

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Diseño de un Permeámetro de Gas y Operación y Calibración de la Celda Triaxial”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

Freddy Enrique Iñiga Uguillés

Jacobo Oscar Tutiven Delgado

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

AGRADECIMIENTO

A Dios, a mi esposa Silvia por su apoyo incondicional y paciencia, a mis padres Enrique Iñiga P. y María de Jesús Urguillés por sus enseñanzas y amor, a mis hermanos por la ayuda recibida.

Al Ing. Ricardo Gallegos, Director de Tesis, Ing. Daniel Tapia, y al Ing. Héctor Román, por orientarme en la ejecución de esta tesis.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios por el apoyo constante no solo directamente sino además a través de mis seres más allegados como lo son mi madre la señora Maria Delgado, mi padre el señor Gonzalo Tutiven, mis hermanos Julio e Ismael Tutiven, mi tía Patricia Delgado, mi prima Catherine Viteri, mi amiga Zaida Lindao, mis demás familiares, la Espol y a todos mis amigos que con su necesaria colaboración me ayudaron a cruzar este largo y difícil camino para alcanzar la meta deseada.

DEDICATORIA

A Dios, quien es el ser que me ha
iluminado.

A mis hijos Cristian, Freddy y
Ronald que son el motivo de mi
esfuerzo de superación.

DEDICATORIA

A DIOS

A MI FAMILIA

A MIS AMIGOS(AS)

A LA ESPOL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Tapia F.
MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Hector Roman F.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Freddy Iñiga U.

Jacobo Tutiven D.

RESUMEN

Esta tesis estuvo dirigida a analizar y operar un equipo y a diseñar otro, una Bomba de Desplazamiento Positivo y un Permeámetro de Gas, respectivamente. El análisis de la bomba se llevo a cabo por medio de un estudio minucioso de los manuales disponibles en laboratorio para la operación de dicha bomba, luego de esto y de una prueba preliminar se llego a la conclusión de que este equipo, requería de una limpieza, lubricación y calibración. La limpieza se la realizo a nivel de toda la bomba excepto en el controlador, la lubricación en sus engranajes y la calibración en los circuitos electrónicos. El estudio del diseño del permeámetro se baso en un análisis de anteriores permeámetros y además en una pasantía que se hizo en el Laboratorio de Petroproducción en la ciudad de Quito.

Por otro lado, se realizo una investigación teórica para determinar cuales son los parámetros que intervienen en el funcionamiento y resultados arrojados por estos equipos. De tal manera de poder explicar el porque de las variaciones de los datos finales y como estos pueden ser corregidos o mejorados para tener mejores resultados en las aplicaciones de estos valores.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPITULO 1

1. FUNDAMENTOS TEORICOS.....	3
1.1. Ley de Henry Darcy.....	3
1.1.1. Ley de Darcy para flujo de líquidos.....	9
1.1.2. Ley de Darcy para flujo de gases.....	11
1.2. Teoría de permeabilidad.....	13
1.2.1. Permeabilidad absoluta.....	14
1.2.2. Permeabilidad efectiva.....	15
1.2.3. Permeabilidad relativa.....	16
1.3. Permeabilidad para I, II y III fases.....	16
1.4. Factores que influyen en la permeabilidad.....	26

1.4.1. Arreglos de los granos de la roca.....	27
1.4.2. Formas y tamaño de los granos de la roca.....	27
1.4.3. Presencia de arcilla.....	30
1.4.4. Efecto Klinkenberg.....	31
1.4.5. Temperatura.....	34
1.5. Aplicación de la permeabilidad.....	35
1.6. Porosidad.....	42

CAPITULO 2

2. FORMAS DE DETERMINAR LA PERMEABILIDAD.....	43
2.1. Registros eléctricos.....	43
2.2. Correlaciones.....	47
2.3. Datos de campo.....	52
2.4. Métodos de laboratorio.....	54
2.4.1. Permeámetro de líquidos.....	54
2.4.2. Permeámetro de gases.....	57
2.5. Presión capilar.....	58

CAPITULO 3

3. DISEÑO DEL EQUIPO.....	61
3.1. Principio de funcionamiento.....	61
3.2. Celda porta núcleos.....	64

3.3. Sistema de medición de presión.....	67
3.4. Sistema de medición de temperatura.....	70
3.5. Sistema de medición de flujo.....	71
3.6. Bombona de gas.....	73
3.7. Caja principal.....	75
3.8. Accesorios.....	76
3.9. Calibración del equipo.....	77
3.10. Pruebas de laboratorio.....	79
3.11. Comprobación de datos obtenidos.....	83

CAPITULO 4

4. CELDA TRIAXIAL.....	85
4.1. Principio de funcionamiento.....	85
4.2. Porta núcleo.....	98
4.3. Bomba de desplazamiento positivo.....	100
4.4. Equipos auxiliares.....	107
4.5. Operación, calibración y mantenimiento.....	109

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES.....	129
5.1. Análisis de resultados.....	129
5.2. Conclusiones.....	135

5.3. Recomendaciones.....	137
----------------------------------	------------

ANEXOS

Tablas

Diagramas

Fotos

Figuras

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

atm	Atmósferas
°C	Grados centígrados
cc	Centímetros cúbicos
cm ²	Centímetros cuadrados
cm	Centímetro
CO ₂	Dióxido de carbono
cp	Centipoises
d	darcy
dc	Dieléctrico-Capacitor
°F	Grados Fahrenheit
hr	Hora
Hz	Hertz
Kg	Kilogramos
kHz	Kilohertz
kPa	KiloPascuales
lbs	Libras
lpc	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
min	Minuto
md	Milidarcys
ml	Mililitros
mseg	Milisegundos
mV	Milivoltio
MPa	MegaPascuales
N ₂	Nitrógeno molecular
psig	Pound squared inch gauge
seg	Segundos
V	Voltio
Vac	Voltaje en circuito de corriente alterna
Vdc	Voltaje en circuito de corriente directa
µl	Microlitros

SIMBOLOGÍA

A	Área de sección transversal
B	Factor volumétrico de formación
D	Diámetro
f_w	Flujo fraccional de agua
F	Fuerza
F_R	Factor de formación
h	Altura
k	Permeabilidad
l	Longitud
m'	Masa
M	Movilidad
N	Volumen de petróleo
P	Presión
Q_i	volúmenes porosos inyectados
q	Caudal volumétrico del flujo
r	Radio
R	Relación gas-petróleo
R'	Resistividad
S	Saturación
t	Tiempo
T	Temperatura
v	Velocidad
V	Volumen
W	Volumen de agua
z	Factor de desviación del gas
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
θ	Angulo
γ	Gravedad específica
ϕ	Porosidad
a, b, C, C' , m	Constantes

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Flujo radial de un fluido incompresible.....	10
Figura 1.2. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo.....	18
Figura 1.3. Reducción del flujo de petróleo debido a la presencia de agua.....	18
Figura 1.4. Curva de permeabilidad relativa para una arena no-consolidada.....	21
Figura 1.5. Permeabilidad relativa tres fases.....	25
Figura 1.6. Región de flujo de las tres fases.....	26
Figura 1.7. Redondez y esfericidad, escala de Krumbein.....	29
Figura 1.8. Método para determinar la permeabilidad equivalente a líquidos (klinkenberg) por medio de la extrapolación a presión infinita de la permeabilidad al aire medidas a diferentes presiones promedias.....	33
Figura 2.1. Espacios intersticiales de una roca clástica.....	45
Figura 2.2. Relación entre permeabilidad, saturación, y porosidad.....	46
Figura 2.3. Correlación de knopp.....	50
Figura 2.4. Comparación de las correlaciones.....	51
Figura 3.1. Brocas para extraes núcleos (Baker Hughes).....	65
Figura 3.2. Coredrill.....	66
Figura 3.3. Regulador de presión de precisión.....	69
Figura 3.4. Bombona de gas.....	74
Figura 3.5. Permeámetro de gas parte frontal.....	75
Figura 3.6. Accesorios.....	77
Figura 4.1. Bomba de precisión (1) y celda (2).....	86
Figura 4.2. Controles del panel frontal.....	88
Figura 4.3. Conexiones y Controles del Panel Posterior.....	89
Figura 4.4. Porta núcleo.....	100
Figura 4.5. Ajuste de los interruptores para reabastecer la bomba.....	103
Figura 4.6. Ajuste de los interruptores para el modo de bombeo.....	104
Figura 4.7. Ajuste de los interruptores para el vaciado del cilindro.....	105
Figura 4.8. Manómetro de entrada a la celda.....	107

Figura 4.9. Puertos de entrada/salida.....	108
Figura 4.10. Bomba LC-5000 sin el controlador.....	111
Figura 4.11. Bomba con la cubierta frontal removida.....	113
Figure 4.12. Ensamblaje del pistón, 304 stainless cylinder.....	115
Figura 4.13. Lubricación del tren de engranajes y diagrama de la conducción del motor.....	123
Figura 4.14. Calibración de la tasa de flujo y presión.....	125

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1	Temperatura - viscosidad para el nitrógeno molecular.....67
Tabla 2	Especificaciones técnicas de la bomba.....87
Tabla 3	Semejanza entre los valores de los laboratorios.....129
Tabla 4	Datos preliminares de la prueba de desplazamiento.....133
Tabla 5	Resultados de la prueba de desplazamiento.....134

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo principal la investigación científica de un área muy importante para la formación de los estudiantes y futuros profesionales la cual está comprendida por los Laboratorios académicos. La función de los laboratorios de las distintas unidades académicas del mundo, es complementar la parte teórica con la realidad por medio de modelos a escalas o iguales a los utilizados en la realidad para que cuando el formado estudiante o profesional tenga algún problema por resolver en el campo laboral de su profesión tenga la capacidad para aportar con soluciones coherentes a lo que está sucediendo.

De los dos equipos estudiados el primero que es el diseño de un permeámetro de gases surgió del problema que en la provincia del Guayas no contábamos con uno de estos muy importantes equipos cuyos resultados, ósea las permeabilidades, son necesarias en casi todas las áreas de estudio de la Industria del Petróleo. Además que esta provincia cuenta con el Campo Petrolero de Ancón al cual le facilitaría la labor de determinar este parámetro ya que no tendría que recurrir a otras ciudades, sino que aquí en la Institución que lo tiene a su cargo la ESPOL, se podría determinar la permeabilidad de los distintos pozos que se perforan en este Campo.

La no utilización del segundo equipo la bomba de desplazamiento con celda triaxial en el Laboratorio de Petróleos de la FICT, es lo que nos motivo a operar y poner en funcionamiento esta multi-operacional bomba.

Como ya se menciono anteriormente estos equipos van a contribuir a despejar las dudas y a dejar nuevos conocimiento en los estudiantes, que antes se tenían que limitar a leer los manuales o simplemente a no saber que estos equipos existían. Y de esta manera se estaría cumpliendo con la misión de la ESPOL construir buenas bases en estos estudiantes para que en el mañana puedan contribuir al desarrollo de la sociedad.

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley de Darcy se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos.

1.1. Ley de Henry Darcy

La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, o

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl} \qquad 1.1$$

donde v es la velocidad aparente en centímetros por segundo e igual a q/A , donde q es la caudal volumétrico del flujo, en centímetros cúbicos por segundo, y A es el área de la sección transversal total o aparente de la roca, en centímetros cuadrados. En otras palabras, A incluye tanto el área del material sólido (esqueleto mineral) de la roca como también el área de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en centipoises, y el gradiente de presión, dp/dl , tomado en la misma dirección que q y v , en atmósferas por centímetro. La constante de proporcionalidad, k , es la permeabilidad de la roca expresada en darcys. La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido y es similar al término de conductividad eléctrica. El signo negativo indica que si se toma el flujo positivo en la dirección positiva de l , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/dl es negativa.

La ley de Darcy se aplica sólo en la región de flujo laminar. En flujo turbulento, que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta a una rata mayor que la del flujo. Afortunadamente, excepto en casos de muy altas ratas de inyección o de producción en la vecindad del pozo, el flujo en el yacimiento y en la mayoría de las pruebas hechas en el laboratorio es laminar y la ley se cumple.

La ley no se aplica a flujo en canales porosos individuales, sino a partes de la roca de dimensiones razonablemente grandes comparadas con el tamaño de los canales porosos; en otras palabras, es una ley estadística que promedia el comportamiento de muchos canales porosos. Por esta razón, con muestras de formación de areniscas uniformes de uno o dos centímetros, se obtienen resultados satisfactorios de mediciones de permeabilidad, en cambio, rocas de tipo fracturado o drusoso exigen muestras mucho más grandes.

Debido a la porosidad de la roca, a la tortuosidad de las líneas de flujo y a la ausencia de flujo en algunos de los espacios porosos (incomunicados), la velocidad real del fluido varía de lugar a lugar dentro de la roca, mantiene un promedio mucho más alto que la velocidad aparente. Como las velocidades reales no son medibles por lo general, y para mantener porosidad y permeabilidad independientes, las velocidades aparentes constituyen la base de la ley de Darcy. Es decir, la velocidad real promedia de avance de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido satura por completo la roca.

La unidad de la permeabilidad es el darcy. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de darcy, es decir, milidarcys, 0.001 darcy. Las permeabilidades de las formaciones de gas y de petróleo comercialmente productoras varían desde pocos milidarcys a varios miles. Las permeabilidades de calizas ítergranulares pueden ser sólo una fracción de un milidarcy y aún tener producción comercial, siempre y cuando la roca contenga fracturas u otro tipo de aberturas adicionales naturales o artificiales. Rocas con fracturas y tipo drusoso pueden tener permeabilidades muy altas y algunas calizas cavernosas se aproximan al equivalente de tanques subterráneos.

La permeabilidad de un núcleo medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedia del yacimiento o parte del mismo, ya que a menudo se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal. Muchas veces la permeabilidad de una roca que parece uniforme puede cambiar varias veces en un núcleo de una pulgada.

Por lo general, la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación de rocas estratificadas es más alta que la permeabilidad vertical. Además, en algunos casos, la permeabilidad a lo largo del plano de estratificación, varía considerable y consistentemente con la orientación del núcleo debido probablemente a la deposición orientada de partículas de mayor o menor alargamiento y a lixiviación o cementación posteriores por aguas migratorias. En algunos yacimientos pueden observarse tendencias generales de permeabilidad de un sitio a otro, y muchos yacimientos determinan sus límites total o parcialmente por rocas de permeabilidad muy baja y, naturalmente, por la capa que sirve de cubierta superior. Es común la presencia de uno o mas estratos de permeabilidad uniforme en parte o en todo el yacimiento. Durante el desarrollo adecuado de yacimientos es acostumbrado tomar muchos núcleos de pozos seleccionados a través del área productiva, midiendo la permeabilidad y porosidad de cada pie de núcleo recuperado. Los resultados se interpretan por lo general estadísticamente.

El gradiente dp/dl es la fuerza de empuje, y se debe a los gradientes de presión del fluido y en parte o totalmente a los gradientes hidráulicos (gravitacionales), superpuestos e intercambiables. En

muchos casos de interés práctico los gradientes hidráulicos, aunque siempre presentes, son pequeños comparados con los gradientes de presión del fluido, y son frecuentemente despreciados. En otros casos los gradientes hidráulicos son importantes y deben considerarse, en particular, en operaciones de producción por bombeo en yacimientos con presiones agotadas, o en yacimientos con capa de gas en expansión con buenas características de drenaje gravitacional. En caso de que ambos actúen simultáneamente, la ecuación (1.1) puede modificarse a:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 9.67 * 10^{-4} \rho \cos \theta \right) \quad 1.2$$

ρ es la densidad del fluido en gramos por centímetro cúbico y θ es el ángulo entre la dirección positiva de l y la línea vertical en dirección hacia abajo. $9.67 * 10^{-4}$ convierte el gradiente de presión en dinas por centímetro cuadrado por centímetro a atmósfera por centímetro.

También se puede expresar la ecuación (1.2) en unidades de campo así:

$$v = -1.127 \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 0.433 \gamma_o \cos \theta \right) \quad 1.3$$

$0.433\gamma_o \cos \theta$ es el gradiente hidráulico en lpc por pie, γ_o es la gravedad específica relativa al agua.

Los gradientes hidráulicos en los yacimientos varían de un máximo alrededor de 0.50 lpc/pie para salmueras a 0.433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0.10 y 0.30 lpc/pie y varían de acuerdo con la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0.002 lpc/pie para gas natural a 100 lpca. Los valores citados corresponden a gradientes verticales.

1.1.1. Ley de Darcy para flujo de líquidos

Considérese un flujo radial hacia un pozo vertical de radio r_w en un estrato circular de espesor y permeabilidad uniformes, (figura 1.1).

Si el fluido es incompresible, el flujo a través de cualquier circunferencia es constante.

Sea P_{wf} la presión mantenida en el pozo cuando a éste fluyen q barriles por día a condiciones del yacimiento y a una presión P_e constante en el radio exterior r_e . Sea P la presión a cualquier radio r . A este radio r :

$$q = 1.127 \frac{k(2\pi h)}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad 1.4$$

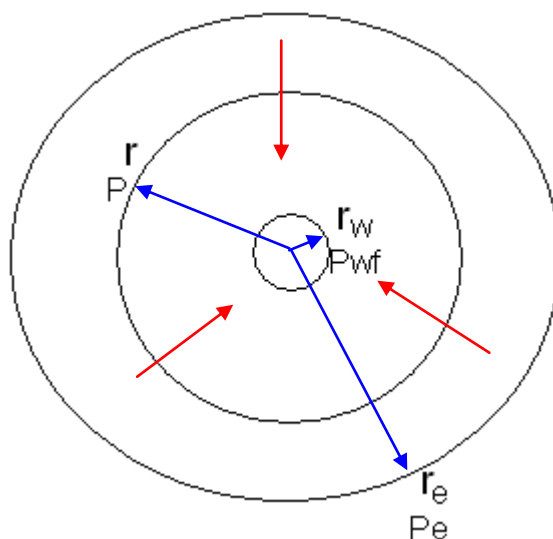


FIGURA 1.1. FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO INCOMPRESIBLE

Separando variables e integrando entre dos radios cualesquiera por ejemplo, r_e y r_w , donde las presiones son P_e y P_{wf} , respectivamente y expresando a condiciones superficiales por medio de B_o el factor volumétrico:

$$q_{sc} = \frac{7.08kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad 1.5$$

En esta ecuación se ha removido q , μ y k de la integral, asumiendo que son constantes con presión, esto es bastante aceptable cuando la presión del fluido esta por encima de la presión de burbujeo. La ecuación 1.5 es suficientemente exacta en ingeniería para expresar el flujo radial de líquidos compresibles, cuando ocurre flujo a través del límite externo.

1.1.2. Ley de Darcy para flujo de gases

En un sistema en estado continuo, el caudal de flujo de gas es la misma en todas las direcciones transversales. Sin embargo, debido a que el gas se dilata a medida que la presión disminuye, la velocidad será mayor en el lado de baja presión que en el lado de alta presión y, por consiguiente, el gradiente de presión aumenta hacia el lado de baja presión. El flujo en cualquier sección transversal r de la figura 1.1, donde la presión es P , puede expresarse en pies cúbicos estándar por día a condiciones del yacimiento por:

$$q = \frac{q_{sc} P_{sc} T_z}{T_{sc} P} \quad 1.6$$

Sustituyendo en la ley de Darcy, separando variables e integrando entre los radios r_e y r_w :

$$q_{sc} = 19.88 \frac{T_{sc} h k (P_e^2 - P_{wf}^2)}{P_{sc} T z \mu \ln(r_e / r_w)} \quad 1.7$$

Usando valores promedios de z , T , k y μ ya que no se tomaron en cuenta en la integral asumiendo que se mantienen constantes con presión.

Si se expresa el caudal q a la presión promedio, P_m , y temperatura del yacimiento, T , se tiene:

$$q_{sc} = q_m \frac{(P_e + P_{wf})}{2P_{sc}} \frac{T_{sc}}{T} \frac{1}{z} \quad 1.8$$

Sustituyendo la ecuación 1.8 en la ecuación 1.7 y factorizando las presiones, queda en $\text{pie}^3/\text{día}$:

$$q_m = 39.76 \frac{k h (P_e - P_{wf})}{\mu \ln(r_e / r_w)} \quad 1.9$$

1.2 Teoría de permeabilidad

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva (poros interconectados), 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 con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación).

Existen tres tipos de permeabilidades que son:

Permeabilidad absoluta

Permeabilidad efectiva

Permeabilidad relativa

1.2.1 Permeabilidad absoluta

Excepto para gases a presiones bajas, la permeabilidad de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pasa a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100 % del espacio poroso de la roca. La permeabilidad a una saturación de 100 % de un fluido homogéneo se denomina permeabilidad absoluta de la roca. Si a través de un núcleo de 2.0 cm^2 de sección transversal y 3.20 cm . de longitud fluye salmuera de 1.0 cp a una rata de 0.50 cm^3 por segundo bajo una presión diferencial de 2.0 atm , su permeabilidad absoluta es

$$k = \frac{q\mu l}{A\Delta p} = \frac{0.5 * 1.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.375 \text{ darcy}$$

Sí se reemplaza la salmuera por un petróleo de 3.0 cp de viscosidad, la rata de flujo del petróleo es de $0.167 \text{ cm}^3/\text{seg}$, bajo la misma presión diferencial, y la permeabilidad absoluta es de

$$k = \frac{q\mu l}{A\Delta p} = \frac{0.167 * 3.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.375 \text{ darcy}$$

1.2.2 Permeabilidad efectiva

Si se mantiene una saturación de agua en el núcleo de 70 % ($S_w = 70\%$) y de 30 % de petróleo ($S_o = 30\%$), a estas saturaciones y sólo a estas, el flujo de salmuera bajo la misma presión diferencial es 0.30 cm^3 por segundo y el de petróleo de 0.02 cm^3 por segundo. Por tanto, la permeabilidad efectiva al agua es

$$k_w = \frac{q_w \mu_w l}{A \Delta p} = \frac{0.3 * 1.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.225 \text{ darcy}$$

mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es

$$k_o = \frac{q_o \mu_o l}{A \Delta p} = \frac{0.02 * 3.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.045 \text{ darcy}$$

De lo anterior puede deducirse que la permeabilidad efectiva de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor de 100 %. Del caso anterior puede observarse que la suma de las permeabilidades efectivas, es decir, 0.270 darcys, siempre es menor que la permeabilidad absoluta, 0.375 darcys.

1.2.3 Permeabilidad relativa

Sí dos fluidos están presentes, tal como petróleo y agua, sus ratas relativas de flujo se determinan por sus viscosidades relativas y sus permeabilidades relativas. Permeabilidad relativa es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta. En el ejemplo anterior, las permeabilidades relativas al agua y al petróleo son,

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = \frac{0.225}{0.375} = 0.60$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} = \frac{0.045}{0.375} = 0.12$$

k_{rw} y k_{ro} son permeabilidades relativas al agua y al petróleo, respectivamente.

1.3 Permeabilidad para I, II y III fases

Permeabilidad a una fase

Esto se logra cuando tenemos un yacimiento con su presión y temperatura fuera del domo bifásico, donde encontramos un solo tipo de fluido recorriendo los capilares interconectados de la roca. Además, el agua intersticial debe tener una saturación menor a la saturación de agua inmóvil.

Permeabilidad a dos fases

La primera información publicada concerniente al flujo simultáneo de múltiples fluidos fue probablemente la de Hassler en el año de 1936. El término “permeabilidad relativa” aún no había sido señalado y Hassler estudió sólo las características de flujo de la fase gaseosa como una función de la saturación del fluido en rocas consolidadas. El concepto de permeabilidad relativa fue postulado por primera vez por Muskat y Meres (1936). Su trabajo consistió en extender la ley de Darcy para un sistema de dos fases. Para reservorios de petróleo, las relevantes combinaciones de fluidos de dos fases son agua-petróleo y liquido-gas. Las curvas de permeabilidad relativa gas-agua se usan para describir el comportamiento de los reservorios de gas y las curvas de gas-liquido sirven para los reservorios de condensados.

La permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo se grafica usualmente como una función de la saturación de agua, como se muestra en la figura 1.2. A la saturación de agua irreducible (S_{wc}), la permeabilidad relativa al agua es cero y la permeabilidad relativa al petróleo con respecto al agua es un valor menor a uno. En este punto sólo el petróleo puede fluir y la capacidad del petróleo a fluir se ve disminuida por la presencia de agua innata.

El efecto de la reducción del flujo de petróleo por el agua connata se ilustra esquemáticamente en la figura 1.3.

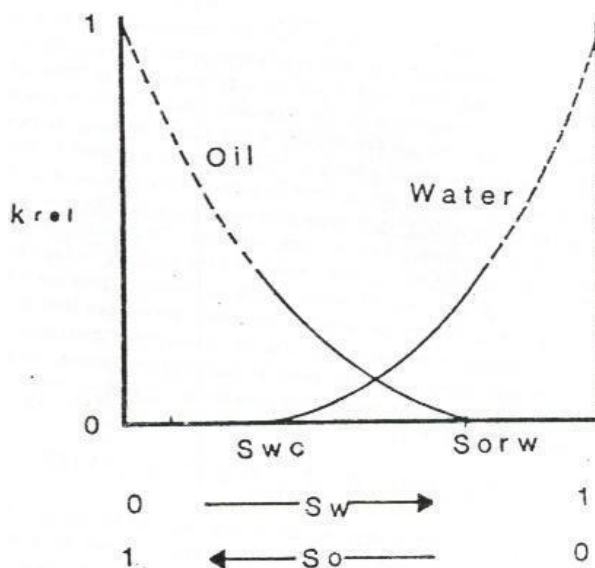


FIGURA 1.2. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO

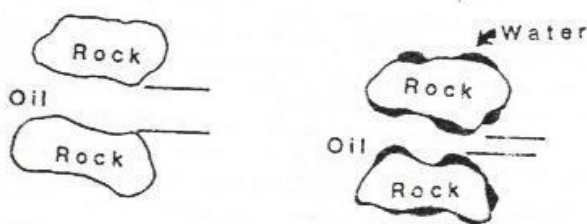


FIGURA 1.3. REDUCCIÓN DEL FLUJO DE PETRÓLEO DEBIDO A LA PRESENCIA DE AGUA

Note que los datos a la izquierda de la saturación de agua irreducible no son útiles para predecir el comportamiento de los reservorios hidrocarburíferos, ya que no es común encontrar saturaciones de agua menores a S_{wc} . Con incrementos en la saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la permeabilidad relativa al petróleo (con relación al agua) disminuye. Se alcanza una saturación de agua máxima a la saturación residual de petróleo y la permeabilidad relativa al petróleo es cero. Obviamente, las condiciones del acuífero representan una permeabilidad relativa al agua de uno, lo cual ocurre a una saturación de agua del 100 %.

Las permeabilidades relativas del gas-petróleo y gas-liquido se asemejan en concepto a la permeabilidad relativa del agua-petróleo. Los valores de permeabilidad relativa preferidos son aquellos tomados a la saturación de agua irreducible.

A medida que la saturación de gas libre aumenta, la permeabilidad relativa al petróleo con relación al gas disminuye; sin embargo, hasta que se alcance la saturación crítica (S_{gc}) del gas, la permeabilidad relativa al gas es cero. La saturación crítica de gas es el punto en el cual las burbujas de gas llegan a ser lo suficientemente grande como para penetrar a través del petróleo y fuera de la superficie de la roca.

Conforme la saturación de gas aumenta, la permeabilidad relativa al gas incrementa y teóricamente alcanza el valor de la unidad al 100 % de gas.

El primer procedimiento experimental para determinar la permeabilidad relativa en una arena sin consolidar fue descrito por Wyckoff y Botset (1936). Su trabajo consistió en inyectar una combinación de líquidos y gases a través de una muestra bajo condiciones en estado estable. Sus resultados se muestran en la figura 1.4, donde el k_{ro} y k_{rg} son las permeabilidades relativas al petróleo y al gas, respectivamente. La figura es típica del comportamiento de las permeabilidades relativas a la fase mojante y no mojante, sin importar si el sistema esta mojado por agua o por petróleo.

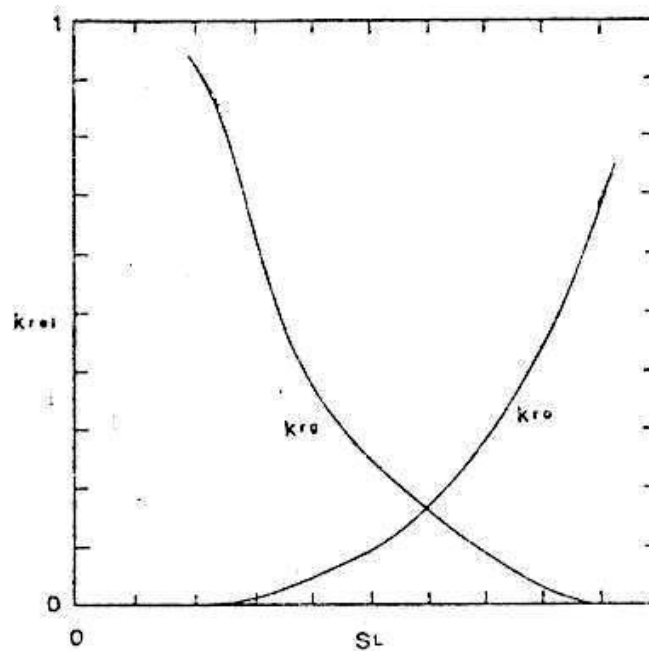


FIGURA 1.4. CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA UNA ARENA NO-CONSOLIDADA

La figura 1.4 muestra diferentes formas de las curvas de permeabilidad para un sistema de dos fases. La curva de permeabilidad relativa al petróleo es cóncava hacia arriba mientras que la curva de permeabilidad relativa al gas tiene la forma de una “S”. Esta figura también demuestra que la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de gas irreducible (o crítica) es menor que la permeabilidad relativa al gas a la saturación de petróleo irreducible. Leverett en su trabajo observó que las mismas características generales se aplican a los datos de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

Esto es, en presencia de petróleo, la curva de permeabilidad relativa al agua toma la forma de la curva de la fase mojante, cóncava hacia arriba.

Permeabilidad a tres fases

Recientes innovaciones en el campo de la recuperación de petróleo han conducido a un gran interés en la permeabilidad relativa a tres fases. El flujo de tres fases ocurre cuando la saturación de agua es más alta que el nivel irreducible, y el petróleo y el gas están presentes como la fase móvil. Detallados cálculos de ingeniería sobre el comportamiento del reservorio bajo métodos de recuperación como inyección de dióxido de carbono, combustión in-situ, inyección de vapor, inyección de fluidos miscibles, y la inyección de nitrógeno frecuentemente requieren de datos de permeabilidad relativa a tres fases.

Todos los factores que influyen el flujo en sistemas bifásicos son aplicables también a los sistemas de tres fases. Virtualmente todos los reservorios potenciales de petróleo constituyen sistemas de tres fases, desde que las rocas que forman el reservorio invariablemente contienen agua intersticial, y ya que es raro encontrar petróleos que naturalmente se encuentren carentes de gas.

De hecho, un sistema de dos fases de petróleo y de gas puede considerarse como un sistema de tres fases en el cual la fase de agua es inmóvil. El número de reservorios en los cuales el petróleo, el gas, y el agua se mueven simultáneamente durante la producción primaria es probablemente muy pequeño. No obstante, la movilidad a tres fases es siempre posible cuando el intervalo productor incluye la parte agua-petróleo de la zona de transición del reservorio. Es probable, sin embargo, que en la mayoría de los casos donde se produce petróleo y gas libre con un corte apreciable de agua, el agua este siendo producida de los estratos del reservorio en los cuales la permeabilidad relativa al agua es alta y no por un flujo de tres fases.

En el pasado, el uso de los datos de permeabilidad relativa a tres fases para cálculos convencionales de ingeniería de reservorios rara vez era necesario. En consecuencia, se conoce considerablemente menos sobre las características de la permeabilidad relativa a tres fases de una roca que lo que se conoce para un sistema de dos fases. Los cálculos que modelan el comportamiento de los yacimientos que producen por el proceso de combustión in-situ y que requieren los datos tri-fásicos son nuevos. La permeabilidad relativa a tres fases es útil en reservorios que producen simultáneamente agua y gas, y también en análisis de reservorios que producen por gas en solución

que están parcialmente agotados y que adicionalmente producen por influjo natural de agua. Se anticipa un interés creciente en los fenómenos de flujo a tres fases. Existen dos clases distintas de datos de permeabilidad relativa a tres fases: en drenaje y en imbibición.

Mucho crédito por el trabajo dedicado a la permeabilidad relativa a tres fases se le concede a Leverett y a Lewis quienes fueron los primeros en medir la permeabilidad relativa a tres fases de un sistema agua-petróleo-gas en una arena sin consolidar. Estos investigadores usaron un método dinámico en estado estable en un núcleo e ignoraron el efecto final y la histéresis. El error en ignorar los efectos capilares finales probablemente fue significativo, desde que se utilizaron bajos caudales. Electrodo de anillo se espaciaron a lo largo de la longitud de una muestra de arenisca para medir la resistividad durante la prueba y se asumió la saturación de la salmuera para que este directamente relacionada con la resistividad. La saturación de gas se determinó de la presión y del volumen medido. La saturación del petróleo se obtuvo mediante una técnica de balance de materia. Leverett y Lewis obtuvieron tres triángulos separados mostrando líneas de permeabilidad relativa constante a tres fases; las cuales se graficaron versus la saturación de los tres fluidos, como se muestra en la figura 1.5.

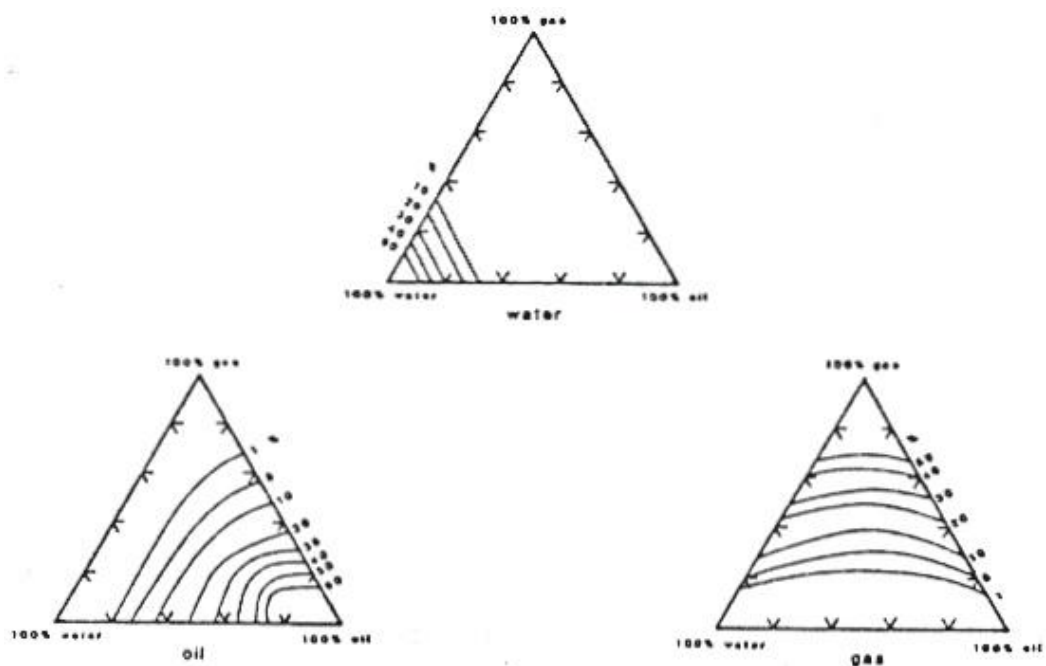


FIGURA 1.5. PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES

También obtuvieron un gráfico mostrando la región de flujo de tres fases; la figura 1.6 muestra la región donde cada componente comprende al menos el 5 % de la corriente de flujo. Como se muestra en la figura mencionada, el flujo de tres fases ocurre en una región muy confinada.

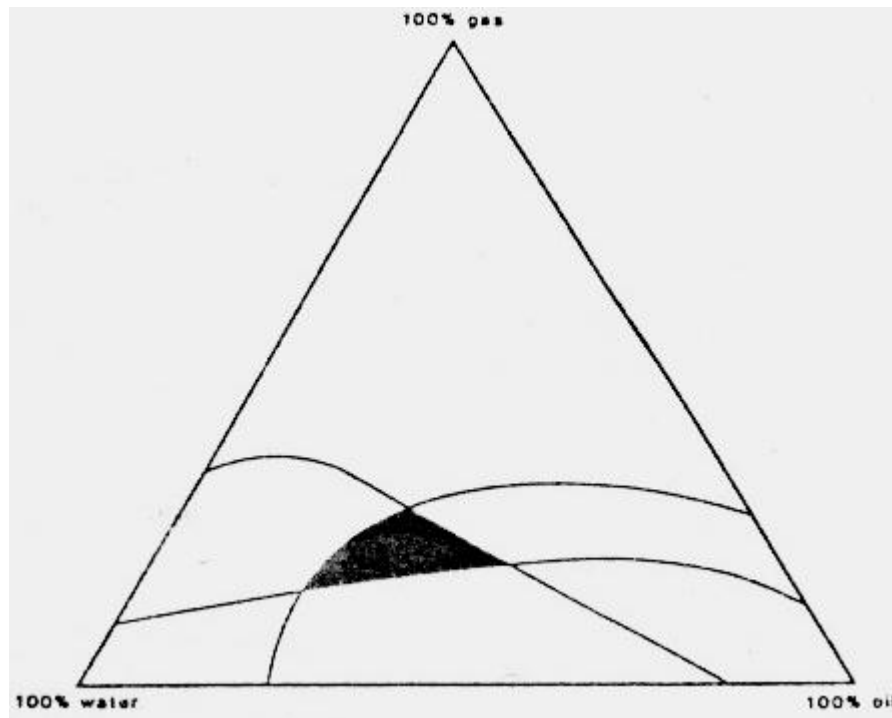


FIGURA 1.6. REGIÓN DE FLUJO DE LAS TRES FASES

1.4 Factores que influyen en la permeabilidad

El hecho de que una roca sea porosa no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y del grado de interconexión. La permeabilidad también es una función del tamaño y forma de los poros y, a su vez, éstos dependen de las propiedades geométricas de los granos minerales y de su distribución.

Además recientes estudios de laboratorio incluyen los efectos de la temperatura del reservorio sobre las permeabilidades relativas. Por lo tanto la permeabilidad también es función de:

Arreglos de los granos de la roca.

Forma y tamaño de los granos de la roca.

Presencia de arcilla.

Temperatura.

1.4.1 Arreglo de los granos de la roca

Para un tamaño determinado de granos no consolidados de forma esférica, la permeabilidad depende únicamente del empaque, ya que a su vez tiene un efecto sobre la porosidad. Esto puede deducirse observando la ecuación de Kozeny, al considerar la superficie específica constante mientras varía la porosidad. La empaquetadura de los granos puede considerarse como el espaciamiento entre los mismos o su distribución en el espacio.

1.4.2 Forma y tamaño de los granos de la roca

La forma de las partículas está controlada por el tipo de roca de donde provienen, y por su historia subsiguiente.

Las partículas que provienen de rocas laminadas tenderán a comenzar su vida con forma tabular, mientras que las rocas isotrópicas, tales como la cuarcita, tienden a generar partículas sub-esféricas. Lejos de su origen, tienden a asumir formas laminares o esféricas, además de disminuir en tamaño.

Se ha intentado relacionar el tamaño de las partículas con su ambiente deposicional, combinando su forma y su redondez, pero se considera que este análisis sólo es válido para rocas isotrópicas, como la cuarcita. Las partículas de la arena no se prestan para que se puedan medir sus ejes, sino que su forma se mide referida a un coeficiente de esfericidad, que es una medida del grado en el cual el grano se aproxima a la forma esférica.

Una propiedad adicional de las partículas es su redondez; esta es una medida de grado de curvatura de sus vértices y aristas, y es independiente de la forma. La figura 1.7 muestra la independencia de estas dos propiedades.

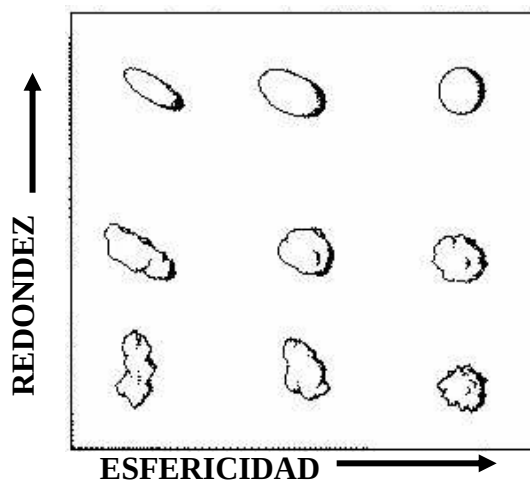


FIGURA 1.7. REDONDEZ Y ESFERICIDAD, ESCALA DE KRUMBEIN

Muchos estudios muestran que la redondez y esfericidad de las partículas aumenta cuanto más lejos hayan sido transportadas de su lugar de origen. Estos estudios indican, además, que el grado de abrasión y cambio de forma a lo largo de los ríos y playas se debe tanto a la abrasión como a la selección de forma. Algunos experimentos demostraron que la acción del viento es mucho más eficiente como mecanismo de redondeo que el transporte acuático en la misma distancia. Casi no hay evidencia de que la disolución química contribuya al proceso de redondeo, lo cual se confirma por la angularidad de las arenas muy finas y del limo.

1.4.3 Presencia de arcilla

Un factor geológico de gran importancia en el control de la permeabilidad específica a un fluido determinado, es la presencia y clase de arcillas. El valor de permeabilidad obtenida cuando se mide con aire seco (aun considerando el efecto Klinkenberg) o con un petróleo es rara vez el mismo que el obtenido cuando se emplea agua. Como se mencionó previamente, la permeabilidad al agua depende de su salinidad y volumen total de agua empleado.

La razón para tales diferencias se atribuye al hinchamiento de las arcillas cuando entran en contacto con el agua y, especialmente, si es agua dulce. Las partículas de arcilla se hidratan en la presencia de agua y restringen su flujo para determinar el gradiente de presión. Las arenas lutíticas tienen una saturación irreducible de agua bastante elevada y pueden producir petróleo, sin producir agua, con saturaciones de agua hasta de un 70 por ciento.

1.4.4 Efecto Klinkenberg

Aunque la permeabilidad de una roca a un fluido se considera independiente de la presión diferencial, sin embargo no es independiente de la presión promedio del fluido en movimiento, especialmente si el fluido es compresible. En este caso, a una presión promedio alta, el camino libre promedio de paso a las moléculas de gas que fluyen por entre los poros no es muy grande comparada con el tamaño de los capilares. Consecuentemente, la contribución por difusión del gas debido a la energía cinética de cada molécula se reduce a un valor bajo.

Esta relación fue establecida por Klinkenberg (1941). Klinkenberg afirma:

La permeabilidad a un gas es una función del camino libre promedio de paso a las moléculas de gas y por lo tanto depende de los factores que afectan a tal camino libre promedio de paso, tales como temperatura, presión y clase de gas.

Por lo tanto, cuando el camino libre promedio de paso de las moléculas es pequeño, como es el caso de una alta presión, es de esperar que la permeabilidad a los gases se aproxime a la de los líquidos:

$$k_a = k_{\infty} \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \quad 1.10$$

en donde

k_a : permeabilidad al aire a una presión promedio P_m .

k_{∞} : permeabilidad correspondiente al valor de k_a extrapolada a una presión infinita.

b : constante que depende del tamaño de las aberturas de los poros, aproximadamente en proporción inversa a los radios de los capilares.

Como se mencionó, b es una función de la distribución promedio del tamaño de los capilares dentro de la arena y aumenta a medida que la permeabilidad disminuye y viceversa. Sin embargo, no se conocen las leyes de variación de b con respecto a las características de la roca reservorio. La permeabilidad Klinkenberg k_{∞} , o permeabilidad a una presión infinita, se obtiene por:

$$k_{\infty} = \frac{k_a}{1 + \frac{b}{p_m}} \quad 1.11$$

Esta cantidad puede considerarse como la permeabilidad de la roca reservorio equivalente a la permeabilidad a líquidos.

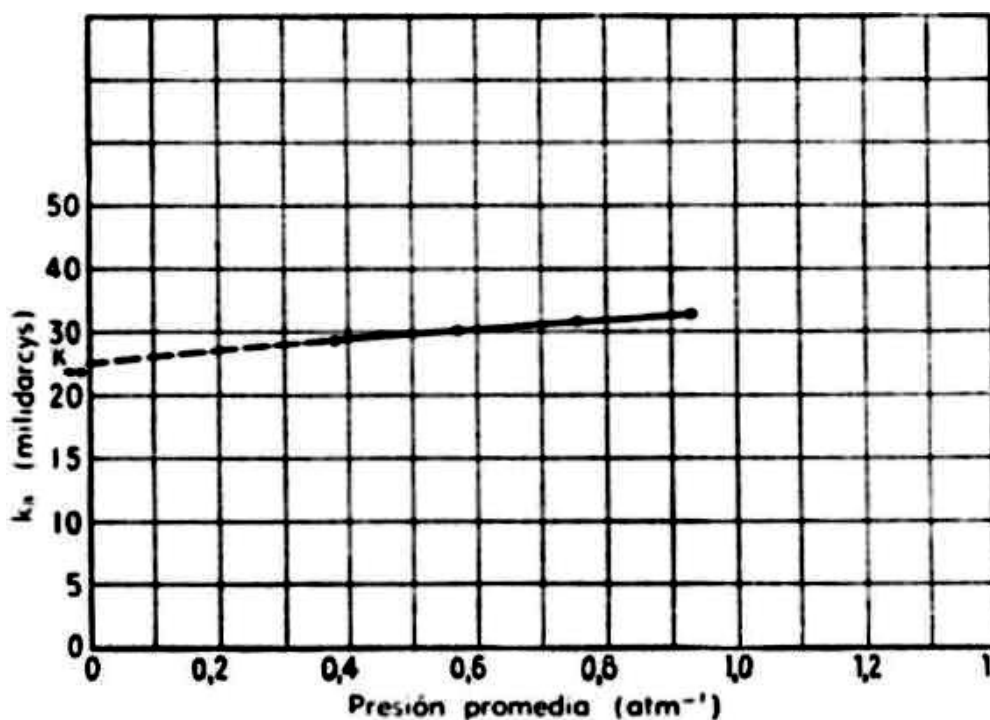


FIGURA 1.8. MÉTODO PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD EQUIVALENTE A LÍQUIDOS (KLINKENBERG) POR MEDIO DE LA EXTRAPOLACIÓN A PRESIÓN INFINITA DE LA PERMEABILIDAD AL AIRE MEDIDAS A DIFERENTES PRESIONES PROMEDIAS.

Cuando existen presiones promedias altas, b/P_m , considerado como un factor de corrección, se puede ignorar. Si se hacen varias medidas a diferentes presiones promedias y se construye un gráfico entre permeabilidad al aire k_a , y el recíproco de la presión promedio $1/P_m$, se obtiene una línea recta (fig. 1.8).

El intercepto de esta línea con el eje de k_a determina el valor de k_∞ . El valor de b se determina de la pendiente de la curva del gráfico entre k_a y $1/P_m$.

Klinkenberg estableció que en rocas compactas de acumulación (menos de 1.0 md), la permeabilidad al aire k_a puede ser del 50 al 100 por ciento mayor que la permeabilidad equivalente al líquido k_∞ .

1.4.5 Temperatura

Varios estudios tempraneros señalaron que la saturación de agua irreducible aumentaba con aumentos de temperatura y que la saturación residual de petróleo decrecía con incrementos de temperatura; en todos estos estudios se utilizaron un proceso dinámico de desplazamiento.

Las dificultades en evaluar estos resultados incluyen posibles cambios de mojabilidad debido al procedimiento de limpieza de núcleos, posibles cambios en la permeabilidad absoluta, y la migración de arcilla.

1.5 Aplicación de la permeabilidad

Inyección de agua

Ecuación de flujo fraccional.- En 1941, Leverett en su trabajo presentó el concepto de flujo fraccional. A partir de la conocida ley de Darcy para el agua y el aceite, obtuvo la ecuación 1.12:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial l} - 0.433 \Delta \rho \sin \theta \right]}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}} \quad 1.12$$

donde:

f_w : fracción de agua en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca

k: permeabilidad de la formación, md

k_{ro} : permeabilidad relativa al aceite, md

A: área de sección transversal, pie²

q_t : gasto, bbl/día

P_c : presión capilar = $P_o - P_w$, psi

l : distancia longitudinal, pie

$\Delta\rho$: diferencia de densidades entre el agua y el aceite, gr/cc

θ : ángulo de buzamiento de la formación, grados

μ_w, μ_o : viscosidad del agua y del aceite, cp

k_o, k_w : permeabilidad efectiva al petróleo y al agua, md

El flujo fraccional de agua, f_w , para un conjunto de condiciones dadas de roca, formación e inyección, es función exclusivamente de la saturación de agua. Esto se debe a que las características de permeabilidad relativa y de presión capilar son función únicamente de la saturación.

Por condiciones prácticas se puede despreciar el término de presión capilar y si el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, la ecuación 1.12 se reduce a la ecuación 1.13:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 1.13$$

Relación de movilidad.- Se define como la ecuación 1.14:

$$M = \frac{k_d}{\mu_d} \frac{\mu_o}{k_o} \quad 1.14$$

Donde el índice d indica al fluido desplazante. La permeabilidad al agua es la de la porción del yacimiento que esta en contacto con el agua y la permeabilidad al aceite es la de la zona de aceite, es decir, en dos puntos diferentes y separados del yacimiento.

Para el usar el término relación de movilidad, debemos dar valores a los términos que la constituyen. En una inyección de agua en la que no existe gradiente de saturación detrás del frente de invasión, no existe ambigüedad alguna con respecto al valor de la permeabilidad relativa al agua que debe utilizarse. Sin embargo, en un proyecto de inyección de agua o de inyección de gas en el que existe un gradiente de saturación detrás del frente de invasión, la movilidad del agua se define como la correspondiente al promedio de la saturación de agua en la parte del yacimiento que esta en contacto con el agua. La permeabilidad relativa al petróleo de la zona de petróleo delante del frente de invasión es de 1.0 en la ausencia de agua congénita móvil.

Con estos dos parámetros f_w y M , en los cuales era necesario el valor de k se pueden llevar a cabo los “métodos de predicción de comportamiento de la inyección de agua” que se categorizar en grupos que consideran principalmente:

- Heterogeneidad del yacimiento
- Efectos de área barrida
- métodos numéricos
- Soluciones empíricas

Pruebas de restauración de presión y de flujo

La prueba de restauración de presión es llevada a cabo por el análisis de las pruebas de transiente derivada de la ecuación de difusividad. La prueba es conducida primero produciendo el pozo a una rata constante por algún tiempo, luego cerrar el pozo para permitir que la presión se restaure en la cara de la arena, y registrar la presión en el wellbore en función del tiempo.

Mediante esta prueba, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual del área de drenaje, determinar el daño o estimulación de la arena y las heterogeneidades o fronteras del reservorio.

En la prueba de declinación de la presión se pone el pozo a producir, comenzando idealmente con una presión uniforme en el reservorio. La producción y la presión se registran como función del tiempo. El objetivo normalmente incluye estimar la permeabilidad, el factor skin, y el volumen del reservorio.

La aplicación de la permeabilidad vendría al caso en el que exista algún tipo de distorsión en el intervalo de datos que permiten determinar la permeabilidad por estos métodos (MTR) o para realizar una correlación que le de validez a las pruebas. Ya que la permeabilidad es necesaria en la mayoría de cálculos ya mencionados que se realizan en estos análisis de presión y que permiten caracterizar el reservorio para posteriores mejoras en la producción.

GOR de producción

La relación GOR de producción es constante arriba de la presión de saturación. Sin embargo, una vez que la saturación de gas ha alcanzado un punto en el que el gas libre en el yacimiento empieza a fluir, el comportamiento del GOR viene a ser más complicado.

La relación gas-petróleo de producción, R , a cualquier tiempo particular es la razón de los SCF de gas que están siendo producidos a ese tiempo cualquiera con respecto a los STB de petróleo que están siendo producidos ese mismo tiempo.

De ahí, el nombre “relación instantánea gas-petróleo” es a menudo aplicada al símbolo R . Recuerde que el gas producido incluye gas en solución y gas libre. Dicho de otro modo, el gas producido que entra al pozo como gas en solución en el petróleo que entra al pozo, y como gas libre fluyendo al pozo al mismo tiempo que lo hace el petróleo (ecuación 1.15).

$$R = R_s + R_{\text{fluo}} \quad 1.15$$

donde:

R_{flow} : relación gas-petróleo de flujo en el yacimiento, SCF/STB o $\frac{q_{SCF}}{q_{STB}}$

Esta expresión puede ser expandida usando la ecuación de flujo radial (ecuación 1.16).

$$q = 1.127 * 10^{-3} \frac{kA \Delta P}{\mu \Delta r} \quad 1.16$$

Escribiendo q (SCF) y q (STB) en términos de la ecuación 1.16 aplicada al pozo con las tasas corregidas a las condiciones estándares, obtenemos una expresión para el GOR fluyendo en el reservorio y el GOR de producción.

$$R_{flow} = \frac{q_{SCF}}{q_{STB}} = \frac{1.127 \cdot 10^{-3} \frac{k_g A}{\mu_g \beta_g} \frac{\Delta P}{\Delta r}}{1.127 \cdot 10^{-3} \frac{k_o A}{\mu_o \beta_o} \frac{\Delta P}{\Delta r}}$$

$$R_{flow} = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{\beta_o}{\beta_g}$$

$$R = R_S + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{\beta_o}{\beta_g} \quad 1.17$$

En la ecuación 1.17 se demuestra la importancia de la permeabilidad ya que sin esta sería imposible realizar cálculos precisos del GOR.

En las formulas de “Balance de Materia” es necesario el valor del GOR para determinar las reservas iniciales, remanentes o recuperables, además de otros datos de infinita importancia para llevar adelante la explotación de un campo petrolero.

1.6 Porosidad

La porosidad ($\emptyset$) es la característica física mas 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.

Uno de los primeros estudios sobre porosidad de una formación petrolífera fue presentado por J. F. Carll en una publicación del Second Pennsylvania Survey (Segundo Estudio de Pensilvania) en 1877.

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 deposito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje, fracción o decimal. Existen dos clases de porosidad: porosidad absoluta y porosidad efectiva.

CAPITULO 2

2. FORMAS DE DETERMINAR LA PERMEABILIDAD

Existen muchos y variados métodos disponibles para determinar la permeabilidad, ya sea a una, dos o tres fases dependiendo de las condiciones del reservorio. Métodos que se deben seleccionar adecuadamente para obtener valores que permitan hacer un análisis acorde a lo que esta que esta sucediendo en la realidad. Entre los modelos de determinación más completos tenemos los siguientes.

2.1. Registros eléctricos

El primer registro de pozo, una medida de la resistividad eléctrica, desarrollada por Marcel y Conrad Schlumberger, se llevo a cabo en septiembre de 1927 en Pechelbronn, Francia. Denominando a esta tarea con gran acierto “extracción eléctrica de muestras”.

Desde ese momento hasta la actualidad científicos y tecnólogos han dirigido avances para el desarrollo de un amplio rango de sofisticadas medidas altamente técnicas y equipos sustentados por poderosos procedimientos de interpretación.

La determinación de la composición de las rocas sedimentarias es la primera tarea de los geólogos. La interpretación de los registro de pozos nos revelará la mineralogía, la proporción de los sólidos que conforman la roca (granos, matriz y cemento), y la naturaleza y proporción (porosidad y saturación) de los fluidos intersticiales.

La textura de las rocas que es la que tiene que ver con la forma y tamaño de los granos de la roca, el grado de clasificación, el tipo de cementación, y la relativa importancia del cemento en si mismo, tienen tres consecuencias importantes. Esto determina la porosidad; el tamaño de los poros y su influencia en los canales conectados, ósea la permeabilidad, y por lo tanto la saturación; y la distribución de la porosidad determina la tortuosidad. Vea la figura 2.1.

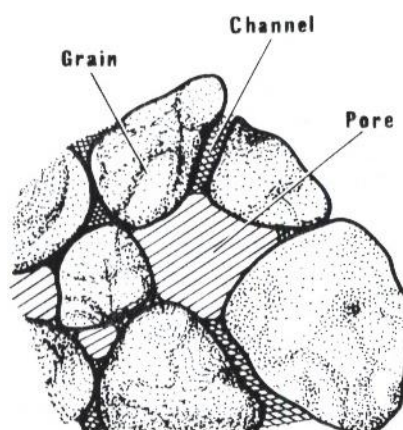


FIGURA 2.1. ESPACIOS INTERSTICIALES DE UNA ROCA CLÁSTICA

Para determinar la permeabilidad por medio de la porosidad y la saturación de agua intersticial por encima de la zona de transición agua-petróleo para reservorios de rocas clásticas de origen mecánico, utilice la figura 2.2. La porosidad se la puede determinar; de un registro de densidad, sónico y/o neutrónico; y la saturación de agua irreducible por medio de la ecuación 2.1 de Archie para formaciones limpias con ayuda de un registro de resistividad.

$$S = \sqrt{\frac{F_R R'_W}{R'_t}} \quad 2.1$$

donde:

F_R : Factor de formación (a/ϕ^m)

R'_w : Resistividad del agua intersticial

R'_t : Resistividad total (roca, agua e hidrocarburos)

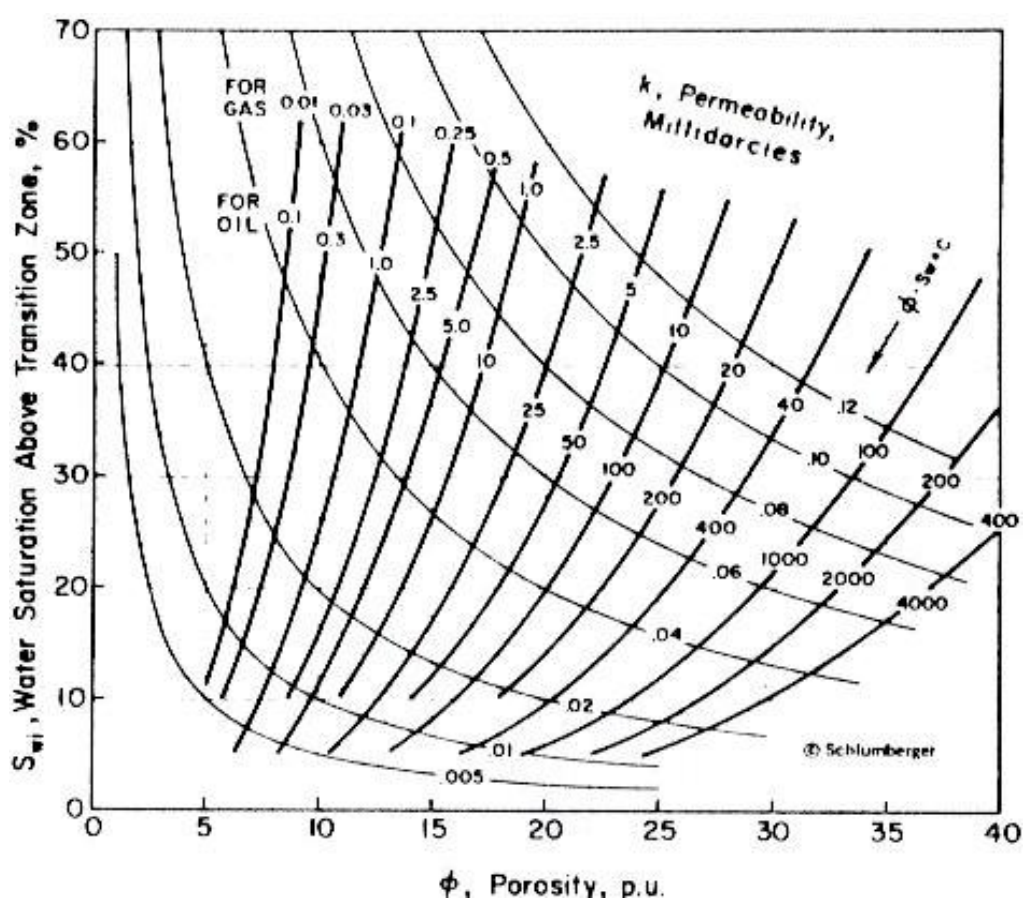


FIGURA 2.2. RELACIÓN ENTRE PERMEABILIDAD, SATURACIÓN, Y POROSIDAD

2.2. Correlaciones

Corey.- Esta correlación requiere de limitados datos de entrada (desde que la saturación residual es el único parámetro para desarrollar un set de curvas de permeabilidad relativa) y esto es medianamente preciso para medios porosos consolidados con porosidad intergranular.

Las ecuaciones de Corey sirven a menudo para calcular la permeabilidad relativa de reservorios sujetos a procesos de drenaje o a una inyección externa de gas. Este método de cálculo fue derivado de los conceptos de presión capilar y en realidad en ciertos casos, es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva sobre un rango considerable de saturaciones. En base a esta observación y a la respectiva naturaleza de la función tortuosidad-saturación, se derivaron las siguientes expresiones:

$$k_{rg} = \left[1 - \frac{S_L - S_{LR}}{S_m - S_{LR}} \right]^2 \left[1 - \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^2 \quad 2.2$$

$$k_{ro} = \left[\frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^4 \quad 2.3$$

donde S_L es la saturación total de líquido es igual a $(1 - S_g)$; S_m es la saturación mínima (en fracción) de petróleo en la cual la fase de gas es discontinua; y S_{LR} es la saturación residual de líquido expresada en fracción.

Corey y Rathjens estudiaron el efecto de la variación de la permeabilidad en un medio poroso sobre el valor del factor S_m en las ecuaciones de Corey. Confirmaron que S_m es esencialmente igual a la unidad para un medio poroso uniforme e isotrópico: sin embargo, se encontró que los valores de S_m son mayores a uno cuando hubo estratificación perpendicular a la dirección del flujo y menos de la unidad en presencia de estratificación paralela a la dirección del flujo. También concluyeron que las permeabilidades relativas al petróleo fueron menos sensitivas a la estratificación que las permeabilidades relativas al gas.

La ecuación de permeabilidad relativa gas-petróleo sirve a menudo para prueba, extrapolación, y para suavizar datos experimentales. Es también una expresión conveniente que puede ser usada en la simulación por medio de programas adecuados del comportamiento de reservorios.

Pirson.- Propuso las siguientes ecuaciones para hallar la permeabilidad relativa al agua y al petróleo:

$$k_{rw} = S_w^{*2} (R'_o / R'_t)^2 \quad 2.4$$

y

$$k_{ro} = (1 - S_{wm})^2 \quad 2.5$$

donde S_{wm} es igual a $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr} - S_{or})$; S_w^* es $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr})$; R'_o y R'_t son las resistividades de la formación saturada completamente con agua y la verdadera, respectivamente.

Jones.- Planteo relaciones matemáticas para permeabilidades relativas en sistemas agua-petróleo y agua-gas en función de S_w y S_{wi} , donde S_w y ϕ se puede determinar de registros de pozos, y S_{wi} de un grafico S_w - ϕ , las ecuaciones son las siguientes:

$$k_{rw} = S_w^{*3} \quad 2.6$$

$$k_{ro} = \left[\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right]^2 \quad 2.7$$

donde S_w^* es el mismo del método anterior.

Knopp.- Desarrollo una correlación de 107 pruebas experimentales de relaciones de permeabilidad relativa gas-petróleo en núcleos de Campos de Venezuela. Los cores se extrajeron de arenas consolidadas y no-consolidadas con permeabilidad y porosidad altas; se utilizó el procedimiento de inyección de gas de Welge para la determinación de k_{rg}/k_{ro} . Se estableció una sola correlación para reactivar la saturación de agua como un parámetro correlacionante. La correlación más probable de curvas de k_{rg}/k_{ro} se muestra en la figura 2.3.

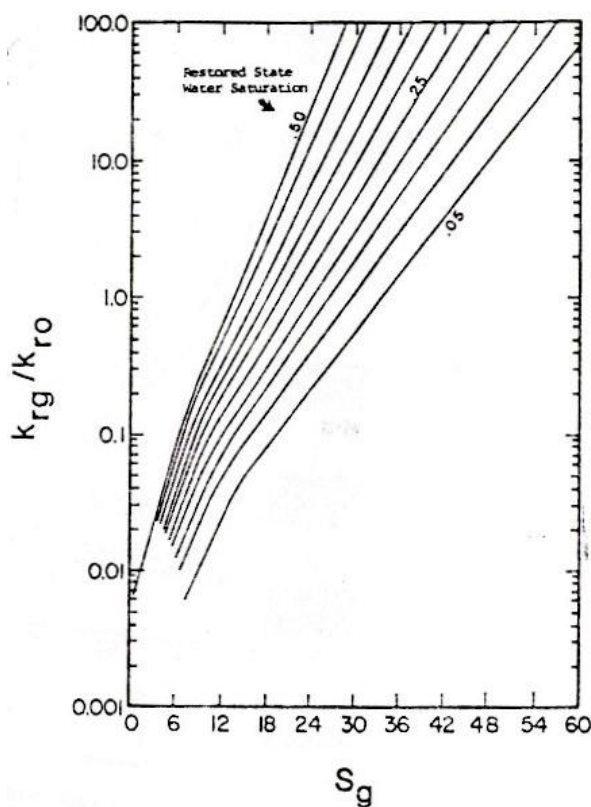


FIGURA 2.3. CORRELACIÓN DE KNOPP

La comparación de la correlación de Knopp con valores experimentales es más confiable cuando la geometría media del grupo de curvas k_{rg}/k_{ro} para un reservorio dado o un grupo de muestras se compara con la correspondiente curva más probable de la correlación. Además sugirió un procedimiento para desarrollar similares aproximaciones para otros tipos de formaciones.

Una comparación entre las correlaciones de Knopp, de Corey y de Wahl para una saturación de agua del 15% se muestra en la figura 2.4.

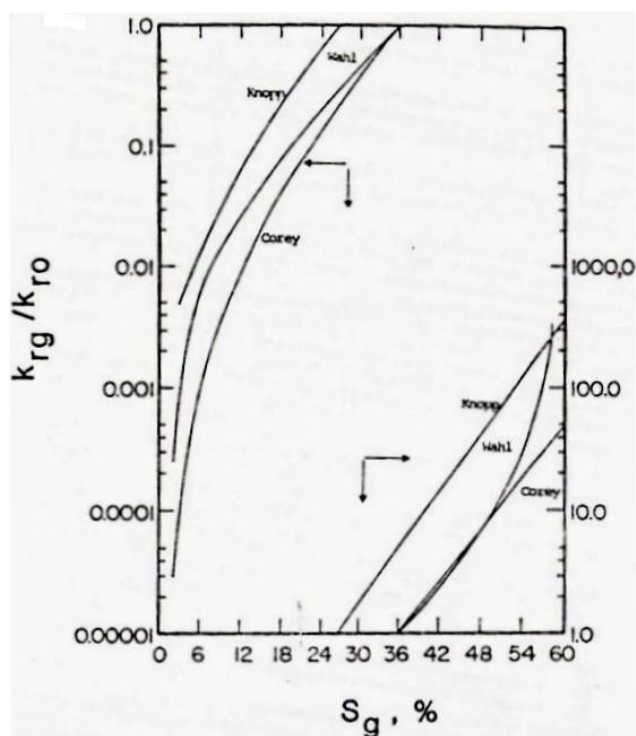


FIGURA 2.4. COMPARACIÓN DE LAS CORRELACIONES

2.3. Datos de campo

Es factible calcular la relación de permeabilidades relativas directamente de los datos de campo. En los análisis computacionales es necesario reconocer que parte del gas producido en superficie estaba disuelto dentro de la fase líquida en el yacimiento. Así;

$$\text{gas producido} = \text{gas libre} + \text{gas en solución} \quad 2.8$$

Si consideramos el flujo de gas libre en el reservorio, entonces se puede utilizar la ley de Darcy para un sistema radial:

$$q_{g, \text{free}} = 7.08 \frac{k_g h}{\mu_g B_g} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 2.9$$

Similarmente, la tasa de flujo de petróleo en el mismo sistema es:

$$q_o = 7.08 \frac{k_o h}{\mu_o B_o} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 2.10$$

donde r_w es el radio del pozo y r_e es el radio externo del área drenada por el pozo. B_o y B_g son los factores de formación volumétricos del petróleo y el gas, respectivamente.

La proporción de gas libre a petróleo se obtiene dividiendo la ecuación 2.9 por la ecuación 2.10. Si expresamos a R_p , la relación gas/petróleo acumulada y R_s , la proporción gas/petróleo en solución, en términos de pies cúbico estándar por barriles a condiciones de stock tank, la ecuación 2.8 nos queda:

$$R_p = 5.615 \frac{k_g}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_g} + R_s \quad 2.11$$

despejando, la relación de permeabilidades relativas nos da:

$$\frac{k_g}{k_o} = \frac{R_p - R_s}{5.615} \frac{B_g}{B_o} \frac{\mu_g}{\mu_o} \quad 2.12$$

La saturación de petróleo que corresponde a esta relación de permeabilidades relativas puede determinarse de un balance de materiales. Si asumimos que no hay influjo de agua, cero producción de agua, cero inyección de fluidos, y que no existe gorra de gas, la ecuación de balance de materiales puede escribirse:

$$S_o = \left(1 - \frac{N}{N_p} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} \left(1 - S_w \right) \quad 2.13$$

donde se asumen despreciables los efectos menores como el cambio en el volumen poroso del reservorio. En la ecuación 2.13 el símbolo N denota los barriles stock tank de petróleo en el lugar; N_p el número de barriles de petróleo producidos a condiciones estándar; y B_{oi} es la proporción del volumen de petróleo inicial a condiciones de reservorio para el volumen de petróleo a condiciones estándar.

Si la saturación total de líquido en el reservorio se expresa como:

$$S_L = S_w + \left(1 - S_w\right) \left(\frac{N - N_p}{N_p} \right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) \quad 2.14$$

entonces para obtener la curva de permeabilidad relativa se grafica k_g/k_o de la ecuación 2.12 versus S_L de la ecuación 2.14. Estos valores del k_g/k_o pueden usarse para verificar la exactitud de las permeabilidades relativas determinada por las técnicas empíricas o de laboratorio.

2.4. Métodos de laboratorio

2.4.1. Permeámetro de líquidos

Este permeámetro sirve para determinar la permeabilidad por medio de líquidos en núcleos consolidados.

El uso de un líquido para las medir la permeabilidad proveerá valores verdaderos o absolutos de permeabilidad, sin tener problemas con la hidratación o la saturación residual de gas. El líquido a usarse debe ser compatible con el núcleo, siendo inerte con relación al material de las muestras.

Las medidas de permeabilidad se determinan, midiendo el tiempo requerido para que un volumen dado de líquido fluya a través de un core de dimensiones conocidas a una presión y temperatura dada. Estos datos proporcionados por el Permeámetro de Líquidos, conjuntamente con la viscosidad del fluido, son utilizados para calcular la permeabilidad. La base para este cálculo es la aplicación de la ley de Darcy para flujo lineal:

$$k = \frac{\mu V l}{A P t} \quad 2.15$$

donde:

k: Permeabilidad de la muestra en darcys (d)

μ: Viscosidad del fluido a la temperatura indicada en centipoises (cp)

V: Volumen del líquido que atravesó la muestra en un tiempo dado en centímetros cúbicos (cc)

l: Longitud del núcleo en centímetros (cm)

A: Área transversal del core en centímetros cuadrados (cm²)

P: Gradiente de presión en atmósferas (atm)

t : Tiempo que le tomo al fluido de una de la buretas (50cc, 10cc, o 5cc) atravesar el plug para un gradiente de presión dado en segundos (seg)

El Permeametro de Liquido esta provisto de un porta núcleo el cual esta equipado con un niple de entrada, una válvula y un tubo de sobreflujo en su tapa. Se deben saturar los cores con el fluido a utilizarse en la prueba antes de introducirlos en el porta núcleo. Se instala una bureta que contiene el líquido entre la celda porta núcleo y un múltiple (manifold) este último utilizado para conectarse directamente con la línea de presión de gas. El gas es utilizado como un medio de transferencia de presión para conducir el líquido a través del núcleo. La bureta tiene una bombilla de nivelación conectada a través de un tubo de caucho a la conexión de entrada del porta núcleo. Luego el aire por encima del núcleo y la bureta desplaza al fluido. Buretas intercambiables con volúmenes de 5, 10, y 50 cc pueden

ensamblarse. El tiempo requerido por el fluido para moverse en la bureta desde el nivel superior hasta el nivel inferior es determinado con un cronómetro.

2.4.2. Permeámetro de gases

El Permeámetro de Gas Ruska es un equipo que mide la permeabilidad de núcleos consolidados forzando un gas de viscosidad conocida a pasar a través de un core de largo y sección transversal conocida también. Se miden la presión, la temperatura, y el flujo del gas a través del core. El rango del instrumento es de menos de ½ a más de 3,000 milidarcys y puede extenderse para usar muestras de dimensiones especiales. (Para mayor información revise el Capítulo 3). La base para este cálculo es la aplicación de una deducción de la ley de Darcy para el flujo lineal:

$$k = \frac{\mu \bar{q} l}{AP} \quad 2.16$$

donde:

k = Permeabilidad de la muestra en darcys (md)

μ = Viscosidad del gas a la temperatura observada (tomada de la curva de viscosidad vs. temperatura) en centipoises (cp)

$\bar{q}$ = Tasa media de flujo a la presión media de la lectura del flujómetro en centímetros cúbicos por segundo (cc/seg)

l = Longitud de los núcleos en centímetros (cm)

A = Área de la sección transversal de los plugs en centímetros cuadrados (cm²)

P = Gradiente de presión (leída en el manómetro) en atmósferas (atm)

2.5. Presión capilar

Las técnicas que sirven para calcular la permeabilidad relativa de datos de presión capilar fueron desarrolladas para situaciones de drenaje donde la fase no-mojante (el gas) desplaza a la fase mojante (el aceite o el agua). Por eso el uso de las técnicas está generalmente limitadas para sistemas gas-petróleo o gas-agua donde se produce el reservorio por un proceso de drenaje. Aunque es posible calcular las permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo de datos de presión capilar, la exactitud de esta técnica es incierta; el desplazamiento de aceite por agua en una roca mojada por agua es un proceso de imbibición.

La técnica es útil en rocas que tienen baja permeabilidad donde las pruebas de flujo son imprácticas y para instancias dónde los datos de presión capilar han sido medidos pero no se cuenta con una muestra de roca disponible para medirle su permeabilidad relativa. Otro uso que se ha sugerido para la técnica de presión capilar es en reservorios de gas retrogrado, donde la saturación de petróleo aumenta con disminuciones de presión, con una saturación inicial de aceite que puede ser tan baja como cero. Se recomiendan los métodos de presión capilar para esta situación porque la prueba en estado inestable convencional esta diseñada para saturaciones de aceite bajas.

Usualmente se usan los datos obtenidos por la inyección de mercurio cuando la permeabilidad relativa es estimada de la técnica de presión capilar. Se evacua el core y el mercurio (la fase no-mojante) se inyecta en incrementos medidos a presiones crecientes. Aproximadamente se obtienen 20 puntos de datos en una prueba de laboratorio típica diseñada para proporcionar una curva de presión capilar completa, la cual se requiere para calcular la permeabilidad relativa por el método descrito más abajo.

Varios investigadores han desarrollado ecuaciones para estimar la permeabilidad relativa de datos de presión capilar. Purcell presentó las siguientes ecuaciones:

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wi}} dS / P_c^n}{\int_0^1 dS / P_c^n} \quad 2.17$$

$$k_{rnwt} = \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS / P_c^n}{\int_0^1 dS / P_c^n} \quad 2.18$$

donde los sufijos wt y nwt indican las fases mojante y no-mojante, respectivamente, y el valor de n es 2.

CAPITULO 3

3. DISEÑO DEL EQUIPO

Para el diseño del permeámetro de gas se tuvo que realizar un análisis detallado de equipos antes diseñados y se realizó una visita al Laboratorio de Petróleo de Petroproducción. Para lograr adquirir las distintas partes que lo conforman se recurrió a laboratorios mecánicos y a empresas internacionales.

3.1. Principio de funcionamiento

El núcleo del yacimiento es hermetizado en la celda porta núcleo para que el gas que ingresa a la celda atraviese completa y exclusivamente la muestra, para finalmente salir a la atmósfera. El termómetro indica la temperatura de entrada. La presión de entrada, ajustada con el regulador, se puede leer en el manómetro. La tasa de flujo del gas es determinada por la altura del centro del flotador en uno de los tres flujómetros.

El tubo medidor de caudal deseado se selecciona mediante una válvula de tres vías. La válvula de alivio permite que pequeñas cantidades de gas sean descargadas a la atmósfera.

Se recomienda utilizar cualquier tipo de gas comprimido como un medio de medición, siempre y cuando este gas sea inerte y no tóxico como el nitrógeno (N_2). Un regulador auxiliar debe usarse para reducir la presión del gas comprimido hasta que se establezca ligeramente por encima de la presión de operación del equipo (20 - 50 psig.). Si se usa un compresor de aire, este aire debe estar seco y filtrado. Además, se debe tener cuidado que las pulsaciones del compresor no entren al permeámetro. La viscosidad puede ser determinada de cartas de μ (cp) vs. T ($^{\circ}C$).

La prueba actual de una muestra requiere de un tiempo relativamente pequeño. El manómetro es ajustado a la presión de referencia con la válvula de control de presión (regulador). La válvula de tres vías conecta el correcto tubo medidor de caudal (flujómetro) al sistema, y se obtiene una lectura para el núcleo de la prueba. Después de que la presión en el manómetro haya sido comprobada y si es necesario reajustada, se registra la lectura del flujómetro y la temperatura.

La permeabilidad es calculada de las dimensiones del core y a los valores ajustados y observados, usando una formula deducida de la ley de Darcy con la ecuación de los gases reales (para mayores detalles revise la sección 1.1.2). Quedando la ley para flujo lineal de gases la misma que para líquidos, siempre y cuando que la tasa de flujo de gas, se exprese a condiciones de presión media y temperatura de flujo, la ecuación es la siguiente:

$$k = \frac{\bar{q} \mu l}{A (P_1 - P_2)} \quad 3.1$$

donde:

k: permeabilidad

$\bar{q}$: tasa de flujo promedia

μ : viscosidad

l: longitud del core

A: área de sección transversal del core

P_1 : presión de entrada

P_2 : presión de salida

3.2. Celda porta núcleos

La celda porta núcleo esta equipada en su parte interna con un caucho el cual es utilizado para hacer la función de la capa impermeable en los yacimientos de hidrocarburos, esta capa impermeable impide la migración del gas, petróleo y/o agua; y junto con el núcleo, simularíamos un reservorio de hidrocarburos a escala.

Para las pruebas de permeabilidad, las muestras de roca (plugs) generalmente están diseñadas en cortes cúbicos o cilíndricos de fracciones de los núcleos del campo los cuales pueden ser extraídos por varios métodos, a continuación se citan algunos:

Extracción de Núcleos

Para que sea efectiva, la extracción de núcleos debe ser planeada teniendo en cuenta la evaluación de la formación. Con núcleos de calidad, las compañías petroleras pueden comprender mejor las características de la formación, incluyendo litología, porosidad, PERMEABILIDAD y humectabilidad.



FIGURA 3.1. BROCAS PARA EXTRAER NÚCLEOS (BAKER HUGHES)

Sistemas toma muestras

Gel Coring

Proporciona muestras de calidad para análisis de reservorios

Preserva la sequedad de la muestra

Protege la integridad física de la muestra

Elimina la invasión estática de la muestra

El gel protege a la muestra de alteraciones de su contenido de fluido y daños a la formación, minimizando el contacto del material con el fluido de perforación y los filtrados. Encapsula totalmente la muestra en el orificio con un gel y lo resguarda hasta que pueda ser sacado del pozo y transportado al laboratorio para su análisis.

Sistema CoreDrill

La extracción de muestras durante la perforación produce altos rendimientos operativos, rápidos cambios de herramientas, sin necesidad de viajes de tubería para obtener las muestras, con mínima interrupción del proceso de perforación.



FIGURA 3.2. COREDRILL

IDGS, Sistema de Obtención de Datos in Situ

Obtiene muestras de mayor calidad, libres de fracturas mecánicas o por sobrepresión, invasión de fluidos o pérdidas de líquido del yacimiento. Los fluidos del reservorio se colectan bajo presión dentro de la muestra de roca.

Los núcleos cilíndricos permiten determinar la permeabilidad en una dirección. Mientras que los núcleos cúbicos permiten determinar la permeabilidad en tres direcciones.

Luego se remueve todas las trazas de petróleo de la muestra y se lo deja completamente seco. Los solventes comúnmente usados para esta extracción son el tricloro-etileno, tolueno, éter, o pentano. No es recomendable usar cores que necesiten de un excesivo calentamiento.

En el caso de cores delicados o frágiles, los cuáles al darles forma mediante lijada podrían dañarse o aplastarse cuando se introducen en la celda porta núcleo, entonces para evitar esto primero se sumergen en cera y luego son introducidos en camisas metálicas, para posteriormente introducirlos en el porta núcleo.

3.3. Sistema de medición de presión

Este permeámetro está calibrado para funcionar a una presión manométrica de entrada de 1 atm para el tubo small, 0.5 atm para el tubo medium y 0.25 atm para el tubo large.

Desde que la presión de salida es de 1 atm absoluta, el gradiente de presión es igual al indicado por el manómetro. Así, las fórmulas nos dan:

$$\text{Flujómetro Large (0.25 atm):} \quad k = 4 \frac{\mu \bar{q} l}{A} \quad 3.2$$

$$\text{Flujómetro Medium (0.5 atm):} \quad k = 2 \frac{\mu \bar{q} l}{A} \quad 3.3$$

$$\text{Flujómetro Small (1 atm):} \quad k = \frac{\mu \bar{q} l}{A} \quad 3.4$$

En el diseño del permeámetro se usó una válvula reguladora de presión de precisión tipo 100LR, tamaño de los puertos de $\frac{1}{4}$ ", rango de presión de salida de 0.5 - 25 psi (5 - 175 kPa.), y presión máxima de entrada de 50 psig. Este regulador fue adquirido a la compañía ControlAir Inc. de los EE.UU., de Norteamérica, la cual tiene como función principal recibir una presión de entrada entre 20 - 50 psig y entregar una presión de salida constante, dependiendo de la posición del tornillo regulador.



FIGURA 3.3. REGULADOR DE PRESIÓN DE PRESICIÓN

El regulador de presión multi-etapa Tipo-100 es de alta precisión. Este controlador de presión provee el nivel más alto de exactitud de regulación y repetibilidad disponible. El Tipo-100 es ideal para aplicaciones extremas de control y de máxima estabilidad bajo variables condiciones de operación. Una capsula de acero inoxidable es utilizada como un elemento sensitivo para activar el servo de alta del mecanismo de control balanceado en el cual la válvula principal es controlada por una válvula piloto. Esto permite obtener una mayor exactitud y elimina muchos de los problemas asociados con reguladores convencionales que usan un rango de soportes y diafragmas (2).

3.4. Sistema de medición de temperatura

La temperatura se mide mediante un termómetro de mercurio cuya escala es de 14 - 37 °C y se encuentra ubicado en un orificio en la parte superior de la celda porta núcleos, ajustado con un caucho para impedir fugas de gas y para medir la temperatura de entrada al core, que normalmente es la temperatura promedio del laboratorio en el cual esta ubicado el permeámetro.

Esta temperatura sirve para determinar la viscosidad del gas utilizado para atravesar el núcleo, en la tabla 1 tenemos viscosidades para el nitrógeno y en los anexos esta un diagrama para determinar viscosidades de dos gases, la cual es requerida en la ecuación que desarrolló H. Darcy en el año de 1856 para arenas no consolidadas y que mediante futuras modificaciones nos permitió calcular la permeabilidad de las rocas de una forma generalizada.

TABLA 1**TEMPERATURA - VISCOSIDAD PARA EL NITRÓGENO MOLECULAR**

T (°F)	μ (cp)
65	0.01738
66	0.01741
67	0.01744
68	0.01746
69	0.01749
70	0.01752
71	0.01754
72	0.01757
73	0.01760
74	0.01762
75	0.01765
76	0.01768
77	0.01770
78	0.01773
79	0.01776
80	0.01778

3.5. Sistema de medición de flujo

Cada permeámetro se calibra individualmente y son provistos de curvas de calibración que dan el flujo de gas en centímetros cúbicos por segundo en función de la altura marcada por la esfera del flujómetro a una presión promedio establecida, las curvas de calibración son identificadas por el número de serie de cada permeámetro.

La presión de entrada a la cual los tres tubos han sido calibrados ha sido cuidadosamente seleccionada para evitar flujo turbulento de gas en las muestras a ser evaluadas. Si uno de los flujómetros se llega a dañar un nuevo tubo mas su flotador, adecuadamente calibrado, deberá ser instalado. Los tubos pueden ser removidos destornillando el sello en la parte superior del flujómetro.

Derivación de la ecuación longitud vs. caudal de los flujómetros:

$$q = Av$$

$$v = \frac{l}{t} \Rightarrow q = A \frac{l}{t} \quad 3.5$$

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

$$F = m' \frac{l}{t^2} \Rightarrow P = \frac{m'l}{At^2} \Rightarrow t = \sqrt{\frac{m'l}{AP}} \quad 3.6$$

Reemplazando la ecuación 3.6 en la 3.5, tenemos:

$$q = \frac{Al}{\sqrt{\frac{m'l}{AP}}} = \frac{A^{\frac{3}{2}} P^{\frac{1}{2}}}{m'^{\frac{1}{2}}} l^{\frac{1}{2}} = Cl^{\frac{1}{2}}$$

o

$$l = C'q^2 \quad 3.7$$

$$C = \frac{A^{\frac{3}{2}} P^{\frac{1}{2}}}{m'^{\frac{1}{2}}}$$

donde:

q = caudal

l = distancia

A = área

m' = masa

P = presión

t = tiempo

v = velocidad

F = fuerza

$C' = (1/C)^2$

3.6. Bombona de gas

El suministro de presión se puede suplir mediante bombonas de gas ya sea de nitrógeno (N₂) que es el más recomendado o de dióxido de carbono (CO₂). Estos reservorios mantienen el gas comprimido o energía almacenada para utilizarla en operaciones industriales o de laboratorio, además están equipadas con una válvula reguladora de presión que depende del tipo de gas.

Para nitrógeno la escala del regulador es de 0 - 500 psi (figura 3.4). Debido a este amplio rango de regulación es necesario utilizar otro regulador en el permeámetro, ya que el equipo maneja valores pequeños de presión (o de precisión) en relación a la generada por la bombona.



FIGURA 3.4. BOMBONA DE GAS

Otra alternativa a este suministro necesario de presión es utilizar la Bomba de Desplazamiento Positivo. Para mayor información revisar el capítulo 4.

3.7. Caja principal

El porta núcleo (1), prensa porta núcleo (2), termómetro (3), flujómetro de rango triple (4), manómetro (5), válvula reguladora de presión (6), válvula de tres vías (7), conexión de entrada de gas (8) están interconectados y ensamblados en un panel o caja principal (9) con un marco adecuado para la instalación de pared, tal como se muestra en la figura 3.5.

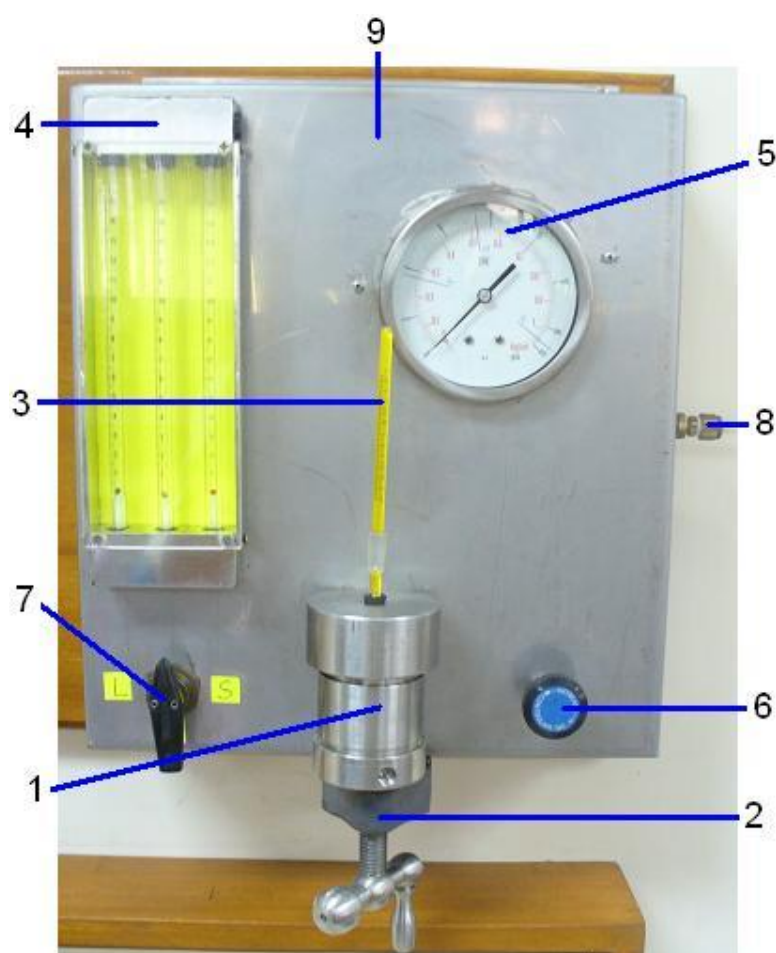


FIGURA 3.5. PERMEAMETRO DE GAS PARTE FRONTAL

Taladre tres huecos en un muro de carga a fin de que pueda sujetarse el instrumento con tres pernos a la pared. Debe tener mucho cuidado de que el permeámetro quede en posición vertical.

3.8. Accesorios

Entre los accesorios utilizados en el diseño del permeámetro tenemos en primer lugar 16 neplos de cobre de 1/4" (1), 3 metros de cañería de cobre de 1/4" (2), y 2 válvulas de alivio de cobre de 1/4" (3), revise la figura 3.6. Todos estos complementos enlazan y establecen comunicación internamente entre los instrumentos del equipo, deben estar bien ajustados colocando teflón en todas las uniones para evitar posteriores fugas y datos erróneos de permeabilidad.



FIGURA 3.6. ACCESORIOS

3.9. Calibración del equipo

Fugas en la cañería.- Conecte la línea de suministro de presión al equipo. Cierre la válvula de alivio, para sellar la salida del regulador de presión hacia la atmósfera. Tapone el porta núcleo con una pieza de metal de tamaño adecuado para evitar el escape de aire.

Aplicar presión al instrumento a la máxima capacidad del manómetro y cierre la válvula reguladora. No desconecte la línea de presión del suministro durante la prueba de presión. Si no hay indicios de caída de presión el en manómetro en aproximadamente diez minutos, entonces el instrumento no tiene fugas.

Si la presión desciende, entonces revise todas las juntas con agua y jabón para determinar donde se encuentran las posibles fugas. Filtraciones en las líneas de la válvula de tres vías tiene muy poca influencia en las medidas de permeabilidad.

Caucho de la celda porta núcleo.- El caucho de la celda porta núcleo debe ser el adecuado ajustando y proporcionando al core barreras impermeables para que el gas pase exclusivamente por él o sino los datos de permeabilidad serán inexactos de acuerdo a las muestras referenciales las cuales se mencionan en la sección 3.11.

Manómetro.- Cada cierto tiempo se debe calibrar el manómetro por medio de la bomba de peso muerto.

Celda porta núcleos.- Debe asegurarse de que la entrada y salida de este instrumento no estén taponadas, haciéndole pasar agua destilada a presión.

3.10. Pruebas de laboratorio

Para las pruebas de laboratorio primero se debe llevar a cabo la práctica “limpieza de núcleos con tolueno” mediante los siguientes pasos:

- 1.** Armar el equipo soxhlet, el cual esta conformado por:
 - a.** Reverbero o manto de calentamiento.
 - b.** Balón (500 o 1000 ml.), lleno con 375 ml. de tolueno o éter.
 - c.** Porta muestra.
 - d.** Refrigerante.
 - e.** Soporte universal.
 - f.** Colocar lubriscal en todas las uniones.
- 2.** Dejar las muestras con el reverbero a su máxima capacidad el tiempo necesario, hasta que los núcleos estén completamente limpios (tolueno limpio).

3. Poner las muestras en el horno convencional a una temperatura de 85 °C (185 °F) por un lapso de tiempo de 6 a 12 horas.
4. Colocar las muestras en el horno de vacío a una temperatura de 82 °C (180 °F) por un intervalo de tiempo de 6 a 18 horas. P = 20 psi.
5. Dejar los plugs en el desecador hasta el momento en el que se les vayan a determinar la permeabilidad.

Después que la muestra alcance temperatura ambiente, realizar el siguiente procedimiento:

- I. Medir la longitud y el área de sección transversal de la muestra a la cual se le requiere hallar la permeabilidad.
- II. Poner el plug en el caucho, luego colocarlos en la celda porta núcleo y ajustar este último al equipo por medio de la prensa porta núcleos.

- III.** Abrir la válvula de paso de la bombona de gas, después gire la válvula reguladora de presión del tanque en el sentido de las manecillas del reloj hasta alcanzar una presión entre 20 y 45 psi (50 psi es la presión máxima del regulador del permeámetro).
- IV.** La válvula triple que es la que da paso para que el gas llegue al flujómetro debe ubicarse en "large", y abrir la válvula reguladora de presión del permeámetro lentamente hasta que el manómetro lea 0.25 atmósfera (en el manómetro se denota con una L). Es aconsejable golpear ligeramente el vidrio del manómetro mientras se esta ajustando la presión. El rango adecuado en los tubos medidores de caudal es entre 20 y 140 divisiones. Si el flotador (esfera negra) en el tubo large pasa las 20 divisiones, entonces tome la correspondiente lectura. Si se mantiene por debajo, entonces debe colocarse la válvula triple en la posición "medium" y aumente la presión a 0.5 atm (M) por medio del regulador. Si la esfera plateada sobrepasa las 20 divisiones tome apunte de la altura alcanzada sino coloque la válvula triple en "small" y aumente la presión a 1 atm (S), luego anote la altura más próxima alcanzada por la esfera roja.

Este procedimiento deberá seguirse con mucho cuidado en todas las pruebas de cálculo de la permeabilidad para minimizar los posibles daños en los flotantes que podrían picarse en el momento que choquen contra el tope del tubo, debido a un rápido incremento del flujo por una repentina maniobra del regulador.

V. Con el dato de longitud obtenido en el paso anterior de los flujómetros debe dirigirse a la carta de longitud vs. caudal la cual se encuentra en los anexos (diagrama B). En esta carta debe ingresar con el valor de longitud horizontalmente hasta topar con cualquiera de las tres curvas dependiendo de la presión y luego baje verticalmente para obtener q .

VI. Leer la temperatura en el termómetro y hallar la viscosidad de la tabla 1.

VII. Con los datos de longitud, área, presión, caudal y viscosidad calcule la permeabilidad por medio de las ecuaciones 3.2, 3.3 o 3.4.

3.11. Comprobación de datos obtenidos

Los días 15 y 16 de agosto del presente año realizamos una pasantía en el Laboratorio de Yacimiento de Petroproducción localizado en la ciudad de Quito pedida por medio de un oficio dirigido al Ing. Manuel Jordán, Subgerente de Exploración y Desarrollo de Petroproducción por el Ing. Ricardo Gallegos Orta, Decano de la FICT de esta Universidad.

En la mencionada práctica comprendimos a cabalidad la operación y funcionamiento del permeámetro de gas y todos los pasos que se deben seguir antes de calcular la permeabilidad de una muestra, tal como se describió en la sección 3.10.

Llevamos unas muestras (A, B, C, y D) tomadas del Campo Petrolero de Ancón. A estos núcleos se les determinaron sus valores de permeabilidad para que posteriormente pasen a ser muestras patrones o referenciales, las que nos permitirán realizar una calibración precisa del equipo diseñado.

Los valores de permeabilidad obtenidos en el Laboratorio de Yacimientos de Petroproducción se muestran en la tabla A de los anexos.

Y los valores de permeabilidad obtenidos en el Laboratorio de Petróleos de la FICT-ESPOL se muestran en la tabla B en el apéndice.

CAPITULO 4

4. CELDA TRIAXIAL

La celda esta compuesta por una bomba de desplazamiento positivo y un porta núcleo los cuales se detallan en el desarrollo de este capitulo. La celda tiene una aplicación directa en pruebas de desplazamiento, comúnmente utilizadas en operaciones de recuperación secundaria.

4.1 Principio de funcionamiento.

La bomba tiene una capacidad de 500 ml, una tasa de flujo con un rango de 0.1 a 400 ml/hr, y una presión de operación de 3,700 psi. La bomba funciona a modo de flujo constante y tiene un despliegue digital de presión en psi o en MPa. El cilindro y el pistón de la bomba están fabricados en acero inoxidable 304 o sino puede utilizarse una aleación de Nitronic 50 que es más resistente a los solventes corrosivos y ácidos halógeno.

Los sellos de la bomba son de grafito cubiertos con teflón. La bomba esta diseñada para aplicaciones que requieran precisión.

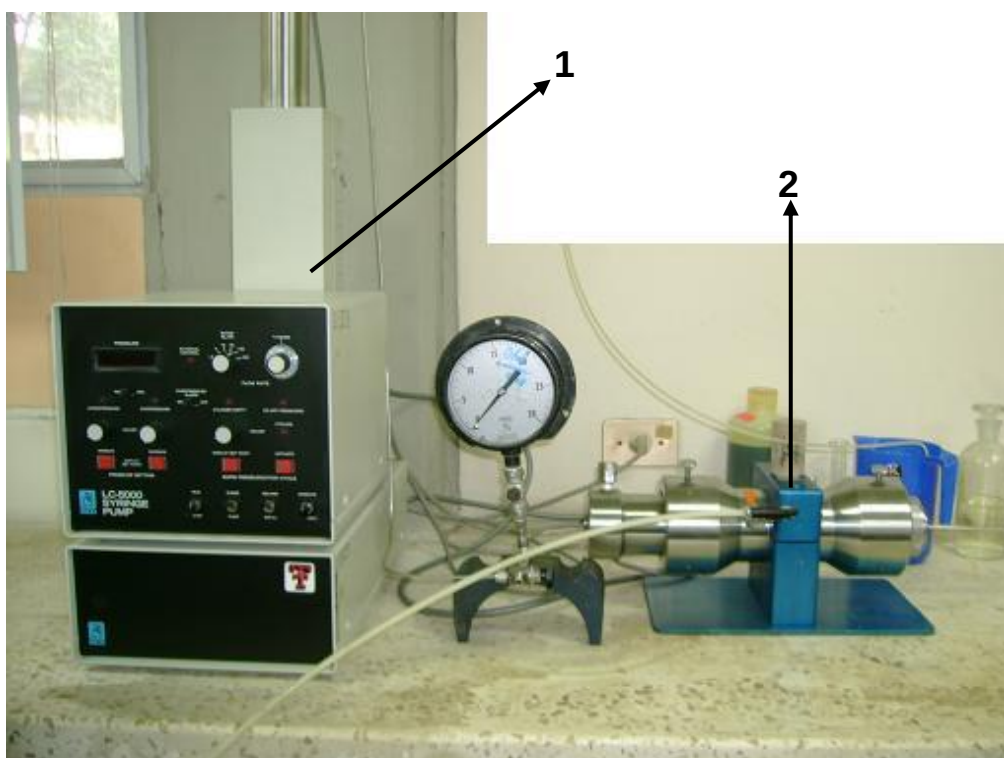


FIGURA 4.1. BOMBA DE PRECISIÓN (1) Y CELDA (2)

TABLA 2

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA

Fuente de Poder	100 ± 10 Vac, 55 VA máximo 117 ± 12 Vac, 55 VA máximo 234 ± 23 Vac, 55 VA máximo												
Línea de Frecuencia	50 o 60 Hz												
Línea de Voltaje Tolerancia al ruido	1.7 x línea de voltaje rms nominal, 10 mseg pulsaciones, ángulo de fase cualquiera, aleatorio o repetitivo												
Dimensiones	<table><tr><td></td><td>Bomba</td><td>Control</td></tr><tr><td>Ancho:</td><td>26 cm (10.3 in)</td><td>26 cm (10.3 in)</td></tr><tr><td>Prof.:</td><td>42 cm (16.5 in)</td><td>28 cm (11.0 in)</td></tr><tr><td>Altura:</td><td>99 cm (39.0 in)</td><td>23 cm (9.6 in)</td></tr></table>		Bomba	Control	Ancho:	26 cm (10.3 in)	26 cm (10.3 in)	Prof.:	42 cm (16.5 in)	28 cm (11.0 in)	Altura:	99 cm (39.0 in)	23 cm (9.6 in)
	Bomba	Control											
Ancho:	26 cm (10.3 in)	26 cm (10.3 in)											
Prof.:	42 cm (16.5 in)	28 cm (11.0 in)											
Altura:	99 cm (39.0 in)	23 cm (9.6 in)											
Peso - Bomba	45.0 lbs. (20.5 Kg.)												
Peso - Control	13.3 lbs. (6.0 Kg.)												
Rango de desplazamiento	0.06 - 400 ml/hr en rangos de 1.5, 4, 15, 40, 150 y 400 ml/hr												
Precisión del desplazamiento	±1% en rango de ± 1.5 µl/min												
Estabilidad de desplazamiento dentro de un rango	±1% sobre el volumen total del cilindro												
Repetición del desplazamiento	±1% del rango sobre la misma porción del cilindro												
Presión máxima	3,700 psi (25.5 MPa)												
Precisión de la presión	±1% de la escala completa												
Repetición de la presión	1%												
Caudal de reabastecimiento	0 - 100 ml/min												
Rango de temperatura ambiente	0 °C a 40 °C												
Humedad	100% de la húmeda relativa máxima arriba de 20 °C y 90% sobre 20 °C si los controles están conectado												
Volumen muerto (no-desplazado)	5.27 ± 0.20 ml (Nota: Incluye el volumen adentro y arriba del sello del pistón, desplazamiento del pistón en corte automático y los puertos de entrada y salida.)												



FIGURA 4.2. CONTROLES DEL PANEL FRONTAL

La tabla C con la descripción y el propósito de los controles del panel frontal se encuentra en el anexo.

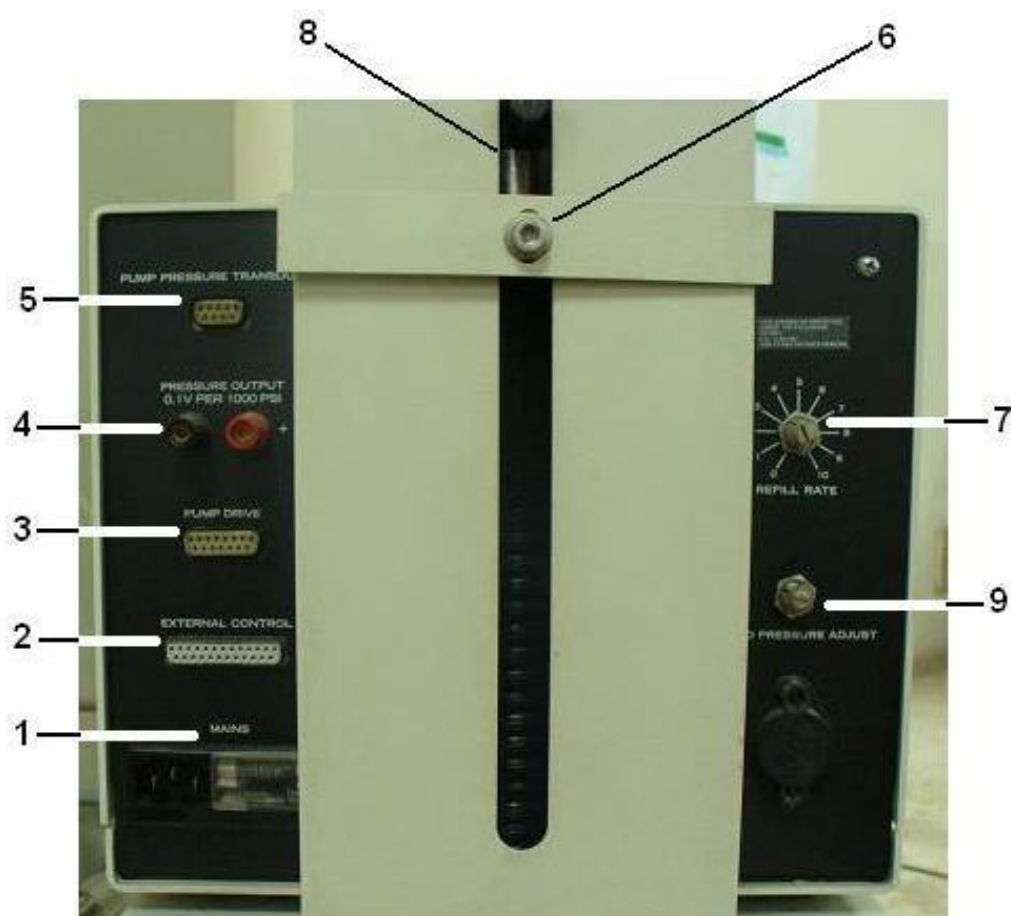


FIGURA 4.3. CONEXIONES Y CONTROLES DEL PANEL POSTERIOR

En los anexos se encuentra la tabla D con la descripción y función de las conexiones y controles del panel posterior.

Bombeo.- La bomba se acciona por medio de un motor dc magnético permanente.

Un tacómetro generador esta conectado al motor por separado para reaccionar al momento de controlar la velocidad motora. El tacómetro generador usa un tipo especial de cepillos para obtener un voltaje de salida estable. La bomba esta ensamblada para proveer un desplazamiento de 2.75 microlitros por cada vuelta de los engranajes del motor. Al poner en reversa la dirección del motor esto causará un cambio de engranaje para reducir su relación de fábrica y así permitir una rápida purga y abastecimiento del cilindro de la bomba. Un detector de proximidad detecta la posición de los engranajes en funcionamiento y un solenoide de nivel operativo mantiene el cambio de engranajes cuando el cilindro esta presurizado y al bombear en la velocidad de purga. Los interruptores límite detienen el motor cuando el pistón alcanza el tope o el fondo de la bomba.

Para determinar la presión que ejerce el cilindro se le coloco un manómetro de tensión en la parte superior. El manómetro de tensión es un puente de 350 ohm con una sensibilidad de aproximadamente 0.7mV/voltio/3,700psi. Se conectó el manómetro de tensión a un suministro referencial de -6.9 voltios y a un preamplificador, ambos adjuntos en lo alto del cilindro. El preamplificador (HY52) tiene una ganancia de 100 y produce una señal de presión de aproximadamente 0.485 voltios en 3,700 psi.

La señal de presión sirve para el panel digital, para limitar la presión, y para el recambio de engranaje frenándose. Debido a la posición del manómetro de tensión y la baja señal de los niveles de voltaje, las señales de presión se transmiten al controlador a través de un cable cubierto separado.

Controlador (referirse a la figura D del anexo).- El controlador contiene el suministro de poder, el control de velocidad del motor, los controles del limite de presión, y la junta optativa del acoplamiento mutuo en serie. El suministro de energía genera +5 Vdc (HY1) regulado, +24 Vdc no regulado, -7.5 Vdc (HY107) regulado y ± 15 Vdc (HY108 y HY109) regulado.

El control de velocidad del motor se acciona por sustracción del voltaje del tacómetro, lo cual es proporcional a la velocidad del motor, de un potencial fijo que se ajusta ya sea por los controles FLOW RATE RANGE y FLOW RATE % RANGE o por un voltaje de entrada externo de 0 - 10 voltios. La diferencia es ejercida sobre un amplificador operacional integrado (HY110) que a su vez suministra un voltaje de control a los transistores manejables (Q102, Q103, Q106) para controlar el motor.

Si el voltaje del tacómetro no es propio de la velocidad motora deseada, entonces el integrador o se integra hasta un voltaje mayor o hasta un voltaje inferior hasta que el poder del motor haya aumentado o reducido a la velocidad programada.

Las funciones del integrador como un dispositivo de memoria es mantener la pista del número de revoluciones realizadas por el motor y comparar esto con el número de revoluciones acumuladas que deberían haber ocurrido. Si el motor fuese forzado a moverse lentamente, entonces el integrador almacenará el error acumulativo y causará que el motor se acelere antes que el error se vuelva significativo. A velocidades del motor muy bajas, el eje-motor cambia desigualmente debido a la fricción. En este caso el integrador se pre-desahoga de cualquier error acumulativo, sobre un período de tiempo razonable, que puede ser un minuto. A velocidades superiores, la operación del integrador cambia para comportarse sustancialmente como un amplificador, y la velocidad motora es casi instantáneamente regulada. Por esta razón, el motor marcha lisamente del todo pero pierde velocidad. El efecto disparejo de la velocidad del motor esta lo suficientemente engranada para que no se observen desigualdades apreciables en la tasa de flujo.

El capacitor C104 causara que el amplificador operacional actúe como un integrador a fluctuaciones de bajo voltaje correspondiente a bajas tasas de flujo. El resistor R110 causara que el amplificador operacional actúe sustancialmente como un amplificador a fluctuaciones de alto voltaje correspondiente a altas tasas de flujo. R110 también causara que el motor funcione suavemente a lentas velocidades. La salida del amplificador operacional (HY110 pin 6) está conectada a los transistores amplificados Q102, Q106, y Q104 para manejar el motor. Q103 protege a Q102 si la salida de HY110 se vuelve negativa. Los capacitores C101, C102, C2, C105, C103, C114 y C115 sirven para estabilizar los circuitos en sistemas amplificador o integrante. Si alguno de estos capacitores se encuentra defectuoso, entonces el circuito puede oscilar a una alta frecuencia como por ejemplo 100 kHz, la unidad lógica de los engranajes puede variar, y el motor podrá funcionar áspera o erráticamente a altas velocidades. Si hay oscilaciones de alta frecuencia presentes, entonces el control de velocidad será inexacto, especialmente a bajas velocidades.

Los seis rangos de la tasa de flujo se seleccionan con el interruptor (S1) del panel frontal o a través de los pin 8, 19, y 20 del conector del control externo J5. El rango seleccionado ajustando S1 marca una lógica a gran altura en la entrada apropiada de HY216.

El HY216 convierte esta entrada a un número binario entre 0 y 5 inclusive. El código binario del número del rango traspasa de HY215 a HY105 y HY106. Las funciones del circuito integrado HY106 como un interruptor electrónico de 8 posiciones selecciona la escala apropiada de voltaje del control FLOW RATE % RANGE (R1).

El voltaje de referencia a escala es aplicado para no invertir la entrada del integrador amplificador operacional. El HY105 es también utilizado como un interruptor electrónico de 8 posiciones de baja escala del voltaje del tacómetro para los dos rangos superiores de la tasa de flujo y para ejercer el voltaje apropiado al tacómetro e invertir la entrada del integrador amplificador operacional. Se activa el regulador K101 en los dos rangos más altos de velocidad para impedir que voltajes del tacómetro mayores a 5 voltios alcancen a HY105.

La señal de presión del preamplificador que se encuentra encima del cilindro de la bomba es amplificada a 3 voltios para 3,700 psi por el HY201A. Si el preamplificador de presión no está conectado al controlador entonces no habrá -6.9 voltios en el pin B de J2 y Q201 se encenderá forzando la salida de HY201A a 14 voltios.

HY201B compara la señal amplificada de presión entre el límite de presión del panel frontal (R3) y la presión máxima de sistema ajustada en el punto (R222). Si la presión operativa excede cualquier límite, entonces la salida de HY201B será negativa y detendrá la bomba a través de HY101. La sobrepresión del panel frontal LED (DS3) también se encenderá y si el interruptor-alarma de sobrepresión está en la posición ON sonará la alarma (MT101).

El control R4 del panel frontal ajusta el límite de baja presión. Si la presión del cilindro cae por debajo del límite determinado, la salida de HY204B se volverá negativa para a su vez detener la bomba, entonces el bombillo de luz roja de baja presión LED (DS4) se encenderá, y sonará la alarma audible (MT101). Para silenciar la alarma solo debe cambiar el interruptor RUN/STOP a STOP. Se puede restaurar la bomba nuevamente cambiando el límite de baja presión (R4) por debajo de la presión actual del cilindro.

La bomba es reabastecida colocando el interruptor de palanca DELIVER/REFILL en la posición REFILL y el interruptor RUN/STOP en RUN. Esto activará los reguladores K103 y K104 para poner en reversa el poder del motor y la polaridad del voltaje del tacómetro.

El pin 4 del HY216 se vuelve alto y fuerza un código binario de 111 en sus salidas. Esto cambia a HY105 y a HY106 para dirigir el voltaje del pin 4 al amplificador operacional integrado. Luego el voltaje referencial se ajustará con el control del panel posterior REFILL RATE (R5). Si la presión del cilindro es mayor a 50 psi, entonces la salida de HY205B será negativa. Esto se volverá sobre Q105 manteniendo el nivel del brazo del solenoide para impedir el intercambio de los engranajes a la posición de alta velocidad. Cuando la presión caiga por debajo de los 50 psi la salida de HY205B saldrá positiva soltando el solenoide y permitiendo que el engranaje cambie de posición.

Cuando se accionen los interruptores PURGE y RUN, la bomba marchará en reverso hasta que el tren desplazable de engranajes cambie a la posición de alta velocidad. Cuando el detector de proximidad (U1) siente ese cambio, se enciende el solenoide para mantener la bomba en engranaje de alta velocidad y los reguladores K103 y K104 accionan la bomba en la dirección de bombeo. El pin 3 de HY216 se detiene para forzar un código binario de 110 en sus salidas. Esto cambia a HY105 y a HY106 para dirigir el voltaje del pin 2 al amplificador operacional integrado.

Si la presión del cilindro excede los 50 psi, entonces la salida de HY205B saldrá negativa deteniendo la bomba hasta que la presión caiga por debajo de este límite o el interruptor PURGE/PUMP se coloque en PUMP. Esto impedirá sobrecargas en el motor. La velocidad motora de purga se ajusta con un potenciómetro interno, R137 (vea la figura 4.14).

Para accionar el ciclo de presurización rápida se debe ajustar el control RAPID PRESSURIZATION ADJUST (R2) del panel frontal a la presión deseada y apretar el botón ACTIVATE. Esto encenderá el foco CYCLING (DS5) de presurización rápida del panel delantero.

El pin 3 de HY216 cambia obteniendo un código binario de 110 sobre sus salidas. Esto aumentará la velocidad del motor tal como se discutió en el párrafo precedente en PURGE. Cuando la presión del cilindro alcance el 95 % de la presión deseada la salida de HY202A se volverá negativa. Luego la velocidad de la bomba cambiará a una tasa de flujo de aproximadamente 15 % mayor que la ajustada. Cuando se obtiene la presión requerida la salida de HY204A cambia a negativa para detener el ciclo de presurización rápida.

Un control externo de la bomba puede ser posible mediante el conector J5 del panel secundario. Los controles PURGE, REFILL, y FLOW RATE se deshabilitan cuando la línea externa de control queda a un punto bajo lógico del panel frontal y se enciende el bombillo EXTERNAL CONTROL.

4.2 Porta núcleo

El porta núcleo consta de un soporte central y dos sellos laterales de acero inoxidable (figura 4.4). Tiene dos ejes una entrada o primer eje y una salida o segundo eje, uno en cada sello con la función de permitir el paso del fluido utilizado para realizar la prueba de desplazamiento, estos ejes son tuberías de acero inoxidable de 1/8" de diámetro. El tercer eje, el cual le da a esta celda la condición de triaxial, es un orificio localizado en la parte externa del soporte central usado para inyectar nitrógeno. Los tapones laterales de acero pueden desacoplarse para poder ingresar los cores y el sello izquierdo puede alargarse o encogerse para permitir ingresar al porta núcleo cores de diferentes longitudes. Para dar estabilidad a los sellos una vez colocados en el soporte central se hace uso de dos tornillos de ajuste manual.

En el interior soporte central se encuentra un caucho el cual sirve de sello para evitar que los fluidos a ser inyectados por medio de la bomba hacia la celda triaxial escapen al exterior del porta núcleo o pasen por la parte entre el núcleo y el caucho. Este caucho es activado por medio del nitrógeno.

El segundo eje, ósea a la salida del fluido se divide en dos cañerías para permitir acoplar un manómetro y poder determinar la presión de producción.

Entre la bombona de nitrógeno y el tercer eje se acoplo una válvula triple para facilitar la presurización y despresurización del equipo. La presión máxima de operación de la celda triaxial es de 10,000 psi.

Aquí se pueden llevar a cabo pruebas de inyección de agua o de CO_2 , para determinar cual de los métodos de predicción es el mas apropiado para modelar el yacimiento en estudio y así poder proyectarnos al futuro. El procedimiento y los resultados de la prueba se detalla en el capítulo 5.



FIGURA 4.4. PORTA NÚCLEO

4.3 Bomba de desplazamiento positivo

Procedimientos generales.- Siga estos pasos para una operación adecuada de la bomba.

1. Coloque el interruptor de palanca OPERATE/STANDBY en la posición OPERATE.
2. Seleccione las unidades deseadas de presión en el interruptor lateral psi/MPa.

3. Ajuste el límite de baja-presión girando el control PRESSURE SETTING ADJUST (MINIMUM) completamente en contra de las manecillas del reloj.
 4. Ajuste el límite de sobre-presión usando la misma técnica del paso # 3 apretando el botón DISPLAY SET POINT (MAXIMUM PRESSURE) y girando el control PRESSURE SETTING ADJUST (MÁXIMUM) a favor de las manecillas del reloj.
 5. Seleccionar el FLOW RATE RANGE y ajustar el FLOW RATE % RANGE en el panel frontal.
- Nota:** Es más preciso usar el mínimo rango de tasa de flujo posible para ajustar la tasa deseada; por ejemplo, para una tasa de flujo de 40 ml/hr, 100 % de 40 ml/hr producirá un flujo más preciso que usar 10 % de 400 ml/hr.
6. Seleccione el modo operativo: PUMP, REFILL o PURGE.
 7. Coloque el interruptor RUN/STOP en RUN para comenzar a operar.

8. Si se desea un límite de presión mínimo, espere hasta que la presión en la pantalla digital PRESION (PRESSURE) sobrepase el límite deseado, entonces presione y mantenga el botón DISPLAY SET POINT (MINIMUM PRESSURE). Ajuste el control de perilla PRESSURE SETTING ADJUST (MINIMUM) hasta que se obtenga el límite mínimo de presión deseada en la pantalla digital.

Nota: En caso de ocurrir una fuga y la presión caiga por debajo del límite, la bomba se detendrá, la alarma sonará, y se encenderá la luz UNDERPRESSURE. Para silenciar la alarma, simplemente coloque el interruptor RUN/STOP en STOP. Para reanudar, gire el control PRESSURE SETTING ADJUST (MINIMUM) hasta que el límite esté por debajo de la presión del cilindro y coloque el interruptor RUN/STOP en RUN.

Llenado (REFILL).- Con el ajuste de los interruptores, tal como se muestran en la figura 4.5, la bomba se abastecerá a una tasa de flujo de hasta 16 veces la tasa de bombeo máxima de 400 ml/hr. La velocidad de reabastecimiento es controlada por el control REFILL RATE de 0-10 en el panel de la parte de atrás del controlador.

La tasa del recarga es regulable hasta un máximo de aproximadamente 100 ml/min. A esta tasa máxima, la bomba se abastecerá completamente en más o menos 5 minutos.



FIGURA 4.5. AJUSTE DE LOS INTERRUPTORES PARA REABASTECER LA BOMBA

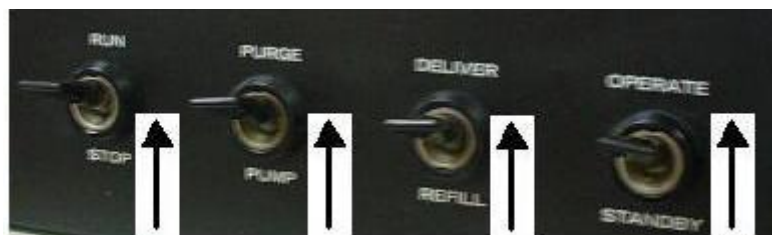
Bombeo (PUMP).- Para el modo de bombeo se deben ajustar los interruptores así como se muestran en la figura 4.6. La tasa de flujo se determina con los controles FLOW RATE RANGE y FLOW RATE % RANGE. La tasa mínima de flujo de la bomba es del 4 % de 1.5 ml/hr (o 1.0 μ l/min) y la tasa máxima es del 100 % de 400 ml/hr (o 6.67 ml/min).



FIGURA 4.6. AJUSTE DE LOS INTERRUPTORES PARA EL MODO DE BOMBEO

Vaciado (PURGE).- La figura 4.7 muestra las posiciones de los interruptores para un rápido vaciamiento de la bomba. El vaciamiento tiene lugar a una tasa máxima de purga de aproximadamente 100 ml/min.

Si la presión que muestra la pantalla excede los 50 psi (0.35 MPa) mientras la bomba esta operando en PURGE, la bomba se detendrá hasta que la presión descienda por debajo de los 50 psi.



**FIGURA 4.7. AJUSTE DE LOS INTERRUPTORES PARA EL
VACIADO DEL CILINDRO**

Ciclo de presurización rápida.- Cuando se opera a bajas tasas de flujo, la bomba tomara una cantidad considerable de tiempo para presurizar 500 ml de solvente, hasta alcanzar la presión de operación. Para acortar el tiempo requerido para lograr la presión deseada, se puede usar el CICLO DE PRESURIZACION RAPIDA.

Por ejemplo, si la presión de trabajo para una tasa dada de flujo se sabe que es 1000 psi, se puede ajustar un límite de presión a 1000 psi con este método. Después de presionar el botón ACTIVATE del RAPID PRESSURIZATION CYCLE la bomba operara a una alta tasa de flujo hasta que se estabilice en el nivel de 1000 psi. Esta habilidad para llevar la bomba rápidamente a una presión seleccionada disminuye grandemente el tiempo inicial de preparación para tasas de flujo bajas que requieren aplicaciones a presiones altas.

Para usar el CICLO DE PRESURIZACION RAPIDA (diríjase con la figura 4.2):

1. Empuje y mantenga el botón DISPLAY SET POINT y gire el control ADJUST que se encuentra en la parte superior de este botón hasta alcanzar el límite de presión deseado el cual se puede observar en la pantalla PRESSURE de cuatro dígitos. Luego suelte el botón DISPLAY SET POINT.
2. Ponga a funcionar la bomba usando el modo de bombeo, ajustando los interruptores tal como se muestran en la figura 4.6.
3. Presione el botón ACTIVATE para iniciar el ciclo de presurización.

En este punto, el CYCLING LED se encenderá y la bomba operara a la tasa máxima de flujo hasta que la presión caiga dentro del 5 % del límite pre-programado. La bomba luego desacelerará hasta una tasa de flujo de aproximadamente 15 % más rápido que la tasa final de flujo hasta alcanzar la presión seleccionada, en este punto la bomba automáticamente cambiará a la tasa pre-programada de flujo la cual se determinó con los interruptores FLOW RATE RANGE y FLOW RATE % RANGE del panel principal.

4.4 Equipos auxiliares

Manómetro de la presión de inyección

Este manómetro auxiliar esta ubicado entre la bomba y la celda, después de la válvula de tres vías para determinar la presión de inyección al núcleo de la prueba. La escala del manómetro debe ser acorde a la presión de operación programada para el ensayo.



FIGURA 4.8. MANOMETRO DE ENTRADA A LA CELDA

Válvula, cañerías y tubo de drenaje

La bomba LC-5000 tiene dos puertos entrada/salida en lo alto del cilindro de acero inoxidable, justamente debajo del transductor de presión (ver figura 4.9). Estas conexiones de salida son de 1/8" a 1/8" de la tubería de conexión.

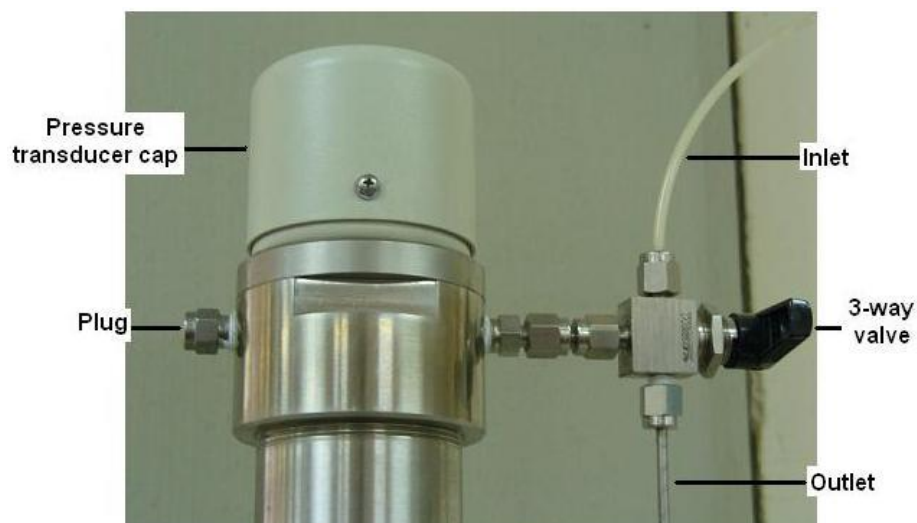


FIGURA 4.9. PUERTOS DE ENTRADA/SALIDA

Se recomienda la válvula de acero de 3 vías que se muestra en la figura 4.9 para simplificar el procedimiento de reabastecimiento. Con esta válvula en el lugar, se puede recargar la bomba sin desconectar la entrada o la salida de la cañería.

La cañería de acero de 1/8" de diámetro permite la conexión de la bomba por medio del puerto de salida al porta núcleo (vea la figura 4.1), antes del porta núcleo se encuentra una válvula de acero de tres vías para facilitar el desvío del fluido en el caso de finalizar una prueba o para una calibración sin tener que desmontar la tubería de conexión. Las válvulas de tres vías y la cañería soportan hasta 10,000 psi de presión.

Nitrógeno

Una película delgada de líquido mojará el interior del cilindro siempre que el pistón viaje hacia arriba. Los líquidos corrosivos desecándose al aire pueden causar oxidación en el cilindro. La bomba está acondicionada con un conector de purga el cual equipa al cilindro de la bomba por debajo del pistón para ser purgada con nitrógeno que inhibirá la corrosión del cilindro.

Para presurizar el núcleo en la celda triaxial y hacer que el caucho cumpla con la función de roca sello que impida la migración de los fluidos contenidos en el core es necesario utilizar la bombona de gas.

4.5 Operación, calibración y mantenimiento

Para asegurar la continua operación fidedigna de esta bomba, realice los siguientes procedimientos cada vez que el equipo se ponga en operación.

Limpieza del cilindro.- El cilindro deberá limpiarse a fondo después de cada uso para evitar acumulaciones de depósitos solubles en los sellos. Si se permite a una solución que contiene sólidos disueltos secarse en el cilindro, los sellos podrían punzarse y arruinarse.

El cilindro debe restregarse con una serie de solventes compatibles o con una solución detergente y luego enjuagándolo con agua destilada. Los modos REFILL y PUMP se usan para llenar y restregar el cilindro.

Si se deja a la alta fuerza iónica de las soluciones acuosas residir en el cilindro de la bomba, pueden formarse residuos los cuáles rasgaran los sellos y su superficie interna pulida.

Estos arañazos permiten que la fase movable se fugue, prolongando el tiempo requerido o evitar alcanzar la presión de equilibrio. No deje soluciones neutralizadoras en el cilindro de noche o por largos periodos de tiempo. Vacíe la solución neutralizadora que no este usando en la bomba y enjuague el cilindro dos o tres veces con 100-200 ml de agua destilada y filtrada.

La bomba deberá guardarse con metanol o isopropanol (al menos llene parcialmente el cilindro con cualquiera de estos dos solvente y luego accione el pistón hasta que recorra todo el cilindro) cuando no vaya a ser usada por largos intervalos de tiempo.

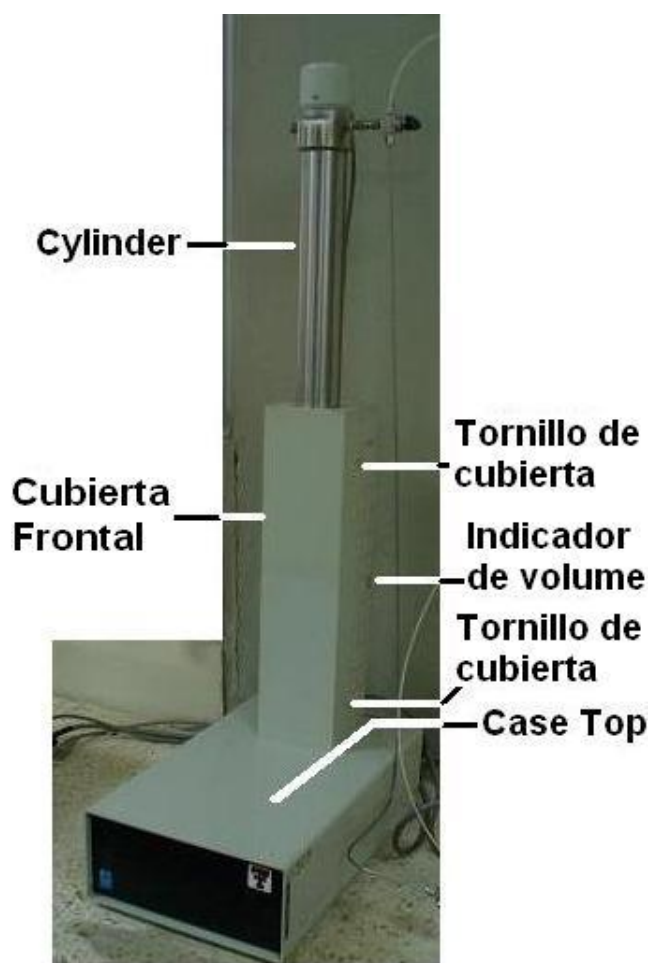
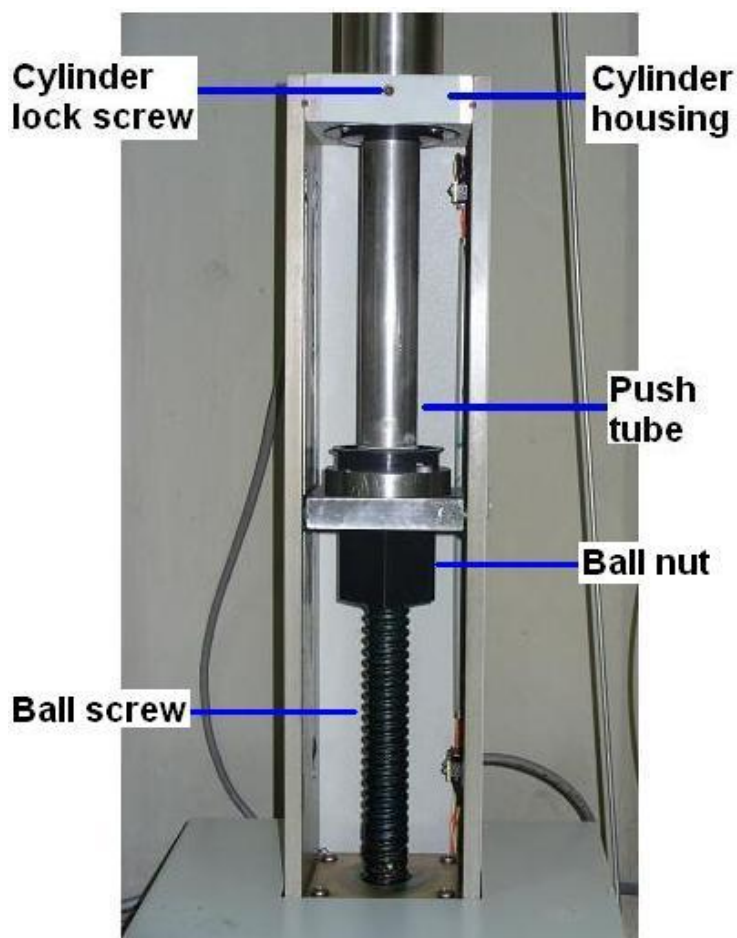


FIGURA 4.10. BOMBA LC-5000 SIN EL CONTROLADOR

Limpiando y reemplazando los sellos.- Para limpiar o reemplazar los sellos, primero se debe vaciar el cilindro. Accione la bomba hasta que el interruptor límite del tope detenga la operación. Quite la cubierta delantera aflojando sus cuatros tornillos (dos a cada lado de la bomba, vea la figura 4.10).

Afloje el tornillo lock screw del cilindro (el cuál es un tornillo de fijación) en el lado principal del cylinder housing (vea la Figura 4.11). Desconecte el cable del transductor de presión del controlador (# 5 de la figura 4.3). Después, desacople los puertos de entrada y salida (inlet y outlet) del tubing y destornille el cilindro del cylinder housing. Puede que sea necesario usar una llave de correa para destornillar el cilindro sin arruinar su superficie exterior. Levante el cilindro y no lo incline mientras lo está removiendo para evitar dañar su superficie interna.

El sello del pistón en el cilindro de acero inoxidable (stainless) 304 puede removerse quitando primero el retaining ring y luego levantando el retainer (figura 4.12). Limpie exhaustivamente el pistón y el cilindro, hasta estar seguro de que todas las partes en contacto con los sellos están libres de suciedad y otros sólidos. Desplace los sólidos libres sin rasguñar los sellos ni la superficie del cilindro y luego lávelos con agua destilada.

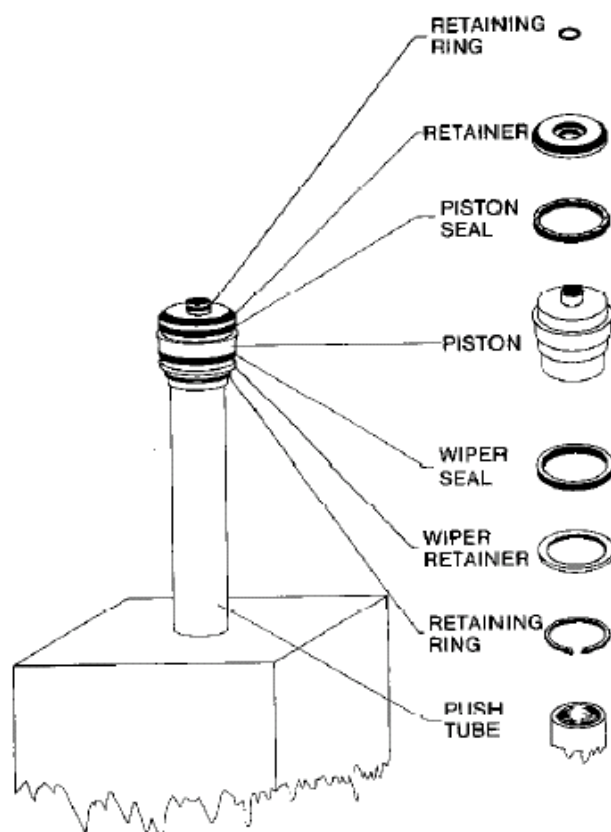


**FIGURA 4.11. BOMBA CON LA CUBIERTA FRONTAL
REMOVIDA**

Normalmente no se debería cambiar el wiper seal. Para remover este sello, destornille el pistón con una llave mecánica de open-end de 1-1/8".

Retire el retaining ring (anillo de retención) y wiper retainer, luego levante el wiper seal y delicadamente retire cualquier sólido del sello y el pistón, sea cuidadoso para evitar raspar las superficies de los sellos. Remueva todos los sólidos con agua destilada. Instale el wiper seal, wiper retainer, retaining ring, y el pistón encima del tubo.

Coloque el pistón seal, el retainer y el retaining ring. Emplace el cilindro sobre el pistón, luego atorníllelo en el cylinder housing (vea la figura 4.11). El cilindro debe atornillarse en el cylinder housing hasta que tope cómodamente con el fondo de esta cavidad. Destornille el cilindro un mínimo de 1/2 de vuelta, luego ponga los puertos inlet y outlet tal como estaban antes de la limpieza. Bloquee el cilindro cerrando herméticamente el locking screw.



**FIGURE 4.12. ENSAMBLAJE DEL PISTÓN, 304 STAINLESS
CYLINDER**

Fugas.- Si los sellos del pistón desarrollan fugas, el fluido bajará por la pared del cilindro y se colocara en el tubo de drenaje, localizado justamente por encima del señalizador de volumen en la parte posterior de la bomba. La limpieza de los sellos a menudo detendrá las fugas.

El sello inferior (vea la figura 4.12) es utilizado como un limpiador para conservar el cilindro libre de suciedad y otros sólidos, y normalmente nunca debería cambiarse. Sin embargo, puede requerir de una limpieza periódica para remover cualquier acumulación de sólidos que se encuentren a su alrededor.

Limites de la fuerza de torsión.- Hay dos dispositivos de torsión delimitando la bomba. Un limitador indirecto de fuerza de torsión es controlado a través de los circuitos electrónicos. El controlador puede colocar el ajuste máximo de presión de la bomba de 0 a 3,700 psi. (Cuando la presión excede la presión máxima, la bomba se ajusta bloqueándose automáticamente).

El segundo dispositivo que limita la fuerza de torsión es un shear pin en el worm gear (figura 4.13) acoplado a la bomba. Si el circuito máximo de presión falla y si las sobre-presiones excesivas (presiones en exceso de 3,700 psi) persisten en la operación de esta bomba, la fuerza de torsión limitante del shear pin puede romperse. El shear pin cederá a presiones por encima de 3,700 psi y se romperá alrededor de los 4,000 a 5,000 psi.

En caso de que el shear pin falle, la bomba sonará como si cambiara de dirección pero el pistón no avanzará en la dirección del cilindro. Puede ser que el tope del cilindro se arruine. En este caso la bomba deberá ser devuelta a Isco (6) para repararla y reemplazar el shear pin.

Si el mecanismo de accionamiento del motor funciona sin desarrollar presión en el cilindro, entonces es probable que exista una falla en el limitador de torsión debido a una previa sobrepresión.

Convirtiendo a una línea de voltaje diferente.- El voltaje de una línea y la frecuencia de un instrumento nuevo se describen en la etiqueta serial tal como vienen de fábrica. La etiqueta serial deberá actualizarse al instrumental existente si se realiza algún cambio en el campo. Si es necesario un cambio a priori para la operación, o si el estado de un instrumento existente es desconocido, entonces siga este procedimiento.

Peligro:

El voltaje de la línea esta presente en esta unidad en todo momento a pesar de los ajustes del interruptor.

El cordón de la línea DEBERA desconectarse para evitar posibles sacudidas antes de la apertura del case top o sino ajustes internos y/o reparaciones serán necesarios.

Precaución:

Los requerimientos de voltaje y de frecuencia de este instrumento deben ser compatibles con el voltaje disponible de la línea y la frecuencia a ser usada. Cualquiera de las conexiones hechas podría resultar en heridas para el usuario así como también daños en el equipo.

1. Retire el cordón de la línea. El siguiente paso no se podrá llevar a cabo a menos que el cordón de la línea halla sido removido.
2. Deslice hacia la izquierda la puerta plástica transparente del conector de poder (# 1 en la figura 4.3).
3. Remueva el pequeño circuito impreso adentro del panel. Se ajusta muy cómodamente.

4. Cambie la orientación de la tarjeta hasta que el valor impreso del voltaje deseado en la tarjeta este de cara a usted cuando esta vaya a ser reinsertada en su puesto.

Nota: Usar 120 para 117 Vac y 240 para 234 Vac.

5. Inserte la tarjeta de circuito impresa al conector.
6. Quite el fusible que se encuentra encima de la tarjeta de circuito impresa y verifique su valor de corriente. Cámbielo si es necesario para acoplarse a lo siguiente:

100 o 120 Vac - 1.0 A, 125 V

220 o 240 Vac - 0.5 A, 250 V

7. Cambie la etiqueta serial para reflejar este cambio en el requerimiento de voltaje de la línea.

Velocidad inestable de la bomba.- Si el mecanismo de manejo del motor parece ser la causa de velocidades inestables de bombeo, el problema más posible puede ser, en el worm brushes o a un conmutador sucio en el tacómetro.

Los escombros conductivos entre los barrotes del conmutador pueden tender parcialmente a ocasionar un corto circuito en el tacómetro. Para quitar los escombros del tacómetro refiérase a la figura 4.13. Desuelde el metal del tacómetro. Retire los tres tornillos del tacómetro y quite la placa de soporte de encima. Remueva el plástico de la placa soporte. La ensambladura del engranaje puede ahora ser retirada. Si hay una acumulación de escombros entre los segmentos del conmutador, entonces limpie este con un cepillo de alambre o con un aspa delgada.

Precaución:

Si un aspa u otro objeto duro son usados, sea muy cuidadoso de no rasgar el metal del conmutador. Si la superficie del conmutador es picada, entonces esta puede actuar como una rueda cortante y rápidamente puede desgastar los cepillos durante la operación de la bomba.

Si son mal usados los cepillos, entonces la acumulación de escombros puede deberse a suciedad o a aceite en la superficie del cepillo. Esto puede causar un desgaste acelerado del cepillo produciendo material atascado en el espacio entre los barrotes del conmutador. Limpie el conmutador con hexano.

Lave los cepillos con hexano limpio, enjuáguelos en alcohol limpio y luego debe hervirlos en 150 mililitros de agua destilada por una hora más o menos; hasta que el volumen del agua destilada se reduzca a acerca de la mitad. Luego, otra vez ponga a hervir los cepillos en 150 mililitros de agua destilada fresca hasta que el volumen disminuya a acerca de la mitad. Saque los cepillos y reinstálelos. Tenga cuidado de no tocar los cepillos con sus dedos ya que usted puede colocar aceite en ellos. No engrase el eje exterior relacionado al tacómetro, el aceite adicional puede contaminar los cepillos del tacómetro.

Lubricación.- Este instrumento esta diseñado para operar a precisión por tal motivo debe mantenerse lubricado apropiadamente para asegurarle una vida útil mayor.

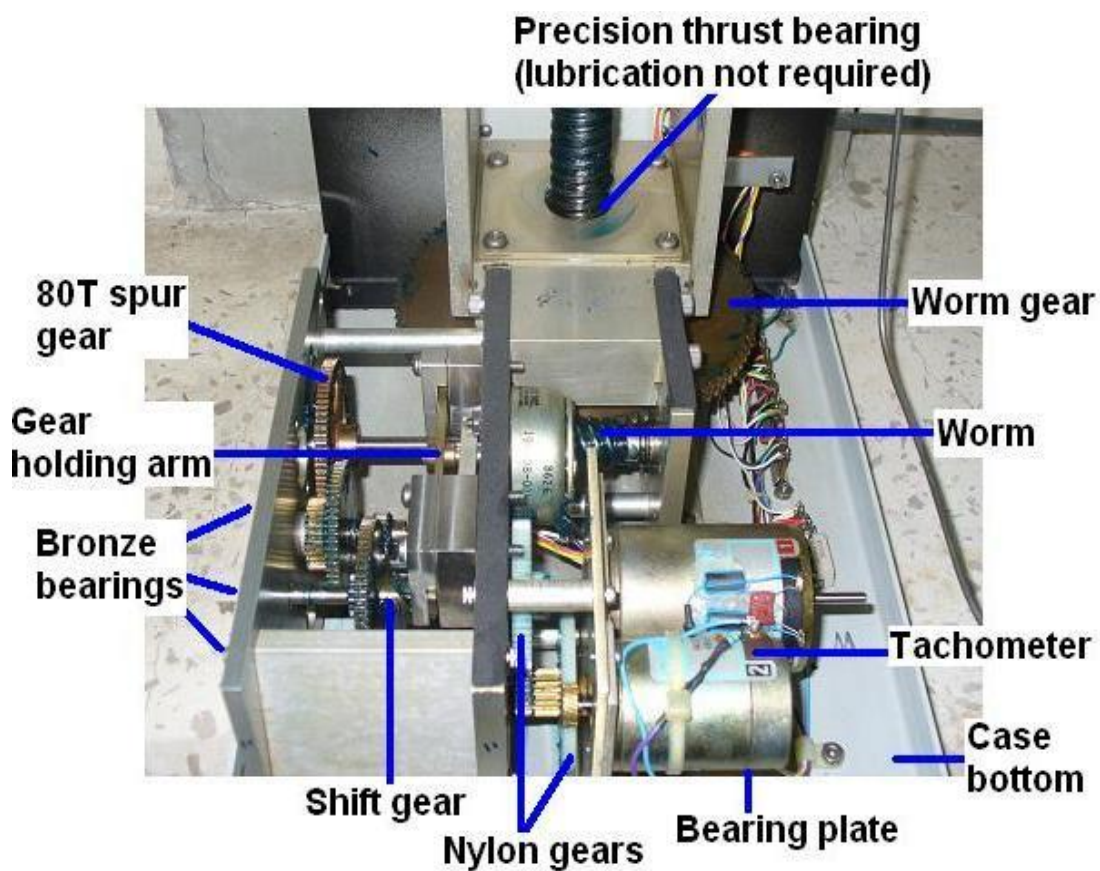
Quite el case top y el cover front (cubierta frontal) para tener acceso a todas las partes que requieren lubricación (figura 4.10). El case top (parte superior que cubre el motor de la bomba) tiene cuatro tornillos que deben ser removidos antes de retirarlo. La cubierta delantera puede ser ubicada en su lugar colocado sus cuatro tornillos. Vea las figuras 4.11 y 4.13 para determinar la posición de las partes a ser lubricadas.

Primero deben mantenerse lubricado el ball screw que es el que conduce al ball nut. Encienda la bomba hasta que el ball nut alcance su altura máxima. Aplique dos pasadas, en los lados opuestos del ball screw cubriendo toda su longitud.

El precisión thrust bearing sobre el cuál el ball screw es conducido viene lubricado de fábrica y no necesitara ser reengrasado (figura 4.13). Si agua u otros líquidos ingresan en este bearing (compostura), la unidad de bombeo deberá ser enviada devuelta a Isco para su posterior reparación.

El worm y worm gear los cuales cambian de dirección el ball screw debe lubricarse junto con el 80 tooth spur gear, el shift gear y el gear holding arm.

También, deberán lubricarse todos los nylon gears. Gotear lubricante encima de los engranajes. Los bronce bearing de los engranajes conductores y los ejes se deberán lubricar con aceite. Aplique aceite en la interfaz que soporta al eje.



**FIGURA 4.13. LUBRICACIÓN DEL TREN DE ENGRANAJES Y
DIAGRAMA DE LA CONDUCCIÓN DEL MOTOR**

Calibración de la tasa de flujo.- No se podrá llevar a cabo la calibración a menos que las reparaciones se las realicen en el sistema de circuito electrónico (figura 4.14).

Si se determina que la bomba no desarrolla un flujo de cero cuando el control FLOW RATE % RANGE está en la posición de cero, se deberá seguir este procedimiento para la respectiva calibración:

a. Quite la cubierta superior de la unidad de control removiendo los cuatro tornillos, dos a cada lado de la caja, y jalando la cubierta directamente.

b. Ajustar los controles del panel frontal de la siguiente manera:

PURGE/PUMP- PUMP

DELIVER/REFILL - DELIVER

RUN/STOP - STOP

FLOW RATE RANGE - 400 ml/hr

FLOW RATE % RANGE - 0

c. Conecte un voltímetro en el lado izquierdo del resistor R162 o TP107 (comúnmente TP106).

d. Ajuste R160 hasta que el voltímetro marque 0 voltios (± 1 milivoltio).

- e. Coloque el interruptor FLOW RATE RANGE en 1.5 ml/hr y el control FLOW RATE % RANGE en 0.

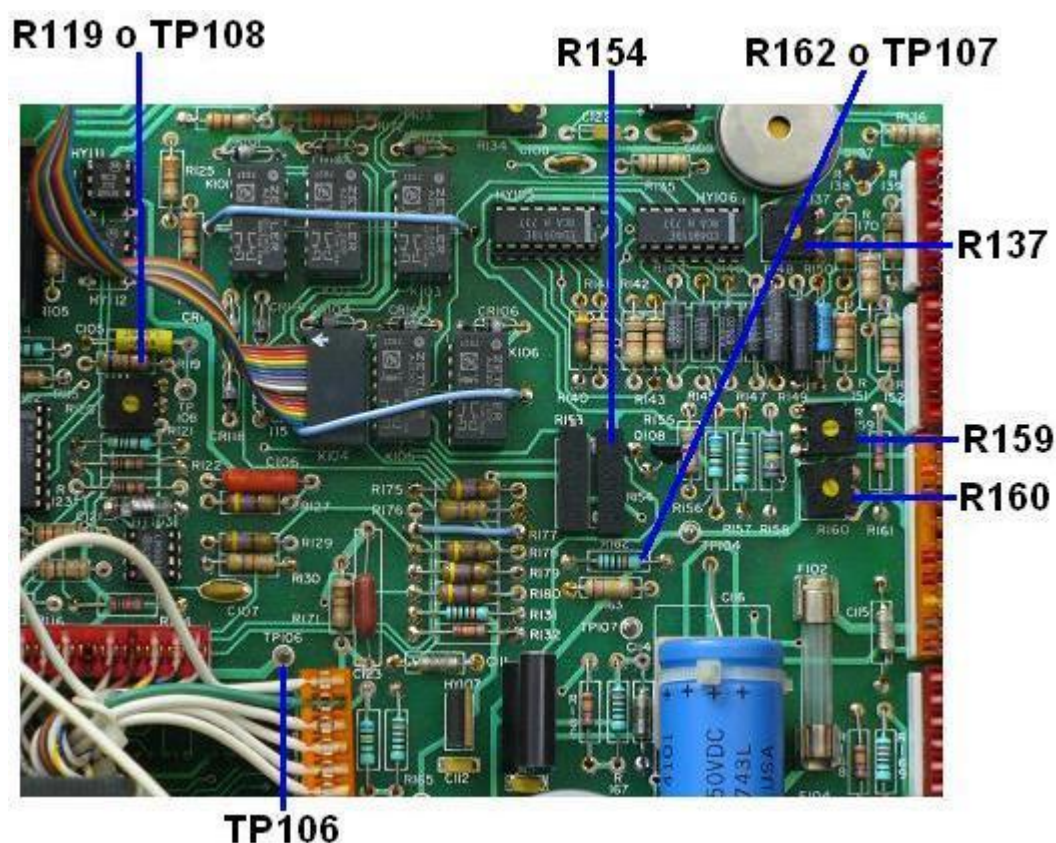


FIGURA 4.14. CALIBRACIÓN DE LA TASA DE FLUJO Y PRESIÓN

- f. Conecte un voltímetro a la derecha del resistor R119 o TP108 (comúnmente TP106).

- g.** Ajuste R159 hasta que el voltaje entre los puntos de prueba permanezca constante por varios minutos en cualquier voltaje fijo entre 1 y 3 voltios. Si R159 esta incorrectamente ajustado, el voltaje variara continuamente.
- h.** Cambie el FLOW RATE RANGE al rango de 400 ml/hr. El voltaje debería permanecer constante. Si no es así, repita el procedimiento anteriormente citado.
- i.** Puede ser que la bomba se mantenga todavía bloqueada cuando el control FLOW RATE % RANGE este ubicado en un valor mayor a cero. Si éste es el caso, reajuste a R159 tal como se describió en el paso g.
- j.** Coloque el interruptor FLOW RATE RANGE en 400 ml/hr y el FLOW RATE % RANGE en 100.
- k.** Mida el bombeo desarrollado por la bomba usando un cilindro graduado y un cronómetro.
- l.** Ajuste a R154 tanto como sea necesario para obtener una tasa de flujo de 400 ml/hr.

A velocidades muy lentas, el motor rota disparejamente o de una manera discordante. Esto no indica una velocidad inexacta o una sobrecarga en el mecanismo, sino que se debe al efecto de un amplificador en el sistema de control de velocidad. Vea la sección 4.1 para una mayor explicación.

Calibración de la presión.- Debe realizarse a nivel del circuito electrónico el cual se muestra en la figura 4.14, de la siguiente forma:

- a. Conectar a la bomba un manómetro de precisión (exactitud de 0.25%) y una válvula de alivio ambos que soporten hasta 5,000 psi. Llene la bomba con agua desgasificada y destilada.
- b. Ajuste los controles tal como sigue:

PRESSURE SETTING ADJUST (MAXIMUM) - Gírelo totalmente a favor de las manecillas del reloj

PRESSURE SETTING ADJUST (MINIMUM) - Gírelo completamente en contra de las manecillas del reloj

FLOW RATE RANGE - 150 ml/hr

DELIVER/REFILL - DELIVER

PURGE/PUMP - PUMP

OPERATE/STANDBY - OPERATE

RUN/STOP - STOP

- c.** Sin contrapresión en la bomba, ajuste el control ZERO PRESSURE ADJUST del panel posterior en sentido de las manecillas del reloj hasta que la PRESION aumente. Luego ajuste el control ZERO PRESSURE ADJUST en sentido contrario a las manecillas del reloj hasta que la pantalla digital de PRESION marque 0.
- d.** Coloque el FLOW RATE % RANGE en 100.
- e.** El interruptor RUN/STOP en RUN.
- f.** Mientras revisa las fugas y monitorea la operación de la bomba, ajuste la válvula de seguridad de la bomba hasta lograr una carga de 3,700 psi en el manómetro.
- g.** Gradué el resistor R206 para obtener un valor de 3700 en la pantalla de PRESION. Alivie la presión en el cilindro. Si la PRESION no es 0, entonces repita los pasos desde c a g.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES

5.1. Análisis de resultados

Permeámetro.- Permeabilidad absoluta a los gases de 4 núcleos de arenisca.

TABLA 3

SEMEJANZA ENTRE LOS VALORES DE LOS LABORATORIOS

	ESPOL	Petroproducción		
Muestras	k (md)	k (md)	Diferencia (md)	D (%)
A	1.52	1.50	0.02	1.3
B	1.42	1.47	0.05	3.4
C	2.51	2.59	0.08	3.1
D	47.48	49.13	1.65	3.4
				2.8

Celda triaxial.- Prueba de desplazamiento de petróleo por agua en núcleos cilíndricos. Se recomienda utilizar núcleos de 1 1/2" de diámetro.

- 1) Medir la longitud y el diámetro de la muestra. Calcular el volumen total de roca (V_T).
- 2) Realizar la práctica "limpieza de núcleos con tolueno".
- 3) Pesar el núcleo (m_i').
- 4) Saturar el core con agua en el equipo de vacío. Vuelva a pesar el núcleo (m_f').
- 5) Calcule la cantidad de agua contenida en los poros de la roca, ($\Delta m' = m_f' - m_i'$), el volumen poroso, ($V_P = \Delta m' / \rho_w$) y la porosidad, ($\phi = V_P / V_T$).
- 6) Colocar el core en la celda triaxial. Inyectar nitrógeno por el tercer eje u orificio del soporte central hasta 100 psi para presurizar el núcleo con el caucho.

- 7) Reabastecer la bomba con petróleo. Revise la sección 4.3.
- 8) Utilizar una probeta graduada para determinar la cantidad de agua que va ser desplazada del núcleo.
- 9) Bombear el petróleo a una tasa media de bombeo (150 ml/hr) para desplazar el agua del core y dejarlo con una saturación de agua irreducible. Realizar este paso hasta que solo petróleo salga por el puerto de salida.
- 10) Con el volumen de agua o petróleo inicial (V_w o N_i) obtenido en la probeta calcular la saturación de agua intersticial.

$$\left(S_{wi} = \frac{V_P - V_w}{V_P} \right).$$
- 11) Despresurizar el equipo y sacar el núcleo de la celda.
- 12) Vaciar el petróleo y limpiar el cilindro de la bomba y la celda triaxial con una solución detergente.
- 13) Colocar el núcleo en la celda triaxial y presurícelo.

- 14)** Llenar el cilindro de la bomba con agua. Seleccione la tasa de inyección deseada para la prueba en el controlador de la bomba. Puede programar una presión de inyección si la prueba así lo requiere.
- 15)** Accione el equipo a modo de bombeo.
- 16)** Utilice varias probetas graduadas para determinar la cantidad de petróleo producido (ΔN_P) y el agua producida (ΔW_P) en función del tiempo. Tome dato de la cantidad de agua inyectada (W_i) en función del tiempo. Registre el tiempo de ruptura (t_R) y la presión de inyección (P_i).
- 17)** Calcule el petróleo producido acumulado (N_P), la relación agua-petróleo (WOR), la tasa de producción de petróleo (q_P), la tasa de producción de agua (q_w) y el factor de recobro (FR) en función del tiempo o en función de los volúmenes porosos inyectados.
- 18)** Grafique N_P vs. Q_i y WOR vs. Q_i en un mismo grafico, en otro grafico q_P vs. Q_i y q_w vs. Q_i y finalmente graficar FR vs. Q_i .

Resultados de la prueba:

Para realizar la prueba se utilizo un núcleo de arenisca de 2 3/8 pulgadas de longitud por 1 1/2 pulgadas de diámetro donado por Petroecuador de un núcleo de corona de la arena Frontera del pozo 4 A a un intervalo de profundidad de 9230` - 9231`.

Los datos preliminares de la prueba de desplazamiento correspondientes a los pasos del 1) al 10) se encuentran en la siguiente tabla:

TABLA 4

DATOS PRELIMINARES DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

V_T (cc)	$\Delta m'$ (g)	V_P (cc)	ϕ (%)	V_w o N_i (cc)	S_{wi} (%)
69.75	11.7	11.7	17	8	32

Los resultados del desplazamiento de petróleo por agua del núcleo en la celda triaxial se muestran en la tabla 5. Y en forma grafica se encuentran en los anexos.

TABLA 5

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

Tiempo (min)	Np (cc)	Wp (cc)	WOR (ccw/ccw)	Qi	qo (cc/min)	qw (cc/min)	FR (%)
0	0	0	0	0	0	0	0
0.25	0.80	0	0	0.09	3.200	0	10.0
0.50	1.70	0	0	0.17	3.400	0	21.3
0.97	2.40	0	0	0.23	2.474	0	30.0
2.00	2.85	1.2	0.42	0.36	1.425	1.165	35.6
3.00	3.45	2.9	0.84	0.62	1.150	1.429	43.1
4.67	3.95	5.6	1.42	0.87	0.846	1.514	49.4
6.17	4.25	9.2	2.16	1.21	0.689	1.769	53.1
7.67	4.55	12.7	2.79	1.56	0.593	1.896	56.9
9.17	4.75	16.4	3.45	1.90	0.518	2.000	59.4
10.67	4.95	20.2	4.08	2.32	0.464	2.082	61.9
12.17	5.15	25.0	4.85	2.75	0.423	2.232	64.4
13.67	5.25	27.8	5.30	3.01	0.384	2.189	65.6
15.17	5.35	30.7	5.74	3.26	0.353	2.162	66.9
18.17	5.45	33.6	6.17	3.56	0.300	1.953	68.1

La presión de inyección de la prueba fue de 2 psig y la saturación de petróleo residual al final de la prueba quedo en 22 %.

5.2. Conclusiones

- 1) El promedio de las desviaciones de los resultados de permeabilidad obtenidos con el permeámetro de gases diseñado por medio de esta tesis con respecto a los valores obtenidos en el laboratorio de Yacimientos de Petroproducción fue del 2.8 %.
- 2) De los valores de permeabilidad y de un análisis microscópico de las muestras se determinó que los núcleos A, B, y C con permeabilidades entre 1 y 3 md son areniscas de grano muy fino y la muestra D con permeabilidad de aproximadamente 48 md es una arenisca de grano medio.
- 3) Después de la limpieza, lubricación y calibración de la bomba LC-5000, esta logró desarrollar un bombeo de 6.67 ml/min con el 1 % de error y la presión quedó establecida en un valor de 500 psi con ayuda de un manómetro. Quedando así en condiciones adecuadas para complementar a la celda triaxial.

- 4) Al final de la prueba de desplazamiento se logro recuperar (FR) el 68.1 % del petróleo inicial y los volúmenes porosos de agua inyectada fueron de 3.56.
- 5) En el grafico de las curvas de q_o vs. Q_i y q_w vs. Q_i se puede apreciar que después del punto de ruptura primera curva disminuye continuamente mientras que la curva de producción de agua tiende a mantenerse constante en el tiempo.
- 6) Estas pruebas de desplazamiento nos permiten determinar cual de los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua se asemeja más al yacimiento en estudio. También nos permite estimar la vida del proyecto que se pretenda llevar a cabo en esta arena.
- 7) Los dos equipos quedaron aceptablemente calibrados, de acuerdo al análisis comparativo y pruebas que se realizaron. Dejando así estas unidades actas para una correcta enseñanza de los futuros estudiantes que se sirvan realizar prácticas en el Laboratorio de Petróleos de la FICT-ESPOL.

- 8) Por medio de este proyecto se logro crear vínculos con las compañías Petroproducción, ControlAir y Parker Pneumatic.

5.3. Recomendaciones

- 1) Revisar periódicamente el permeámetro debido a fugas en las cañerías, las conexiones, las válvulas de alivio y el flujómetro.
- 2) El extractor de campana debe estar equipado con papel de aluminio y silica o gel para absorber la húmeda. Ya que esta afecta en un gran porcentaje a los resultados obtenidos.
- 3) La orientación de los núcleos del laboratorio con referencia a la muestra del campo deberá ser tomada en cuenta ya que normalmente se desea la permeabilidad perpendicular al eje de la muestra de fondo debido a que el flujo de fluidos (gas, petróleo, y/o agua) se da en esta dirección.
- 4) Se puede utilizar cualquier tipo de gas comprimido como un medio de medición de la permeabilidad, siempre y cuando este gas sea inerte y no tóxico como el nitrógeno (N_2), por ejemplo.

- 5) Si los sellos de la bomba LC-5000 tienen suciedad u otros sólidos alrededor de ellos, realice el proceso de reemplazo y limpieza (sección 4.5) para evitar posibles fugas y así no será necesario comprar nuevos sellos. Ahorrándonos tiempo y/o dinero.
- 6) El procedimiento de lubricación de la bomba se deberá realizar cada 400 horas de uso, además debe protegerse de que ningún tipo de fluido ingrese en el precisión thrust bearing el cuál conduce el ball screw (vea la figura 4.13).
- 7) Con fines didácticos, para realizar una buena práctica en la celda triaxial es preferible utilizar núcleos con porosidades y permeabilidades altas.
- 8) Después de cada uso de la celda triaxial límpiela con alcohol de madera (metanol).

ANEXOS

TABLAS

TABLA A

**PERMEABILIDAD OBTENIDA EN EL LABORATORIO DE
PETROPRODUCCIÓN**

Muestra	l (cm)	D (cm)	Lectura del Flujómetro	q cc/seg	P (atm)	Temp. (°F)	μ (cp)	k (md)
A	2.790	2.494	1.4	0.15	1.00	70	0.01752	1.50
B	2.816	2.592	1.4	0.15	1.00	70	0.01752	1.47
C	3.073	2.521	2.4	0.24	1.00	70	0.01752	2.59
D	3.007	2.506	3.2	2.3	0.50	70	0.01752	49.13

TABLA B

PERMEABILIDAD OBTENIDA EN EL LABORATORIO DE LA ESPOL

Muestra	l (cm)	D (cm)	Lectura del Flujómetro	q cc/seg	P (atm)	Temp. (°F)	μ (cp)	k (md)
A	2.790	2.494	1.1	0.15	1.00	79	0.0177	1.52
B	2.816	2.592	1.1	0.15	1.00	79	0.0177	1.42
C	3.073	2.521	2.7	0.23	1.00	79	0.0177	2.51
D	3.007	2.506	3.6	2.20	0.50	79	0.0177	47.48

TABLA C

INDICACIONES DE LOS CONTROLES DEL PANEL FRONTAL

No. del ítem de la Fig. 4.2	Control o indicador	Descripción	Propósito
1	RUN/STOP	Dos posiciones Interruptor de palanca	RUN enciende el motor para bombear, purgar o reabastecer la bomba. STOP detiene la tracción del motor.
2	PURGE/PUMP	Dos posiciones Interruptor de palanca	Normalmente se ubica en la posición PUMP. Cuando se desplaza a la posición PURGE y el interruptor RUN/STOP está en RUN, el pistón asciende a una velocidad superior para purgar los contenidos.
3	DELIVER/REFILL	Dos posiciones Interruptor de palanca	Normalmente se ubica en la posición DELIVER. Cuando se desplaza a la posición REFILL y el interruptor RUN/STOP está en RUN, el pistón se desplaza rápidamente hacia abajo para recargar el cilindro.
4	OPERATE/STANDBY	Dos posiciones Interruptor de palanca	En la posición OPERATE enciende la bomba y los calentadores internos se desactivan. Cuando se coloca en STANDBY la bomba se apaga y se activan los calentadores internos.
5	DISPLAY SET POINT (MAXIMUM PRESSURE) setting	Botón de accionamiento momentáneo	Cuando se presiona, muestra la programación del límite de la presión máxima por medio de una lectura en el PRESSURE LED. Si se excede durante la operación, la bomba se detendrá hasta que la presión descienda por debajo del ajuste máximo.

No. del ítem de la Fig. 4.2	Control o indicador	Descripción	Propósito
6	DISPLAY SET POINT (MINIMUM PRESSURE) setting	Botón de accionamiento momentáneo	Cuando se presiona, muestra la programación del límite de la presión mínima por medio de una lectura en el PRESSURE LED. Cuando la presión del cilindro cae por debajo del ajuste mínimo la bomba se detendrá.
7	DISPLAY SET POINT (RAPID PRESSURIZATION CYCLE)	Botón de accionamiento momentáneo	Cuando se presiona, muestra el ajuste del límite de presión para un ciclo de presurización rápida.
8	ACTIVATE (RAPID PRESSURIZATION CYCLE)	Botón de accionamiento momentáneo	Si se presiona mientras la bomba esta funcionando, el ciclo de presurización se inicia.
9	PRESSURE SETTING ADJUST (MAXIMUM)	Potenciómetro de perilla- $\frac{3}{4}$	Este control ajusta el límite de presión máxima de la bomba. El DISPLAY SET POINT (MAXIMUM PRESSURE) [# 5 arriba] debe estar presionado mientras este control es maniobrado para mostrar el límite en el tablero digital de presión (PRESSURE).
10	PRESSURE SETTING ADJUST (MINIMUM)	Potenciómetro de perilla- $\frac{3}{4}$	Este control ajusta el límite de presión mínima de la bomba. El DISPLAY SET POINT (MINIMUM PRESSURE) [# 6 arriba] debe estar presionado mientras este control es maniobrado para mostrar el límite mínimo de presión en el tablero digital (PRESSURE).
11	ADJUST (RAPID PRESSURIZATION CYCLE)	Potenciómetro de perilla- $\frac{3}{4}$	Este control ajusta el límite de presión para el ciclo de presurización rápida. El DISPLAY SET POINT (RAPID PRESSURIZATION) [# 7 arriba] debe estar presionado mientras este control es maniobrado para mostrar el límite de presión del ciclo en el tablero digital (PRESSURE).

No. del ítem de la Fig. 4.2	Control o indicador	Descripción	Propósito
12	CYCLING	Luz roja	Indica que la bomba está en ciclo presurización rápida.
13	OVERPRESSURE	Luz roja	Indica que la presión del cilindro ha excedido el límite de presión máxima seleccionada.
14	UNDERPRESSURE	Luz roja	Indica que la presión del cilindro ha caído por debajo del límite de presión mínima seleccionada.
15	PSI/MPa	Dos posiciones Interruptor lateral	Selecciona las unidades a ser mostradas en la pantalla PRESSURE en PSI o MPa (MegaPascales).
16	OVERPRESSURE ALARM ON/OFF	Dos posiciones Interruptor lateral	Ubica la alarma de sobrepresión en on y off. En la posición on, la alarma sonara cuando la bomba exceda el límite de máxima presión.
17	CYLINDER EMPTY	Luz roja	Indica que el cilindro de la bomba esta vacío.
18	FLOW RATE % RANGE	Potenciómetro calibrado	Ajusta la tasa de flujo entre 0 y 100 % del rango seleccionado.
19	FLOW RATE RANGE ml/hr	6 posiciones Interruptor rotativo	Ajusta el rango máximo de la tasa de flujo de la bomba (1.5, 4, 15, 40, 150, y 400 ml/hr).
20	EXTERNAL CONTROL	Luz roja	Indica que la bomba esta bajo control remoto.
21	PRESSURE	Lectura de 4 dígitos	Muestra la presión del cilindro, o cuando los apropiados botones del DISPLAY SET POINT se presionan y mantienen, muestra el ajuste para límite de máxima o mínima presión, o el límite de presurización.
22	DO NOT PRESSURIZE	Luz roja	Indica que es arriesgado ejercer presión a la bomba desde una fuente externa.

TABLA D

CONEXIONES Y CONTROLES DEL PANEL POSTERIOR

No. del ítem de la Fig. 4.3	Conector	Descripción	Conector Vinculo	Función
1	MAINS	3-pin IEC plug	IEC line cord	Combinación 100, 117 tapones o 234 Vac de entrada, fusible incorporado y selector de voltaje impreso en la tarjeta de circuito.
2	EXTERNAL CONTROL	25-pin sub-D socket	Cinch # DB-25P	Provee monitoreo externo e incluye control de la bomba: control de tasa de flujo, monitoreo de la presión del cilindro, control de parada y arranque de la bomba y control de REFILL y PURGE
3	PUMP DRIVE	15-pin sub-D socket	Cinch # DA-15P	Conecta el controlador LC-5000 a la bomba LC-5000.
4	PRESSURE OUTPUT 0.1V PER 1000 PSI			Uso obligatorio de una post salida con grabadores externos.
5	PUMP PRESSURE TRANSDUCER	9-pin sub-D socket	Cinch # DE-9P	Conecta el transductor de señales de presión del cilindro al controlador.
6	Indicador de Volumen	Puntero y escala	N/A	Indica el volumen (0-500 ml) remanentes en el cilindro.

No. del ítem de la Fig. 4.3	Conector	Descripción	Conector Vinculo	Función
7	REFILL RATE	Potenciómetro de 1 vuelta (ajústese con un destornillador)	N/A	Determina el caudal de flujo de REFILL. El caudal máximo es aproximadamente 100 ml/min.
8	overflow outlet		N/A	Desvía fugas de la bomba.
9	ZERO PRESSURE ADJUST	Potenciómetro de 1 vuelta (ajústese con un destornillador)	N/A	Proporciona una lectura de ajuste de presión cero.

DIAGRAMAS

DIAGRAMA A

VISCOSIDAD - TEMPERATURA

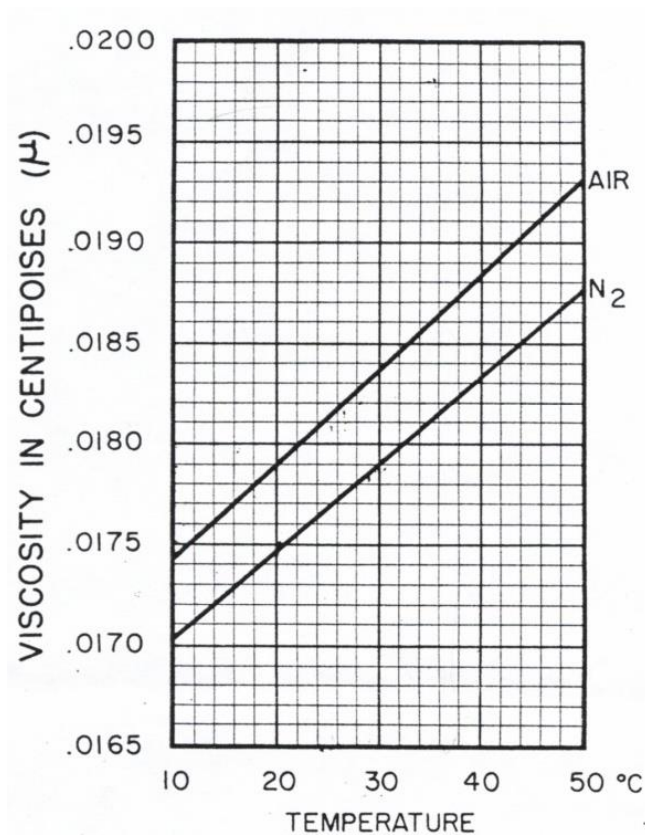
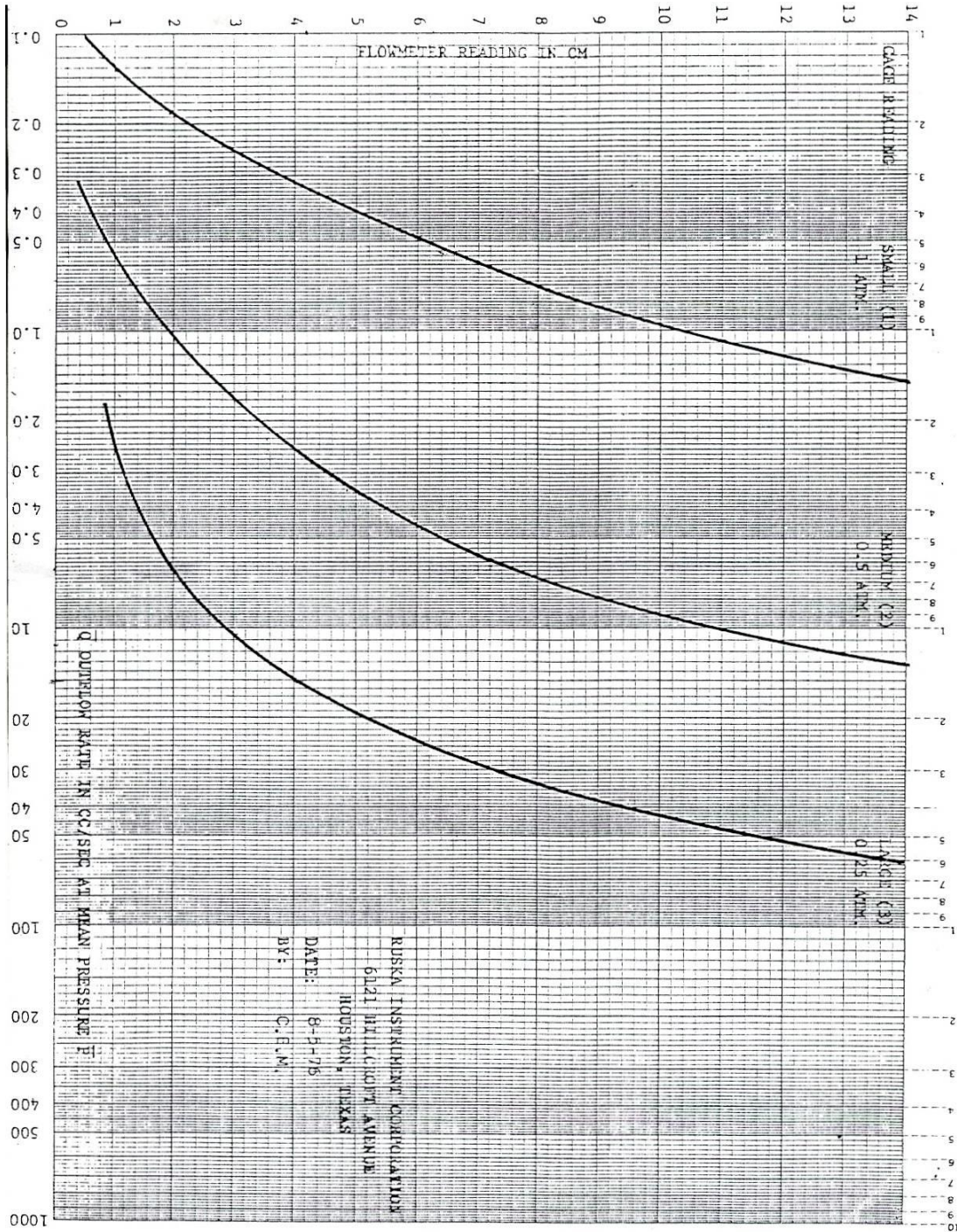


DIAGRAMA B

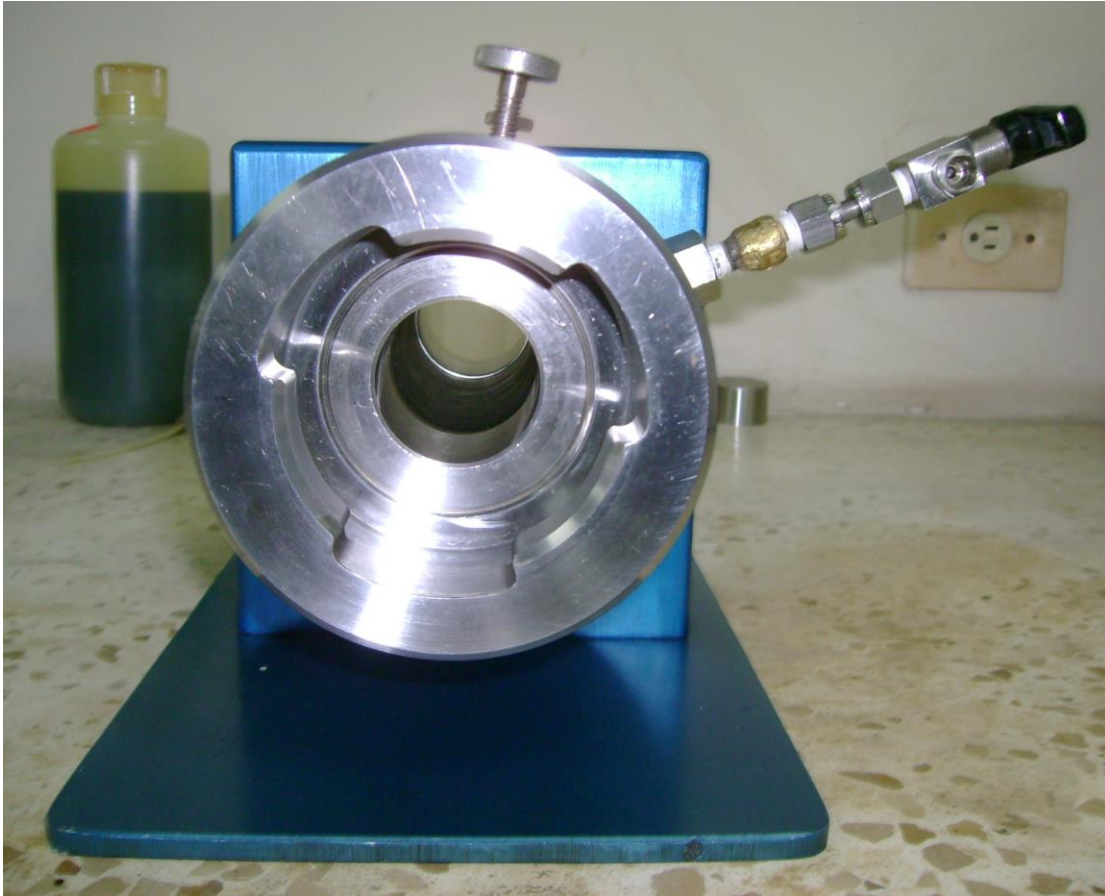
CARTA DE LONGITUD VS. CAUDAL DEL FLUJOMETRO



FOTOS

FOTO A

VISTA LATERAL DE LA CELDA TRIAXIAL



FIGURAS

FIGURA A

N_p vs. Q_i – WOR vs. Q_i

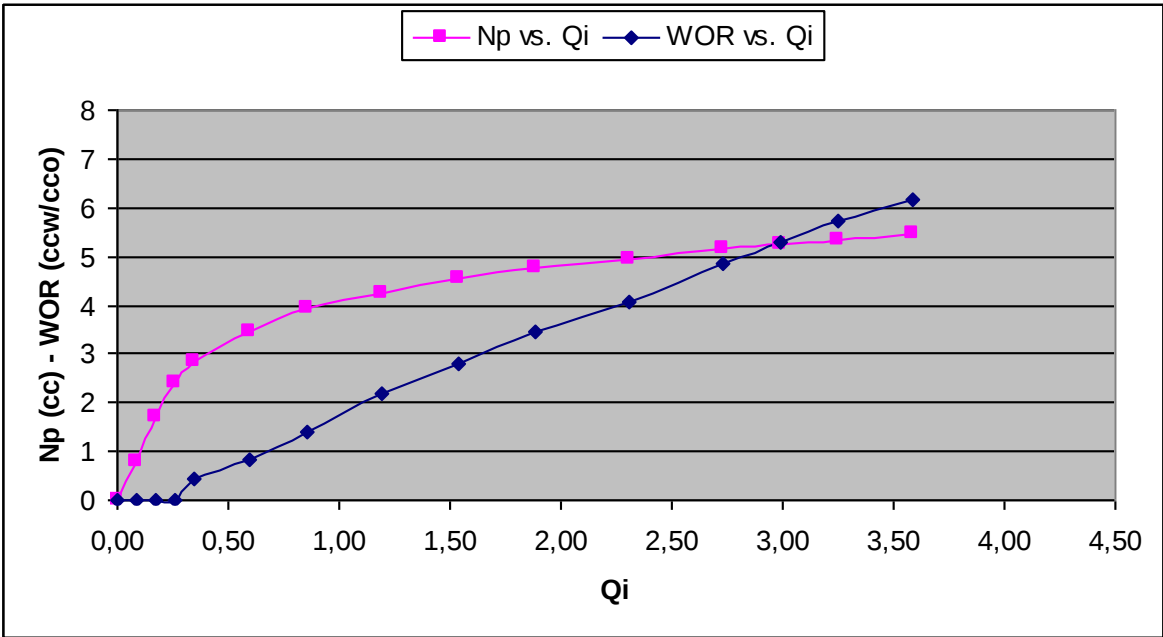


FIGURA B

q_o vs. Q_i – q_w vs. Q_i

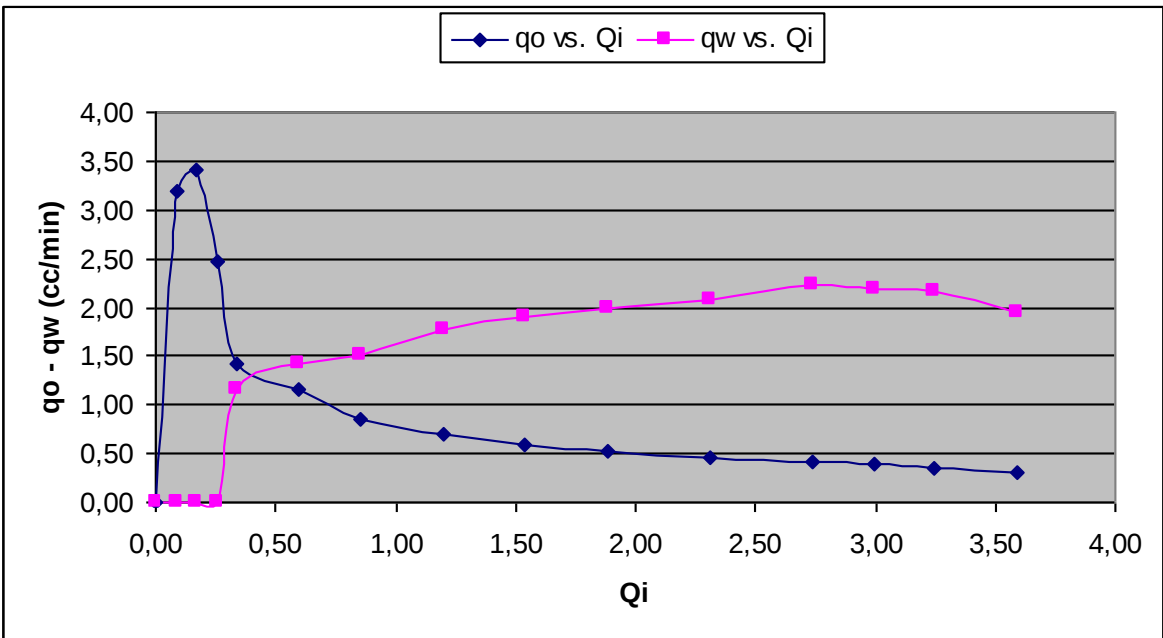


FIGURA C

FR vs. Q_i

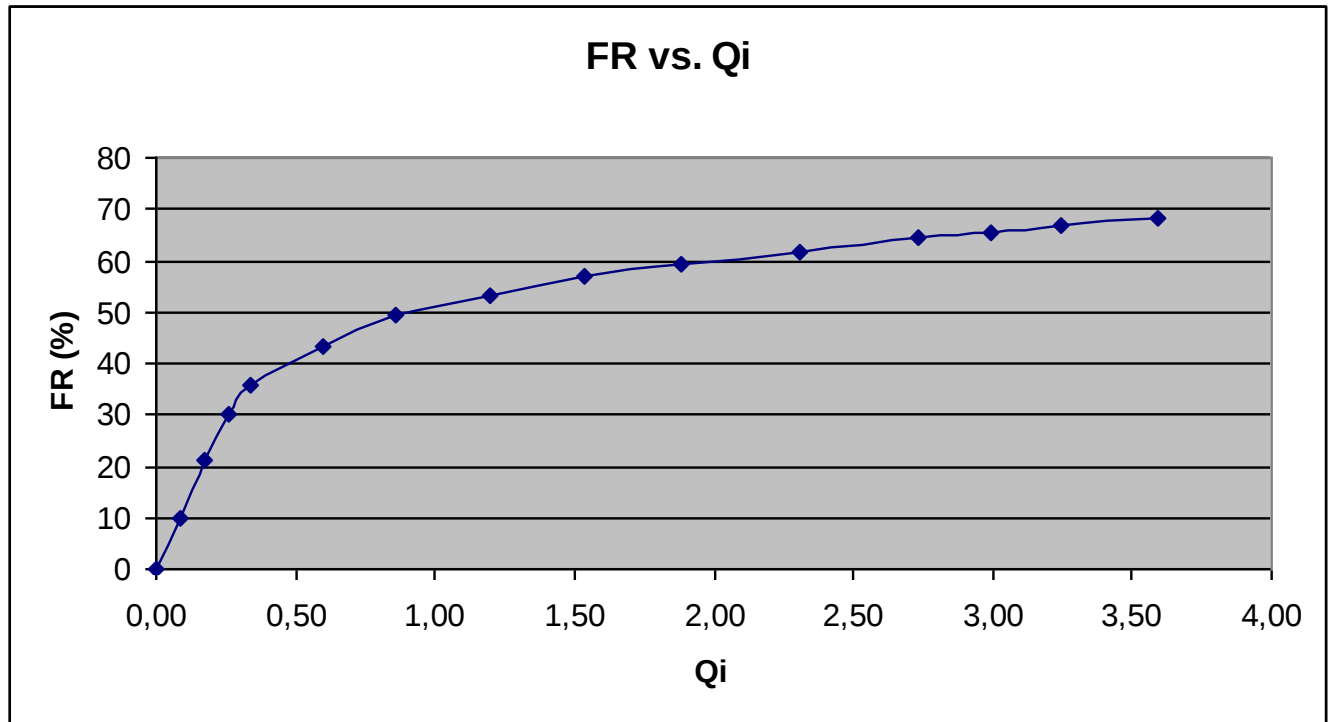


FIGURA D

PANEL DE LOS CIRCUITOS

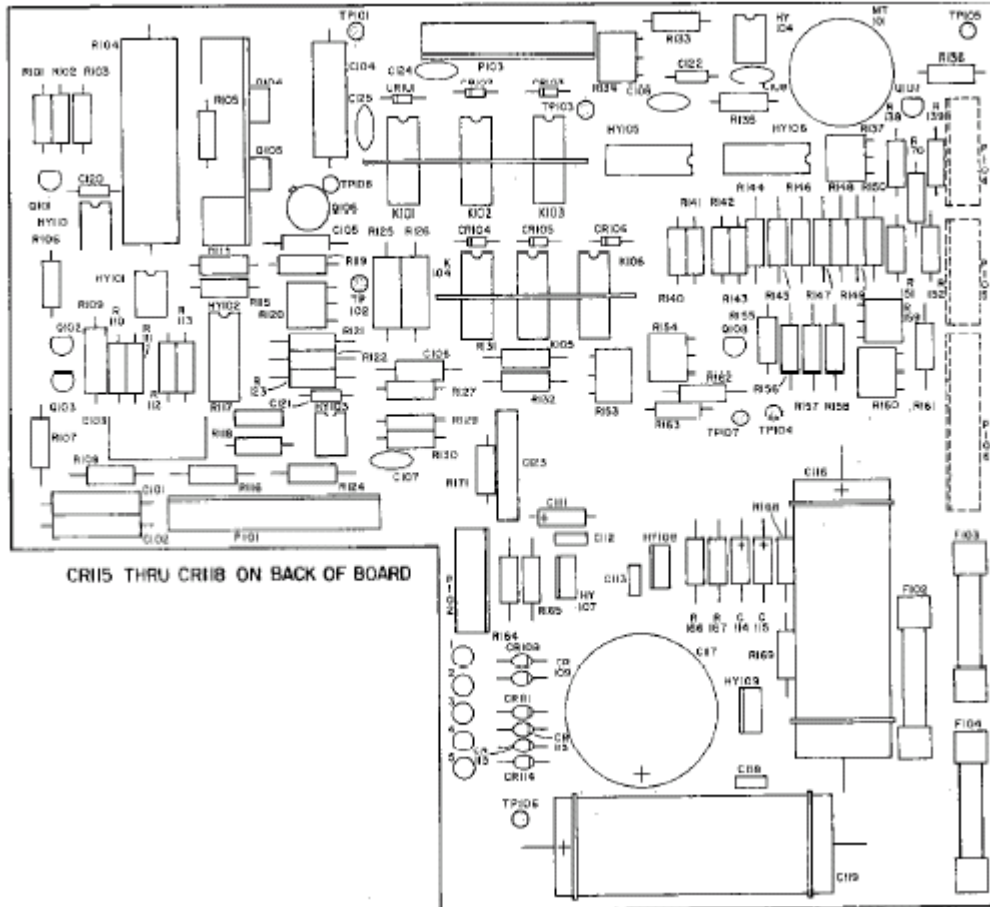
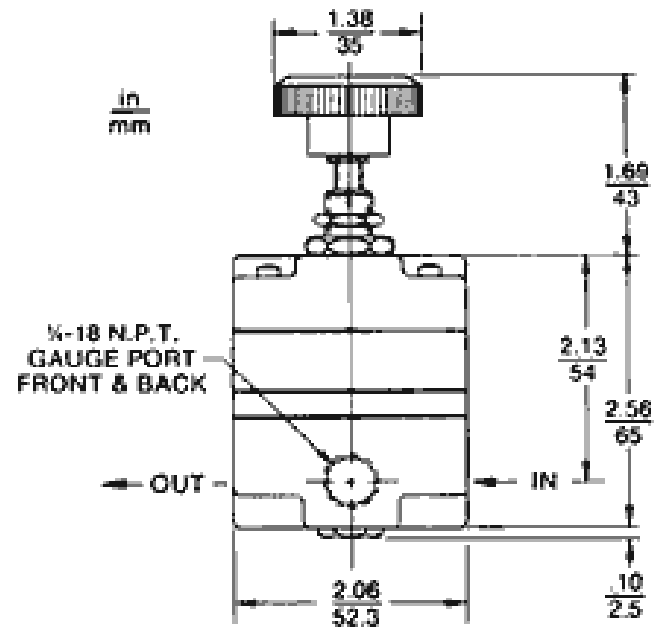


FIGURA E

DIMENSIONES DE LA VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN



1/2" (12.7 mm) dia. hole for panel mounting;
max. panel thickness, 1/2" (12.7 mm)

BIBLIOGRAFÍA

- 1)** BAKER HUGHES INTEQ, Lideres en Soluciones de Perforación,1999
- 2)** CONTROLAIR, www.controlair.com/regulators/100reg.html#ordering
- 3)** CRAFT B. AND HAWKINS M., Applied Petroleum Reservoir Engineering
- 4)** FORREST CRAIG, Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1982
- 5)** HONARPOUR M., KOEDERITZ L., AND HARVEY A., Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Florida
- 6)** ISCO INC., LC-5000 Syringe Pump Instruction Manual, Part number 60-1243-303, Nebraska
- 7)** LEE JOHN, Well Testing, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1982

- 8)** PARKER PNEUMATIC, Catalog 0700P-2/USA, Parker Hannifin Corporation, www.parker.com/pneumatic, 2004
- 9)** PETROENERGY, Diseño de Estimulaciones, Petroecuador Unidad de Capacitación, 2004
- 10)** PIRSON SYLVAIN, Oil Reservoir Engineering, Second Edition, Graw-Hill Book Company, 1958
- 11)** GALLEGOS RICARDO, Recuperación Mejorada por Inyección de Agua, 2000
- 12)** SERRA OBERTO, Fundamentals of Well-log interpretation, first volume, Elsevier, 1984
- 13)** SLIDER H.C., Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1976