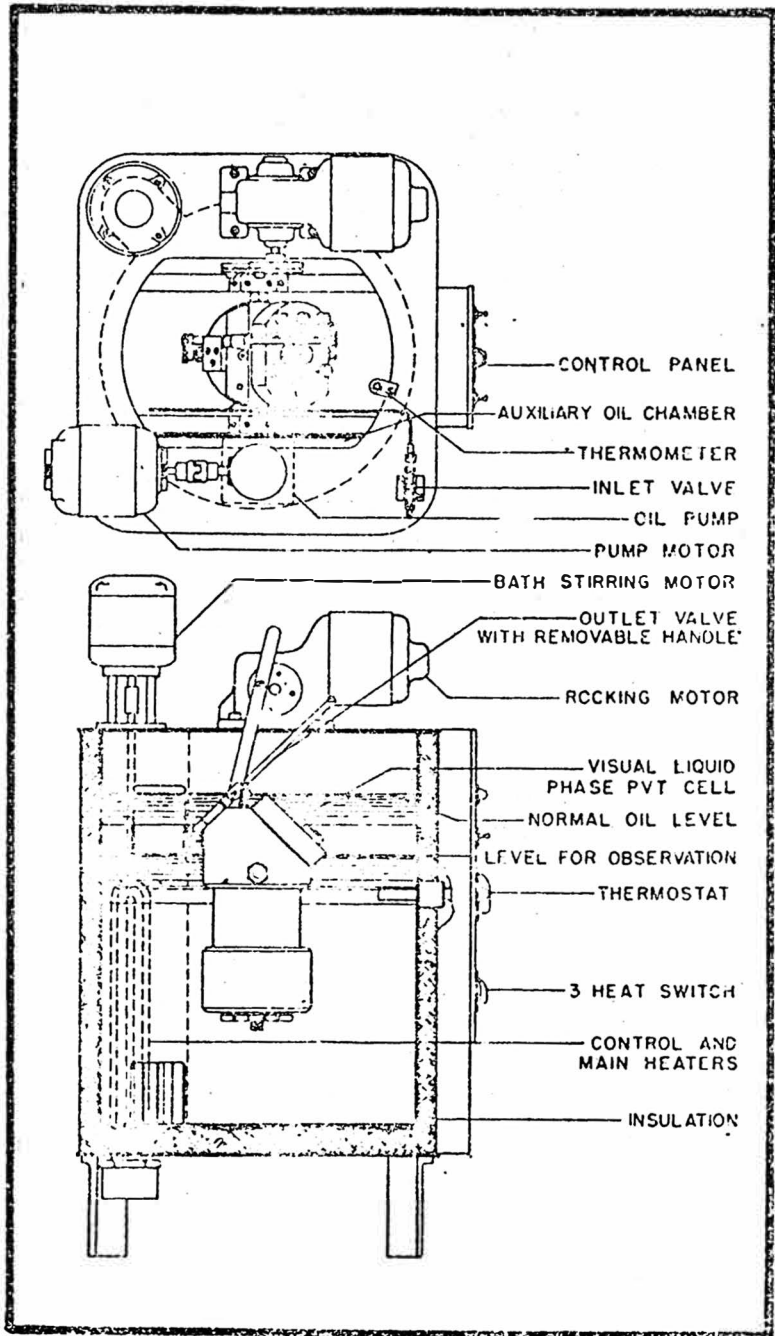
CELDA PVT DE LIQUIDOS-RUSKA



BAÑO DE ACEITE

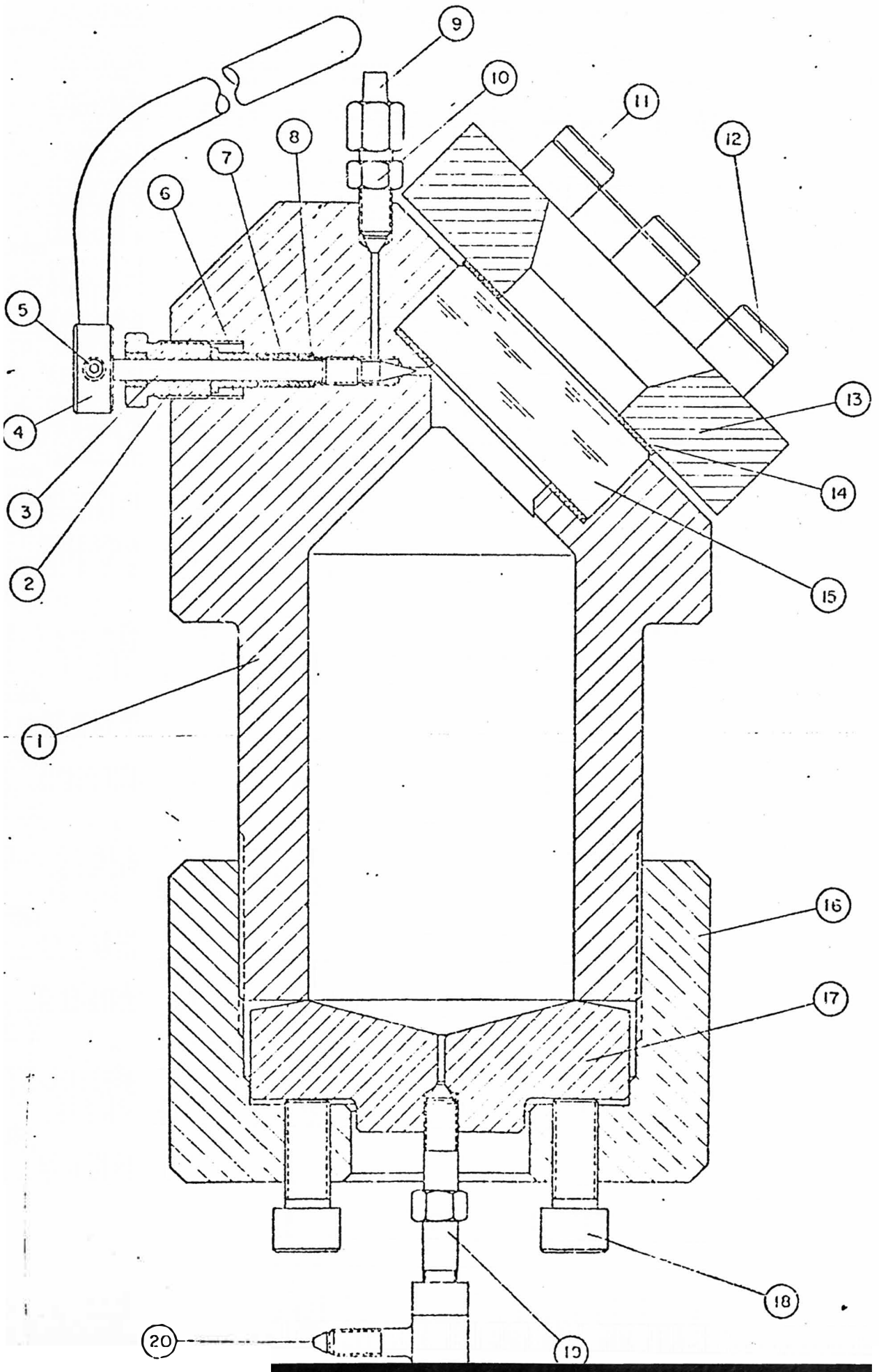


CELDA VISUAL

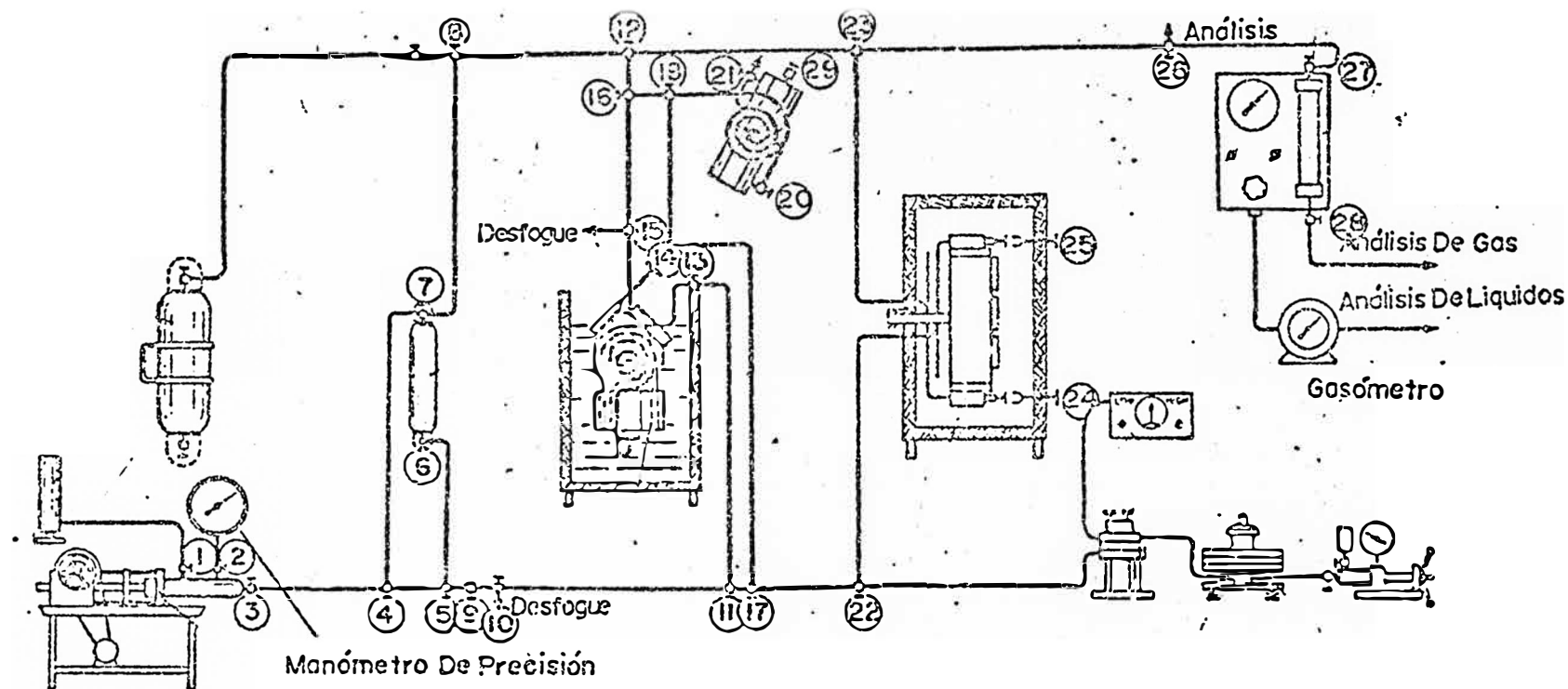


PROYECCION SUPERIOR Y CORTE

FIGURA 7



RELACION DE VALVULAS DEL SISTEMA GENERAL DE ANALISIS DE FLUIDOS



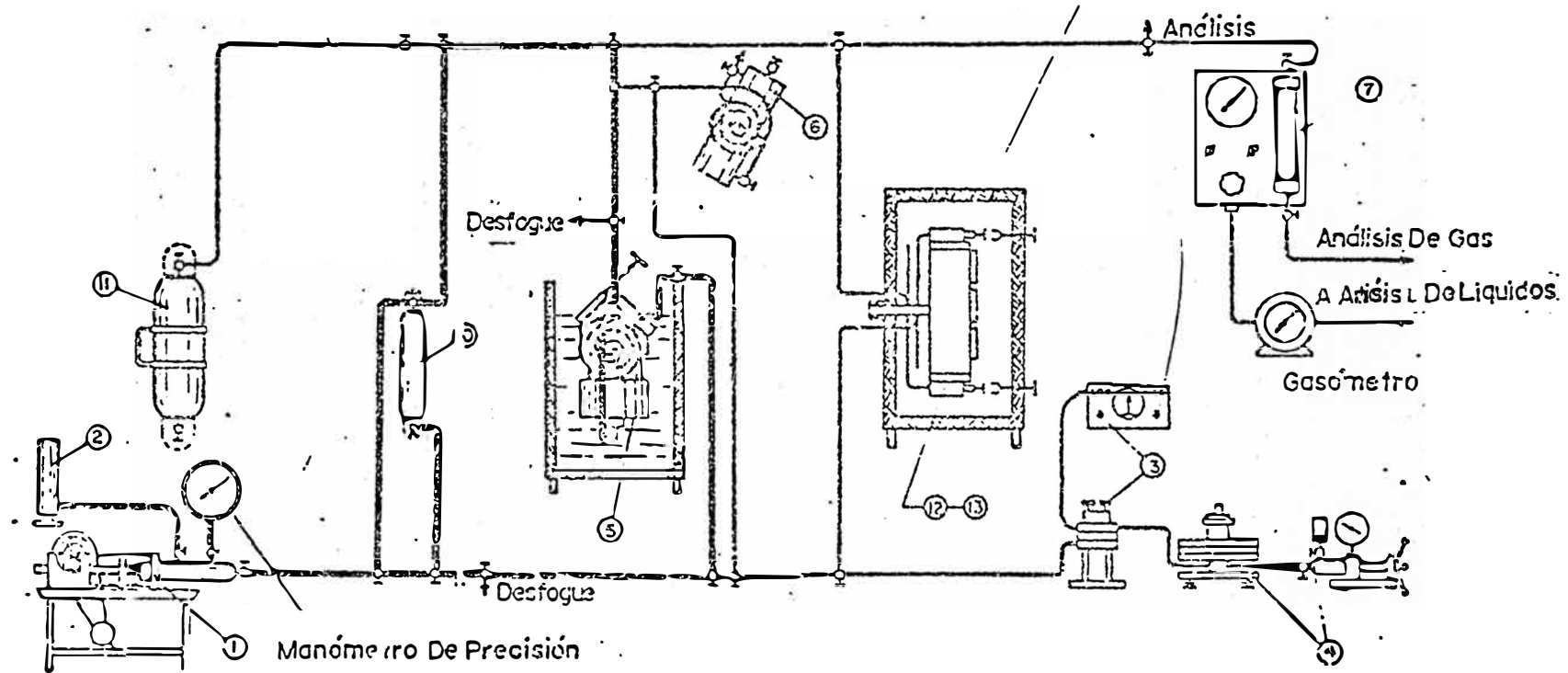
- 1. Válv. de entrada al tanque de Hg
- 2. Válv. del manómetro
- 3. Válv. de bloqueo de la bomba
- 4. By-pass de la botella de transf.
- 5. Entrada inf. a la botella de transf.
- 6. Válv. inf. de la botella
- 7. Válv. sup. de la botella
- 8. Salida de la botella de transf.
- 9. Válv. de bloqueo.
- 10. Válv. de desfogue 1

- 11. Entrada inf. a la celda
- 12. Entrada sup. a la celda
- 13. Válv. inf. de la celda
- 14. Válv. sup. de la celda
- 15. Válv. de desfogue 2
- 16. Entrada al viscosímetro
- 17. By-pass hacia el viscosímetro
- 18. By-pass hacia el viscosímetro
- 20. Válv. inf. del viscosímetro
- 21. Válv. sup. del viscosímetro

- 22. Entrada inf. celda condens
- 23. Entrada sup. celda condens
- 24. Válv. inf. celda condens.
- 25. Válv. sup. celda condens.
- 26. Válv. de desfogue 3
- 27. Válv. entrada Sep. Flash
- 28. Válv. salida del aceite residual del Separador
- 29. Cierre de la cámara del viscosímetro

FIGURA. 9

CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE TRANSFERENCIA



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

FIGURA 10

ESQUEMA DE INSTALACION PARA LA PRUEBA DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN BASTA SATURADA

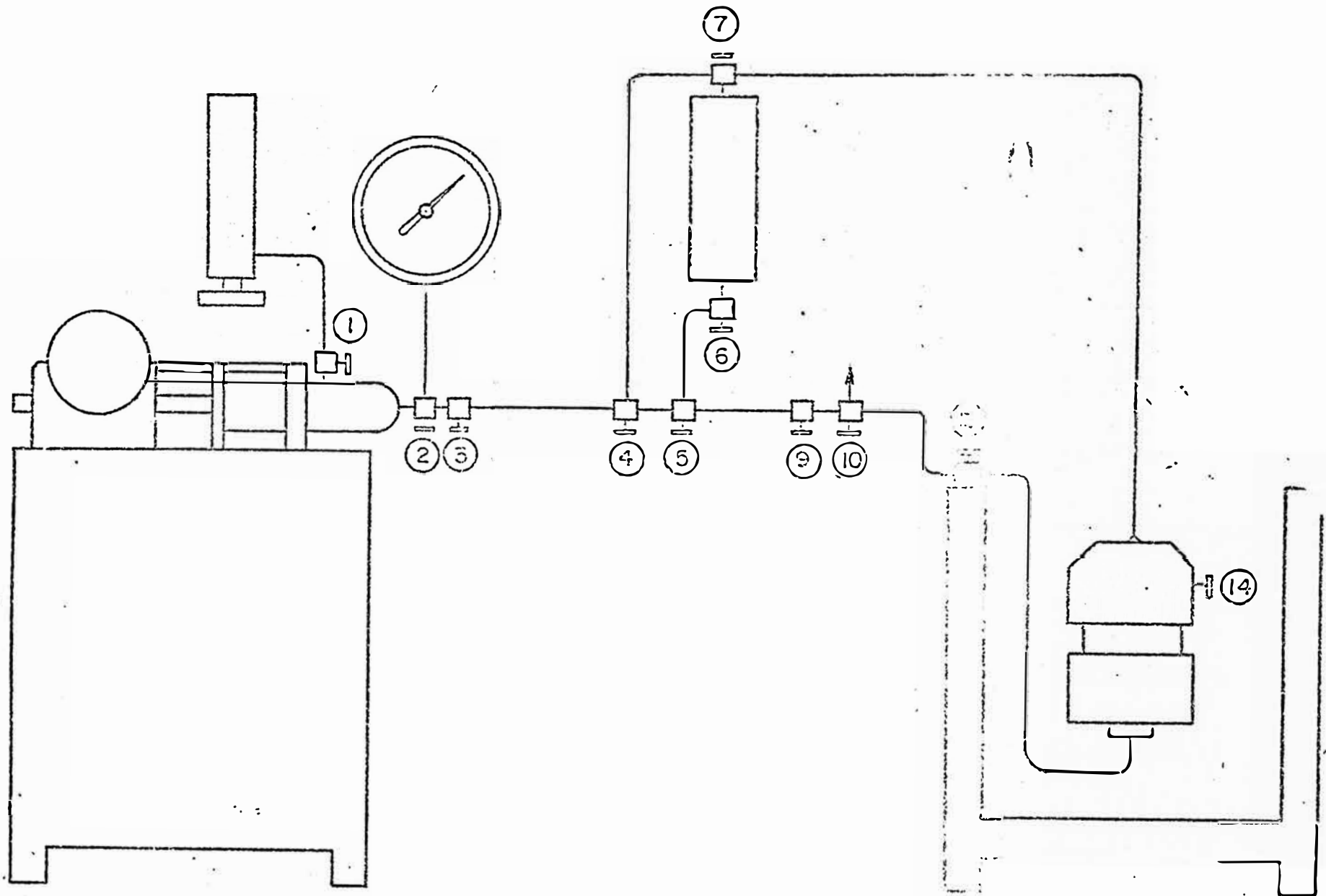


FIGURA II

CELDA DE PRESION DIFERENCIAL NULA

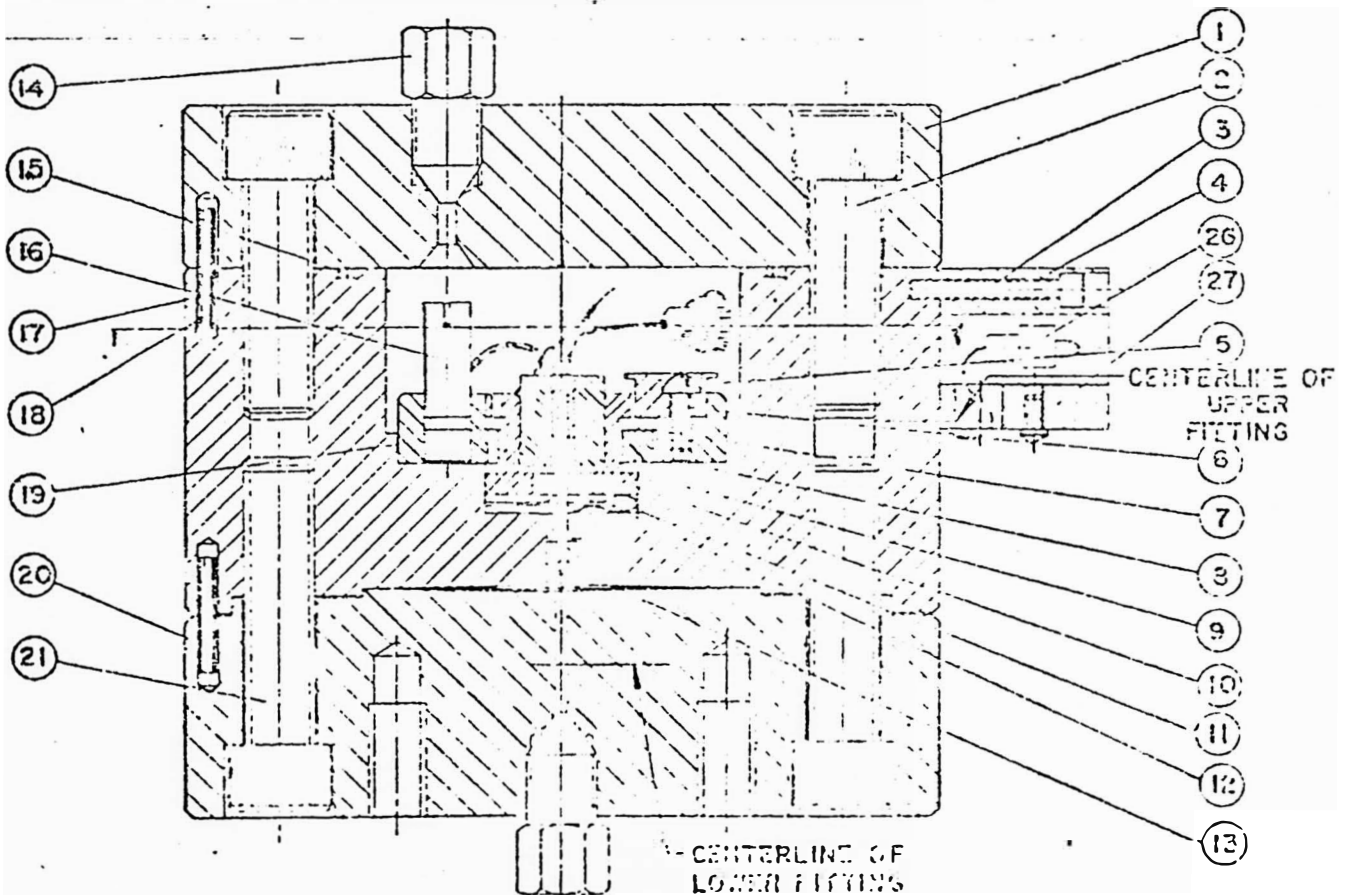
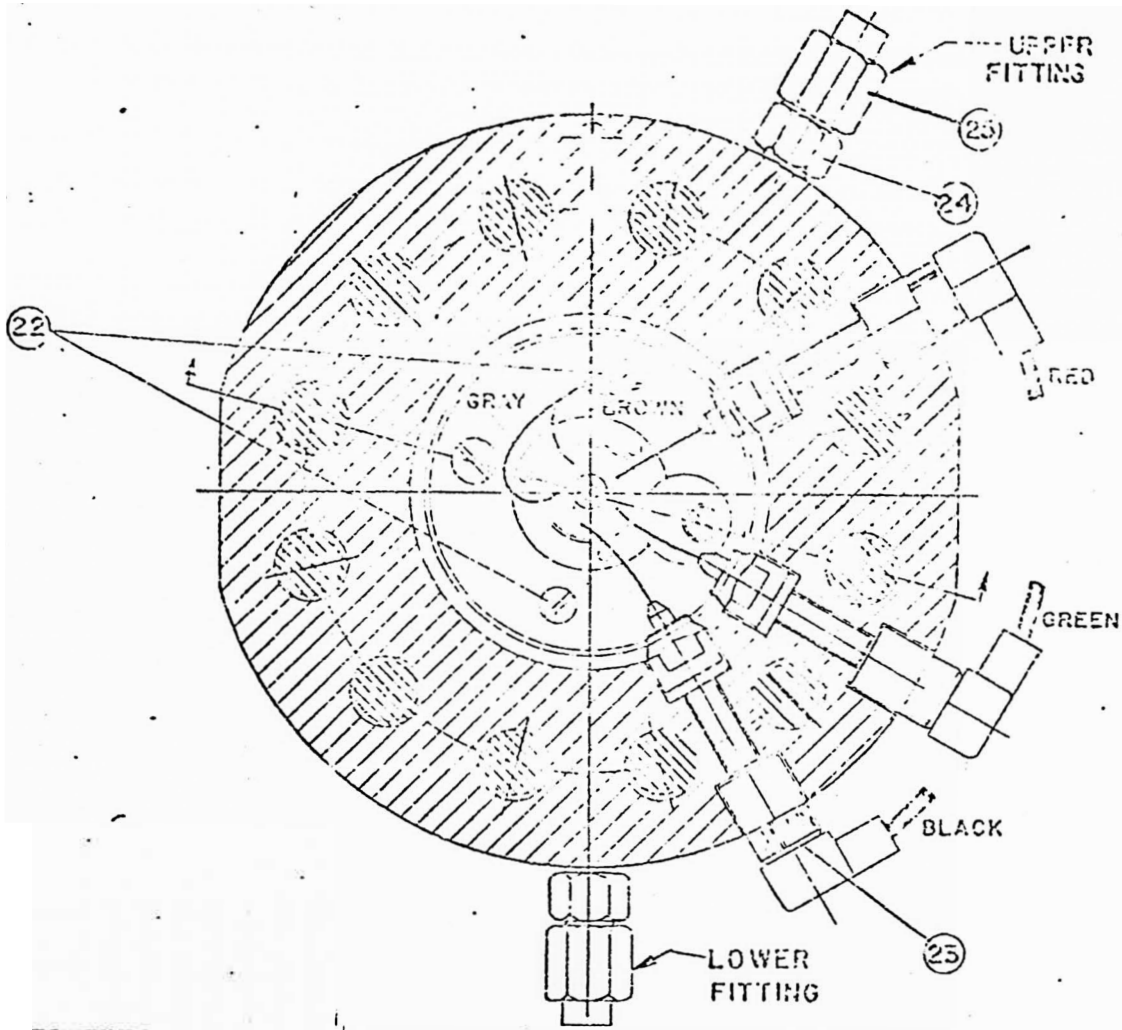
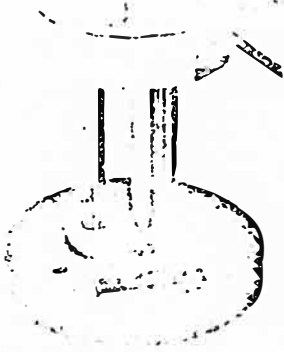
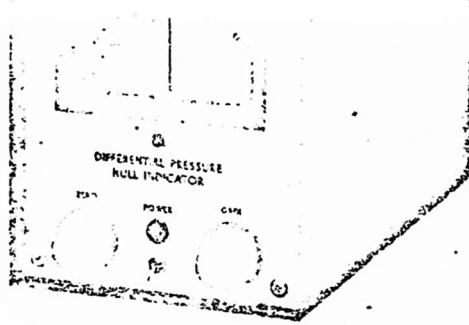


FIGURA 12

SISTEMA DEL PROBADOR DE PESO MUERTO



NO. 2413-705 CELL
15,000 psi



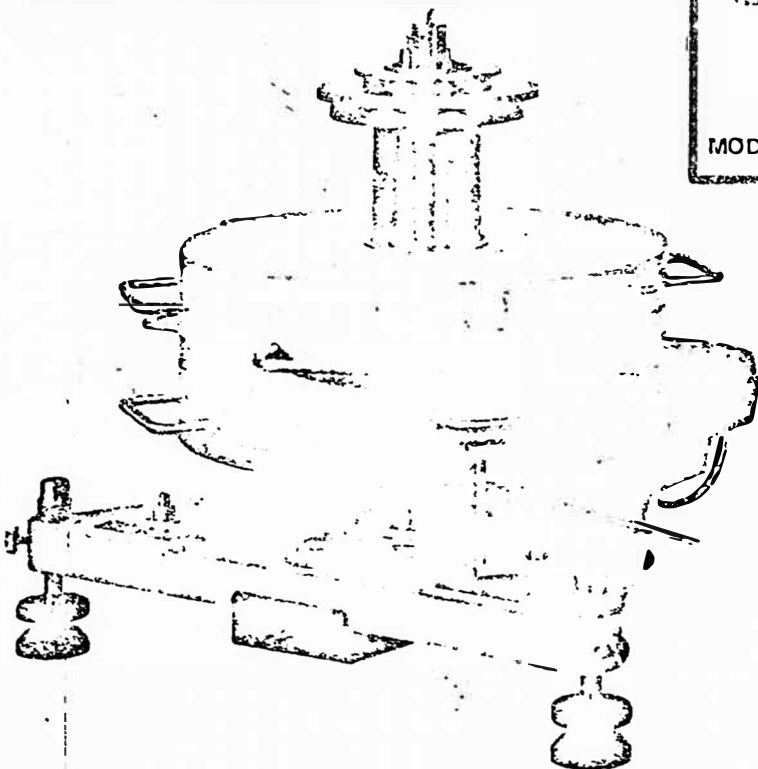
NO. 2416-704
CONTROL BOX/NULL INDICATOR

CELDA DE PRESION DIFERENCIAL
NULA E INDICADOR



MODEL 2426-801-00

BOMBA MANUAL



MODEL 2400

PROBADOR DE PESO MUERTO

FIGURA 14

VISCOSIMETRO RUS A DE LIQUIDOS DE ALTA PRESION

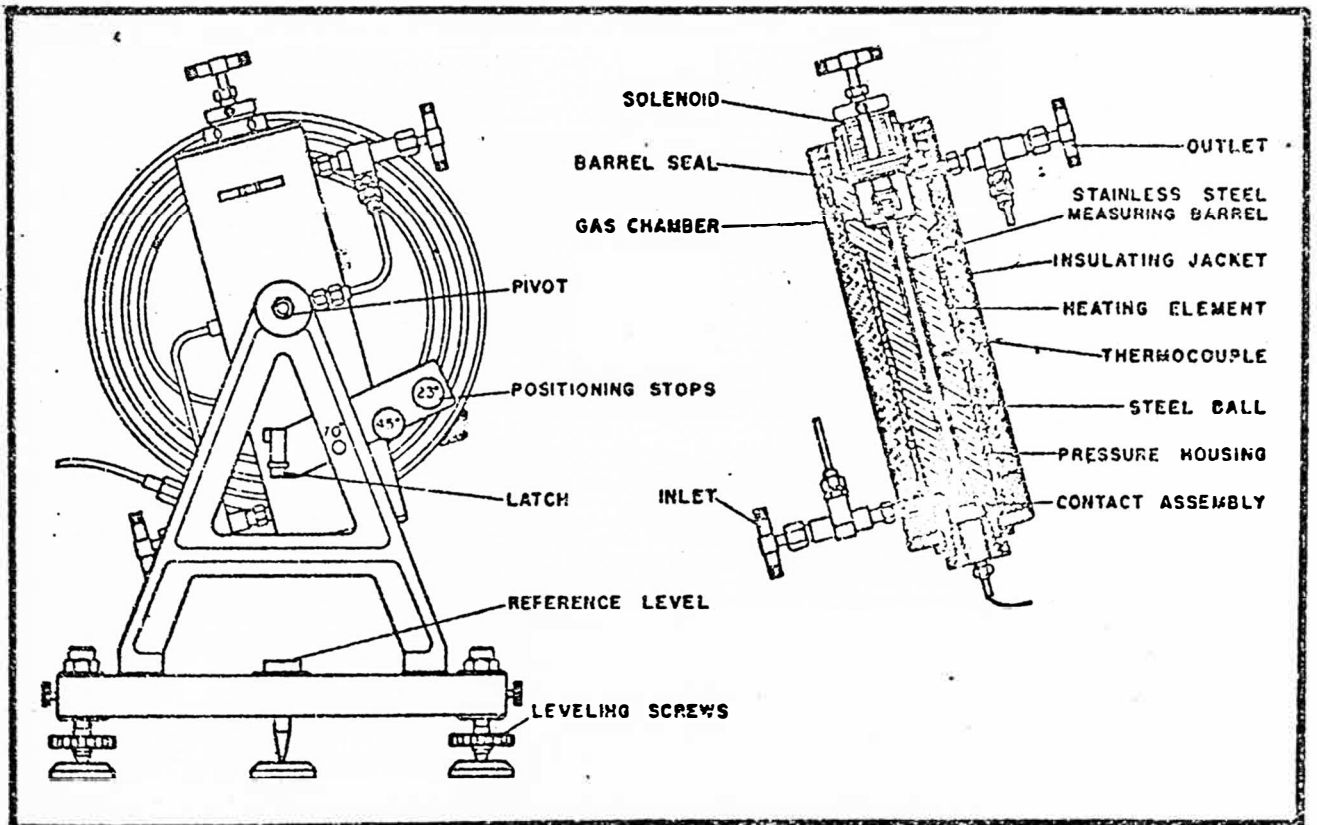
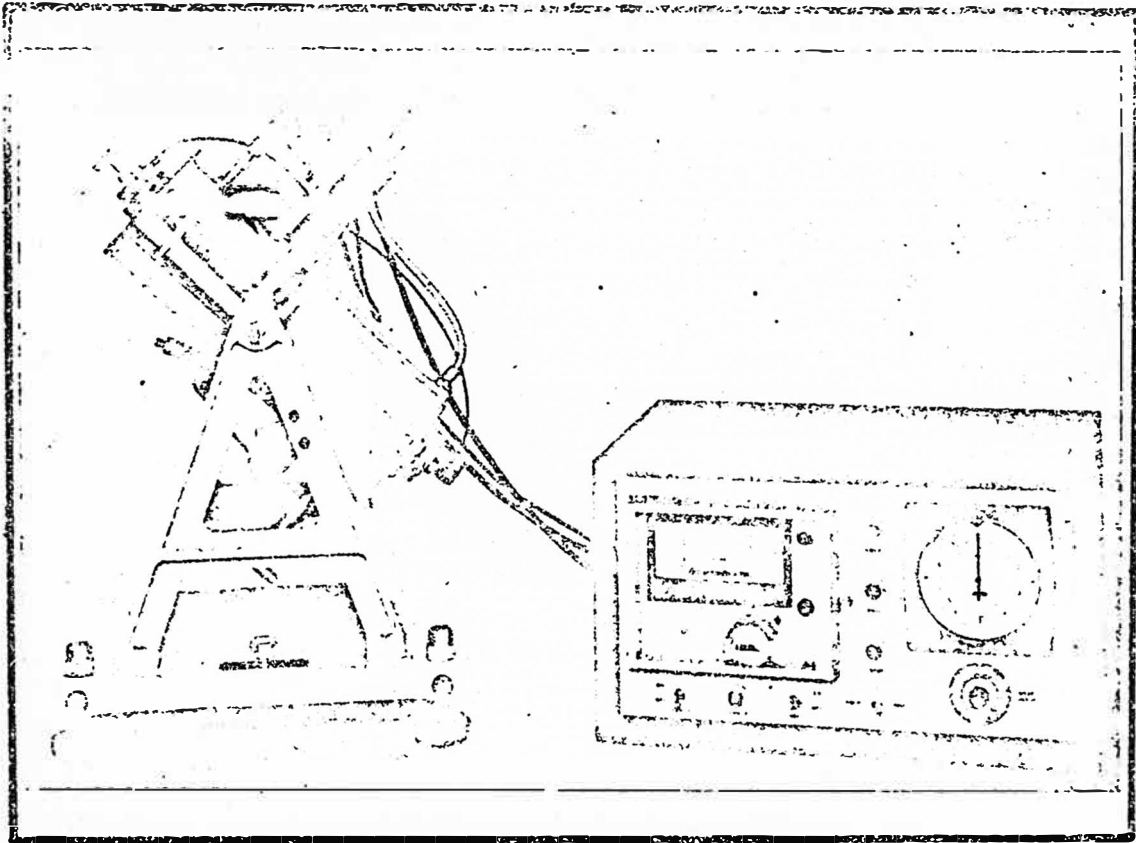
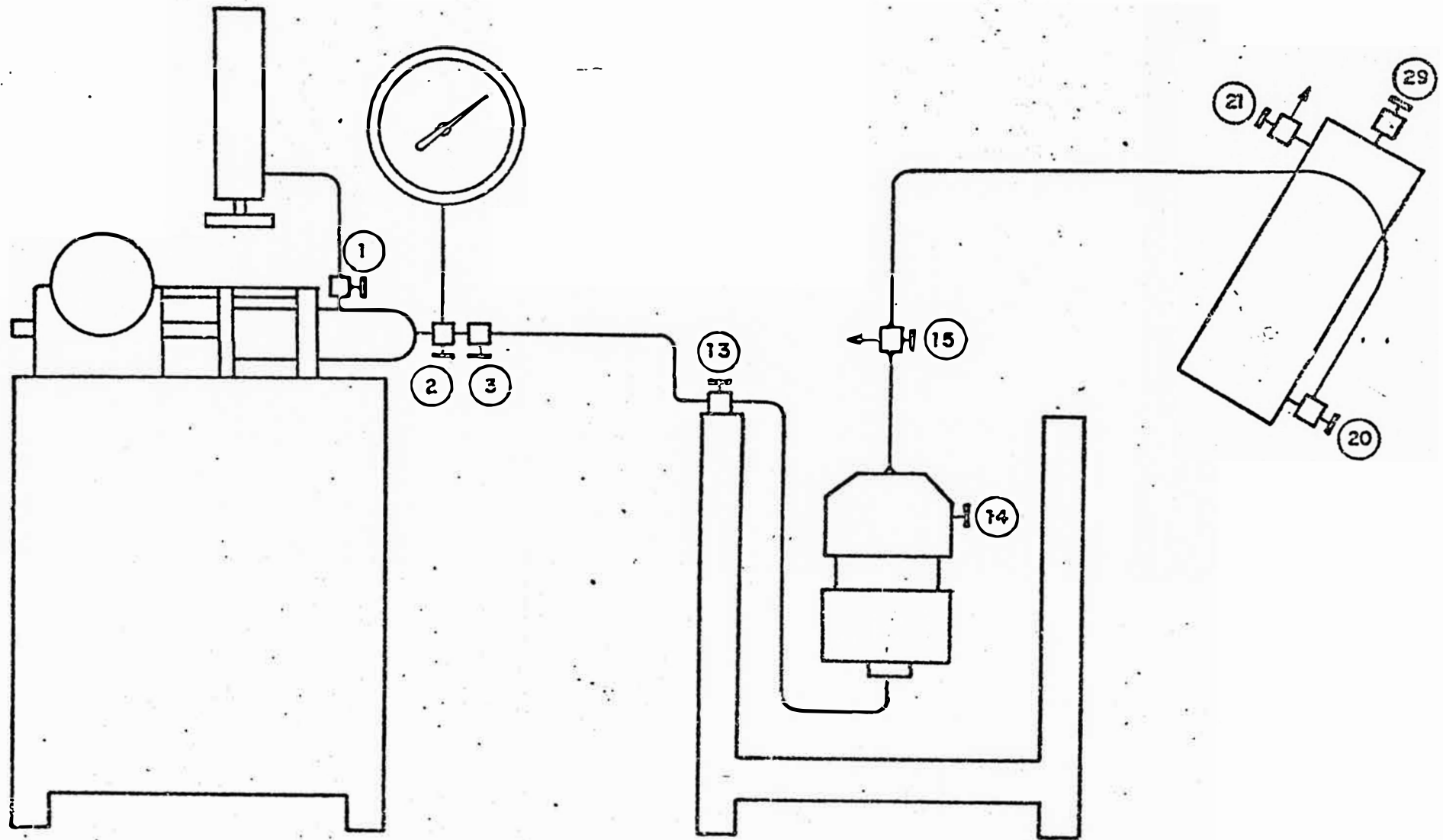
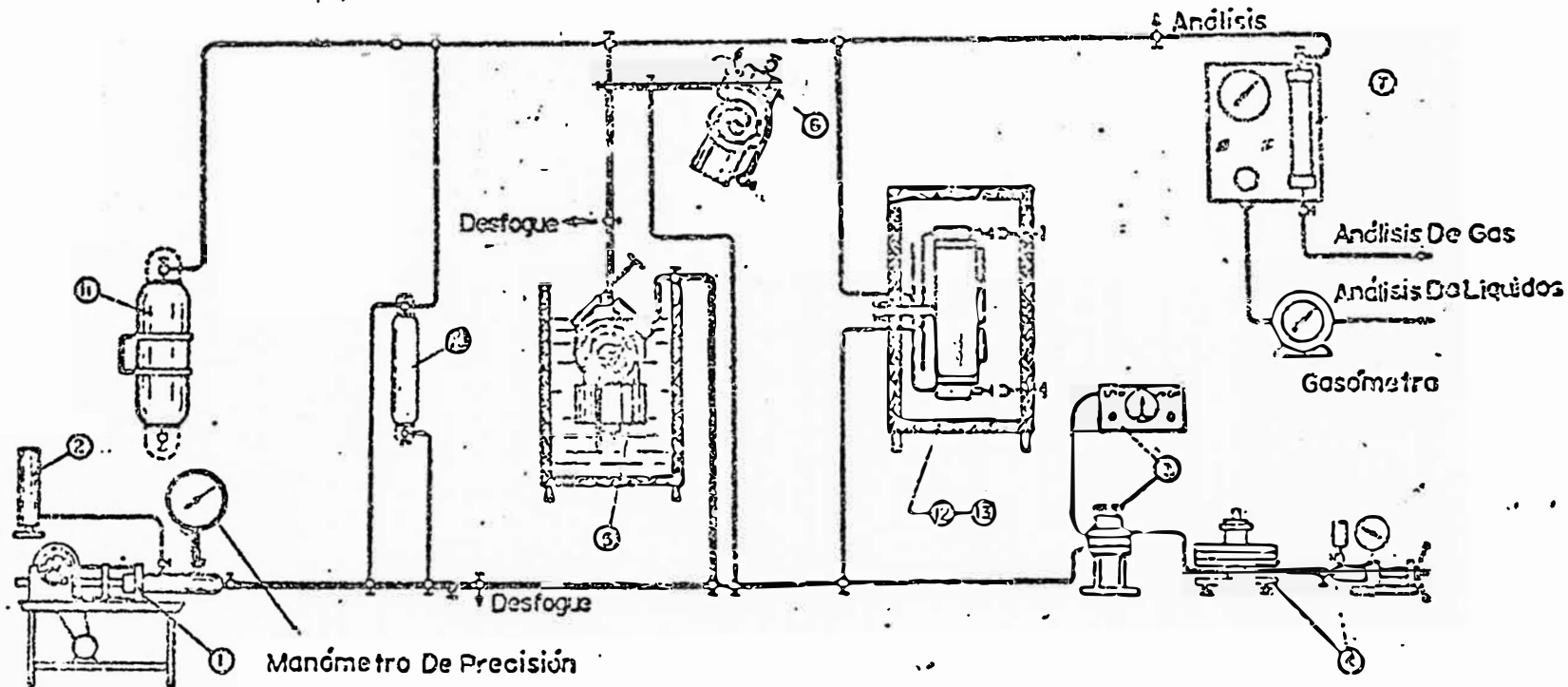


FIGURA 15

ESQUEMA DE INSTALACION PARA LA PRUEBA DE VISCOSIDAD DE ACEITE SATURADO



CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE VISCOSIDAD DE MUESTRA SATURADA



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

5.- Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

ESQUEMA DE INSTALACION PARA LA PRUEBA DE RELACION P-V A TEMPERATURA CONSTANTE

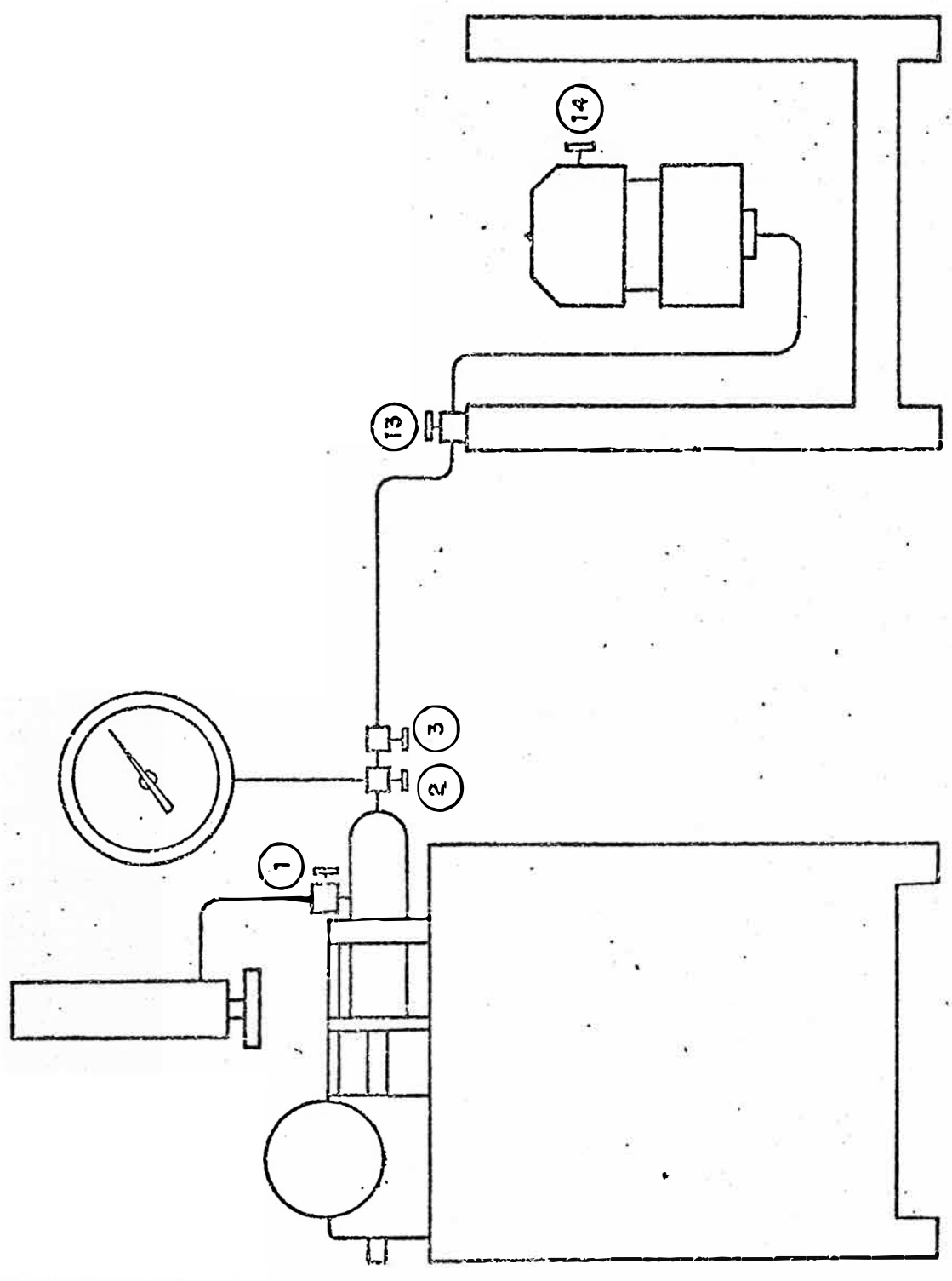
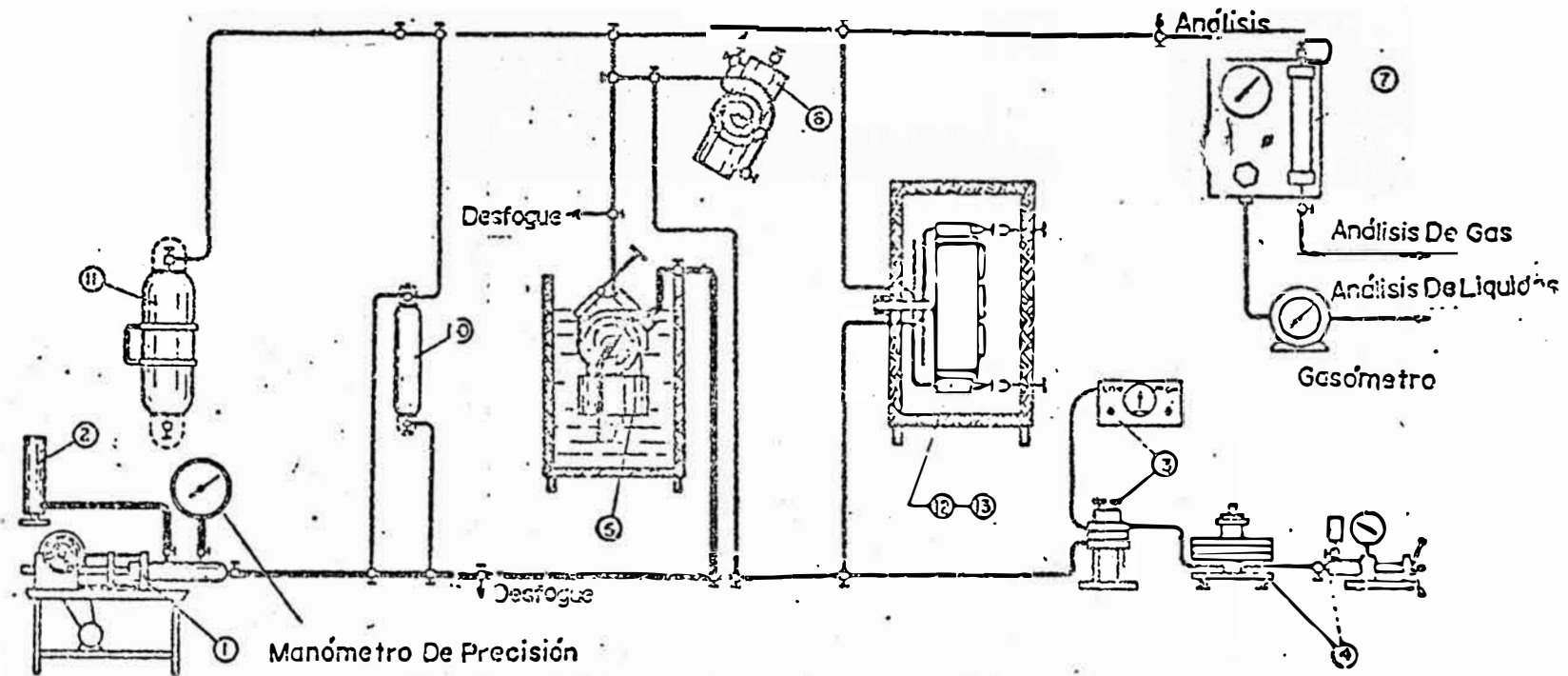


FIGURA 18

CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA P-V A TEMPERATURA CONSTANTE



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

5.- Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

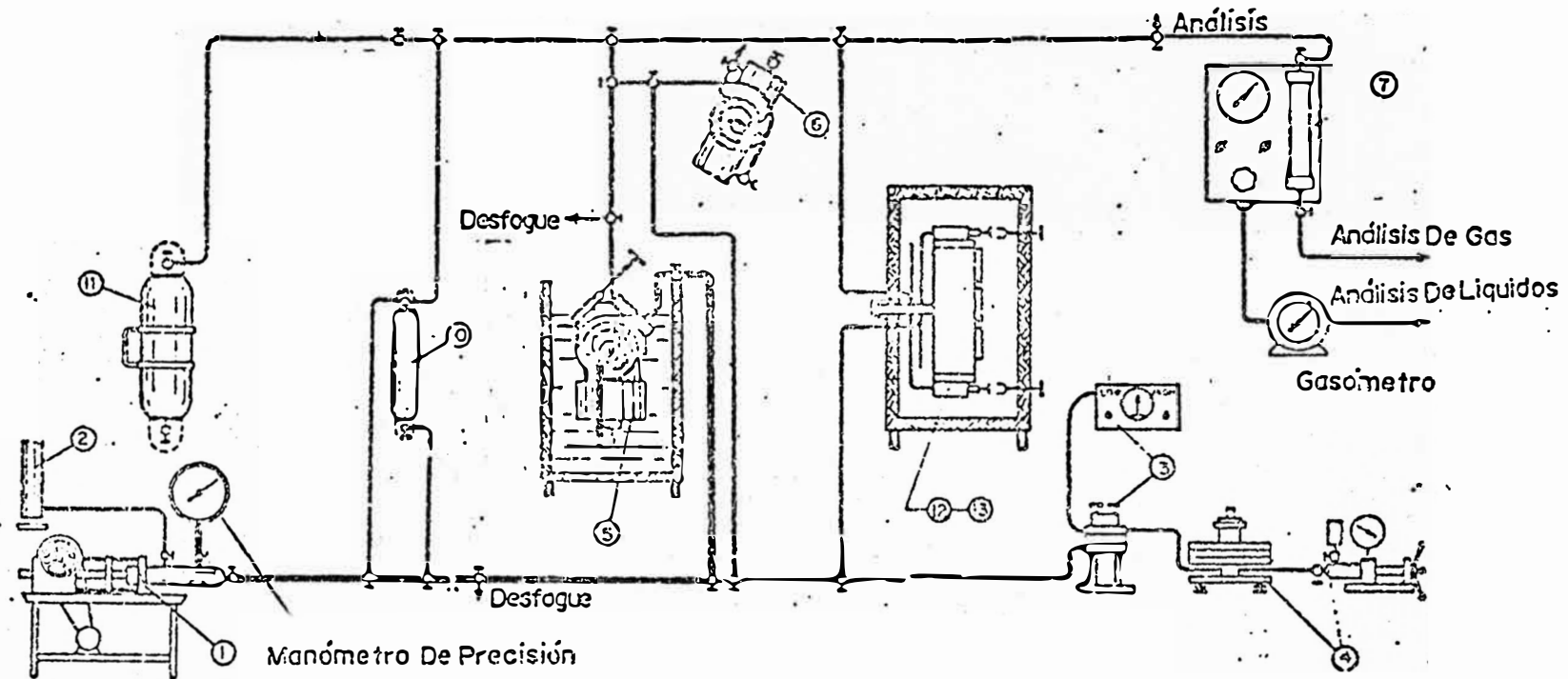
7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE EXPANSION TERMICA DE LA MUESTRA SATURADA



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

5.- Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

ESQUEMA DE INSTALACION PARA LA PRUEBA DE EXPANSION TERMICA

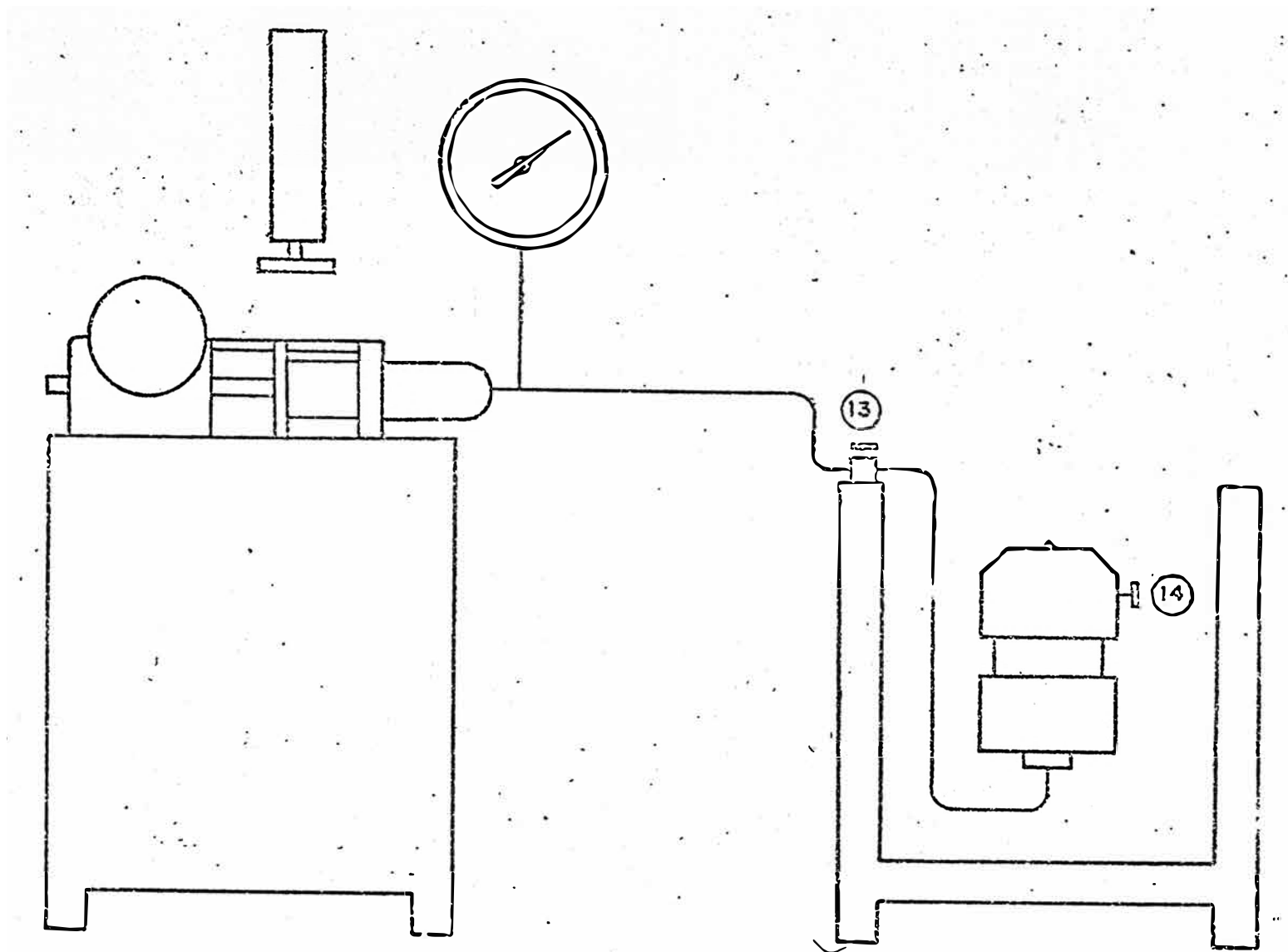
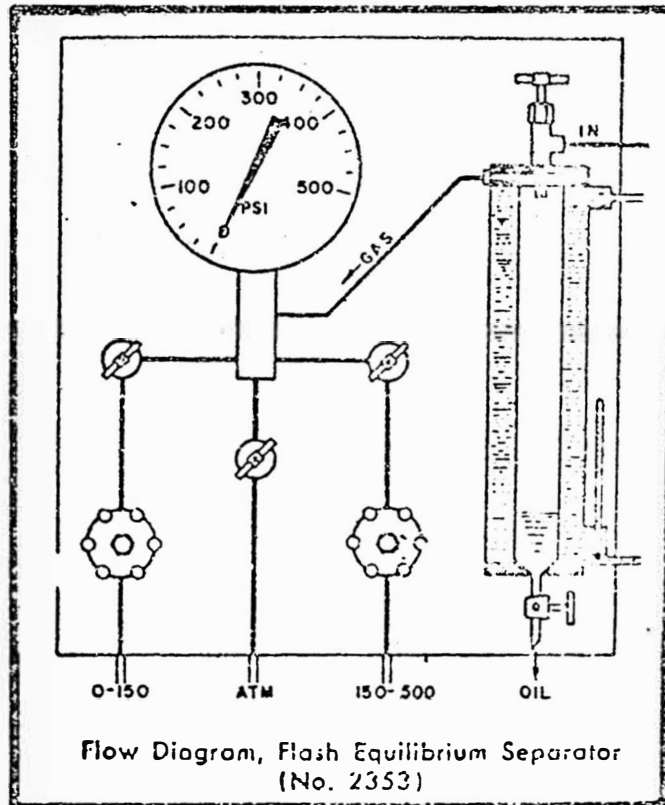
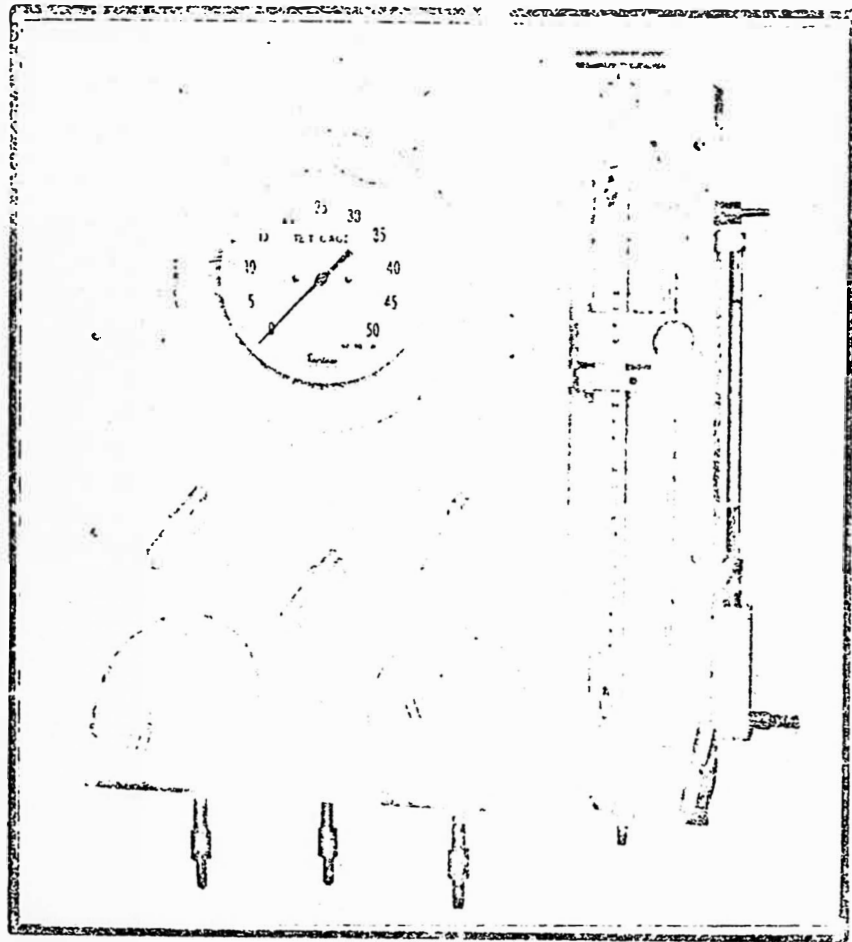
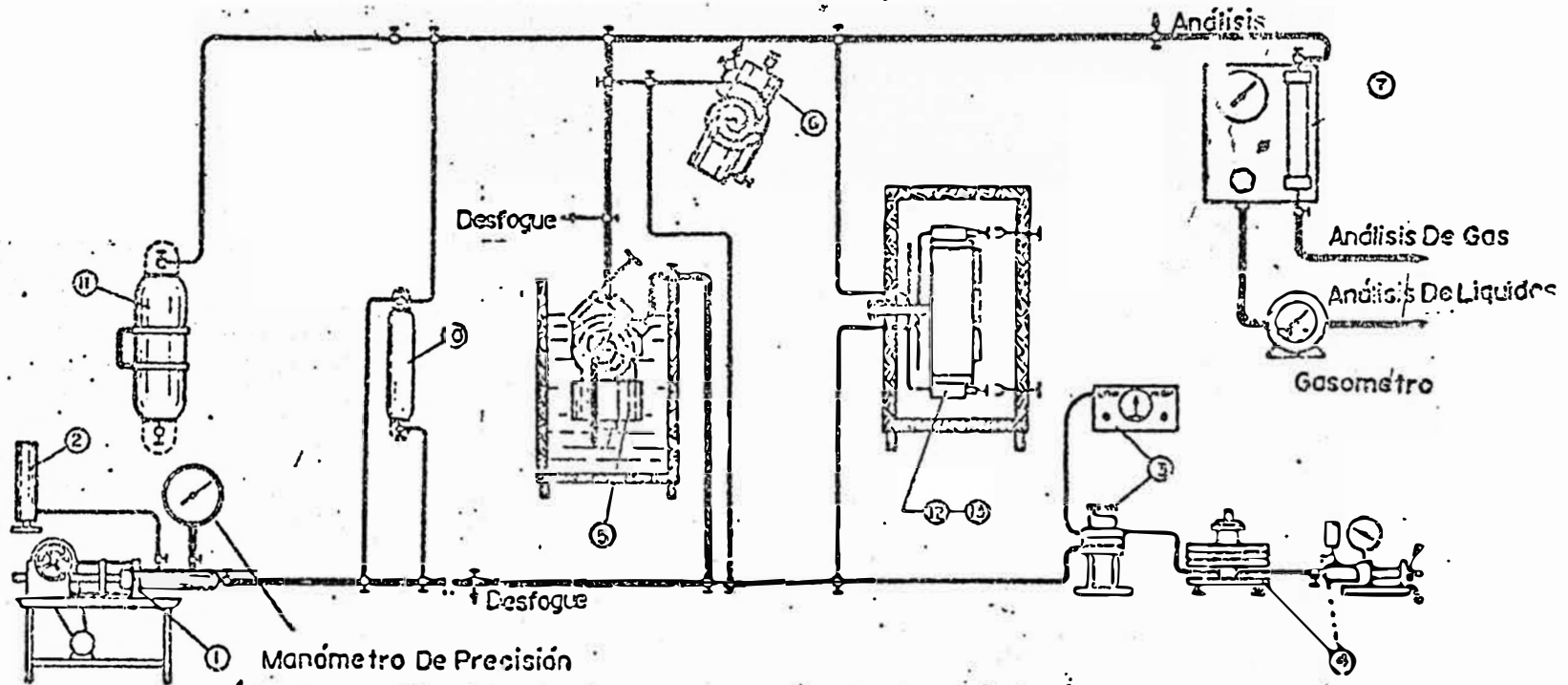


FIGURA 21

APARATO DE SEPARACION FLASH-RUCKA



CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE LIBERACION FLASH



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

5.- Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

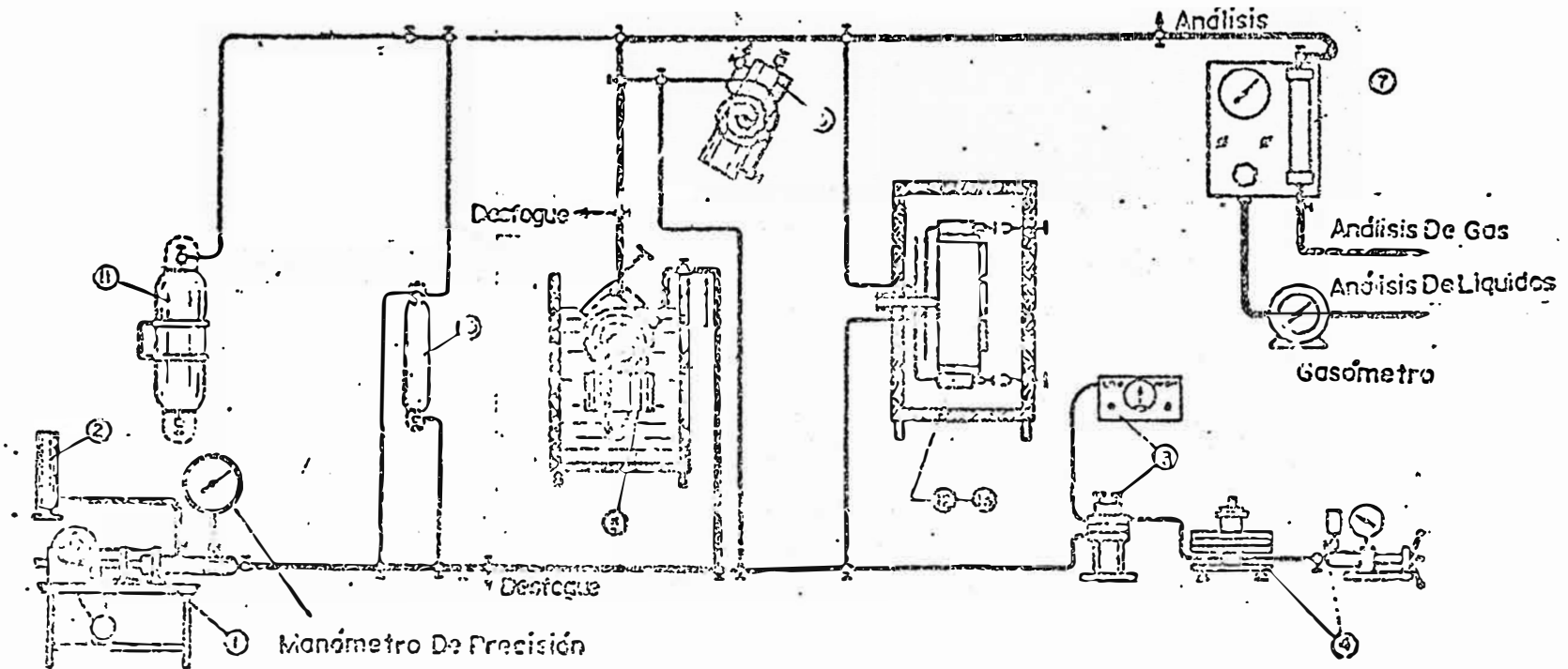
7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

CIRCUITO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE LIBERACION DIFERENCIAL



1.- Bomba Volumétrica

2.- Tanque de Mercurio

3.- Celda de Presión Diferencial Nula

4.- Probador de Peso Muerto

5.- Celda PVT de Líquidos

6.- Viscosímetro de Alta Presión-Líquidos

7.- Aparato Separador Flash

10.- Botella de Transferencia

11.- Balón Muestreador de Gas

12.- Celda de Condensados

ESQUEMA DE INSTALACIONES PARA

PRUEBA DE LIBERACION FLASH

