

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO

LIMA - PERU

Técnicas y procedimientos empleados en el
Muestreo y Análisis de las Rocas y los fluidos
del reservorio

Por

RICARDO FERNANDEZ TENAZOA

TECNICAS Y PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS
EN EL MUESTRO Y ANALISIS DE LAS ROCAS
X LOS FLUIDOS DEL RESERVOIRIO

Ricardo Fernández T.

INTRODUCCION

Desde los primeros días de la Industria del petróleo, se han venido haciendo esfuerzos, a fin de encontrar la mejor manera de obtener información acerca de las diversas formaciones que se penetran durante las operaciones de perforación y de los flúidos contenidos en las rocas que forman el reservorio.

En lo que respecta al muestreo de formaciones, estas técnicas primitivas incluyen entre otras cosas el examen de :

1. Los detritus que resultan como consecuencia de la acción de la broca en la formación.
2. Pedasos de formación obtenidos mediante procedimientos de muestreo.
3. El flúido de circulación anular que regresa a la superficie, a fin de determinar la presencia de gas o petróleo.

Posteriormente, se puso en uso numerosos métodos de perfilaje eléctrico de las formaciones tales como los registros eléctricos, los registros radioactivos, el perfil de permeabilidad, etc., pero, en general, antes que esta información pueda ser usada con toda confianza, debe ser comparada y ratificada por el conocimiento de las características de la formación obtenidas en alguna forma mediante un análisis de muestras.

La información que generalmente se requiere con el objeto de realizar estudios de reservorios y que generalmente se obtiene mediante análisis de muestras incluye una descripción geológica y estructural del reservorio, cantidad o espesor de la zona productiva, contenido de flúidos en los diferentes segmentos que constituyen la zona productiva, las características físicas de la formación y su posible susceptibilidad (de la formación) a ser tratada por un método de recuperación secundaria.

Por otra parte, el estudio de un reservorio requiere de información acerca de la composición y características de los flúidos del reservorio bajo sus condiciones originales. También se necesita el conocer los efectos de los cambios en presión y temperatura en el comportamiento de los flúidos del reservorio tanto dentro del reservorio como en la superficie. Esta información incluye:

1. La presión inicial de saturación del petróleo y su gas disuelto original.
2. La viscosidad, densidad y composición de los flúidos del reservorio.
3. Los cambios en volumen con cambios en presión y temperatura.

Desde que en las condiciones normales de operación de un reservorio, la producción de petróleo, gas y agua se miden en las condiciones de presión y temperatura existentes en la superficie, se necesita convertir estos volúmenes a volúmenes equivalentes en el reservorio. El poder realizar estas conversiones depende de que se posea información acerca de los efectos de las variaciones en presión y temperatura en

1. Los volúmenes del gas liberado.
2. La gravedad del petróleo residual.
3. La contracción del petróleo al pasar del reservorio a los tanques de almacenamiento.

Una información completa y precisa de las propiedades y características del petróleo y gas del reservorio se puede obtener a un costo moderado por medio del examen de laboratorio de muestras de los flúidos del reservorio. Sin embargo debemos mencionar que información de esta naturaleza se puede obtener solamente de muestras tomadas antes que la presión del reservorio haya declinado lo suficiente como para afectar las propiedades de los flúidos. Por consiguiente, es muy importante que las muestras se tomen antes que se produzcan cantidades apreciables de petróleo.

Muestreo de Rocas. Tipos y Análisis

Tipos de Muestreo

Cuando se desea muestrear una formación que se está perforando haciendo uso de perforación rotaria o rotativa se puede usar cualquiera de los siguientes tipos de muestreo: convencional, muestreo con broca de diamante, muestreo hecho haciendo uso de un muestreador a cable de alambre, muestreo con circulación inversa y muestreo de las paredes. Las muestras que se obtienen con métodos convencionales varían en diámetro desde 1-1/8" hasta 4-7/8", en las

muestras sacadas con brocas de diamante el diámetro varía entre 2-3/8" a 5-3/8"; el diámetro de las muestras sacadas con muestreador de cuerda de alambre varía entre 1" y 2-1/2"; las muestras de las paredes varían en diámetros entre 1/2" y 1-3/8" y las muestras obtenidas mediante circulación inversa generalmente se encuentran entre los mismos límites que las muestras convencionales y de diamante, dependiendo únicamente del diámetro de la tubería de perforación. La longitud máxima de las muestras puede variar desde 1" obtenida en algunas muestras de pared hasta los 90 pies que puede obtenerse en algunas muestras cortadas con broca de diamante.

Cuando se muestra en la perforación rotativa es muy importante el tener un fluido circulante que se encuentre con buenas características físicas de manera de reducir a un mínimo la invasión del filtrado en la sección muestreada. Con este fin se deben tratar los lodos a base de agua a fin de obtener filtrados que se encuentren en los rangos mas bajos. El uso de lodos a base de petróleo ha contribuido apreciablemente a aumentar la calidad de la información obtenida en los análisis de muestras.

En la perforación a cable existe una herramienta especial con la que se pueden obtener muestras de 2-1/16" a 2-11/16" de diámetro y de mas o menos 7 pies de largo.

1. Muestreo Convencional

En el muestreo convencional, se necesita tener el equipo de superficie que se usa en la perforación rotativa, además se necesita un saco muestras (cero barrel). Fig 1.

El sacamuestras que se instale 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 ya sea del tipo cola de pescado (drag-type) o del tipo de cojinetes, (roller-type) dependiendo del tipo de la formación que se quiere muestrear. Generalmente el sacamuestras convencional puede sacar una muestra de 20 pies de

largo, pero algunas veces se cortan muestras mucho mas cortas debido a condiciones locales o requerimientos especiales. Para obtener una muestra cortada haciendo uso del sacamuestras convencional, se tiene que sacar toda la sarta de perforación del pozo.

Entre las ventajas de este tipo de muestreo, podemos citar las siguientes:

1. Para un determinado diametro de inaco perforado el sacamuestras convencional obtiene una muestra de mayor diametro que otros sacamuestras.
2. Un alto porcentaje de recuperación de la formación muestreada.
3. Su adaptabilidad a la mayoría de las formaciones que se desean muestrear exceptuandose solamente las formaciones de tipo muy abrasivo.
4. Generalmente no se requiere ningun equipo adicional en la superficie para muestrear una formación.

Las desventajas incluyen:

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

2. Muestras con Brocas de Diamante

Durante los últimos 10 a 15 años, el trabajo experimental con brocas de diamante en la industria petrolífera, llevó a la adopción del muestreo usando brocas de diamante con el objeto de obtener muestras de las formaciones duras y abrasivas. En general se encontró que para cortar muestras de gran diametro, las brocas de diamante daban una velocidad de penetración máxima a un costo mínimo. Generalmente no es necesario ningun equipo de superficie adicional para muestrear con broca de diamante.

El sacamuestras Fig 2 se compone de dos cilindros similares a los cilindros usados en el sacamuestras convencional. El cilindro interior se encuentra soportado en dos cojinetes de modo que permanece estacionario cuando se corta la muestra. 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 velocidades normales de rotación para aumentar la velocidad de corte.

Entre las ventajas de este tipo de muestreo podemos citar las siguientes.

1. Generalmente un mayor tiempo de vida de las brocas.
2. La posibilidad de poder cortar hasta un máximo de 90 pies de muestra por cada vez que se corra el sacamuestras.
3. El alto porcentaje de recuperación.
4. Permite la penetración de algunas formaciones duras y abrasivas mucho mas económicamente que mediante la perforación.

Entre las desventajas tenemos:

1. El alto costo inicial por el muestreador y las brocas.
2. La necesidad de buenas prácticas de operación.
3. La necesidad de una estricta supervisión por una persona que se especializa en operaciones de muestreo con brocas de diamante.
4. Generalmente mayores costos que en otros tipos de muestreo.

3. Muestreo con Broca Accionada con Cable de Alambre

Las mejoras en el desarrollo de nuevos aparatos muestreadores resulta en el desarrollo de un muestreador que puede accionarse con cable de alambre, con el objeto principal de eliminar la necesidad de sacar la tubería de per-

foración del pozo, con el objeto de recuperar la muestra. En este método de muestreo se necesita, además del equipo normal de perforación de superficie, un carrete de alambre de acero, un huincho y polea. El equipo de subsuelo también necesita cierto equipo adicional como son una botella especial y broca, un sacamuestras y broca, una guía del cable y pescante. La botella de muestreo y broca se colocan en el fondo del pozo. La perforación normal se realiza dejando caer un tapón dentro de la tubería de perforar con el objeto de obturar el hueco por donde pasa el muestreador. Cuando se desea sacar una muestra, se saca el tapón haciendo uso de un pescante que va al extremo del cable de alambre. El sacamuestras con su broca y seguro se deja caer dentro de la tubería de perforar y automáticamente queda sujeto en la botella de muestreo. Después que se ha cortado la muestra, se pesca el sacamuestras con la muestra dentro, con el mismo pescante que se usa para recuperar el tapón de la broca. Entre las ventajas de este tipo de muestreo podemos citar las siguientes:

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

Las desventajas incluyen:

1. La necesidad de una apreciable cantidad de equipo de superficie adicional.
2. El uso limitado a formaciones relativamente blandas.
3. Las muestras son generalmente de menor diámetro que las obtenidas con brocas convencionales o de diamante.
4. Recuperación de muestras pequeña

4. Muestreo con Circulación Inversa

El muestreo con circulación inversa es un tipo de muestreo muy especializado y puede usarse únicamente en casos muy limitados. Generalmente se

debe correr forros en el tope o muy cerca del tope de la sección que se va a muestrear. Se debe usar una cabeza y unión giratoria especial junto con el equipo de superficie normal. El equipo del subsuelo generalmente incluye una broca convencional o de diamante que se encuentra unida a una tubería de perforar especial (internal flush). El lodo circula hacia abajo por el espacio anular, pasa a través de la broca y regresa a la superficie por la tubería de perforar. Las muestras son sacadas a la superficie junto con el lodo y recuperadas en una canastilla.

La mayor ventaja de este método es su excelente recuperación y las desventajas incluyen:

1. Se necesita mayor tiempo con el equipo de perforación.
2. Requiere una apreciable cantidad de equipo especializado.
3. Se adapta solamente a formaciones que tienen suficiente consolidación para permanecer intactas ya que las muestras son circuladas por el lodo hacia la superficie.
4. Las posibilidades de aumentar los problemas de pérdida de circulación.
5. La necesidad de instalar forros en el tope o cerca del tope de la formación que se va a muestrear.

5. Muestreo de las Paredes

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, eléctricas

En general para usar herramientas del tipo de percusión no se necesita ningún equipo de superficie adicional, mientras que las herramientas eléctricas, requieren el uso del camión usado en perfilajes eléctricos. El equipo del subsuelo que se usa con las herramientas del tipo de percusión incluye una botella especial que se pone al fondo de la tubería de perforar y un muestreador a cable de acero, el que tiene adjunto el tubo muestreador. El tubo muestreador se encuentra dirigido hacia las paredes del pozo y se obtiene la muestra a manera que la tubería se baja.

En el tipo rotario también se coloca una botella especial en el fondo de la tubería de perforar y el muestreador a cable también se encuentra en el fondo. La muestra se obtiene por la rotación del tubo de muestreo que perfora a un ángulo de 20 grados con la pared del pozo.

Todos los muestreadores del tipo eléctrico Fig 3 se corren con el cable de perfilajes eléctricos. En un tipo un tubito pequeño que es el que va a obtener la muestra, en otro tipo, una carga detonada eléctricamente impulsa el tubo muestreador a las paredes del pozo y en un tercer tipo que se usa para formaciones duras, una broquita de diamante pequeña accionada eléctricamente saca la muestra perforando hacia abajo en un ángulo de 15 grados.

Entre las ventajas de este tipo de muestreo se pueden citar las siguientes:

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.

Las desventajas son las siguientes:

1. Las muestras son generalmente 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 del filtrado del lodo de perforación, antes de ser muestreadas.

Análisis de Muestras

El análisis de muestras se puede definir como la determinación y evaluación de las características y contenido de una muestra de la formación mediante la medida de la porosidad, permeabilidad, y la saturación residual de fluidos. Esta información es una ayuda invaluable en la exploración,

explotación y evaluación de reservas y en algunos casos hace posible la ubicación de los contactos de flúidos y la predicción del tipo de producción que se puede esperar.

Normalmente una muestra de por lo menos 1-1/4" de diámetro y 5" de largo sacada de una muestra obtenida por un método rotativo es la que mejor se presta para un análisis bueno, confiable y completo.

Muestreo de los Nucleos.-

Desde que los resultados del análisis de nucleos no son mas representativos de la formación que las medidas hechas en las muestras seleccionadas, es muy importante el obtener y preservar cuidadosamente partes representativas tan pronto como se saca el nucleo del sacamuestras. Se deben seleccionar muestras que den una verdadera sección transversal del intervalo muestreado, generalmente una muestra por pie de nucleo recuperado es suficiente, a menos que los cambios en la litología sean tales que se necesiten mas.

Análisis de Muestras en el Campo

En el mismo pozo generalmente se realiza la llamada "Prueba de Éter", en las muestras de arena que se sospecha contengan petróleo y cuando se usa lodo a base de agua como flúido de circulación. Esta prueba da una saturación de aceite en las muestras y se realiza de la siguiente manera:

1. La muestra de la arena se chanca
2. Se mide en un cilindro graduado un volumen de esta arena chancada, generalmente 100 centímetros cúbicos (firmly packing).
3. Se mezcla esta arena con suficiente éter como para disolver todo el petróleo presente.
4. Se vacía el líquido en una vasija graduada y se evapora el éter en un baño de agua caliente.
5. Se anota el volumen de petróleo recuperado en porcentaje del volumen total de la muestra de arena.

Porcentajes de hasta 2 a 3 por ciento indicarán que la formación puede producir petróleo.

Análisis de Muestras en el Laboratorio

El análisis de laboratorio incluye medidas de porosidad, permeabilidad y saturación residual de fluidos.

Una vez que se reciben los núcleos en el laboratorio se sacan muestras que se usan para la determinación del contenido de fluidos. Luego, se cortan pequeños cilindros haciendo uso de una perforadora con broca de diamante las muestras que se usarán para la determinación de porosidad y permeabilidad. Generalmente se usa petróleo como fluido refrigerante cuando se cortan las muestras en el laboratorio aunque se puede usar agua si es que los núcleos han sido cortados en el campo usando lodo a base de agua. El diámetro mínimo que deben tener estas muestras cortadas en el laboratorio es de 1". Después que estos pequeños cilindros de roca se han cortado en el laboratorio se cortan e igualan ambos extremos de la muestra haciendo uso de una sierra de diamante.

Antes de proceder a la determinación de la porosidad y permeabilidad, la muestra pasa por un proceso denominado extracción. Esto se hace generalmente usando un solvente tal como el tetracloruro de carbono, el tolueno o el hexano, en un extractor del tipo Soxhlet. En esta forma se limpia la muestra de todos los residuos de petróleo en un proceso que tiene una duración de generalmente 24 horas. El agua se evapora por calentamiento en un horno a una temperatura de 225 grados Fahrenheit, durante 2 a 3 horas.

Porosidad

El conocimiento de la porosidad de una roca es necesario para determinar la cantidad de espacio vacío disponible para alojar petróleo gas y agua. La porosidad se define como la relación del volumen vacío o espacio poroso al volumen total de la muestra o sea:

$$\text{Porcentaje de Porosidad} = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \times 100$$

El volumen poroso de una roca está formado por poros que tienen una gran variedad de tamaños, formas y vías de interconexión. Algunos poros no se encuentran conectados con el resto de la red porosa y entonces estos representan lo que se conoce con el nombre de "Porosidad Aislada". Los poros inter-

comunicados representan la "Porosidad Efectiva" ya que solamente el petróleo o gas contenido en estos poros puede ser recuperado. La suma de la porosidad efectiva y la porosidad aislada se denomina "Porosidad Absoluta".

Dependiendo del tipo de material del reservorio las porosidades pueden variar entre: a) 1 y 2 por ciento hasta 10 por ciento. Generalmente las calizas de arrecife o fracturadas tienen porosidades en las vecindades del 5 por ciento. b) Las porosidades entre 30 y 40 por ciento se encuentran asociadas generalmente con arenas bien seleccionadas y casi sin consolidación. c) Muchos reservorios están formados por areniscas medianamente cementadas y su porosidad generalmente varía entre 15 y 25 por ciento.

Existen dos métodos básicos que se usan generalmente para determinar la porosidad y son:

1. Método de la saturación con líquido.
2. Método de la expansión del gas.

Método de la Saturación con Líquido

Este método mide la cantidad de líquido que se requiere para llenar el espacio poroso de la muestra. El fluido saturante puede ser agua salada, petróleo, kerosene o tetracloruro de carbono. El aparato usado en la saturación se muestra en la Fig 4.

Después que las muestras han sido extraídas, secadas y enfriadas a temperatura ambiente, estas se pesan en una balanza de precisión con la aproximación de 1 miligramo, luego las muestras se ponen en un matraz o frasco al cual se aplica vacío. La presión en el matraz debe ser menor de un milímetro de mercurio absoluto. Simultáneamente el fluido que se va a usar para saturar la muestra se coloca en un embudo separador y el aire que está en contacto con dicho fluido se remueve mediante un aspirador de agua. Después que las muestras han estado sometidas al vacío por mas o menos 45 minutos, la conexión a la bomba de vacío se cierra y se permite que el fluido saturante entre al matraz. Se continúa aspirando todo el sistema por otros 45 minutos. Luego las muestras se sacan del matraz y el exceso de fluido se quita de la superficie

haciendo rodar la muestra en una toalla. Luego se pesan las muestras. La diferencia entre la pesada saturada y la pesada seca, dividida por la densidad del fluido saturante es el volumen poroso.

$$V_p = \frac{M_s - M_i}{\delta}$$

Método de la Expansión de Gas

Entre estos métodos solamente mencionaremos el método de Washburn-Bunting. Este es posiblemente el método mas antiguo usado en forma rutinaria para medir la porosidad y aún en la actualidad se encuentra en uso. El aparato se muestra en la Fig 5 y consiste principalmente de una cámara en donde se aloja la muestra, un tubo graduado y un recipiente de mercurio que puede moverse hacia arriba o hacia abajo. El procedimiento es el siguiente: el nivel del mercurio se coloca por debajo de la unión a fricción de la cámara, se abre esta unión y se coloca la muestra en la cámara y el nivel de mercurio se eleva hasta que sobrepase la llave colocada encima del tubo graduado la que luego se cierra. Al hacer esta operación, el aire contenido en el espacio poroso de la muestra queda atrapado. El recipiente de mercurio se baja lo cual provoca un vacío en la cámara que contiene la muestra, haciendo que el aire que estaba atrapado en el espacio poroso salga y se vaya a recolectar en el tubo graduado. El recipiente de mercurio se eleva hasta que el nivel de mercurio sea igual en el tubo y el recipiente. En este momento se anota el volumen de aire. Luego se deja escapar el aire, la llave se cierra nuevamente y la muestra se le somete a un nuevo vacío. Este ciclo se repite hasta que todo el aire de la muestra haya salido. El volumen total de aire registrado se debe corregir desde que pequeñas cantidades de aire se adhieren a las paredes del vidrio cuando el aparato se llena con mercurio y este aire es recolectado junto con el aire extraído de la muestra. Al aplicarse el vacío. La corrección se determina haciendo pruebas de ensayo sin muestra.

La porosidad se determina luego haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$\delta' = \frac{V_p - V_a}{V_b} \times 100$$

En donde:

- β = Porosidad - %
- V_p = Volumen total del aire desplazado - ml
- V_c = Volumen de corrección - ml
- V_b = Volumen total - ml

La objeción principal que tiene este método es que la muestra no puede usarse para otra prueba o para rectificar resultados dudosos desde que existe una invasión apreciable de mercurio en el espacio poroso. También la posibilidad de escapes a través de la llave o de la unión a fricción puede inducirnos a errores serios. Un hecho permanece sin embargo y es que este es el método más rápido para medir la porosidad, razón por la cual se viene usando hasta la actualidad.

Permeabilidad

La permeabilidad es la medida de la habilidad del material poroso para transmitir flúidos. La permeabilidad se determina mediante la aplicación de la ley de Darcy que fue formulada en 1848 por H. Darcy, esta ley dice que la velocidad de flujo de un flúido homogéneo a través de un medio poroso, es proporcional a la presión o gradiente hidráulica y a la sección transversal perpendicular a la dirección de flujo e inversamente proporcional a la viscosidad del flúido. La constante de proporcionalidad se denomina permeabilidad. La unidad de permeabilidad es el Darcy que se define como la permeabilidad que permitirá el flujo de un flúido homogéneo de un centipoise de viscosidad a razón de un mililitro por segundo por centímetro cuadrado de área transversal bajo una gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. La ley de Darcy para un sistema lineal y escrita despejando la constante de permeabilidad es como sigue:

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

y para un sistema radial esta misma ecuación se escribe:

$$K = \frac{q \mu \ln (r_1/r_2)}{2 \pi L \Delta P}$$

en donde:

- K = Permeabilidad - darcoys
- q = Velocidad de flujo - ml/segundo
- μ = Viscosidad - cp
- L = Longitud de la muestra - cm
- r_1 = Radio exterior - cm
- r_2 = Radio interior - cm
- A = Sección transversal - cm²
- ΔP = Caída de presión - atm

En los trabajos de rutina, el fluido usado para medir la permeabilidad es el aire. La ley de Darcy dice que la permeabilidad es independiente del fluido que fluye sin embargo esto es cierto unicamente cuando no existe interacción entre el fluido y la muestra.

Existen muchos tipos de permeómetros que difieren principalmente en el método usado para medir la velocidad de flujo y en la construcción del soporte de la muestra. De las numerosas formas en que se puede determinar la permeabilidad de una roca, la forma mas corrientemente usada es la permeabilidad al aire seco.

Para esta prueba se toman las muestras cilindricas cortadas con su eje paralelo a los planos de formación. A las muestras así obtenidas se les debe extraer todos los fluidos, secarlas y mantenerlas en desecadores hasta efectuar las pruebas con ellas. Debe tenerse especial cuidado de que las muestras se encuentren perfectamente limpias y secas para una determinación correcta de esta propiedad.

El equipo usado para la determinación de la permeabilidad se muestra en la Fig 6 y consta de un sujetador de la muestra, entre los cuales el mas corrien-

te es el del tubo de jete y que consta de un cilindro de metal dentro del cual se instala un tubo de jete, los extremos del tubo de jete son volteados encima del tubo metálico, formando así una cámara entre el tubo metálico y el jete. Dentro del tubo de jete se instala la muestra cilíndrica de roca, a la cual previamente se le ha medido la longitud y el diámetro, y se aprisiona aplicando presión de aire en la cámara anular.

Por un extremo de la muestra se aplica aire seco a presión, exactamente controlado por un manómetro de mercurio. El aire que fluye pasa a través de la muestra es registrado por un medidor de volumen de gas si el flujo es abundante o con un medidor de burbuja de jabón en los caso que el flujo sea pequeño.

Los datos así obtenidos son aplicados en la fórmula de Darcy obteniéndose en esta forma la permeabilidad.

Saturación Residual de Flúidos

Para determinar la saturación residual de flúidos existen dos métodos que son los más comunmente usados a saber: la extracción y la destilación.

Extracción

El agua y el petróleo se extraen de la muestra en una sola operación haciendo uso del método de extracción. El aparato usado se muestra en la Fig 7.

Alrededor de unos 50 centímetros cúbicos de la muestra pesada se pone en el dedal de extracción y este a su vez en un matraz que contiene el solvente de un punto de ebullición relativamente bajo tal como octano (126°C) o tolueno (110°C). Se calienta el líquido hasta la ebullición y los vapores pasan a través de un condensador de reflujo y se recolectan en una trampa en donde se queda el agua y permite que los hidrocarburos regresen nuevamente al matraz. El volumen de agua se determina por lectura directa y la muestra entonces es transferida a un extractor Soxhlet para remover el petróleo. Luego la muestra se seca en un horno y se pesa. La pérdida total de peso menos el peso del agua obtenida en la trampa nos da el peso del petróleo. Para convertir este peso en volumen se hace uso de la densidad del petróleo producido por el peso y el volumen total de la muestra se obtiene dividiendo su peso seco entre la densidad

de la arena o por determinación directa si se usa una muestra consolidada. Luego la saturación se expresa en porcentaje del volumen poroso.

Destilación

En este método para determinar la saturación se emplea una retorta, un recipiente graduado y un condensador enfriado con agua. (Fig 8)

En la retorta se coloca una muestra chancada de peso conocido y se calienta la retorta gradualmente hasta que la retorta se ponga al rojo. En esta forma el agua y el petróleo se vaporizan y pasan a través del condensador en donde se condensan por la acción del agua que circula y son atrapados en el recipiente graduado. Después que el aparato se ha enfriado, cualquier condensado que hubiera quedado en las paredes del condensador se limpia haciendo que caiga en el recipiente graduado. En el caso que el petróleo y agua se encontraran emulsificados, se coloca el recipiente graduado en una centrífuga en donde se obtiene su separación permitiendo en esta forma la determinación del volumen de cada uno. La muestra se saca de la retorta y se pesa. La pérdida de peso de la muestra se compara con la recuperación de líquidos para verificar los resultados.

La saturación de agua y petróleo se expresa entonces en porcentaje del volumen poroso.

Manejo de Muestras

El método de preparación de las muestras para ser enviadas al Laboratorio dependerá del tipo de análisis que se desee realizar. Las muestras deben preservarse si el análisis incluye saturación de fluidos y permeabilidad relativa.

Los pasos siguientes asegurarán una buena preservación de las muestras y contribuirán a la exactitud del análisis de Laboratorio y su interpretación por el ingeniero de reservorios.

1. Tan pronto como la muestra se saca del muestreador se le debe limpiar del fluido de perforar lo suficiente como para que permita una inspección visual de modo que se esté preparado para su posterior correlación con el registro eléctrico. Las muestras no se deben lavar con agua para remover el fluido de perforar porque este proceso puede alterar las características de mojabilidad y también porque resulta en un hinchamiento excesivo del contenido de lutitas de la muestra. El

procedimiento para limpiar los coros debe ser el de raspar la muestra o limpiarla con un trapo.

2. En la mayoría de los casos es deseable el enviar toda la muestra al Laboratorio para tener un perfil completo de porosidad y permeabilidad. Si solamente una cierta parte de la muestra se va a enviar al Laboratorio, se deben enviar un número representativo de muestras espaciadas de tal manera que posteriormente nos permita tener un perfil completo de porosidad y permeabilidad. Debe haber por lo menos una muestra por cada estrato.

3. Si se va a determinar saturación de fluidos, las muestras deben envolverse en varias láminas de papel de aluminio, colocadas en recipientes especiales y sumergidas completamente en parafina derretida para preservar la muestra fresca.

Un procedimiento que también se usa es el de poner la muestra en una bolsa de polietileno plástico, ajustando la bolsa a la muestra de modo que salga todo el aire atrapado y luego cerrar la bolsa tan herméticamente como sea posible antes de sumergirla en parafina. El papel de aluminio o la bolsa plástica se deben colocar de tal manera que se evite la contaminación de la muestra con parafina. La parafina que se use debe ser un producto refinado con un punto de derretido que varíe entre los 135 y 150° F y se debe calentar solo lo suficiente para obtener la fluidez necesaria para un sellado correcto de las muestras.

4. Si el análisis que se solicita no incluye saturación de fluido, las muestras no se necesitan preservar como lo hemos descrito anteriormente, sin embargo se deben empaquetar en recipientes adecuados para evitar se rompan y malogren durante el viaje.

5. Un lápiz de cera se debe usar para marcar claramente cada recipiente con el nombre del campo o reservorio, el pozo, y la profundidad de la muestra. Estas marcas se deben poner tanto en la tapa como en los costados del recipiente.

6. Las cajas de madera se ha determinado que son muy satisfactorias para el envío de muestras al laboratorio. Los recipientes se deben embalar bien asegurados en estas cajas de madera, cada caja debe identificarse con el nombre del campo, reservorio, pozos e intervalo muestreado con pintura o algún otro material durable.

Muestreo de Fluidos. Tipos y Análisis

Muestras de Petróleo

El muestreador es un instrumento diseñado para tomar y retener muestras de los fluidos del reservorio bajo las condiciones de presión y temperatura existentes en el reservorio. Básicamente todos los muestreadores se clasifican de acuerdo al método que emplean para llenar la muestra en dos tipos principales, los de flujo abierto y los de vacío.

En los de flujo abierto se necesita la operación en el fondo del pozo de válvulas en ambos lados de la cámara de almacenamiento, mientras que en las de tipo de vacío se requiere la operación de solamente una válvula situada en la entrada de la cámara de almacenamiento. Los mecanismos de estas válvulas funcionan por medio de resortes, relojes, presión de la formación o mecanismos especiales de disparo.

Propósito del Muestreo

El muestreo se puede hacer para obtener.

1. Información analítica específica para un problema dado.
2. Información analítica diversa que sirva para estudiar un problema general.

Dado que la información obtenida en los análisis no podrá ser mejor que la muestra enviada, se debe tener mucho cuidado en la forma como se toman las muestras, ya que si no se hace un muestreo correcto, el análisis final de la muestra hecho en el laboratorio será de poco o ningún valor para el Ingeniero de reservorios.

Selección del Método de Muestreo

La selección del método de muestreo de los fluidos del reservorio se debe basar en un estimado de la naturaleza de dichos fluidos.

1. Fluidos no saturados, son fluidos que no contienen suficiente gas disuelto como para tener un punto de burbuja o sea que la presión de

saturación si se determina a la temperatura del reservorio, es la misma presión del reservorio. Estos flúidos no saturados son los que se pres-
tan más a ser muestrados con un muestrador del subsuelo.

- 2.- Flúidos con baja relación gas-petróleo. Las muestras del subsuelo son generalmente las mejores cuando se desea muestrear flúidos en reservorios que tienen relativamente baja relación gas-petróleo, entendiéndose por baja hasta 700 pies cúbicos de gas por barril de petróleo en los tanques.
- 3.- Flúidos con alta relación gas petróleo. Para GOR's entre 700 y 1000 pies cúbicos por barril, el reservorio y el pozo individualmente se deben estudiar a fin de determinar si es que se sacan muestras del subsuelo o si se toman muestras del petróleo y gas de los separadores para re-combinarse. Si los GOR's son mayores que 1000 pies cúbicos por barril el método recomendado es el de re-combinar muestra de petróleo y gas del separador.
4. Reservorios de condensado no pueden mostrarse satisfactoriamente con un muestrador del subsuelo porque la muestra resultante contiene cantidades muy pequeñas de los hidrocarburos mas pesados, por esto, el método de re-combinar muestras de petróleo y gas del separador es la forma mas satisfactoria de obtener muestras de estos reservorios.
5. Reservorios que producen gases secos que no contienen líquidos se puede muestrear de la línea de flujo.

Muestras del Subsuelo

Bajo condiciones determinadas, un muestrador del subsuelo puede obtener muestras representativas del petróleo del pozo a la profundidad de muestreo y traerlos a la superficie sin perder líquido o gas disuelto. Para alcanzar esto, el Ingeniero de reservorios debe controlar el pozo de tal manera que un flúido representativo del petróleo del reservorio se encuentre en el pozo en el punto de muestreo cuando las válvulas del muestrador se cierran.

Existen varios tipos de muestradores en el mercado. Entre los varios tipos de muestradores actualmente en uso discutiremos el Humble que pertenece al tipo de muestradores de vacío. Fig 9.

Este muestreador tiene una longitud aproximada de 5 pies, con un diámetro exterior máximo de 1.375 pulgadas y una capacidad de 450 a 475 centímetros cúbicos.

La parte inferior del muestreador se encuentra cerrado con una válvula de retención accionada por un resorte que se encuentra conectada en serie con un disco de metal que obtura una ventana por donde ingresa el fluido. Cuando se rompe el disco de metal, la presión del pozo abre la válvula de retención y el fluido que se encuentra en el pozo ingresa a la cámara evacuada. Tan pronto como se llena el muestreador o sea que la diferencial de presión a través del mecanismo de la válvula se aproxima a cero, la válvula de retención se cierra debido a la acción del resorte atrapando la muestra dentro de la cámara. Durante las operaciones de muestreo la parte superior de la cámara permanece cerrada por una válvula de aguja, a través de la cual se puede, posteriormente, descargar el muestreador para que la muestra sea examinada en el laboratorio.

Procedimiento de Muestreo

A veces aunque un pozo no produzca agua, ésta existe en el fondo del pozo, por consiguiente siempre es una buena práctica el correr un pequeño echicador o bola con el objeto de determinar la profundidad de muestreo en tal forma que no existe agua.

Siempre que sea posible la muestra debe detenerse opuesta a las perforaciones. A fin de evitar el enviar al laboratorio una muestra inservible, se debe determinar la naturaleza del fluido atrapado en el mismo pozo inmediatamente después que se saca el muestreador del fondo del pozo.

El procedimiento de muestreo es el siguiente:

1. Preparar el muestreador colocando el disco de metal apropiado para la presión y temperatura que existen en el fondo del pozo.
2. Preparar las conexiones de la cabeza del pozo e instalar el lubricador.
3. Arreglar la posición del huinche y el cable de alambre sujetar el muestreador al cable de alambre.

4. Bajar el muestreador dentro del lubricador y asegurar el prensaestopa.
5. Abrir la válvula maestra y bajar el muestreador hasta la profundidad de muestreo tan rápido como sea posible.
6. Esperar 30 minutos y subir el muestreador a la superficie.
7. Cuando el muestreador llega hasta la parte superior del lubricador cerrar la válvula maestra, desfogar la presión en el lubricador.
8. Remover el prensaestopas y sacar el muestreador.
9. Manteniendo el muestreador con la válvula de retención hacia abajo, sacar los discos de metal que están rotos y reemplazarlos por un tapón de metal.
10. Invertir el muestreador, esperar de 3 á 5 minutos de modo que si la muestra contiene agua tenga suficiente tiempo para separarse en el fondo.
11. Con la válvula de aguja hacia abajo sujetar el muestreador firmemente y abrir la válvula de aguja un poquito de modo que más o menos un centímetro cúbico de la muestra pueda escapar.
12. Confirmada la presencia de muestra, poner el tapón que va encima de la válvula de aguja y ajustar todas la uniones. La muestra se encuentra lista para enviarse al Laboratorio.

Equipo de Laboratorio

Los requerimientos esenciales del equipo de laboratorio son:

1. Un sistema cerrado que sea capaz de resistir las presiones y temperaturas del reservorio.
2. Un sistema para medir presiones.
3. Una forma de agitar el contenido del sistema de modo que se obtenga equilibrio entre las fases líquida y gaseosa.
4. Una forma mediante la cual se pueda variar la presión y el volumen del sistema.
5. Un medio con el que se pueda mantener una temperatura constante entre 60 y 350°F.

Existen varios tipos de caldas de presión, desde la simple calda completamente cerrada hasta la mucho mas elaborada calda con ventana. La calda debe quedar suspendida en un baño ya sea líquido o de aire, mediante el cual se pueda obtener una temperatura constante en el sistema. Para permitir que los flúidos contenidos en la calda se puedan agitar por oscilación, las conexiones a esta calda se hacen con tubos de acero en espiral. El volumen puede variarse bombeando cantidades pre-determinadas de mercurio dentro de la calda. La principal desventaja de este tipo de calda desde el punto de vista operacional, es que cuando la fase líquida y gaseosa se encuentran presentes, es imposible determinar el volumen de cualquiera de ellas sin antes remover la otra fase de la calda. La Fig 10 nos muestra este tipo de calda con su equipo auxiliar.

Propiedades de los Flúidos del Reservorio

Algunas de las propiedades de los flúidos del reservorio y el método mediante el cual se pueden determinar en las condiciones de presión y temperatura existentes en el reservorio son las siguientes:

1. El volumen total de hidrocarburos en el sistema es igual al volumen de la calda menos el volumen del mercurio inyectado. En esta forma se puede determinar las relaciones presión-volumen en el sistema.
2. El volumen de la fase gaseosa se puede determinar desplazando el gas de la calda inyectando mercurio y teniendo cuidado de mantener una presión constante dentro de la calda. La entrada de líquido a la válvula se puede determinar por el cambio en la velocidad de flujo.
3. El volumen de la fase líquida es igual al volumen del sistema de hidrocarburos menos el volumen de la fase gaseosa.
4. Del volumen de gas desplazado y que se ha medido en el medidor de gas, se puede determinar el número de moles de la fase gaseosa, siempre y cuando que los componentes del gas no se condensen a presiones y temperaturas bajas.
5. La gravedad del gas que pasa a través del medidor se puede determinar con un picnómetro para gases siempre y cuando los componentes del gas no se condensen a presiones y temperaturas bajas.

6. a) El factor de compresibilidad del gas Z

$$PV = ZRT$$

a las condiciones de la celda (P_1, V_1, T_1) se puede calcular (siempre y cuando los componentes del gas no se condensan a presiones y temperaturas bajas) del volumen del gas a las condiciones del medidor (P_2, V_2, Z_2, T_2) desde que el factor Z del gas a las condiciones del medidor es la unidad.

$$P_1 V_1 = Z_1 NRT_1$$

$$P_2 V_2 = Z_2 NRT_2$$

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}$$

b) Si el gas contiene componentes que se condensan a las presiones y temperaturas bajas existentes en el medidor, se puede desplazar dentro de un tanque evacuado y pre-calentado, pudiendo entonces dichos componentes mantenerse en la fase vapor. El factor Z se puede calcular del volumen, temperatura y presión (baja) que tiene el gas de el tanque. Si el gas contiene un alto porcentaje de componentes que se condensan a presiones bajas, se encuentra considerable dificultad en la determinación del factor Z.

7. La composición del gas se puede determinar haciendo pasar el gas por una columna de fraccionamiento después de haber sido medido. Si se va a realizar esta prueba, el gas se debe medir en un gasómetro de mercurio para impedir la contaminación con el agua del gasómetro. Debido a dificultades técnicas, es preferible desplazar el gas directamente de la celda a la columna fraccionante.
8. La cantidad de condensado que se obtiene del gas se puede determinar haciendo pasar el flujo de gas a través de un separador.
9. La cantidad de gas que existe en solución en la fase líquida se puede determinar desplazando una parte de dicha fase líquida a la presión cons-

tante de la calda dentro del separador. La solubilidad del gas en el líquido del separador se calcula de las cantidades de líquido y gas medidas en la bureta y medidor del separador respectivamente.

10. El factor de contracción de la fase líquida después de haber pasado a través del separador se puede calcular comparando la cantidad de líquido que se mide en el separador con el volumen de la fase líquida desplazada de la calda.

11. Las constantes de equilibrio, o sea la relación de la fracción molecular de un componente determinado en la fase gaseosa a su fracción molecular en la fase líquida se puede determinar con la bomba de mercurio y el sistema de la calda mostrada anteriormente.

Para evitar pérdidas por condensación de los componentes más pesados de la fase gaseosa, es deseable al desplazar dicha fase a la presión constante de la calda dentro de una columna fraccionante de baja temperatura. A fin de poder analizar vapores del tipo condensado, se necesita usar una columna que no se taponee debido al congelamiento de los componentes pesados. Después que se ha completado el análisis de la fase gaseosa, (G_1 hasta $G_7 \neq$) el exceso de gas se bota manteniendo la presión de la calda constante. La fase líquida se desplaza entonces tan directamente como sea posible dentro de una columna fraccionante y se analiza. El peso molecular de la fracción $G_7 \neq$ de las fases líquidas y vapor se determina generalmente mediante la depresión del punto de congelamiento después que se hizo el análisis de la composición.

12. Mediante el uso de un viscosímetro del tipo de bola Fig 11 se puede determinar la viscosidad del líquido que se encuentra en equilibrio con el gas. La viscosidad se mide por el tiempo que le toma a la bolita para rodar dentro de un tubo inclinado que se encuentra lleno con el líquido.

Características de los Fluidos

Dentro del reservorio los fluidos se encuentran sujetos a una reducción de presión a temperatura constante y a posibles cambios en la composición a manera

que el gas se libera del líquido. Debido a los efectos de la permeabilidad, el gas liberado de la fase líquida se produce generalmente con un líquido que tiene una composición diferente que el líquido del cual ha sido liberado. El resultado neto es un cambio en la composición del fluido en el reservorio. Este comportamiento se aproxima en el laboratorio por lo que se conoce comúnmente con el nombre de proceso de liberación diferencial. El proceso de liberación flash en el laboratorio aproxima la condición en que la composición del fluido no cambia y el gas liberado permanece en contacto con el líquido al cual estuvo asociado originalmente. En algunos casos, el gas liberado del reservorio seguirá un camino intermedio entre los procesos flash y diferencial. En la aplicación de la información del laboratorio será necesario interpolar para obtener las características representativas del comportamiento actual.

Liberación Flash

La información de la liberación flash se obtiene en el laboratorio expandiendo isotérmicamente y a la temperatura del reservorio una muestra del fluido del reservorio. La composición total del sistema permanece constante y después de cada decremento en la presión se miden el volumen de líquido y gas como se muestra en la Fig 12.

La información obtenida mediante el procedimiento anterior se presenta mejor haciendo un gráfico del volumen de líquido y gas en función de la presión del reservorio. Los volúmenes graficados son volúmenes relativos usando el volumen del fluido a la presión de burbujes como referencia. El uso de volúmenes relativos tiene la ventaja de que los valores son independientes de la magnitud del sistema. La información de presión y volumen se ha graficado en la Fig. 13.

Para obtener la compresibilidad del líquido no saturado, se usa la ecuación.

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

En donde $(\frac{Y}{P})_r$ es la pendiente de la curva que describe el estado no saturado del fluido del reservorio.

Este segmento de la curva IV es casi una línea recta. Para determinar la compresibilidad a cualquier presión se multiplica la pendiente de la curva por $\frac{1}{V}$ en donde V es el volumen relativo a la presión del líquido no saturado.

El segmento que muestra dos fases en la curva toma una forma similar a la de la hipérbola.

Para poder determinar los pequeños cambios de volumen que se necesitan en los cálculos del balance volumétrico, la región de dos fases de la curva debe ser compensada o corregida. El mejor método para compensar o corregir esta curva es mediante el uso de una relación empírica llamada la correlación "Y". Esta relación se expresa en la siguiente forma:

$$Y = \frac{P_b - P}{P(V-1)}$$

en donde:

P_b es la presión en el punto de burbujas.

P es la presión en cualquier punto menor que el punto de burbujas.

V es el volumen relativo en la zona de dos fases

Y es la relación empírica

Los sistemas de hidrocarburos con pequeña contaminación muestran una relación lineal entre Y y la presión.

El procedimiento consiste en graficar los valores de Y vs P y dibujar una línea recta a través de dichos puntos ignorando los puntos que se encuentran cercanos a la presión del punto de burbujas. Con los nuevos valores de Y de la curva, se puede calcular V para cualquier presión menor que la presión del punto de burbujas.

El proceso de liberación flash, describe el comportamiento de fluido en reservorios en donde la relación gas-petróleo producida permanece razonablemente constante cerca de su valor original de solución. Esta condición se observa en

la mayor parte de los reservorios hasta que la presión en el reservorio ha disminuido substancialmente debajo del punto de burbujeo.

Aún en el caso que existe producción de gas libre proveniente del casquete de gas, en cuyo caso la relación inicial gas-petróleo producido puede ser mucho mayor que la relación gas-petróleo producido original en solución, se puede hacer uso de la curva PV para los fluidos provenientes de la zona de petróleo. Para un reservorio determinado el límite de aplicabilidad depende de la saturación de equilibrio del gas, de la presión de saturación original, del volumen del gas liberado y de la relación de movilidad del petróleo y del gas.

En muchos reservorios que producen por impulsión de agua, y en donde la declinación de presión es muy pequeña y en donde la relación gas-petróleo producido permanece baja, la curva PV describe con bastante aproximación la relación volumétrica entre el petróleo y gas del reservorio durante su vida productiva.

Quando las condiciones del reservorio permiten su uso, la curva PV es una de las mas simples y mas valiosas armas con que cuenta el ingeniero de reservorios.

Liberación Diferencial

La liberación diferencial a la temperatura del reservorio se simula en el laboratorio por una secuencia de liberaciones flash, comenzando a la presión original del reservorio. Después de cada decremento de presión, los volúmenes de petróleo y gas se miden y el gas que se encuentra en equilibrio se le renueva del contacto con el líquido. Este procedimiento se muestra en la Fig 14. La gravedad específica y el volumen del gas que se separa del contacto con el líquido, al final de cada decremento de presión, se determinan a condiciones atmosféricas de presión y 60°F. La viscosidad del líquido se puede medir a cualquier presión usando un viscosímetro del tipo de bola incorporado en el sistema. La mejor manera de presentar la información obtenida mediante este proceso es en función de la presión. La Fig 15 muestra el volumen del líquido liberado, el gas liberado como funciones de la presión.

El proceso de liberación diferencial en el laboratorio representa el comportamiento de los fluidos de un reservorio en donde la mayor parte del gas liberado de solución se separa completa y efectivamente de su fase líquida asociada. Esta separación dentro del reservorio se puede efectuar de varias mane-

ras. En algunos reservorios la segregación gravitacional entre el líquido y el gas hace que dicha liberación se aproxime bastante a la liberación diferencial. En otras la producción de cantidades considerables de gas proveniente de la zona de petróleo tal como sucede en la impulsión por gas disuelto puede remover del reservorio una gran parte del gas liberado de solución.

En reservorios en donde la liberación diferencial predomina durante la mayor parte de su vida productiva, generalmente se asume que su comportamiento sigue dicho tipo de liberación desde el principio de la vida productiva. El error que se comete al asumir esto, es despreciable en la mayor parte de los casos, aún cuando puede existir un período, antes de que se llegue a la saturación de equilibrio del gas, durante el cual, asumir la liberación flash sería mucho más correcto.

Liberación Combinada

Muchos ingenieros proponen la liberación combinada como un método que toma en cuenta el hecho de que en el reservorio, la composición va cambiando. En pocas palabras el método de laboratorio que simula la liberación combinada consiste en expander una muestra del fluido del reservorio de liberación diferencial. Al final de cada decremento de presión una muestra del líquido se remueve de la calda principal y se le pasa a una calda auxiliar en donde se le somete a una liberación flash en las condiciones del separador.

La curva del factor de volumen de formación se construye graficando como función de la presión la relación del volumen líquido removido de la calda principal del volumen resultante de petróleo a las condiciones de los tanques de almacenamiento.

El proceso de liberación combinada da una representación correcta del mecanismo de producción en reservorio produciendo por segregación gravitacional y de donde la mayor parte del gas liberado en el reservorio migra a la parte alta de la estructura y solamente el líquido saturado se produce por el pozo. Sin embargo la liberación combinada es solo una aproximación para condiciones de producción en donde gas fluye al pozo junto con el líquido saturado, ya que solamente líquido saturado se usa en la determinación de laboratorio. La ocurren-

oía mas común es que se produca gas libre junto con el líquido saturado. Los procedimientos de laboratorio presentes no toman en consideración los efectos del gas libre, sin embargo pruebas de laboratorio usando constantes de equilibrio indican que el gas libre tiene efecto tanto en el factor de volumen de formación como en la relación gas-petróleo en solución.

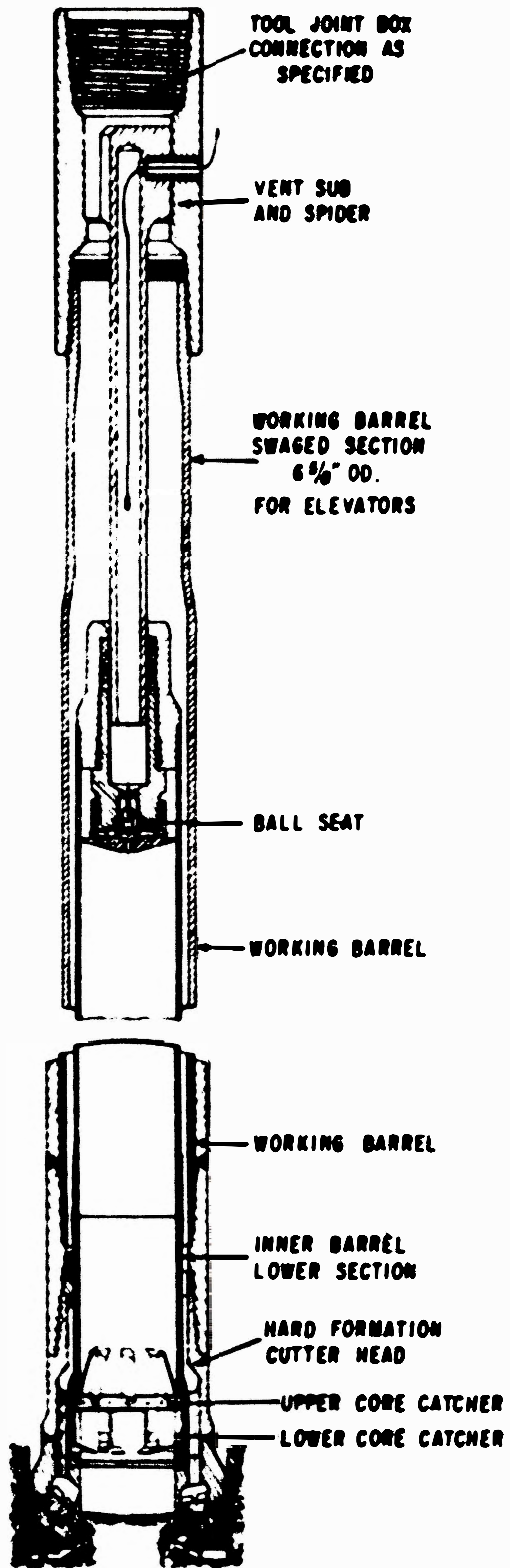


Fig 1.- TYPE "J" CORE BIT ASSEMBLY

MUESTREADOR DE DIAMANTE

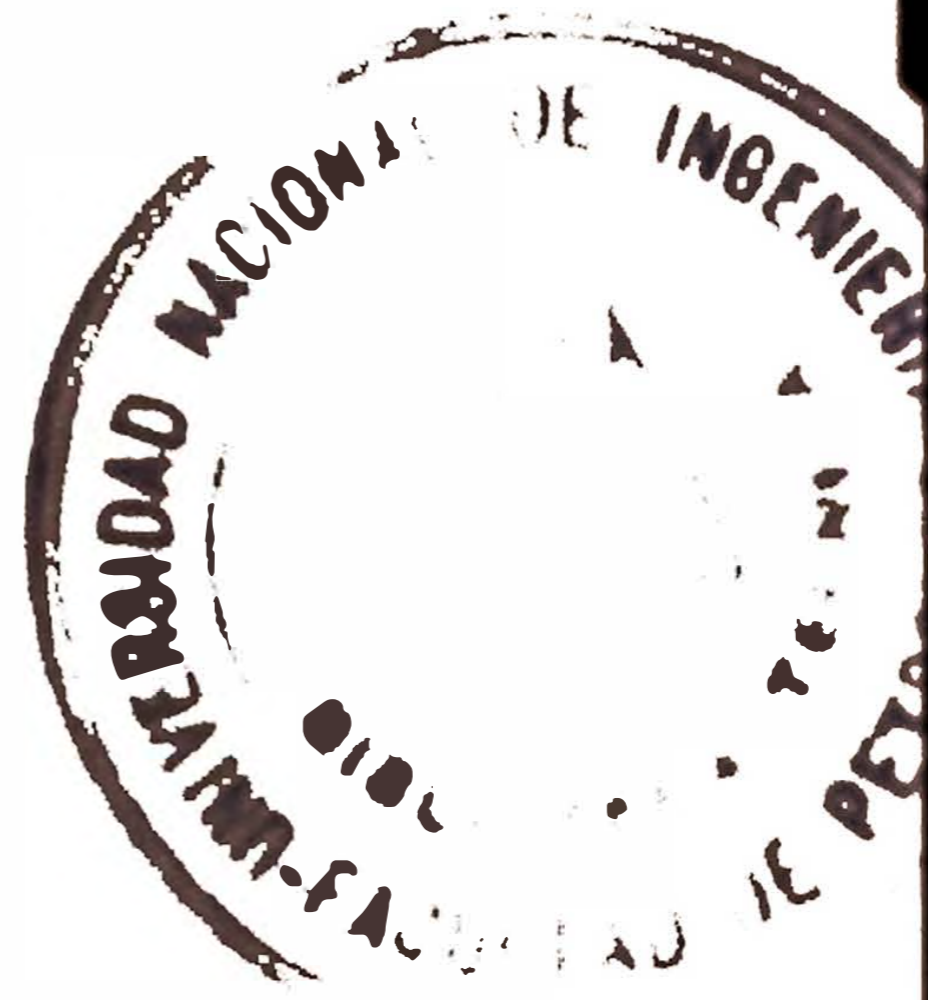
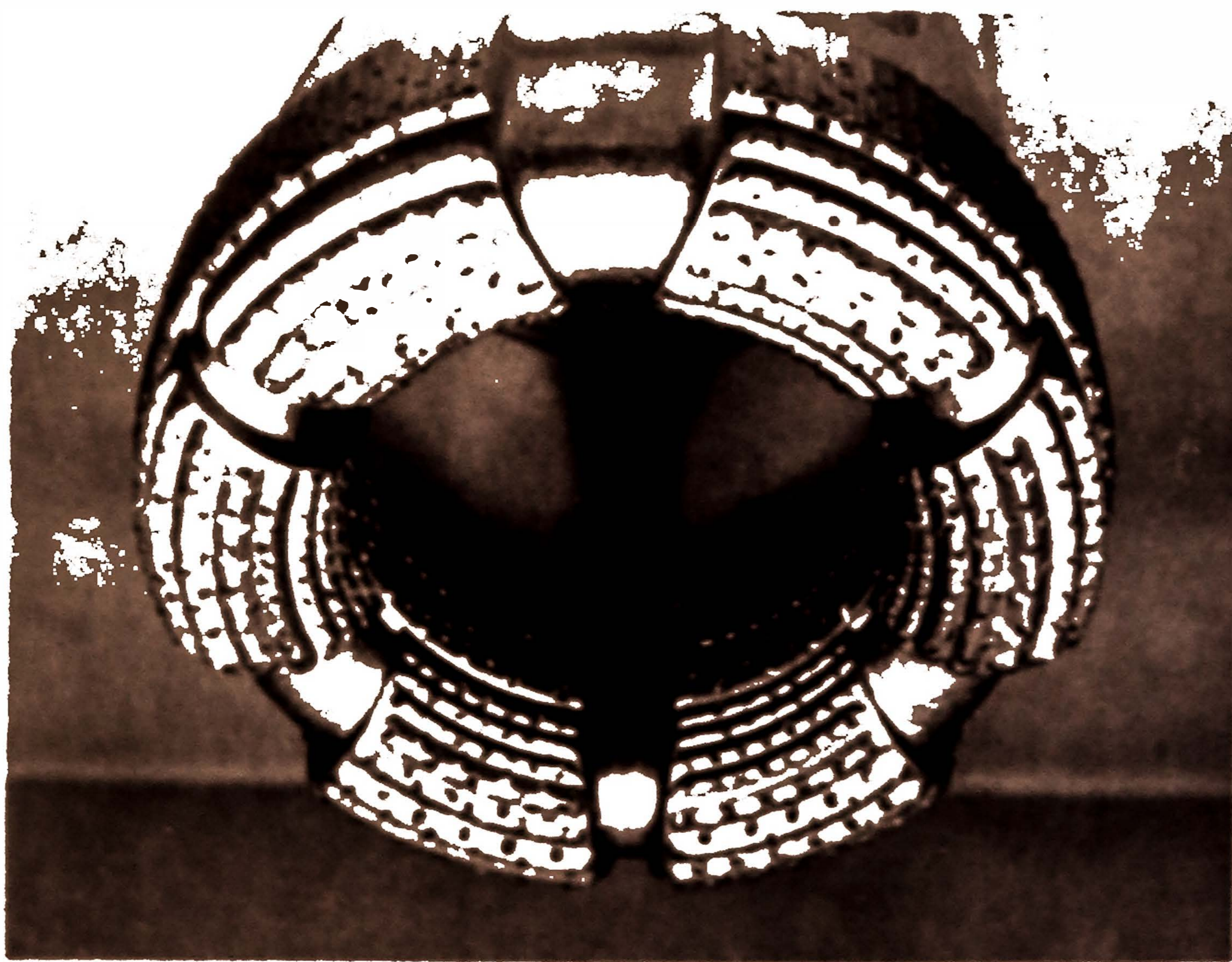
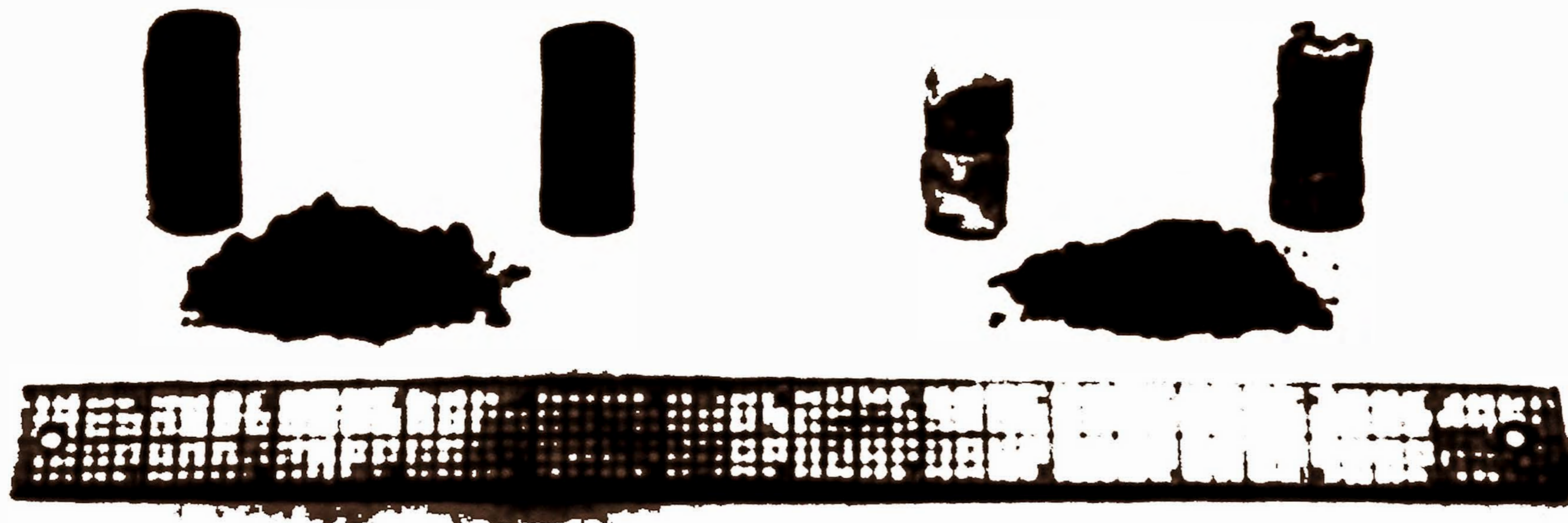


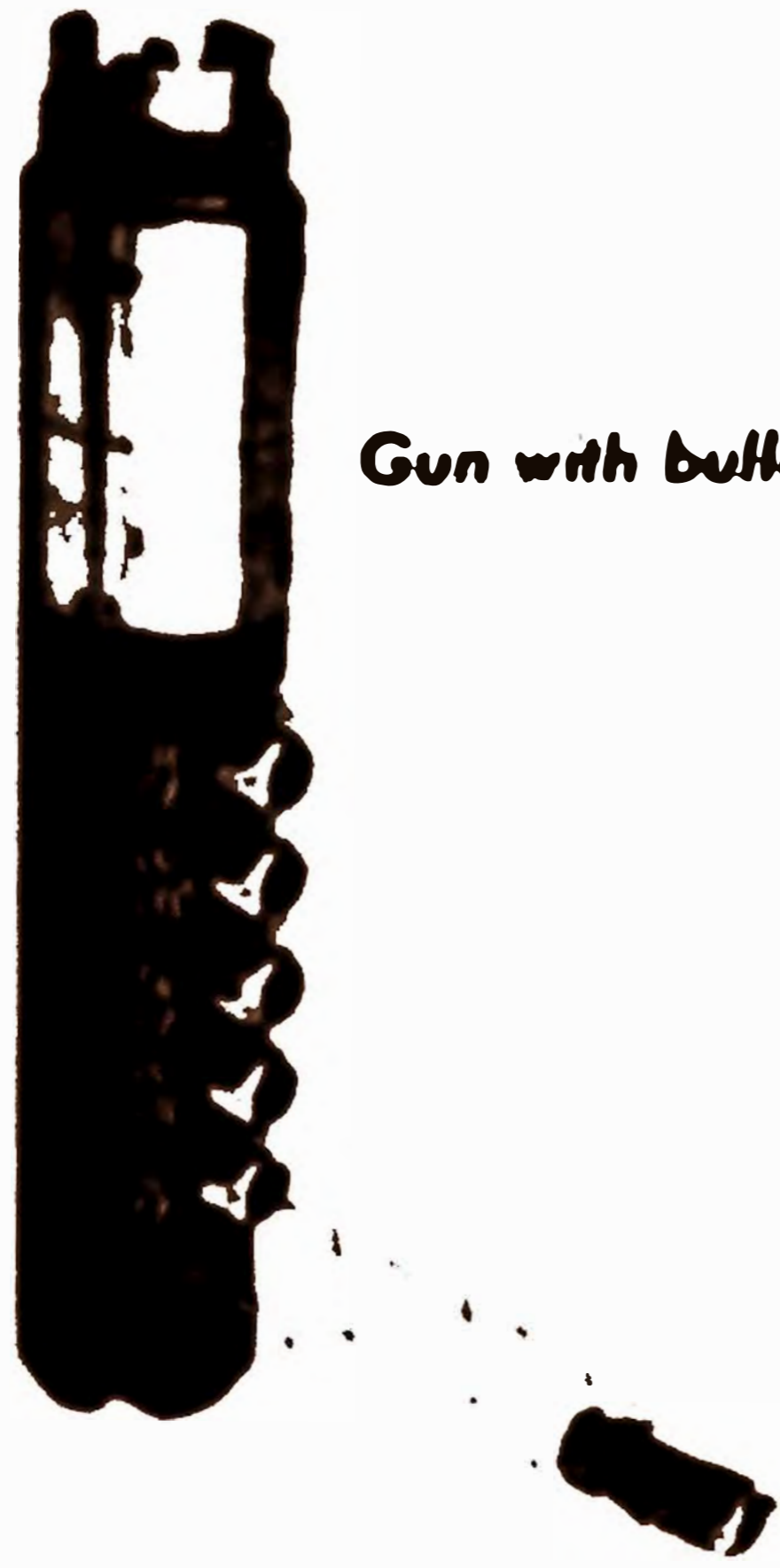
Fig. 2

SIDE WALL CORING

PERCUSSION TYPE FOR SOFT FORMATIONS



Cores from soft formations



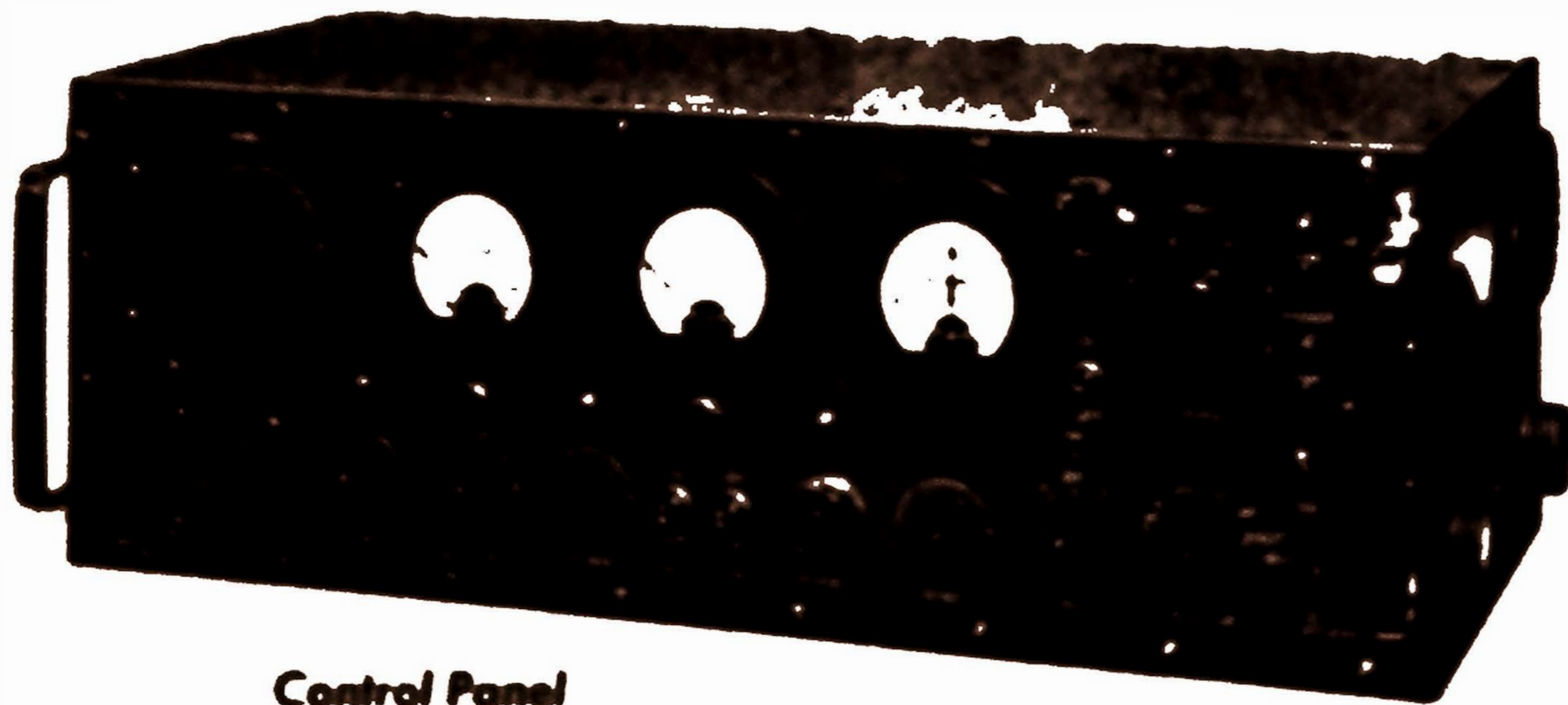
Gun with bullet fired



Six-Shot Gun



Eighteen-Shot Gun



Control Panel

Fig. 3



SATURACION CON LIQUIDO

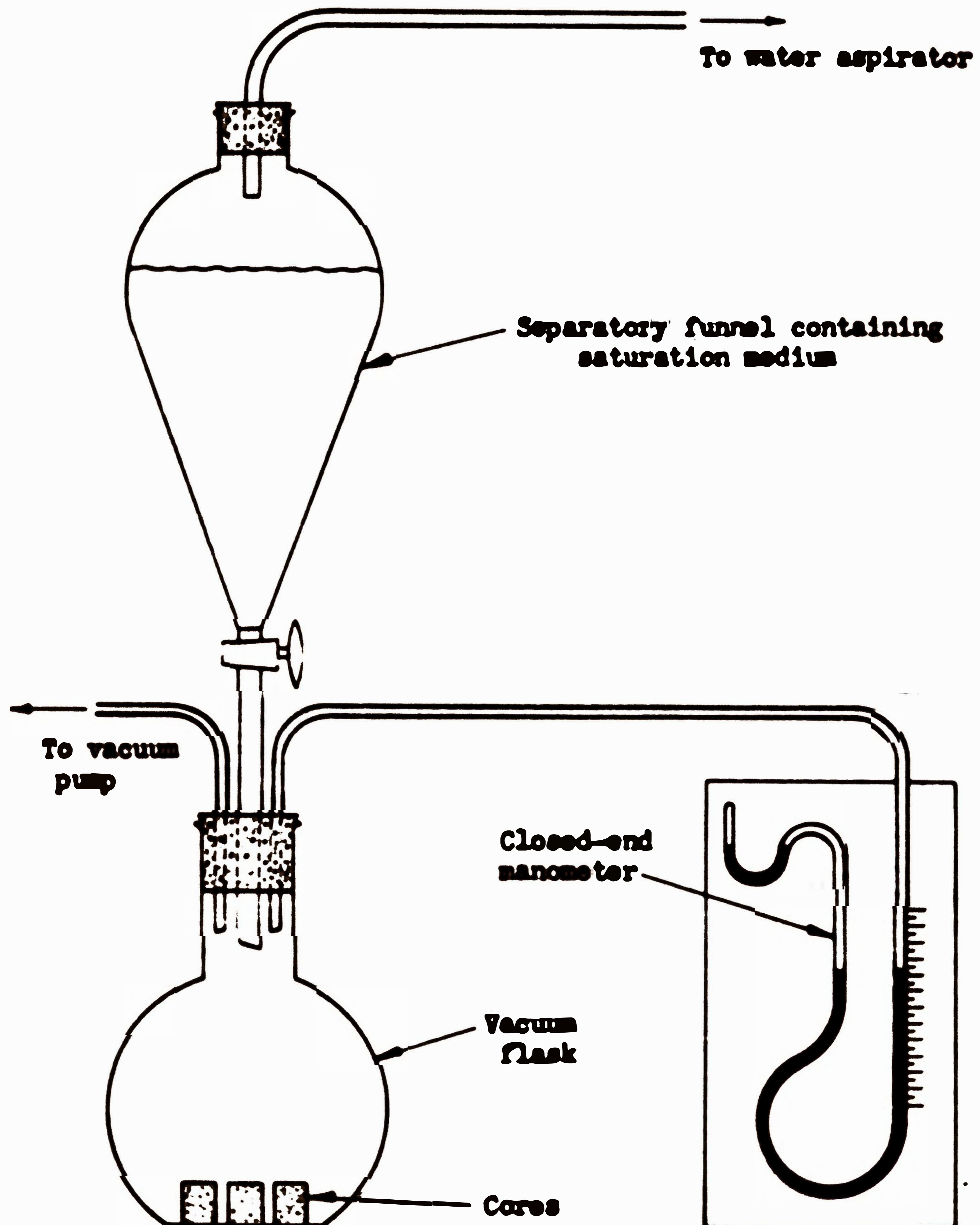


Fig. 4

EXPANSION DE GAS

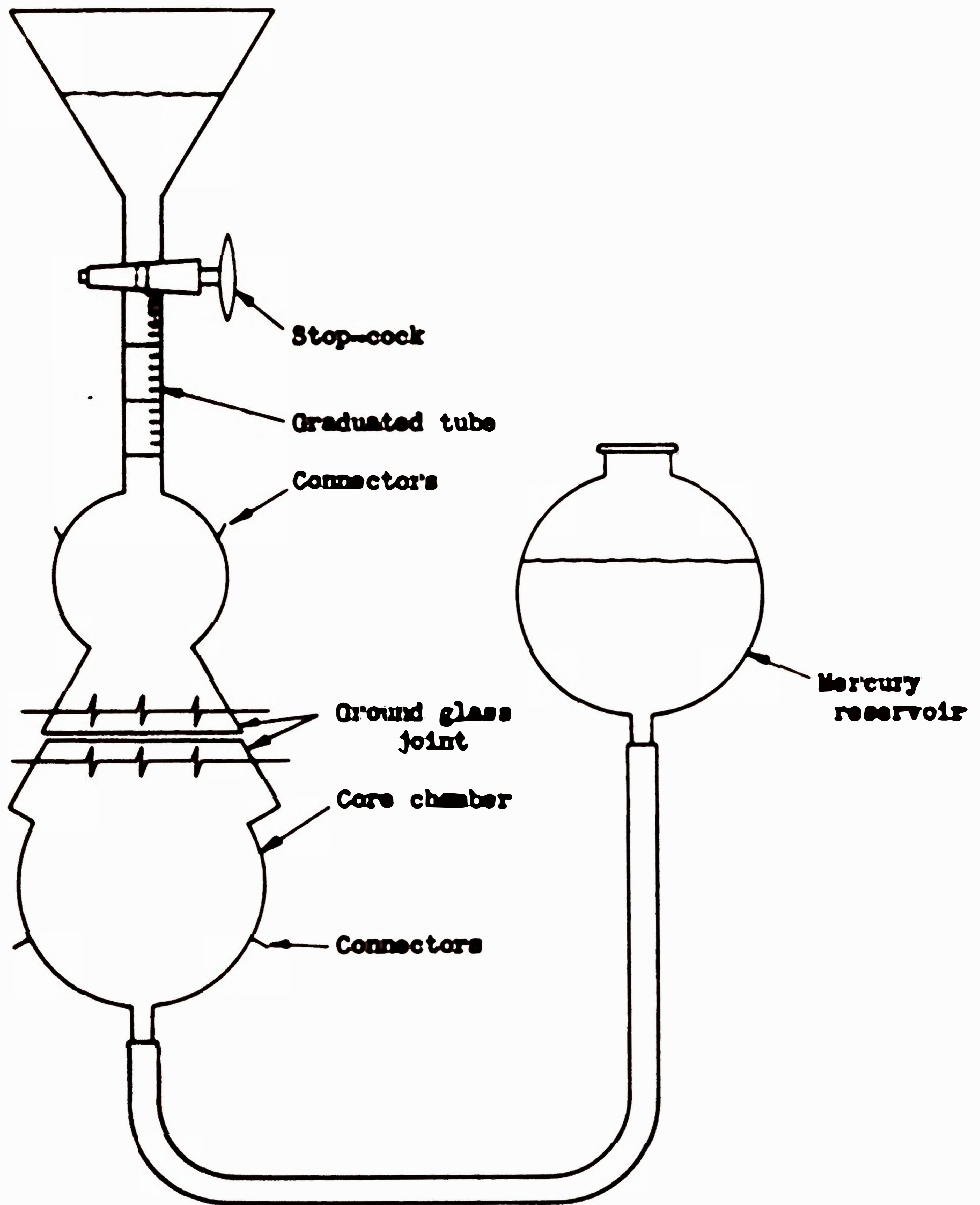
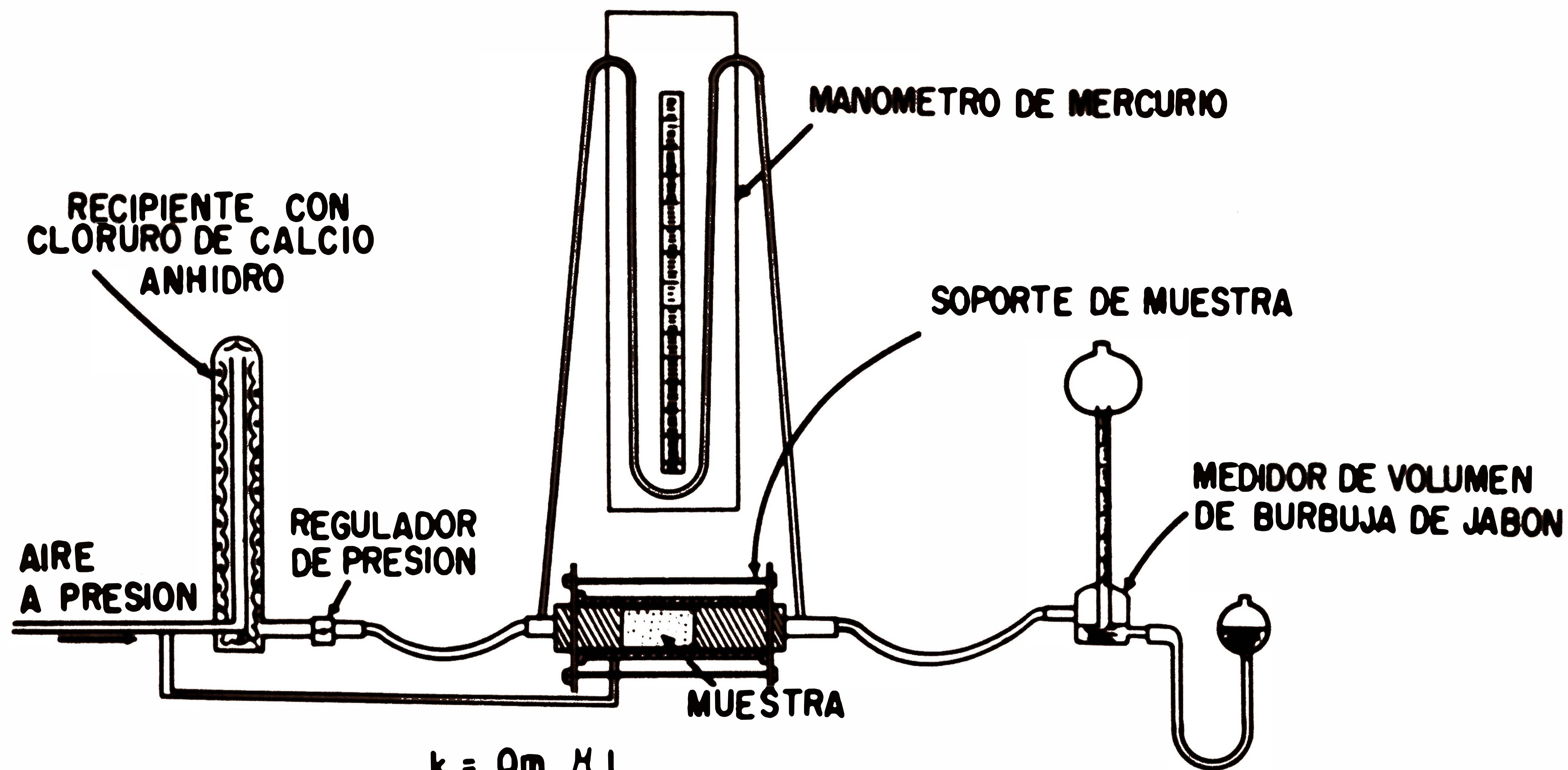


Fig. 5



LEY DE DARCY :

$$k = \frac{Q_m \mu L}{A(P_1 - P_2)}$$

K = PERMEABILIDAD - DARCY
A = AREA DE LA MUESTRA - CMTS.
P₁ - P₂ = DIFERENCIAL DE PRESION ENTRE LOS DOS EXTREMOS DE LA MUESTRA - ATMOSFERAS

μ = VISCOSIDAD DEL FLUIDO - POISES
L = LONGITUD DE LA MUESTRA - CMTS.
P_m - VOLUMEN DE FLUIDO EXPRESADO A LA PRESION MEDIA ENTRE LOS DOS EXTREMOS - CM³/SEG.

Fig. 6

SATURACION RESIDUAL METODO DE EXTRACCION

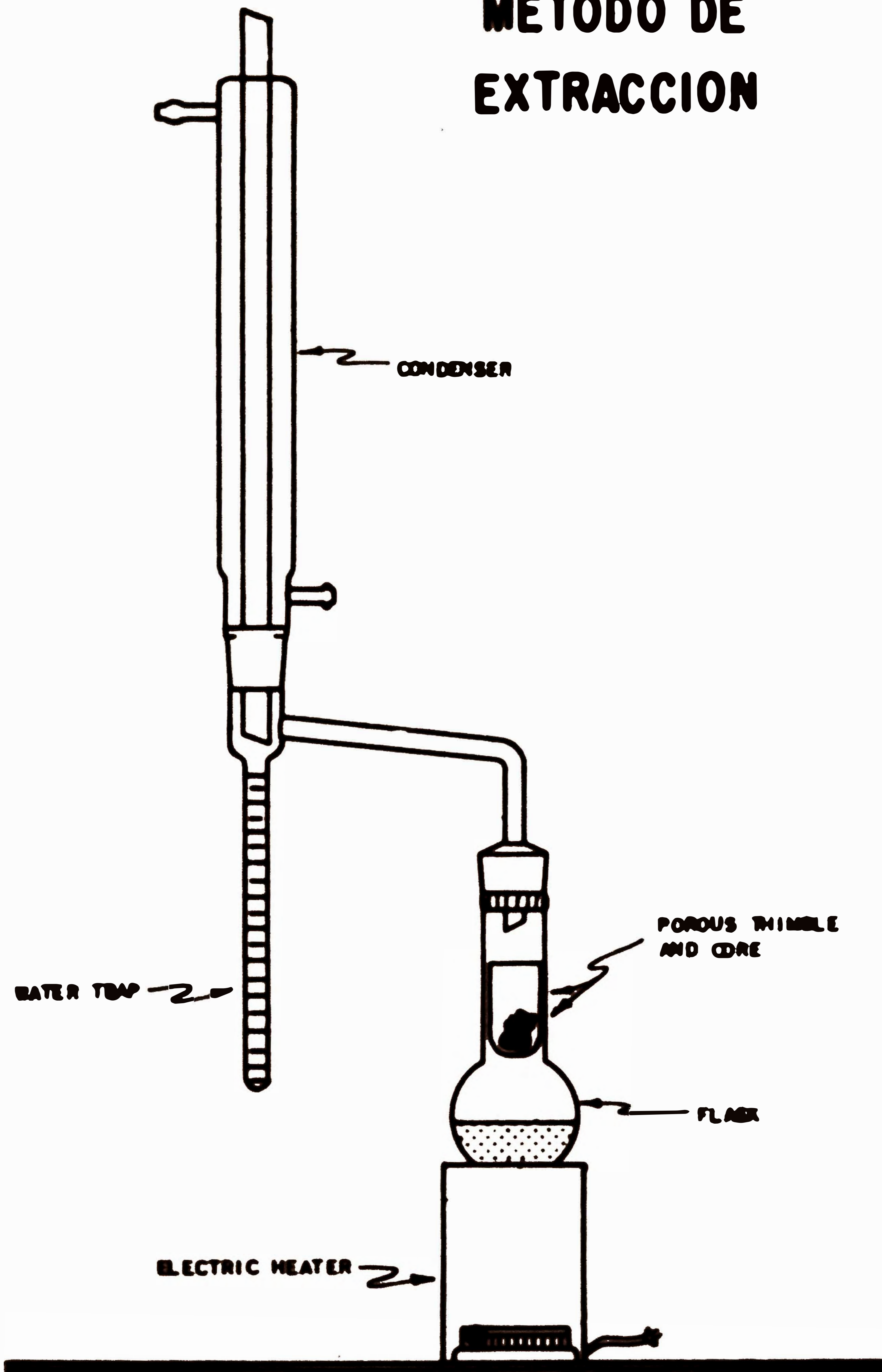


Fig. 7

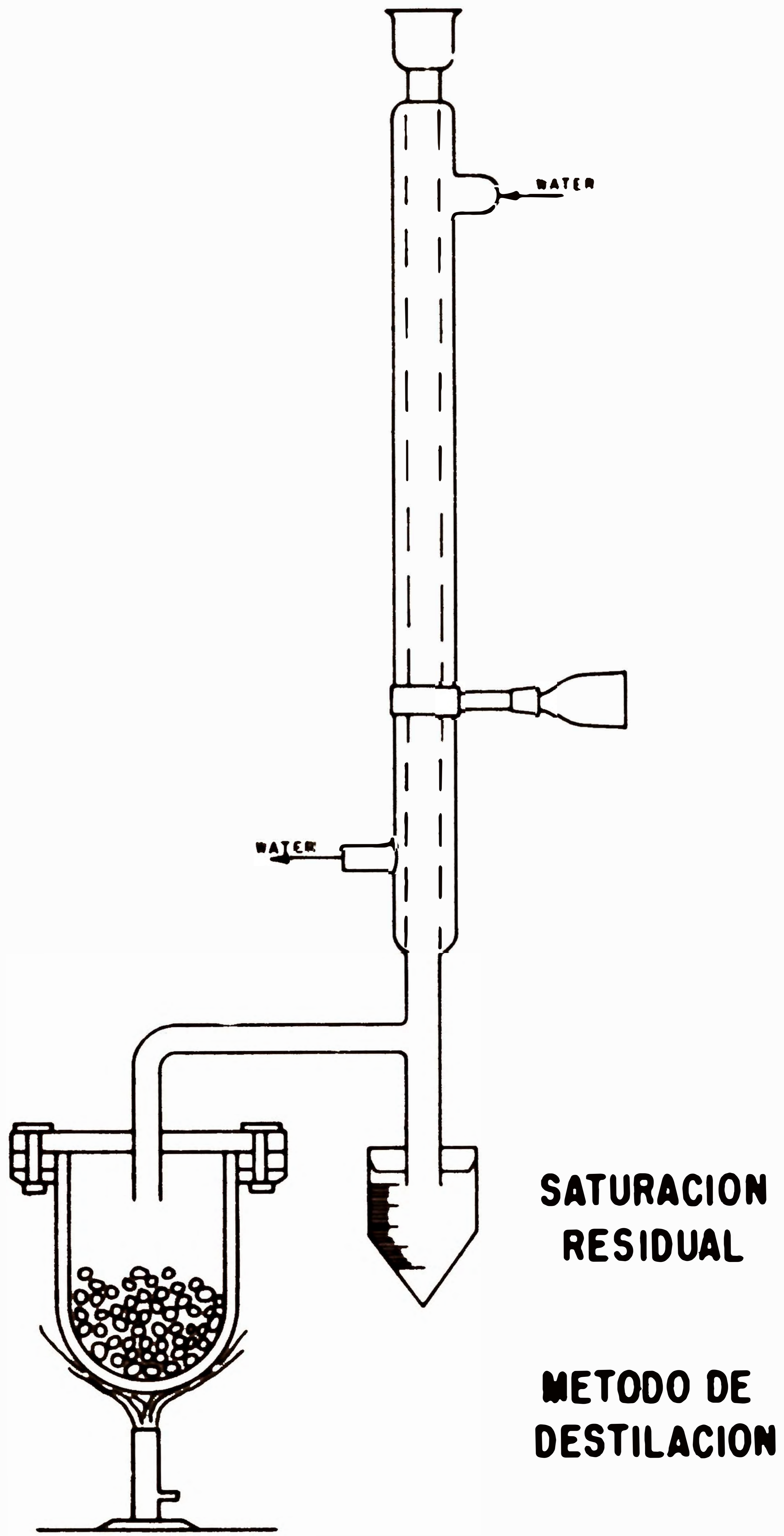


Fig. 8

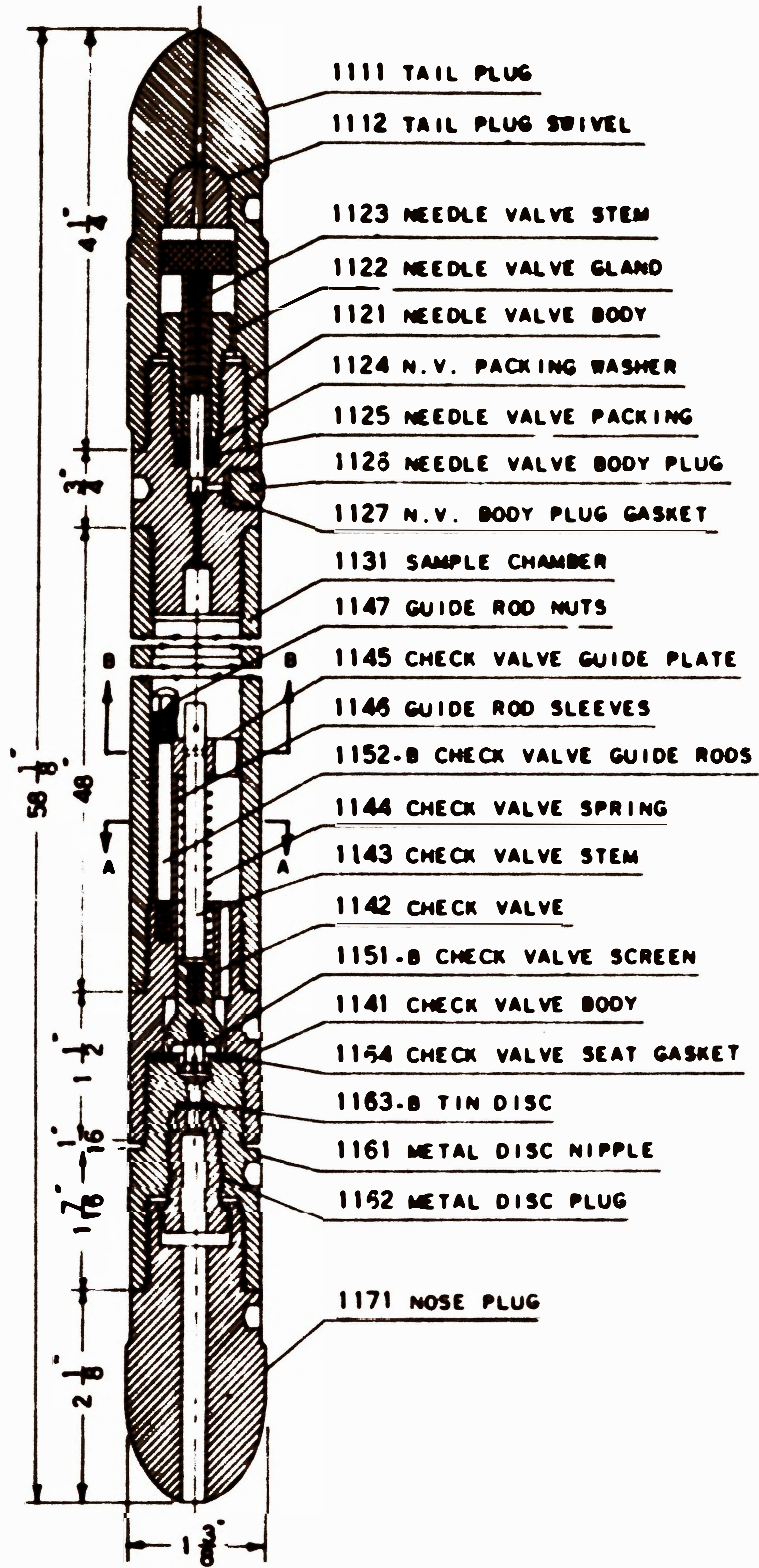


Fig. 9

MUESTREADOR TIPO HUMBLE

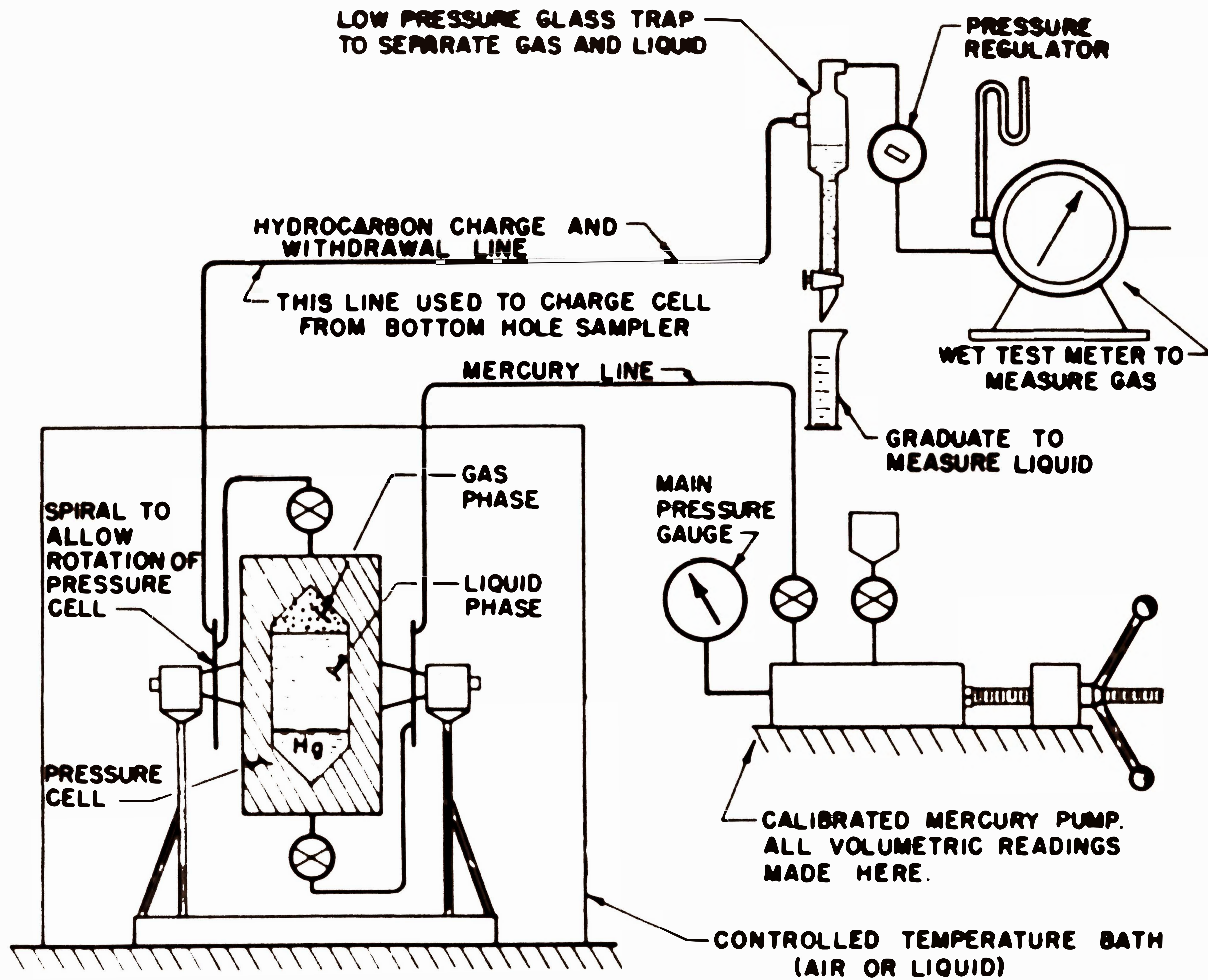
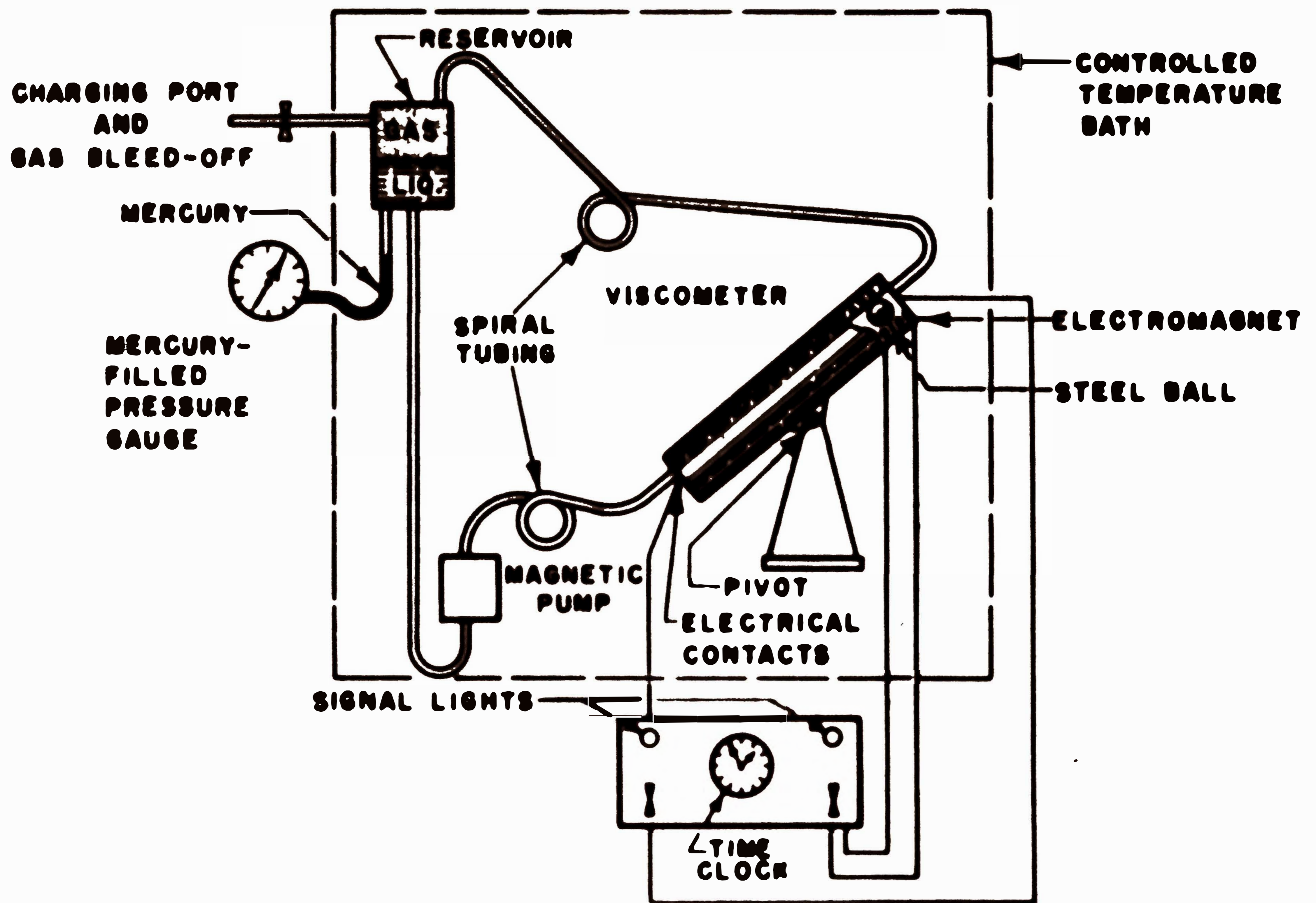


Fig. 10

PVT CELL AND AUXILIARY EQUIPMENT



ROLLING BALL VISCOMETER ASSEMBLY

Fig. 11

LABORATORY FLASH LIBERATION AT RESERVOIR
TEMPERATURE

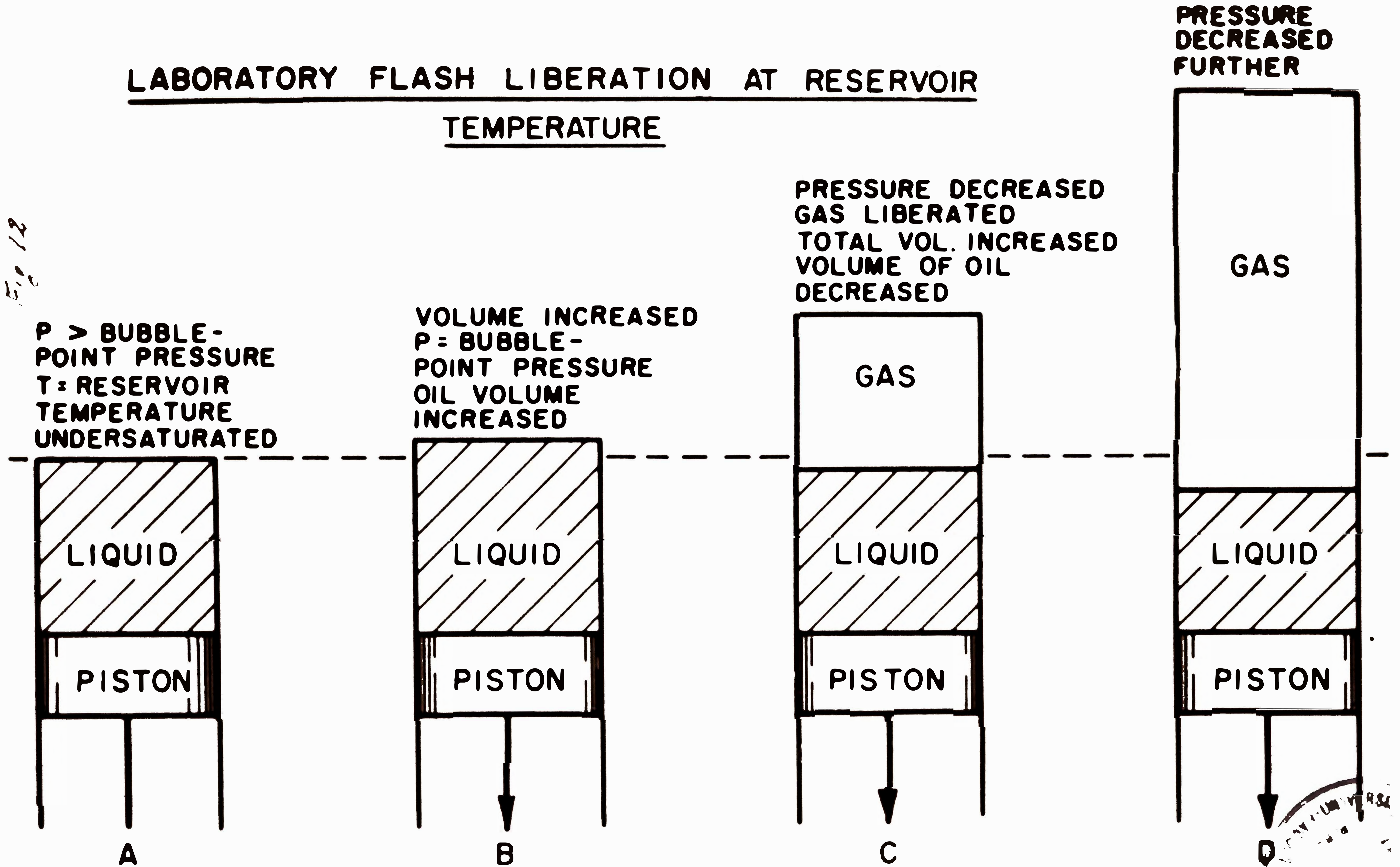


Fig. 12

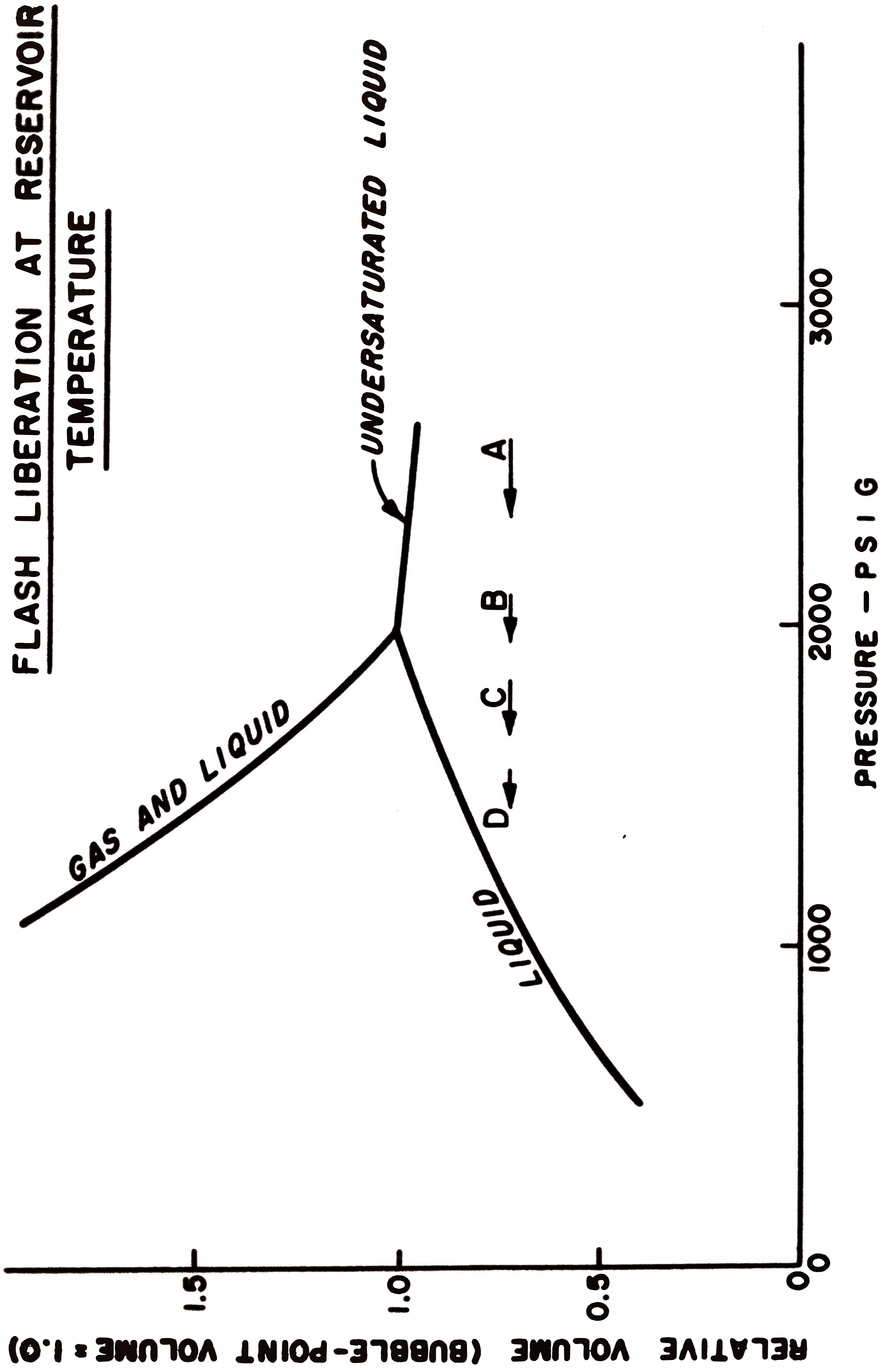


Fig. 13

Fig 13
V

LABORATORY DIFFERENTIAL LIBERATION

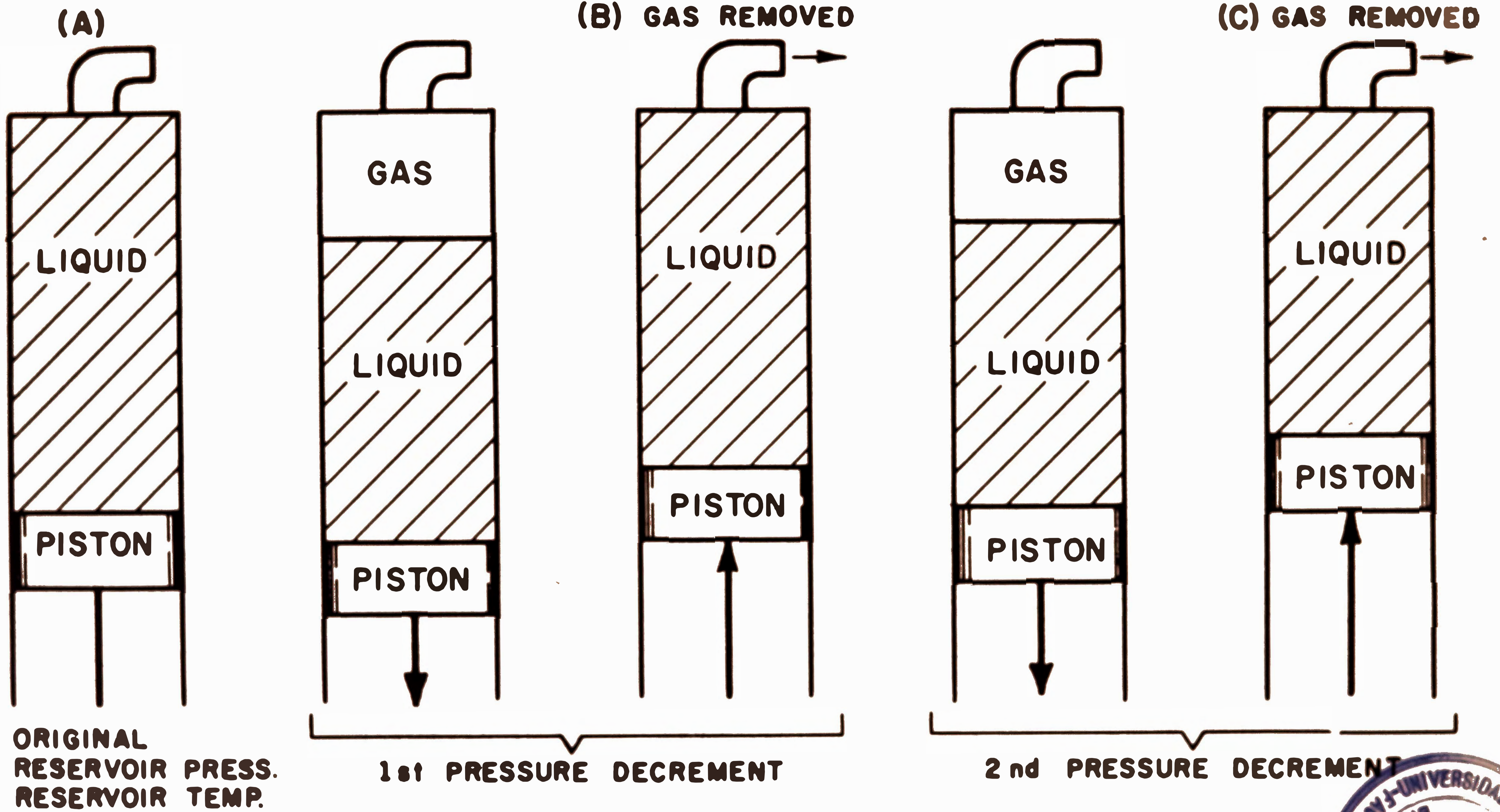
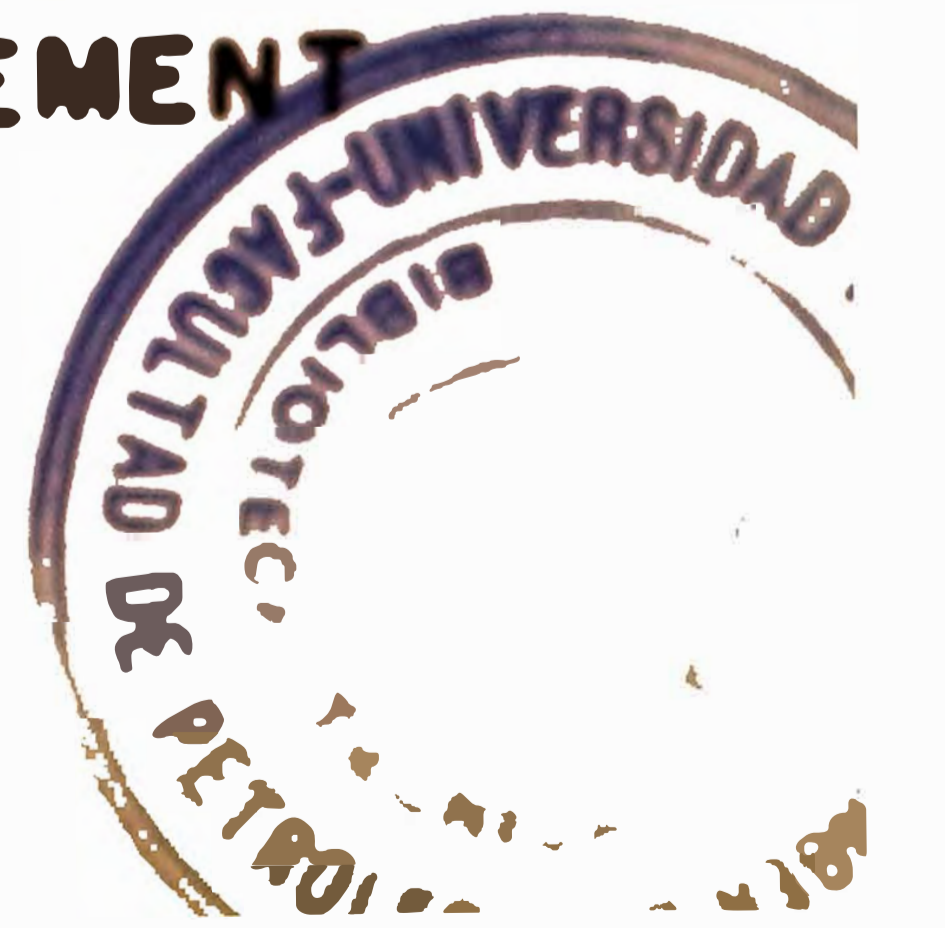


Fig. 14



DIFFERENTIAL LIBERATION
AT
RESERVOIR TEMPERATURE

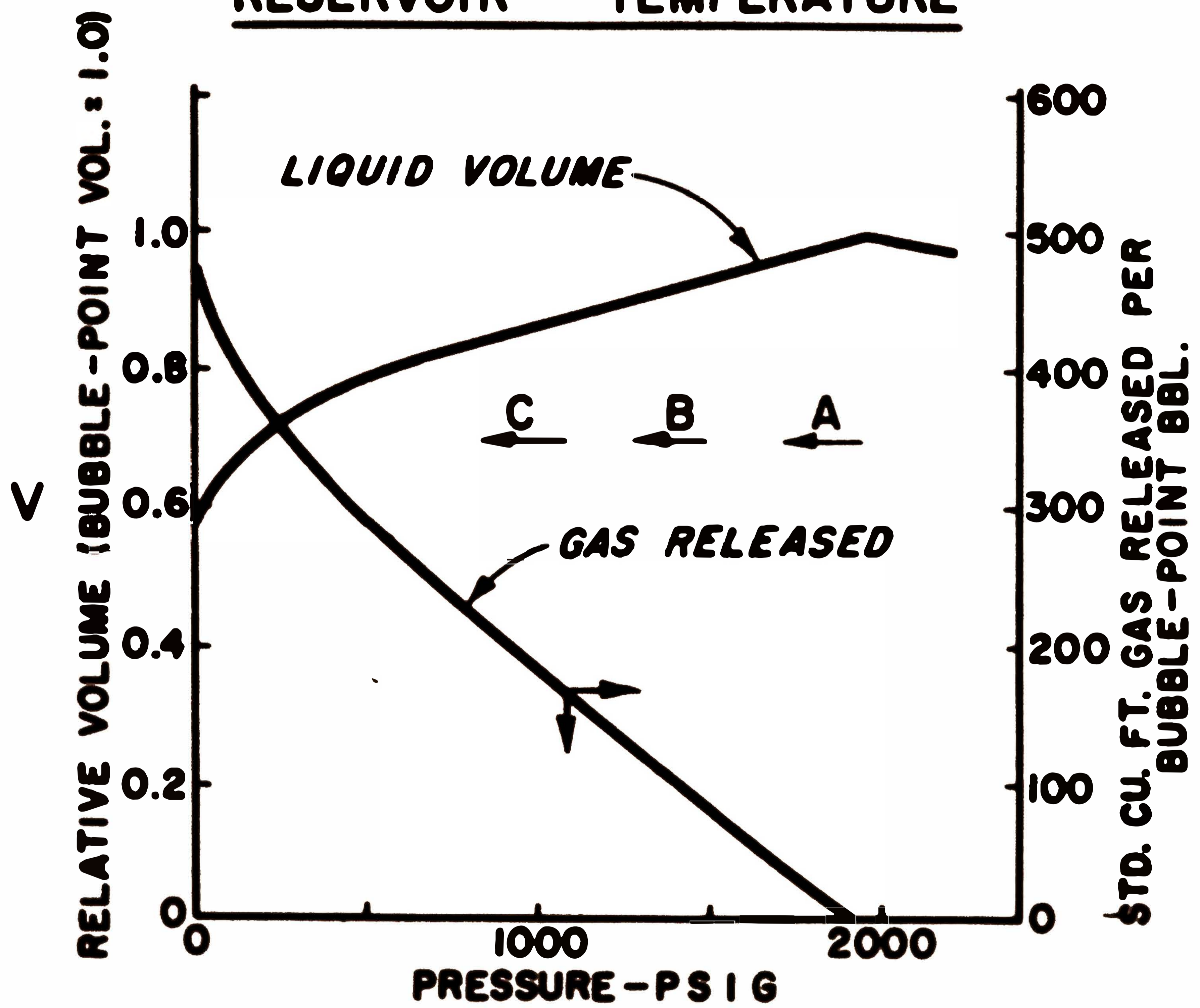


Fig. 15
From "Reservoir Engineering" by J. Lee, McGraw-Hill, 1957