

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Rehabilitación, Calibración y Validación del Permeámetro de
líquido del Laboratorio de Petrofísica FICT-ESPOL

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Juan Diego León Vite
Julio César Villavicencio Mera

Guayaquil-Ecuador

Año 2016

AGRADECIMIENTO

A Dios, por todas las bendiciones durante esta etapa. Agradecemos la confianza y el apoyo brindado por parte nuestros maestros que sin duda alguna nos apoyaron a lo largo del desarrollo de este proyecto.

Quien como Dios, nadie como Dios.

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación está dedicado a toda mi familia, pero de manera especial a mi madre quien con la confianza y el apoyo brindado en el trayecto de mi vida me ha demostrado su amor, corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

A mis grandes amigos, a quienes mucho más que amigos los considero mis hermanos con quienes compartí momentos a lo largo de esta etapa y me han brindado su apoyo incondicional.

A mis profesores por sus diferentes formas de enseñar, quienes me incentivaron a seguir adelante.

Juan Diego León Vite

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de graduación a toda mi familia, a mi padre Julio por toda su dedicación a que siempre cumpla con mis objetivos, a mis hermanas Karla y Estefanía que sin su ayuda durante todos mis años de estudio seguramente aun no escribiría esto, y en especial a mi madre Martha que, gracias a su lucha, esfuerzo y sobre todo amor soy el hombre que soy, los amo.

A mis amigos, los cuales han compartido conmigo esta aventura a la cual se la llama vida, y me han apoyado incondicionalmente.

Julio César Villavicencio Mera

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

M. Sc. Fidel Vladimir Chuchuca A.
DIRECTOR DE LA MATERIA INTEGRADORA

M. Sc. Romel Ángel Erazo B.
DOCENTE JURADO CARRERA ING. EN PETRÓLEO

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este proyecto de grado, nos corresponde exclusivamente y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Juan Diego León Vite

Julio César Villavicencio Mera

RESUMEN

En este trabajo se presenta la rehabilitación del Permeámetro de líquidos para el método de medición de permeabilidad a núcleos consolidados de formación, disponible en el Laboratorio de Petrofísica de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, abarcando conceptos básicos, la parte experimental y el procedimiento de cálculo.

En la parte experimental se hace una descripción de la condición en la que se encontró cada una de las piezas del permeámetro, después de haber permanecido sin funcionar en el laboratorio desde el año 2012; de igual manera se describe la rehabilitación y calibración de cada una de las piezas del equipo y de las operaciones detalladas, para realizar una medición de permeabilidad en muestras representativas, para lo cual se utilizó el núcleo 9-10563.9 perteneciente al Centro de Investigaciones Quito de Petroamazonas EP, solicitado mediante el oficio No. ESPOL-FICT-OFC-0219-2016.

El procedimiento de cálculo se explica por medio de tablas en las cuales se muestra la procedencia de los datos y la secuencia de operaciones para procesar dichos datos y obtener la permeabilidad de la muestra.

Además, se explica el procedimiento de validación usando el método normalizado por ser el más adecuado para validar una práctica cuantitativa según la norma ISO IEC 17025:2005, en la cual se basa El Servicio de Acreditación Ecuatoriano. Finalmente se presenta un programa de cómputo, elaborado en este estudio para el procesamiento de los datos, presentación de los resultados en tablas y gráficos de su validación, así como también sus planos técnicos.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGIA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
CAPITULO 1	1
1. EL PROBLEMA.....	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Formulación del problema	3
1.3 Objetivos.....	3
1.4 Justificación	4
CAPITULO 2.....	6
2. MARCO TEORICO	6
2.1 Conceptos Generales	6
2.1.1 ¿Qué es Validación?	6
2.1.2 ¿Qué es calibración?.....	7
2.1.3 ¿Qué es corrosión?	7
2.2 Porosidad	7
2.2.1 Porosidad Absoluta	8
2.2.2 Porosidad Efectiva.....	8
2.2.3 Porosidad No Efectiva	8
2.3 Permeabilidad.....	9
2.3.1 Permeabilidad Absoluta.....	9
2.3.2 Permeabilidad Efectiva.....	9
2.3.3 Permeabilidad Relativa.....	9
2.4 Ley de Darcy	10
2.4.1 Unidades de la Ley de Darcy	14

2.5	Uso de la permeabilidad	16
2.5.1	Pruebas de Pozos	16
2.5.2	Ingeniería en Yacimientos-GOR de Producción.....	19
2.5.3	Recuperación Secundaria - Inyección de agua	21
2.5.4	Producción	24
2.6	Métodos para calcular la permeabilidad	25
2.6.1	Métodos de laboratorio.....	26
2.6.2	Métodos empíricos	28
2.6.2.1	Correlación de Kozeny	28
CAPITULO 3.....		31
3. DESARROLLO		31
3.1 PERMEAMETRO RUSKA DE FLUIDO		31
3.1.1	Porta Núcleo.....	32
3.1.3	Regulador de la Línea de Presión de Gas.....	35
3.1.4	Válvula de Corte.	36
3.1.5	Embudo.	38
3.1.6	Válvula de línea de gas.	39
3.1.7	Columna Volumétrica.	40
3.1.8	Manómetro.	41
3.2	Diagrama Operacional y Procedimiento.	42
3.3	Estado, Rehabilitación y Calibración de los componentes del Permeámetro.....	45
CAPITULO 4.....		54
4. VALIDACIÓN DEL EQUIPO		54
4.1 Método normalizado		55
4.1.1	Repetibilidad.....	56
4.1.2	Reproducibilidad.....	57
4.1.3	Límite de detección	66
4.1.4	Límite de cuantificación	67
4.1.5	Exactitud.....	67
4.1.6	Intervalo de trabajo.....	68

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
CONCLUSIONES.....	70
RECOMENDACIONES.....	73
ANEXOS	74
BIBLIOGRAFÍA.....	88

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
Atm	Atmosferas
Bbls	Barriles
Rb	Barriles de reservorios
Bpd	Barriles por día
cc	Centímetros Cúbicos
Cp	Centipoise
OD	Diámetro Externo
ID	Diámetro Interno
EP	Empresa Pública
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FICT	Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
hr	Horas
IP	Índice de Productividad
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
Psi	Libras por pulgada cuadrada
md	Mili Darcy
NPS	Nominal Pipe Size
PDVSA	Petróleos de Venezuela SA
SCF	Pies Cúbicos Standard
ft	Pies (feet)
RP	Recommended Practice
GOR	Relación Gas - Petróleo
seg	Segundos
STB	Stock Tank Barrel

SIMBOLOGIA

θ	Ángulo
Z	Altura
A	Área de sección Transversal
ct	Comprensibilidad total
C	Constante
S	Daño de formación
ρ	Densidad
h	Espesor
g.	Estado Gaseoso.
l.	Estado líquido.
β	Factor Volumétrico de Formación
β_g	Factor volumétrico del gas
β_o	Factor volumétrico del petróleo
fw	Fracción de agua en el flujo que pasa por un punto de roca
$\Delta P/\Delta L$	Gradiente de presión
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
g	Gravedad
J	Índice de productividad
L	Longitud
K	Permeabilidad
Ks	Permeabilidad en la zona de daño
Kg	Permeabilidad medida con un gas
Kl	Permeabilidad medida con un líquido
krw	Permeabilidad relativa al agua
Krg	Permeabilidad relativa al gas
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
\emptyset	Porosidad
Pm	Presión promedio
m	Pendiente de la línea recta en gráficas semi-log u otros gráficos
P	Presión
P_i	Presión Inicial
P_1hora	Presión Promedio a una hora de cerrar el pozo

P_{wf}	Presión de fondo fluyente
p_{ws}	Presión de fondo durante el cierre
P_c	Presión Capilar
P_r	Presión del reservorio
q_g	Producción total de gas
q_o	Producción de petróleo
r	Radio
r_e	Radio del reservorio
r_s	Radio de la zona de daño
r_w	Radio del pozo.
M	Relación de Movilidad
R	Relación Gas- Petróleo
S_o	Saturación de Petróleo
S_w	Saturación de Agua
S_{wi}	Saturación de Agua inicial
S_{wc}	Saturación de Agua connata
q	Tasa de flujo
t	Tiempo.
v	Velocidad aparente de flujo
μ	Viscosidad
μ_w	Viscosidad del agua
μ_g	Viscosidad del gas
μ_o	Viscosidad del petróleo
V	Volumen que atravesó la muestra en un tiempo dado
V_p	Volumen poroso
V_t	Volumen total

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA2.1 SISTEMA EXPERIMENTAL DE DARCY	10
FIGURA 2. 2 RELACIÓN ENTRE LA ORIENTACIÓN DEL ESTRATO Y LA ALTURA	13
FIGURA2. 3 RECTA LOGARÍTMICA DE HORNER	18
Figura 3. 1 Partes del Porta Núcleo.....	34
FIGURA 3. 2 PRENSA DE AJUSTE	35
FIGURA 3. 3 REGULADOR NORGREN R07	36
FIGURA 3. 4 VÁLVULA DE CORTE.....	38
FIGURA 3. 5 EMBUDO.	38
FIGURA 3. 6 VÁLVULA DE LA LÍNEA DE GAS.....	40
FIGURA3. 7 COLUMNA VOLUMÉTRICA.....	40
FIGURA 3. 8 MANÓMETRO BOURDON	41
FIGURA 3. 9 DIAGRAMA DEL EXTRACTOR SOXHLET F	42
FIGURA 3. 10 DIAGRAMAS DE LLENADO Y DE INYECCIÓN DEL EQUIPO.....	45
Figura 4. 1 Gráfica de valores de K1.....	62

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I PRUEBAS REALIZADAS PARA CALIBRACIÓN DEL MANÓMETRO.....	46
TABLA II PRUEBAS DE HERMETICIDAD A MANGUERAS DE GAS.....	47
TABLA III REQUERIMIENTOS SEGÚN TIPO DE VÁLVULA PARA PRUEBA DE PRESIÓN ..	48
TABLA IV RESULTADOS DE ENSAYOS REALIZADOS A LAS DIFERENTES VALVULAS. .	50
TABLA V ENSAYOS REALIZADOS AL REGULADOR NORGREN	52
TABLA VI GASTOS DE LA REHABILITACIÓN DEL EQUIPO	53
TABLA VII DATOS DE LABORATORIO PARA CALCULAR PERMEABILIDAD	55
TABLA VIII CONDICIONES DE REPETIBILIDAD.....	56
TABLA IX CONDICIONES QUE CAMBIAN	57
TABLA X DATOS TOMADOS POR LOS OPERADORES 1 Y 2 RESPECTIVAMENTE	59
TABLA XI RANGOS DE LOS DATOS TOMADOS DE CADA OPERADOR.....	60
TABLA XII DATOS PARA CALCULAR TOLERANCIA	61
TABLA XIII VALORES DE K1	62
TABLA XIV VALOR PROMEDIO DE LOS ENSAYOS DE CADA OPERADOR	63
TABLA XV VALOR DE K2	65
TABLA XVI RANGOS DE ACEPTACIÓN DEL MÉTODO R&R	66
TABLA XVII VALORES DE LOD Y LOC	67
TABLA XVIII PRUEBA F A LOS DATOS DE OPERADORES	68
TABLA XIX LÍMITES DE TRABAJO	69

CAPITULO 1

1. EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

La mayoría de laboratorios petrofísicos son empleados dentro del proceso de desarrollo de un proyecto petrolero, puesto que en él se realizan análisis necesarios para la industria petrolera. Se requiere que éstos análisis estén caracterizados por obtener resultados de alta veracidad y confianza, es por ello que la eficiencia eficacia y efectividad cobran importancia a la hora de realizar los análisis.

En la industria petrolera existe la necesidad de medir la permeabilidad de las rocas, debido a que esta determina el comportamiento del yacimiento y del pozo; de ella depende el buen desarrollo de la producción del yacimiento, así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria.

La Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra tiene la misión de formar profesionales con conocimientos sólidos en las áreas de exploración, desarrollo, optimización y gestión sustentable de los recursos hidrocarburíferos, con la habilidad para diseñar o conducir ensayos, así como para analizar e interpretar datos relacionados con la ingeniería en petróleo; por lo que cuenta con un Laboratorio de petróleo para determinar las propiedades de los hidrocarburos, propiedades reológicas del fluido de perforación y propiedades petrofísicas de las rocas de yacimiento, para lo cual cuenta con un Permeámetro Ruska de fluido, el cual mide la permeabilidad vertical de los núcleos de roca de yacimiento.

La ausencia o inhabilitación del permeámetro impediría la obtención de la permeabilidad, la cual es un parámetro fundamental en la industria petrolera y por ende elemental para que los estudiantes desarrollen sus conocimientos teóricos científicos en la materia Laboratorio de Petróleo, dictada en la FICT. De la misma manera el laboratorio no podría brindar sus servicios de

docencia, en la práctica de permeabilidad, para las universidades UPSE y UG ni a los tecnólogos ESPOL-ANCON como lo ha desarrollado en años anteriores.

1.2 Formulación del problema

El laboratorio de Petrofísica de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra cuenta con un permeámetro Ruska de fluido, que debido al pasar de los años, descuido en su manipulación y la falta de mantenimiento se encuentra fuera de servicio y será dado de baja. De manera que su rehabilitación, calibración y validación son de vital importancia puesto que es un equipo básico para realizar mediciones de permeabilidad, además se presentará su diseño en planos mecánicos y en sus diferentes perspectivas.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Rehabilitar el equipo de permeabilidad (permeámetro) del Laboratorio de Petrofísica de la FICT, mediante la reparación, mantenimiento y validación del equipo para confirmar que el permeámetro está apto para cumplir con su función predeterminada.

1.3.2 Objetivos específicos

- Inspeccionar el equipo de permeabilidad y sus diferentes secciones para conocer su estado inicial.

- Rehabilitar y calibrar las diferentes secciones del equipo mediante la aplicación de estándares recomendados por sociedades técnicas para garantizar su correcto funcionamiento.
- Validar la rehabilitación y calibración del equipo mediante métodos cuantitativos de validación, de manera que los resultados obtenidos sean confiables.
- Diseñar el equipo en sus diversas perspectivas mediante el uso del software Inventor, de manera que el modelo del equipo sea presentado de una forma versátil en planos mecánicos.

1.4 Justificación

El transcurrir del tiempo, el uso y la falta de mantenimiento son algunos de los factores que inciden en el funcionamiento de los equipos de laboratorio, acortando la vida útil de los mismos. Lo que deriva en paros de funcionamiento parciales y totales dependiendo del nivel de avería.

Puesto que los equipos de permeabilidad en el Laboratorio de Petrofísica se encuentran fuera de servicio, debido a la falta de mantenimiento y desgaste de los mismos y ante la necesidad de formar profesionales que apliquen el conocimiento técnico científico en las actividades de la industria petrolera y debido a que los costos por contratar personal especializado para reparar o dar mantenimiento a dichos equipos pueden ser elevados, resulta de vital

importancia la rehabilitación, calibración y validación del permeámetro Ruska perteneciente al Laboratorio de Petrofísica de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Además, la presentación en planos mecánicos mediante el uso del software Inventor es indispensable ya que para equipos de tipo neumático es importante desarrollar las diferentes partes, transmitiéndolas de manera gráfica, para mejorar la cantidad de documentación e información que se posee del equipo.

CAPITULO 2

2. MARCO TEORICO

2.1 Conceptos Generales

2.1.1 ¿Qué es Validación?

Es un proceso por el cual se busca la certificación mediante pruebas y suministro de evidencia objetiva, para demostrar que se cumplen los requerimientos específicos para un uso determinado previsto. (Servicio de Acreditacion, 2016)

2.1.2 ¿Qué es calibración?

De acuerdo con el vocabulario internacional de metrología ISO/IEC GUIDE 99:2007, calibración es la operación que bajo circunstancias específicas constituye una comparación entre los valores obtenidos por un equipo de medición con la medida de referencia correspondiente. (Pérez, 2016)

2.1.3 ¿Qué es corrosión?

La corrosión se puede definir como la degradación de un material a causa de la acción del ambiente en el que está inmerso. Esta degradación se debe al resultado de las interacciones del material y el ambiente bajo condiciones de exposición determinadas. (Pérez, 2016)

2.2 Porosidad

Se conoce como porosidad a la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, se le dice a la compacidad, propiedad inversa de la porosidad. Una expresión matemática para la porosidad se detalla a continuación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad 2.1$$

V_p = Volumen Poroso

V_t = Volumen Total

Según como se encuentre conectado el volumen poroso de la roca, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva. (Escobar, 2004)

2.2.1 Porosidad Absoluta

La porosidad absoluta es aquella que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. La mayoría de porosímetros comerciales calculan esta porosidad. Que la porosidad absoluta de una roca sea considerable, no significa que tendrá una conductividad de fluidos buena, gracias a la falta de interconexión entre los poros. Un ejemplo de esto es la piedra pómez. (Escobar, 2004)

2.2.2 Porosidad Efectiva

La relación entre el volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca se la conoce como porosidad efectiva. Los factores que afectan a la porosidad efectiva son factores litológicos como tipo, contenido y que tanto se hinchan las arcillas presentes en la roca, entre otros. (Escobar, 2004)

2.2.3 Porosidad No Efectiva

La porosidad no efectiva es nada más que la diferencia que hay entre la porosidad absoluta y efectiva. (Escobar, 2004)

2.3 Permeabilidad

La permeabilidad es propiedad que poseen las rocas, la cual puede ser definida como la capacidad que tiene la roca para que un fluido pase a través de ella. (Escobar, 2004)

2.3.1 Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta se calcula cuando un fluido se encuentra saturando 100% el espacio poroso. En la mayoría de los casos, se usa aire o agua como fluido para realizar pruebas en laboratorio. (Escobar, 2004)

2.3.2 Permeabilidad Efectiva

Es el valor de la permeabilidad de un fluido en presencia de uno o más fluidos que saturan a un medio poroso. La permeabilidad efectiva está en función de la saturación de fluidos. (Escobar, 2004)

2.3.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa se la define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Este valor da una idea de la manera como un fluido se desplaza a través del medio poroso. Las permeabilidades relativas son menores a la permeabilidad absoluta y la sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1. (Escobar, 2004)

2.4 Ley de Darcy

Henry Philibert Gaspard Darcy en 1856 publicó su trabajo, en el cual describió experimentos realizados de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, estos experimentos tenían como propósito procesar las demandas diarias de agua potable en el poblado de Dijon, Francia. A continuación, se presenta un esquema del equipo utilizado por Henry Darcy, el equipo consiste en un cilindro que contiene un empaque de arena no consolidada de un metro de longitud, el cual se encuentra entre dos pantallas de gasa permeable. En cada pantalla hay un manómetro conectado, los cuales sirven para calcular la presión en la entrada y la salida del filtro al momento que el agua fluye a través de la arena.

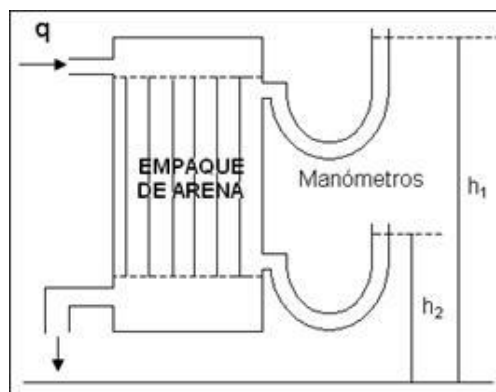


Figura2.1 Sistema Experimental de Darcy
Fuente: (La comunidad Petrolera, 2016)

Los resultados expuestos por Darcy, se representan en la siguiente ecuación:

$$v = k \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right) = k \frac{\Delta h}{L} \quad 2.2$$

Dónde:

v = Velocidad aparente de flujo (cm/seg).

L = Longitud del empaque de arena (cm).

Δh = Diferencia de los niveles manométricos (cm).

K = Constante de proporcionalidad.

En la ecuación de Darcy el valor “ v ” es una velocidad aparente de flujo. Para calcular la verdadera velocidad del flujo se debe dividir la velocidad aparente para la porosidad. Independiente de la orientación del empaque de arena, la diferencia Δh será siempre la misma para una establecida tasa de flujo. En cualquier punto en la trayectoria del flujo y a una cierta altura Z , con relación a un cierto plano de referencia o *datum*, se puede expresar a la presión como:

$$P = \rho g(h - z) \quad 2.3$$

Se puede reescribir a la ecuación 2.3 como:

$$hg = \left(\frac{P}{g}\right) + gz \quad 2.4$$

La forma diferencial de la ecuación 2.2 se tiene a continuación:

$$v = k \frac{dh}{dL} \quad 2.5$$

Diferenciando la ecuación 3.3 con respecto a L se tiene:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{1}{g} \frac{d}{dx} \left(\frac{P}{g} + gz \right) \quad 2.6$$

Sustituyendo la ecuación 2.6 en la ecuación 2.2:

$$v = \frac{k}{g} \frac{dP}{dL} + gz = \frac{k}{g} \frac{d(hg)}{dL} \quad 2.7$$

El término:

$$\frac{P}{g} + gz$$

Se lo conoce como *Potencial de Fluido* se lo expresa con el símbolo Φ y corresponde a la energía potencial por unidad de masa. Al potencial de fluido se lo define como el trabajo necesario por un proceso, donde no existe la fricción, para trasladar una unidad de masa del fluido desde un estado de presión atmosférica y elevación cero, a un punto de elevación Z. Entre 2 puntos A y B, el flujo de fluidos se rige por la diferencia de potencial entre ellos, a continuación, se expresa matemáticamente.

$$\Phi_A - \Phi_B = \int_{P_b}^{P_A} \frac{P}{\rho} + gz - \int_{P_b}^{P_B} \frac{P}{\rho} + gz = \int_{P_B}^{P_A} \frac{dP}{\rho} + g(z_A - z_B) \quad 2.9$$

La Ley de Darcy luego de varios experimentos con diferentes fluidos de pruebas, puede ser generalizada como:

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial L} \quad 2.10$$

La dirección de flujo es positiva en la dirección positiva de L , entonces el gradiente de potencial debe ser negativo, ya que los fluidos se mueven desde niveles de alto potencial a niveles de bajo potencial, para que v sea positiva se tiene que:

$$v = -\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial L} \quad 2.11$$

Si se asume que el fluido es incompresible dentro del yacimiento (por consiguiente, la densidad del fluido es constante) se tiene:

$$\frac{\partial\Phi}{\partial L} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial L} + g \frac{\partial z}{\partial L} \quad 2.12$$

La relación entre el ángulo de inclinación del estrato y Z se muestra a continuación.

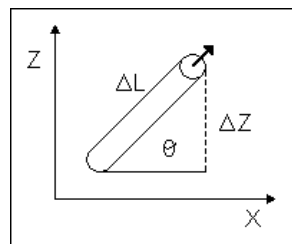


Figura 2. 2 Relación entre la orientación del estrato y la altura
Fuente: (La comunidad Petrolera, 2016)

De la figura se tiene que:

$$\sin \theta = \frac{\partial P}{\partial L} \quad 2.12$$

Se asume también que la condición del flujo es estacionario o estado estable, en la cual la presión es independiente del tiempo, pero si depende de la posición, se tiene que:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = \frac{dP}{dL} \quad 2.13$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.9, 3.10 y 3.11 en la ecuación 3.8 se tiene:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dL} + \rho g \sin \theta \right) \quad 2.14$$

Si la sección transversal de flujo es constante, la ecuación 2.14 puede integrarse entre 2 puntos cualesquiera para obtener:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} + \rho g \sin \theta \right) \quad 2.15$$

2.4.1 Unidades de la Ley de Darcy

Para un flujo horizontal $\text{Sen} \theta = \text{Sen} (0) = 0$ y así obtener la ecuación de Darcy en su forma más simple:

$$q = -\frac{kA \Delta P}{\mu \Delta L} \quad 2.16$$

Dónde:

$q =$ Tasa de flujo. (Cc/seg)

$K =$ Permeabilidad. (Darcys)

$A =$ Área de la sección transversal total (cm²)

$\mu =$ Viscosidad del fluido. (Centipoises)

$\Delta P/\Delta L =$ Gradiente de presión. (Atm/cm)

En unidades de campo a la Ley de Darcy se la expresa a continuación:

$$q = -1.127 \frac{kA \Delta P}{\mu \Delta L} \quad 2.17$$

Dónde:

$q =$ Tasa de flujo. (Bpd)

$K =$ Permeabilidad. (Darcys)

$A =$ Área de la sección transversal total (ft²)

$\mu =$ Viscosidad del fluido. (Centipoises)

$\Delta P/\Delta L =$ Gradiente de presión. (Psi/ft)

La velocidad, v , de la ecuación de Darcy es una velocidad aparente de flujo.

La velocidad real de flujo se determina dividiendo la velocidad aparente entre la porosidad. (Bastidas, 2010)

2.5 Uso de la permeabilidad

2.5.1 Pruebas de Pozos

La permeabilidad es un factor importante al momento de conocer la presión y el flujo en la cara del pozo, ya que es un parámetro dinámico del reservorio que regula el flujo de fluidos al pozo. Mediante las pruebas de restauración de presión y flujo se puede obtener características y propiedades del yacimiento tales como: permeabilidad y presión estática, así como también permiten predecir parámetros de flujo como: límites del yacimiento, daño de formación y descifrar comunicación entre pozos.

La prueba de “build up” o prueba de restauración de presión se realiza mediante el análisis de las pruebas de transiente derivada de la ecuación de la difusividad; la prueba es realizada mediante un pozo productor a una rata constante por un determinado tiempo, cerrando el pozo (normalmente en la superficie) se permite que se restaure la presión en la cara de la arena, registrando la presión en función del tiempo. De esta manera es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión en el área de drenaje. Cerca del pozo la permeabilidad puede ser reducida, esto a causa de operaciones de perforación, invasión de fluidos de perforación, presencia de revoque, alta saturaciones de gas y operaciones de cañoneo. Esta reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo produce caídas de presión,

para cuantificar dichas caídas de presión se usa el factor de daño S. (CIED, 1997)

La permeabilidad es necesaria para calcular el factor de daño S, dicha permeabilidad es determinada mediante pruebas de restauración de presión o pruebas de build up para luego ser usada en la siguiente ecuación usada en el método de Horner (1951):

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hora} - P_{wf}(tp)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad 2.25$$

Donde:

$$m = \frac{162.6 q \beta \mu}{kh} \quad 2.26$$

S: Daño de formación.

$P_{wf}(tp)$: Presión fluyente tomada desde que se abrió el pozo. [psi]

P_{1hora} : Valor promedio de la presión después de 1 hora de cerrar el pozo. [psi]

tp : Tiempo de producción hasta el cierre del pozo. [hr]

k: Permeabilidad. [md]

ϕ : Porosidad.

q : Tasa de producción. [bpd]

μ : Viscosidad. [cp]

C_t : Factor de compresibilidad.

R_w : Radio del pozo. [ft]

β : Factor volumétrico. [stb/rb]

La pendiente m , la cual es obtenida mediante el análisis semi-logarítmico para pruebas de restauración y permite calcular el producto permeabilidad-espesor (kh) despejándolo de la ecuación 2.26. (CIED, 1997)

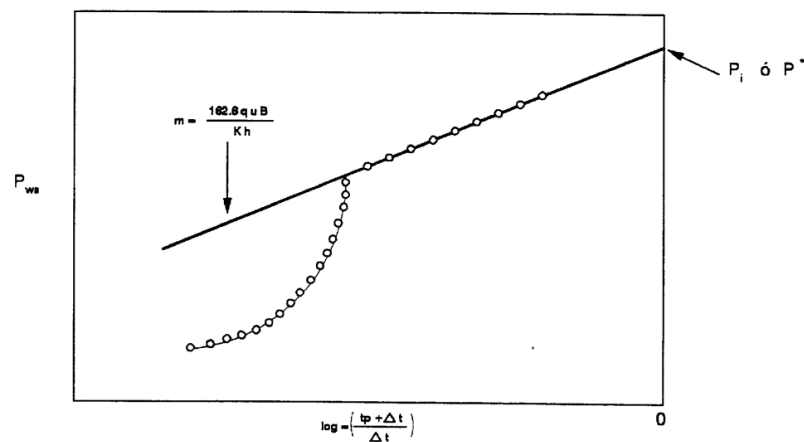


Figura2. 3 Recta Logarítmica de Horner Fuente: PDVSA
"Análisis de Pruebas de Presión Nivel II"

Mediante la relación entre el Factor de daño S y las permeabilidades K y K_s es posible concluir si el factor de daño es positivo o negativo, dependiendo de la relación entre K y K_s ; si el valor de K es mayor que K_s el valor de S

será positivo, lo que indica que la formación esta estimulada. Si el valor de K_s es mayor a K el valor de S será negativo, lo que indica que tenemos daño en la formación. (Carrión, 2000)

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad 2.27$$

Donde:

k_s : Permeabilidad en la zona de daño. [md]

r_s : Radio de la zona de daño. [ft]

2.5.2 Ingeniería en Yacimientos-GOR de Producción.

Por arriba de la presión de saturación la relación GOR (Relación Gas-Petróleo) de producción es constante, es decir una vez que la saturación de gas alcanza un punto en el que se empieza a liberar el gas libre en el yacimiento el GOR aumenta y se presentan complicaciones.

La relación Gas-Oil de producción (R) es la razón de los SCF (pies cúbicos de gas) sobre los STB (stock tank barrels) que están siendo producidos a un tiempo determinado.

$$GOR = \frac{q_g}{q_o} \quad 2.28$$

Conociendo que la producción de gas total está constituida por el gas libre que fluye en el yacimiento más el gas en solución, el cual se libera al alcanzar las condiciones superficiales de Presión y Temperatura.

$$q_g = q_{glibre} + q_{gdisuelto} \quad (2)$$

$$q_g = q_{glibre} + q_o R_s \quad (3)$$

Reemplazando 3 en 1.

$$R = \frac{q_{glibre} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{glibre}}{q_o} + R_s \quad 2.29$$

Aplicando la ley de Darcy para flujo radial.

$$q_{glibre} = C \frac{k k_{rg} h}{\mu_o \beta_o \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_r - P_{wf}) \quad 2.30$$

$$q_o = C \frac{k k_{ro} h}{\mu_o \beta_o \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_r - P_{wf}) \quad 2.31$$

Sustituyendo en R.

$$R = \frac{k_{rg} \mu_o \beta_o}{k_{ro} \mu_g \beta_g} + R_s \quad 2.32$$

En la ecuación 2.32, se demuestra la importancia de la permeabilidad relativa del gas y del petróleo al momento de realizar cálculos para obtener el GOR, el cual es importante en Formulas de Balance de Materiales para poder determinar las reservas iniciales, recuperables o remanentes; de la misma manera el GOR es importante para determinar el comportamiento a futuro de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado bajo el uso de diversos métodos. (Tutiven, 2006)

2.5.3 Recuperación Secundaria - Inyección de agua

Ecuación de flujo fraccional

En el concepto de Buckley y Leverett para el desplazamiento de un fluido dentro de un medio poroso por un fluido inmisible, se desarrolla lo que se conoce como flujo fraccional en donde a partir de la ley de Darcy tanto para agua como para petróleo, se obtiene la siguiente ecuación.

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial l} - 0.433 \Delta \rho \sin \theta \right]}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}} \quad 2.33$$

Donde:

f_w : Fracción de agua en el flujo que pasa por un punto de la roca.

K: Permeabilidad de la formación. [md]

K_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo. [md]

A: Area de la sección transversal. [ft^2]

qt: Tasa. [Bpd]

P_c : Presión capilar ($P_o - P_w$). [psi]

L: Distancia. [ft]

$\Delta \rho$: Diferencia de densidades agua petróleo. [gr/cc]

θ : Angulo de buzamiento de la formación. [Grados]

$K_o; k_w$: Permeabilidad relativa al petróleo y al agua. [md]

$\mu_w; \mu_o$: Viscosidad del agua y del petróleo. [cp]

El flujo fraccional de agua f_w para una determinada roca, con sus respectivos fluidos y a sus condiciones fluyentes asociadas, es función exclusivamente de la saturación de agua, esto es debido a que las características de presión capilar y permeabilidad relativa son función únicamente de la saturación también. Sin embargo despreciando el término de Presión Capilar P_c y asumiendo que el sistema es horizontal, la ecuación se reduce de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 2.34$$

El concepto teórico asume que un proceso inmisible puede ser simulado matemáticamente usando los conceptos de permeabilidad relativa y desplazamiento tipo pistón con fuga, esto quiere decir que una cantidad de petróleo será pasado por alto durante el desplazamiento del frente. (Jr., 1982)

La permeabilidad en un reservorio controla de gran manera la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión. Debido a que el grado de variación de la permeabilidad nos indica el volumen de agua que será necesario utilizar y la presión máxima de inyección aconsejable, mediante estos datos es posible determinar rápidamente los pozos adicionales que deban perforarse para cumplir con el programa de inyección en un periodo de tiempo óptimo, de manera que el proyecto sea rentable. Todas estas consideraciones influyen en la economía del proyecto y su factibilidad, pero no debemos de descartar aspectos como la continuidad de estos estratos, ya que existe la posibilidad de que las zonas más permeables no sean continuas y que la canalización del agua inyectada sea menos eficiente que la indicada por los “métodos de

predicción de comportamiento de la inyección de agua aplicados al yacimiento”, entre los cuales constan:

- Efectos de Área barrida.
- Heterogeneidad del Yacimiento.
- Métodos Numéricos.
- Soluciones Empíricas. (Jr., 1982)

2.5.4 Producción

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, en términos matemáticos es la relación entre la rata de flujo en el reservorio y la caída de presión.

$$J = \frac{0.00708k_{ro}h}{\beta_o\mu_o \ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 2.35$$

$$q_o = J(P_r - P_{wf}) \quad 2.36$$

J : Índice de productividad. [Bpd/psi]

K : permeabilidad. [md]

r_e : Radio externo del pozo. [ft]

r_w : Radio del pozo. [ft]

μ_o : Viscosidad del petróleo. [cp]

β_o : Factor volumétrico. [Stb/rb]

h: Espesor de la formación. [ft

Como nos indica la ecuación 2.35, el índice de productividad es directamente proporcional a la permeabilidad de la formación, es decir que si la permeabilidad de formación se ve alterada por daño o estimulación esto se verá reflejado en el IP. Por lo que sí existe daño el valor del IP disminuirá y con ello la capacidad de producción del yacimiento caerá, sin embargo, si existe estimulación en el yacimiento el valor del IP aumentara lo cual hará que la tasa de producción de petróleo aumente. (Duarte, 2006)

2.6 Métodos para calcular la permeabilidad

Existen varios métodos para calcular el valor de la permeabilidad, entre los que se encuentran métodos de laboratorio y métodos empíricos; a continuación, se nombrará una clasificación algunos de los más usados:

- Laboratorio
- Permeámetro de gas
- Permeámetro de líquidos
- Empíricos
- Correlación de Kozeny
- Ecuación de Timur
- Ecuación de Morris – Biggs

2.6.1 Métodos de laboratorio

2.6.1.1 Permeámetro de gas

El Permeámetro de Gas mayor usado es el permeámetro de Ruska, este equipo mide la permeabilidad de núcleos consolidados forzando que un gas pase a través de él. Para desarrollar el método la viscosidad del gas debe ser conocida. 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. La base para este cálculo es la aplicación de una deducción de la ley de Darcy para el flujo lineal: (Tutiven, 2006)

$$k = \frac{\bar{q} \mu l}{A (P_1 - P_2)} \quad 2.37$$

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)

q = Caudal a la presión media de la lectura del flujometro en centímetros cúbicos por segundo (cc/seg)

l = Longitud del núcleo en centímetros (cm)

$A = \text{Área de la sección transversal del núcleo en centímetros cuadrados (cm}^2\text{)}$

$P = \text{Gradiente de presión (leída en el manómetro) en atmósferas (atm)}$

2.6.1.2 Permeámetro de líquidos

Este permeámetro mide la permeabilidad de núcleos consolidados por medio de un líquido de prueba. El uso de un líquido para determinar la permeabilidad proporcionará valores correctos permeabilidad absoluta, sin tener problemas con la hidratación o la saturación residual de gas, eso sí, el líquido a usarse debe ser compatible con el núcleo para que no provoque ninguna reacción desfavorable con la muestra. (Tutiven, 2006)

Las medidas de permeabilidad se calculan, midiendo el tiempo que necesita un volumen dado de un líquido que fluya a través de un núcleo de dimensiones conocidas a una presión y temperatura, datos que son proporcionados por el Permeámetro. La base para este cálculo es la aplicación de la ley de Darcy para flujo lineal:

$$k = \frac{\mu VL}{A \Delta P t} \quad 2.38$$

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)

2.6.2 Métodos empíricos

2.6.2.1 Correlación de Kozeny

En 1927, Kozeny desarrolló en realidad una de las más importantes y populares correlaciones que expresan la permeabilidad como función de la porosidad y la superficie específica. La correlación de Kozeny se basa en una analogía entre la ley de Darcy para flujo en medios porosos y la ecuación de Poiseuille para el flujo a través de un número n de tubos capilares y Longitud L .

$$Q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} = n \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} \quad 2.39$$

Despejando K ,

$$k = \frac{n\pi r^4}{8A} \quad 2.40$$

La porosidad de los capilares puede ser definida como:

$$\phi = \frac{n\pi r^2}{A} \quad 2.41$$

Despejando la ecuación 2.41 en la 2.40 se tiene:

$$k = \frac{\phi r^2}{8} \quad 2.42$$

2.7.2.2 Ecuación de Timur

Gracias al cálculo de la saturación agua irreducible por medio de ensayos de presión capilar, ha permitido encontrar una relación entre la permeabilidad y la Saturación de agua irreducible. Hasta llegar a elaborar correlaciones para determinar la permeabilidad de una muestra de un cierto yacimiento. La experiencia provee una relación entre la porosidad y la saturación de agua irreducible de un yacimiento, para esto el tipo de roca y el tamaño del grano no deben variar a través de la zona de interés. Esta relación es definida por la siguiente ecuación:

$$C = S_{wi}\phi \quad 2.43$$

Donde C es una constante para un tipo de roca particular y/o tamaño de grano.

Timur propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreducible y la porosidad:

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad 2.44$$

2.7.2.3 Ecuación de Morris – Biggs

Morris y Biggs presentan las siguientes dos expresiones para estimar la permeabilidad dependiendo del tipo de yacimiento. (La comunidad petrolera, 2016)

Para yacimientos de petróleo se tiene:

$$k = 62.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad 2.45$$

Para yacimientos de gas se tiene:

$$k = 2.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad 2.46$$

CAPITULO 3

3. DESARROLLO

3.1 PERMEAMETRO RUSKA DE FLUIDO

El permeámetro es una herramienta de laboratorio usado para medir la permeabilidad de núcleos o testigos, usando un fluido de prueba siguiendo los principios de la ley de Darcy.

Según como lo indica la Sección 6 de la norma API RP 40 para mediciones de permeabilidad en análisis de núcleos, describe al equipo como un aparato de baja presión, con manómetros, válvulas; puede medir permeabilidades de 0.1 a 10.000 md; permite un flujo axial en los núcleos.

La permeabilidad para un líquido es obtenida mediante la determinación del tiempo requerido para que un volumen de líquido a temperatura constante

circule a través de un núcleo a una caída de presión constante. El permeámetro de líquido Ruska perteneciente a la FICT, usa como fluido de prueba agua destilada debido a que es una sustancia que no contiene sales, no es reactiva con los componentes y minerales de la roca, a su vez permite una medición precisa durante su flujo en la columna volumétrica debido a su baja viscosidad.

Como gas de inyección usa CO₂, el cual es administrado mediante una bombona localizada en la parte trasera del laboratorio. Se usa CO₂ puesto que es un gas estable, denso, económico y no reactivo con el fluido de prueba y con los testigos. A continuación, se describen sus partes principales.

3.1.1 Porta Núcleo

El porta núcleo es el dispositivo usado por el permeámetro para almacenar los núcleos que serán evaluados, se ubica en la parte inferior izquierda de la caja principal del permeámetro. Está compuesto de 3 secciones:

3.1.1.1 Camisa

Está confeccionada con acero galvanizado y posee las dimensiones necesarias para albergar un núcleo convencional de laboratorio junto con el cilindro de caucho; tiene una altura de 42 mm, un diámetro externo de 56.5

mm y un diámetro interno de 52 mm; cuenta con una rosca cilíndrica en su parte inferior mediante la cual se conecta con el fondo de drenaje y genera el sello necesario para evitar todo tipo de fugas de fluidos.

3.1.1.2 Fondo de drenaje

Confeccionado en acero galvanizado, este elemento cuenta con una hendidura de 6 mm de profundidad y 60 mm de diámetro con una rosca equivalente a la de la camisa, de manera que el porta núcleo pueda ser ensamblado para que cumpla con su función principal y genere el sello necesario.

El fondo de drenaje cuenta con un orificio central, el cual sirve para que el fluido de prueba una vez que ha ingresado por el núcleo pueda ser drenado por el mismo. Cuenta también con dos orificios laterales con el fin de que el fluido de prueba sea evacuado durante la determinación de la permeabilidad.

3.1.1.3 Cilindro de caucho.

El caucho se ubica en la parte interior de la camisa, posee un diámetro externo de 52 mm, diámetro interno de 25 mm y una altura de 42 mm, de manera que la muestra testigo pueda ser ubicada dentro. La función del caucho se asemeja a la de una capa impermeable de un yacimiento, ya que impide la migración del fluido de prueba (agua destilada) y junto con el núcleo simula un reservorio a escala.

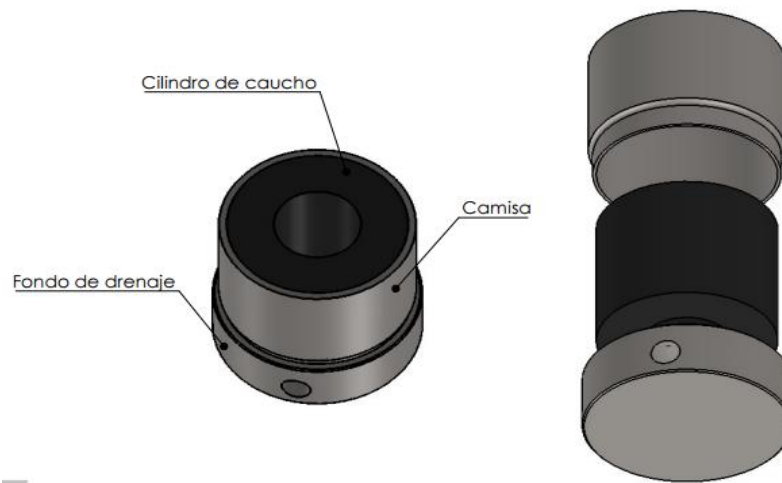


Figura 3. 1 Partes del Porta Núcleo
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio.

3.1.2 La prensa de ajuste

Elaborada en acero inoxidable consta con 4 orificios en la parte superior de 6 mm de diámetro, por medio de los cuales se colocan tuercas para que puedan sostener la válvula de corte. Se ubica de manera vertical para que mediante la manivela móvil, la cual pasa a través de un orificio de 16 mm de diámetro, se pueda ajustar el porta núcleo de manera que permanezca totalmente sellado y el fluido de prueba se encuentre forzado a fluir por el núcleo y así poder obtener el valor preciso del volumen que fluye a través de la muestra.

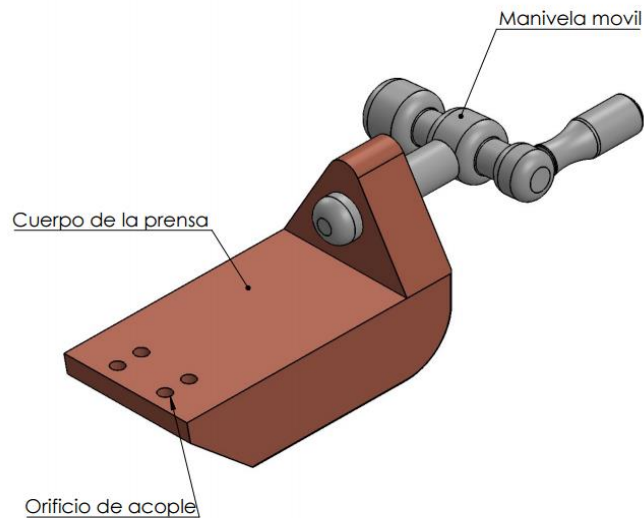


Figura 3. 2 Prensa de Ajuste
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.3 Regulador de la Línea de Presión de Gas.

El regulador, modelo Norgren R07-200-RNKA se ubica en el lado inferior derecho de la caja principal del permeámetro, cuenta con una perilla de acción que al halarse permite el ajuste de la presión de salida de manera que sea la indicada; maneja desde aire comprimido hasta gases neutros (no reactivos); puede operar a temperaturas que van desde los -34°C hasta los 65°C , resiste hasta 300 psi de presión.

Su función principal es mantener y controlar constante la presión con la que el gas ingresa al sistema, de manera que la presión que marque el manómetro del permeámetro sea independiente a la que se marque en el

manómetro de la bombona de CO₂. *Esto lo realiza mediante una membrana, la cual es sometida a la presión de trabajo y a la fuerza de un resorte, la cual es ajustable mediante la perilla. A medida que la presión de trabajo es mayor la membrana se asienta contra el muelle hasta que la sección de paso entre el asiento y la válvula se cierre y no permita el paso.*

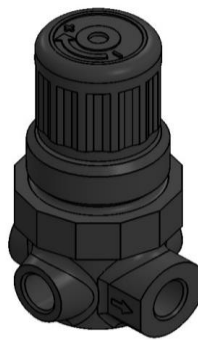


Figura 3. 3 Regulador NORGREN R07
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.4 Válvula de Corte.

Válvula aguja fabricada en hierro, su operación de apertura y cierre se efectúa mediante la carrera de su vástago saliente, el cual va roscado en el cuerpo de la válvula y el sello dinámico del vástago se genera mediante un aro de asiento ajustado por una placa opresora que presiona dicho aro; presenta cuatro puertos los cuales cumplen diferentes funciones con el fin de conducir el fluido de prueba hacia el núcleo o testigo.

El primer puerto permite la entrada del fluido de prueba ya que se conecta por medio de una manguera al embudo, por el cual ingresa agua destilada y de esta manera, a través del orificio de salida se llena el compartimento donde se encuentra el núcleo; por esta acción el nivel de fluido se eleva hasta llegar a la columna por medio del segundo puerto, donde se controlará el volumen de fluido a ser inyectado.

El segundo puerto permite la salida de fluido para llenar la columna y a su vez al empezar el proceso de inyección de CO₂ permite el ingreso de fluido a la presión indicada hacia el tercer puerto, ambos puertos están conectados de manera que permite dirigir la inyección de fluido directamente al núcleo lo que permitirá medir la permeabilidad. La llave del sistema controla el flujo del fluido de prueba desde el puerto uno hasta el tercer puerto, es decir una vez el sistema válvula-columna se encuentra lleno y listo para operar, esta llave cierra el primer puerto de manera que el fluido no se regrese o a su vez siga ingresando.

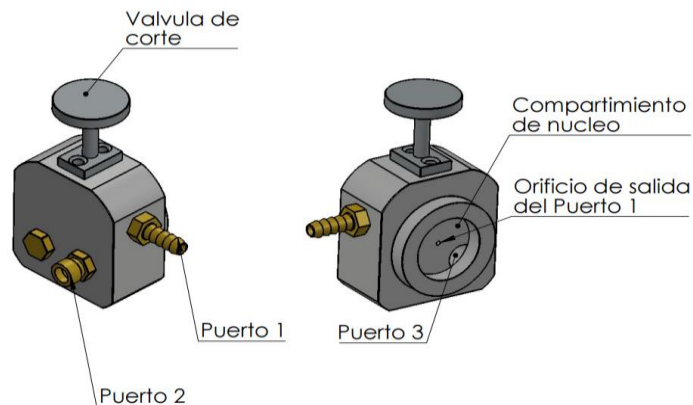


Figura 3. 4 Válvula de corte.
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.5 Embudo.

Fabricado en vidrio con 60° de inclinación y situado en la esquina superior izquierda de la caja principal del permeámetro, facilita y permite el ingreso del fluido de prueba por medio de la válvula de corte. El fluido de prueba debe estar en contacto con la atmosfera y contar con la elevación necesaria para que la presión hidrostática permita que el fluido ingrese hasta llenar la columna volumétrica.

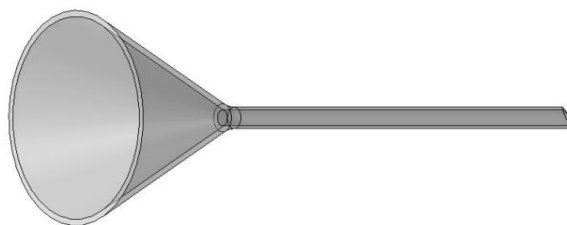


Figura 3. 5 Embudo.
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.6 Válvula de línea de gas.

Válvula tipo aguja fabricada en acero inoxidable, su operación de apertura y cierre se efectúa mediante la carrera de su vástago saliente, el cual va roscado en el cuerpo de la válvula y el sello dinámico del vástago se genera mediante un aro de asiento ajustado por una placa opresora que genera presión; cuenta con una válvula auxiliar para facilitar la función de venteo. Sus funciones son:

- Función de Venteo: Al encontrarse abierta mientras se llena la bureta con fluido de prueba, permite desplazar el aire que inicialmente se encontraba en la bureta.
- Función de inyección: Durante la prueba es abierta para permitir el paso de gas hacia la bureta, una vez esté llena de fluido de prueba.
- Función de cerrado: Impide el ingreso de CO₂ al sistema.

Consta de tres puertos, el primero permite el ingreso de gas desde el sistema posterior (tanque, regulador, manómetro, válvulas), el segundo permite la conexión de la columna volumétrica al sistema para proceder con la función de inyección y el tercero permite que la función de venteo se realice de manera eficiente durante la etapa de llenado.

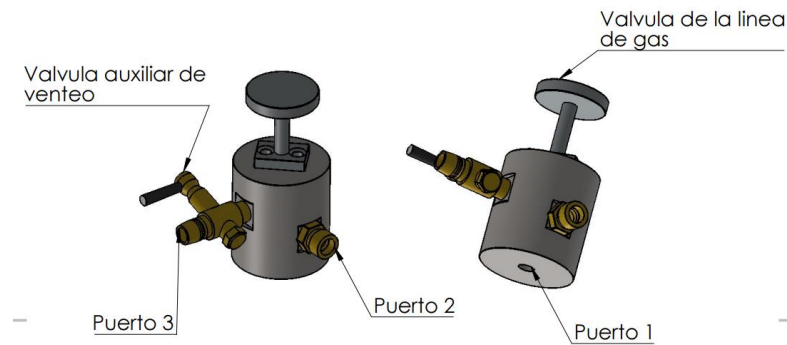


Figura 3. 6 Válvula de la línea de gas
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.7 Columna Volumétrica.

Fabricada en vidrio y con un volumen total de 10 mililitros, está conformada por tubos capilares que permiten que el flujo se desarrolle de manera laminar y que las fuerzas de adhesión permitan observar el flujo para que de esta manera la incertidumbre por el factor humano sea mínima; consta de dos marcas las cuales indican un volumen de 5 ml de manera precisa y mediante las cuales se llevara a cabo la lectura del tiempo necesario para que dicho volumen ingrese en el núcleo.

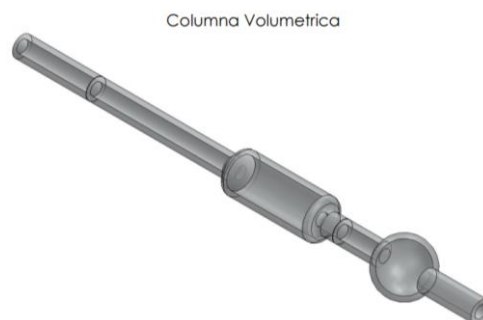


Figura3. 7 Columna Volumétrica
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.1.8 Manómetro.

El permeámetro cuenta con un manómetro tipo Bourdon de 110 mm de diámetro, el cual se encuentra en escalas de 0 – 50 psi y que en conjunto con el regulador van a medir la presión con la que el gas ingresa al sistema y con la que el fluido ingresa al núcleo.

Su funcionamiento consiste en que al resistir presión en el tubo Bourdon, su reacción proporcional a la presión transmitida ya que la presión se recibe por medio de la varilla y es transferida a la cremallera, la cual mediante engranajes adaptados al piñón mueve la aguja y permite leer la presión ejercida. En caso de que la presión supere la escala del manómetro la bureta se puede romper o en su caso el manómetro pierde su calibración debido a que el elástico del tubo de Bourdon no retoma su posición inicial.



Figura 3. 8 Manómetro Bourdon
Fuente: Manual de Manómetros Bourdon

3.2 Diagrama Operacional y Procedimiento.

El permeámetro de fluido presenta dos procesos en su funcionamiento, Proceso de llenado y Proceso de Inyección. Previo al proceso de llenado se realiza un proceso de acondicionamiento con el fin de preparar el núcleo para la prueba de permeabilidad y así obtener resultados más confiables. La muestra es cortada al tamaño requerido por la porta núcleos. Se procede a lavar la muestra con tolueno o diluyente por medio de un extractor Soxhlet, para después pasar al horno convencional a una temperatura de 100°C a 105°C por un periodo de 6h, de manera que quede totalmente seco.

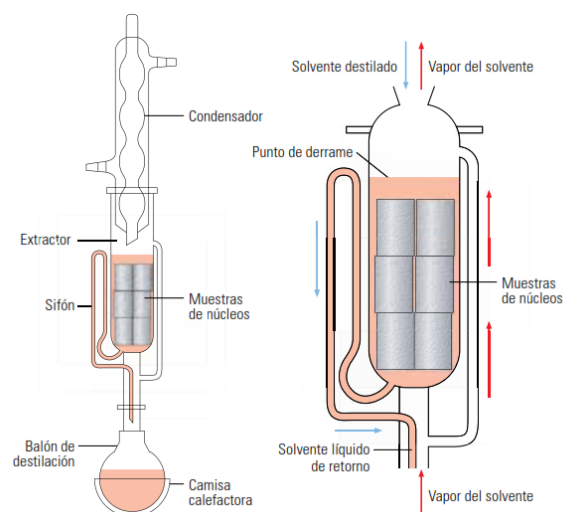


Figura 3. 9 Diagrama del Extractor Soxhlet
Fuente: (Schlumberger, 2013)

El núcleo después de ser secado es colocado en una cámara al vacío para después ser saturado al 100% con agua destilada; la cámara al vacío es generada en un Erlenmeyer el cual tiene adaptado un embudo de

decantación con 500 ml de agua destilada, una vez generada la cámara al vacío se procede a dejar caer el agua destilada hasta sumergir el núcleo, este proceso dura alrededor de 12 horas, lo que permite asegurar la saturación. Una vez saturado, mediante la prensa se inserta la muestra al porta núcleos, de manera que se genere la hermeticidad adecuada para que el fluido atraviese el núcleo; después se procede a asegurar el porta núcleos mediante la prensa para que no se generen fugas.

Para el **proceso de llenado**, es necesario verificar que la válvula de gas y la válvula de corte del permeámetro se encuentren cerradas y no haya paso de CO₂ desde la bombona. Se procede a llenar el embudo con fluido de prueba (agua destilada); se abre válvula de gas y su llave auxiliar para que de esta manera quede en posición de venteo.

Se abre la válvula de corte para que de esta manera el fluido de prueba llene la celda de la porta núcleo y suba hasta llenar totalmente la columna volumétrica. Una vez llena la columna se cierra la válvula de corte, la válvula de gas y se cierra su llave auxiliar de venteo.

En el **proceso de inyección** el gas ingresa por un adaptador desde la bombona de CO₂, se regula la presión en el sistema por medio del regulador de manera que el manómetro indique 30 psi; la válvula de gas es abierta y el agua destilada empieza a ser desplazada por el CO₂. Se inicia el cronómetro cuando el nivel de agua alcance la marca superior en la columna volumétrica y se lo detiene cuando alcanza la marca inferior. Se registra la presión del sistema, el volumen de fluido que pasa a través del núcleo y el tiempo requerido por el fluido para atravesar el núcleo.

Se calcula la permeabilidad mediante la ecuación 2.38.

$$k = \frac{14.7 \mu V L}{A \Delta P t}$$

Donde:

K: Permeabilidad. [Darcys]

V: Volumen. [cc]

L: Longitud del núcleo. [cm]

A: Área transversal del núcleo. [cm²]

P: Presión marcada en el manómetro. [psi]

t: Tiempo. [seg]

μ: Viscosidad fluido de prueba. [cp]

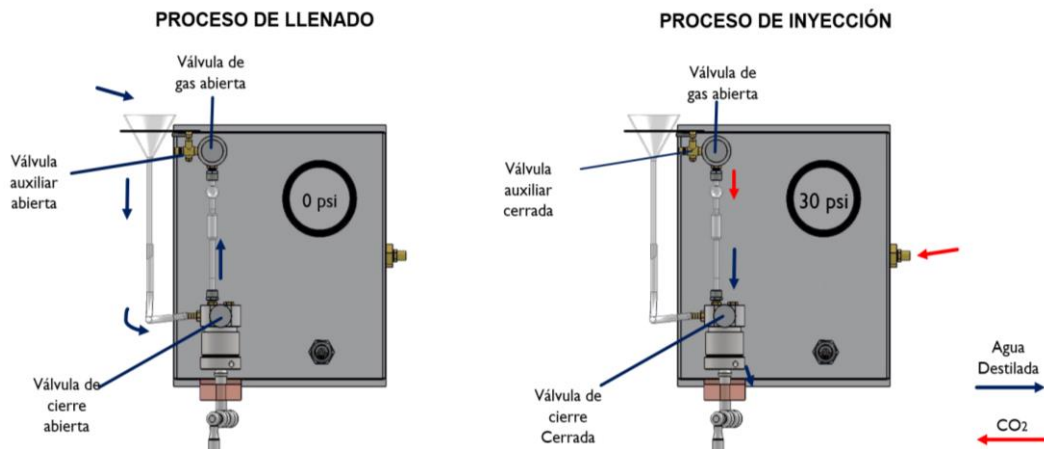


Figura 3. 10 Diagramas de Llenado y de Inyección del Equipo
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

3.3 Estado, Rehabilitación y Calibración de los componentes del Permeámetro.

Cuando se comenzó a desarrollar este proyecto, el permeámetro de fluidos se encontraba sin funcionar por aproximadamente 4 años, debido a que su último mantenimiento fue en Junio 5 del 2012, motivo por el cual se verificó el estado, tanto de la caja base como de sus diferentes componentes (válvulas, mangueras, manómetro, columna volumétrica, embudo, regulador).

En lo que respecta a la **columna volumétrica**, ésta se encontraba rota, por la cual se procedió a reemplazarla. Debido a que no se encuentra en el mercado, se solicitó su fabricación en la ciudad de Quito, de manera para que cumpla con sus características de fábrica: tubos capilares, vidrio pírex y un volumen de 5cc el cual fue verificado mediante jeringas volumétricas.

En cuanto al **manómetro** del equipo se lo encontró en buen estado, pero se procedió a realizar su calibración de manera que se demuestre que la lectura que nos indica el manómetro del equipo sea la correcta, se alineo el manómetro de 50 psi a uno del tanque de gas que cuenta con su manómetro propio y en buen estado, se controló que dicho manómetro registre las mismas lecturas de presión. Una vez comprobado se procedió a la ubicación

No de ensayo	Fluido de prueba	P. Manómetro Bombona. [psi]	P. Manómetro Permeámetro. [psi]	Tiempo de duración. [min]	Presentó variaciones.
1	CO ₂ ^g	10	10	10	NO
2	CO ₂ ^g	15	15	10	NO
3	CO ₂ ^g	20	20	10	NO
4	CO ₂ ^g	25	25	10	NO
5	CO ₂ ^g	30	30	10	NO
6	CO ₂ ^g	35	35	10	NO
7	CO ₂ ^g	40	40	10	NO
8	CO ₂ ^g	45	45	10	NO
9	CO ₂ ^g	50	50	10	NO

del manómetro en la caja adecuada.

Tabla I Pruebas realizadas para calibración del Manómetro
Elaborada por: Juan León y Julio Villavicencio.
g. Estado Gaseoso*

Las mangueras, además de no ser las adecuadas para el manejo de gas, puesto que se trataban de mangueras transparentes y de poco espesor se encontraban desgastadas y con partículas de óxido en su interior, por lo que

se procedió a instalar mangueras para gas ALFFLEX de ¼” de diámetro, que resisten hasta 300 psi.

Una vez instaladas se realizó la Prueba de hermeticidad, basándonos en la norma ASME B 31.8, para Sistemas para Transporte y Distribución de Gas. Se realizó inyección de gas, por medio de la bombona de CO₂, a presiones manométricas de 10 a 50 psi durante periodos de 10 minutos de manera que no se detectaron fugas.

No de ensayo	Fluido de prueba	P. Manómetro Bombona. [psi]	Tiempo de duración. [min]	Presento fugas.
1	Dióxido de Carbono ^g	10	10	NO
2	Dióxido de Carbono ^g	20	10	NO
3	Dióxido de Carbono ^g	30	10	NO
4	Dióxido de Carbono ^g	40	10	NO
5	Dióxido de Carbono ^g	50	10	NO

Tabla II Pruebas de hermeticidad a mangueras de gas
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio
^g. Estado Gaseoso*

Las **válvulas de gas** y **de corte** se encontraban llenas de escala, debido a que el agua es un agente corrosivo el cual había oxidado la válvula de corte, se procedió a retirar dicha escala además de aplicar fluido lubricante a los terminales y áreas de paso de ambas válvulas para prevenir la corrosión.

Una vez restauradas se realizaron las pruebas de presión indicadas por la norma API ESTÁNDAR 598 para Pruebas e Inspección de Válvulas, el tipo de prueba fue aplicado en base a la siguiente tabla.

Descripción de la prueba	TIPO DE VÁLVULA					
	ESCLUSIVA	GLOBO	MACHO	RETENCIÓN	ESFÉRICA	MARIPOSA
Cuerpo	Requerida	Requerida	Requerida	Requerida	Requerida	Requerida
Contracierre^a	Requerida ^b	NA ^c	NA	NA	NA	NA
Cierre a Baja Presión	Requerida	Requerida	Alternativa ^d	Requerida	NA	NA
Cierre a Alta Presión	Opcional	Opcional	Requerida	Opcional	Requerida	Requerida

Tabla III Requerimientos según tipo de válvula para la prueba de presión.
Fuente: Norma API ESTANDAR 598 - Elaborada por: Juan León y Julio Villavicencio.

^a: CUIDADO, el éxito de la prueba de contra cierre no puede considerarse, por el fabricante de la válvula, como una seguridad de que la válvula pueda re empaquetarse bajo presión.

^b. La prueba de contra cierre, es exigida para todas las válvulas construidas con estas características.

^c. No es Aplicable.

^d. Si se acuerda por el Comprador. El fabricante de la válvula puede usar una prueba neumática de baja presión en lugar de la prueba de alta presión hidrostática.

Para las **válvulas de cierre y gas** (tipo esclusa) se efectuaron pruebas de cuerpo, contra cierre y cierre a baja presión, mientras que para la válvula auxiliar (tipo macho) se efectuaron pruebas de cuerpo y de cierre a baja presión. Los compuestos de sellado, grasas o aceites fueron retirados de la superficie de asiento antes de la prueba de presión.

La prueba del cuerpo, para cada válvula fue realizada mediante la aplicación de presión dentro de la válvula ensamblada, con los terminales cerrados, revisando que no haya pérdidas a través de los puertos o vástago de la misma.

La prueba a contra cierre, para las válvulas de cierre y gas, fue realizada aplicando presión dentro de la válvula armada con los extremos cerrados y totalmente abierta.

Para la prueba de cierre a baja presión, para cada válvula incluyó la inyección y presurización de la cavidad del cuerpo entre los asientos y el vástago con el fluido de prueba, para asegurarse que cualquier pérdida en el asiento pueda ser detectada. La duración de la prueba y el periodo de

tiempo mínimo estuvo de acuerdo con la Tabla #4, Duración Necesaria de la Prueba de Presión de la norma API ESTANDAR 598. (Revisar Anexo # 3).

Las pruebas de presión serán como mínimo 1.5 veces la presión de trabajo correspondiente (45 psi); sin embargo, las presiones indicadas por la norma API 598 indicaban valores superiores, por lo que se procedió a realizar las pruebas con una presión de 50 psi, presión máxima con la que opera el equipo, de esta manera se cumple con lo establecido en las Tablas #2 y #3 de la norma API ESTÁNDAR 598. (Revisar Anexo #1 y #2)

Los fluidos de prueba fueron: agua destilada para la válvula de cierre y gas CO₂ para las válvulas de gas y auxiliar, esto debido a que son fluidos con los que el equipo opera.

Válvula	ID [mm]	Fluido de Prueba	Presión de Ensayo [psi]			Duracion del Ensayo [seg]			Presenta fugas
			Ensayo a Cuerpo	Ensayo a contracierre	Ensayo a baja presión	Ensayo a cuerpo	Ensayo a contracierre	Ensayo a baja presión	
Cierre	11	Agua Destilada	50	50	50	15	15	15	NO
Gas	10	CO ₂ ^g	50	50	50	15	15	15	NO
Auxiliar de gas	9.5	CO ₂ ^g	50	-	50	15	-	15	NO

Tabla IV Resultados de ensayos realizados a las diferentes Valvulas.
Fuente: Norma API ESTANDAR 598.
Elaborada por: Juan León y Julio Villavicencio.

l. Estado Líquido.

g. Estado Gaseoso.

El **regulador** se encontró en buen estado, por lo que junto con el manómetro se procedió a calibrar el sistema, de manera que las medidas que indicaba el manómetro del equipo pudieran disminuir de acuerdo a los requerimientos de la práctica. Se alineo el sistema manómetro – regulador al tanque de CO₂; antes de iniciar la inyección de presión se movió la perilla en contra de las manecillas del reloj para remover toda fuerza ejercida por el resorte del regulador; una vez que se aplica presión se gira la perilla en sentido de las manecillas del reloj para incrementar la presión y en contra las manecillas del reloj para disminuirla.

Antes de conseguir la presión requerida por el sistema se regula en un valor por abajo del requerido para después llevarla a la presión deseada, entonces se estableció el tanque de CO₂ a una presión superior a la buscada, en el equipo se disminuye la presión a 5 psi menos de la buscada para finalmente subir a la presión requerida. Para ajustar la presión se empuja la perilla y para regularla se la hala. De esta manera se cumple con lo establecido en la Hoja técnica del Regulador RO7, de la compañía NORGREN para su instalación y mantenimiento. (Ver anexo # 4)

No de ensayo	Fluido de prueba	P. Manómetro Bombona. [psi]	Presion a regular. [psi]	Presion inicial. [psi]	Presion final. [psi]	Presento variaciones
1	CO ₂ ^g	20	15	10	15	NO
2	CO ₂ ^g	30	25	20	25	NO
3	CO ₂ ^g	40	30	25	30	NO
4	CO ₂ ^g	50	40	35	40	NO

Tabla V Ensayos realizados al Regulador NORGREN
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

El **cilindro de caucho** se encontraba desgastado en su interior, por lo que se procedió a elaborar otro de manera que cumpla con la hermeticidad adecuada; para lo que se realizaron pruebas de inyección de agua destilada en el permeámetro, utilizando núcleos de lutita y arenisca tomados mediante el taladro del laboratorio.

De esta manera al inyectar agua al núcleo de arenisca se verificó que el fluido atravesaba el núcleo y al inyectar agua a través del núcleo de lutita se comprobó que no había filtraciones entre las paredes del núcleo y el caucho debido a que el nivel de fluido en la columna volumétrica no descendió y no existieron filtraciones de agua por el agujero de drenaje del porta núcleos, todo esto debido a que la permeabilidad de las lutitas es de 0 md.

Las **conexiones y accesorios** usados para el sistema de inyección y el sistema de llenado, tales como codos, couplings, tapones de cabeza hexagonal, couplings reductores, tuercas de ajuste, nipple hexagonales reductores, fueron reemplazadas por piezas nuevas. Una vez culminada la rehabilitación e instalación del permeámetro de fluidos se ejecutaron pruebas para validar el equipo y el procedimiento.

A continuación, se presenta un resumen de lo que representó económicamente la rehabilitación, calibración y mantenimiento del equipo.

	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Columna Volumétrica	1	\$ 75.00	\$ 75,00
Manguera de Baja presión	2	\$ 1,00	\$ 2,00
Teflón	4	\$ 0,25	\$ 1,00
Abrazaderas	20	\$ 0,15	\$ 3,00
Válvula auxiliar	1	\$ 3,00	\$ 3,00
Conexiones	2	\$ 0,50	\$ 1,00
Pernos	10	\$ 0,10	\$ 1,00
Aceite de lubricación	1	\$ 3,00	\$ 3,00
Cauchos	2	\$ 5,00	\$ 10,00
	Total		\$ 99,00

Tabla VI Gastos de la Rehabilitación del equipo
Elaborado por: Juan León-Julio Villavicencio

CAPITULO 4

4. VALIDACIÓN DEL EQUIPO

La validación va de la mano con el desarrollo del método, ya que no se puede decir, cuando termina el desarrollo y cuando la validación empieza. Se validará el equipo con el objetivo de confirmar que el permeámetro está apto para su cumplir con su función predeterminada y verificar sus parámetros de funcionamiento son correctos.

El Servicio de Acreditación Ecuatoriano se basa en la norma ISO IEC 17025:2005 para la selección del método de validación. Para validar el permeámetro, se usó el método normalizado, lo que requiere que el método sea elaborado paso a paso sin falla. Con la validación se puede corroborar el desempeño satisfactorio del permeámetro en las condiciones particulares del laboratorio.

4.1 Método normalizado

El método normalizado consiste en parámetros cuantitativos de verificación, que son:

- Repetibilidad
- Reproducibilidad
- Exactitud
- Límite de cuantificación
- Límite de detección
- Intervalo de trabajo

Para la validación del equipo se trabajó con los siguientes datos.

Datos Para Calcular Permeabilidad	
Presión dada por el manómetro	29 psi
Temperatura del laboratorio	24 C
Viscosidad @24°C	0,916 cp
Volumen de la columna de fluido	5 cc
Longitud de núcleo	4,56 cm
Diámetro del núcleo	2,4 cm

Tabla VII Datos de laboratorio para calcular permeabilidad
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

4.1.1 Repetibilidad

Es la capacidad que tiene un operador para repetir de forma semejante la misma medición de la muestra, empleando el mismo sistema de medición, bajo las mismas condiciones.

Condiciones de repetibilidad

Las condiciones de repetibilidad incluyen:

Procedimiento de medición	Práctica de permeabilidad	
No. De Observadores	2	
Instrumento utilizado	Permeámetro Ruska	
Condiciones	Fluido de prueba	Agua Destilada
	Gas	CO2
	Núcleo*	9-10563,9
	Presión [psi]	29
	Temperatura [°C]	24
Lugar	Laboratorio de Petrofísica FICT.	
Período de tiempo	2 días	

Tabla VIII Condiciones de Repetibilidad
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio
Fuente: *(Servicio de Acreditación, 2016)*

*. Núcleo debe estar lavado y saturado al 100% de agua destilada.

4.1.2 Reproducibilidad

Capacidad de reproducir de manera uniforme la medición de la misma pieza, bajo las mismas condiciones exceptuando uno de los factores que intervienen en el sistema de medición.

Condiciones de reproducibilidad

Para que una expresión de la reproducibilidad sea válida, es necesario especificar las condiciones que cambian. Las condiciones que cambian pueden ser entre otras:

Principio de medición	Ley de Darcy	NO CAMBIA	
Método de medición	Práctica de permeabilidad	NO CAMBIA	
Operador	JDLV	CAMBIA	
	JCVM	CAMBIA	
Instrumento utilizado	Permeámetro Ruska	NO CAMBIA	
Lugar	Laboratorio de petróleos FICT.	NO CAMBIA	
Condiciones	Fluido de prueba	Agua Destilada	NO CAMBIA
	Gas	CO2	NO CAMBIA
	Núcleo*	9-10563,9	NO CAMBIA
	Presión [psi]	29	NO CAMBIA
	Temperatura [°C]	24	NO CAMBIA
Periodo de tiempo	2 días	NO CAMBIA	

Tabla IX Condiciones que cambian
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio
Fuente: (Servicio de Acreditación, 2016)

*. Núcleo debe estar lavado y saturado al 100% de agua destilada.

4.1.2.1 Método de Promedios y Rangos para Reproducibilidad y Repetibilidad.

1.- Se determinan el equipo que se desea ensayar, el número de operadores y el número de ensayos que debe efectuar cada uno de ellos, en este caso será 1 equipo, 30 ensayos cada uno y 2 operadores; operador 1, JCVM y operador 2, JDLV. Los ensayos fueron realizados los días 22 y 23 de agosto del año 2016 por el operador 1 y el operador 2 respectivamente.

2.- Cada uno de los operadores realiza los ensayos correspondientes del equipo y consigna los resultados correspondientes en el formato respectivo para su posterior estudio. A continuación, se muestra los valores tomados.

JCVM	JDLV
Permeabilidad k(mD)	Permeabilidad k(mD)
896,60	893,17
886,41	873,18
889,78	889,78
903,52	879,74
896,60	876,45
886,41	886,41
893,17	889,78
883,06	883,06
886,41	876,45
876,45	876,45
907,02	886,41
879,74	879,74
889,78	876,45
900,04	900,04
886,41	886,41
886,41	883,06
889,78	869,93
900,04	873,18
896,60	903,52
879,74	907,02
900,04	886,41
893,17	873,18
889,78	879,74
886,41	886,41
883,06	883,06
896,60	896,60
883,06	889,78
873,18	873,18
876,45	893,17
876,45	876,45

Tabla X Datos tomados por los operadores 1 y 2 respectivamente
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

3. Con los datos, se procede a calcular el rango de cada parte del equipo por medio de la ecuación:

$$Rango = x_{max} - x_{min} \quad 4.1$$

X_{max} = dato máximo de la muestra

X_{min} = dato mínimo de la muestra

JCVM		JDLV	
Rango	33.84mD	Rango	37.09mD

Tabla XI Rangos de los datos tomados de cada operador
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

4. Se calcula el rango promedio por medio de la ecuación

$$\bar{R} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \bar{R}_i \quad 4.3$$

Donde:

n : es el número de operadores

\bar{R}_i : es el rango promedio de cada operador

Se obtuvo un valor de rango de:

$$\bar{R} = 35.47 \text{ mD}$$

5. Se calcula el porcentaje de la repetibilidad de las mediciones utilizando la ecuación

$$\%Repetibilidad = \frac{K_1 \bar{R}}{T} \times 100\% \quad 4.4$$

Donde:

K_1 : es una constante que depende del número de mediciones realizadas por cada operador y proporciona un intervalo de confianza del 99% para estas características.

\bar{R} : es el rango promedio de todos los rangos.

T : es la tolerancia del equipo

La tolerancia fue obtenida mediante la incertidumbre de la ecuación 4.5 y se utilizó los siguientes datos:

	Valor	Incertidumbre
L [cm]	4,56	0,02
Ø [cm]	5.76	0,002304
P [psi]	29	2
T [seg]	2,64	0,01
V [cc]	5	
μ [cp]	0,916	

Tabla XII Datos para calcular Tolerancia
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

$$k = \frac{58800 \mu V L}{\pi \emptyset P t} \quad 4.5$$

$$\partial k = \frac{58800 \mu V}{\pi} \sqrt{\left(\frac{\partial L}{\emptyset P t}\right)^2 + \left(\frac{L \partial \emptyset}{\emptyset^2 P t}\right)^2 + \left(\frac{L \partial P}{\emptyset P^2 t}\right)^2 + \left(\frac{L \partial t}{\emptyset P t^2}\right)^2} \quad 4.6$$

$$T = \partial k = 122 \text{ mD}$$

Nota: Los valores de K1 se encuentran en la tabla#, debido a que se realizaron 30 ensayos, el valor de k1 a n=30 se debe extrapolar con la siguiente ecuación $y = 7.6657x^{-0.795}$ Mostrada en la figura 5.1.

N ENSAYOS	K1
2	4,56
3	3,05
4	2,5
5	2,21
30	0,513145378

Tabla XIII Valores de K1

Fuente: (Servicio de Acreditacion, 2016)

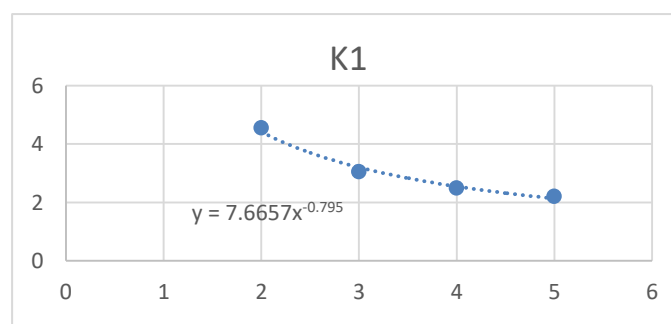


Figura 4. 1 Gráfica de valores de K1
Elaborado por: Juan León-Julio Villavicencio
Fuente: (Servicio de Acreditacion, 2016)

El porcentaje de repetibilidad es:

$$\%Repetibilidad = \frac{K_1 \bar{R}}{T} \times 100\% \quad 4.7$$

$$\%Repetibilidad = 15\%$$

6. Se calcula la medición promedio de cada operador utilizando la ecuación:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad 4.8$$

Donde:

\bar{x} : *valor promedio de los ensayos de cada operador*

n : *es el número de ensayos por operador*

x_i : *es cada una de las medidas del operador.*

Los valores promedio de cada operador son:

	JCVM	JDLV
\bar{x}	889.07 mD	\bar{x} 886,41 mD

Tabla XIV Valor Promedio de los ensayos de cada operador
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

7. Se calcula la diferencia entre el promedio mayor y el promedio menor de los operadores por medio de la ecuación

$$\bar{x}_D = x_{imax} - x_{imin} \quad 4.9$$

Donde:

x_D : es la diferencia entre el promedio mayor y promedio menor de los operadores.

n : es el número de ensayos por operador.

X_{max} = Promedio máximo del operador

X_{min} = promedio mínimo del operador

La diferencia de promedio es:

$$\bar{x}_D = 2.664 \text{ mD}$$

8. Se calcula el porcentaje de la reproducibilidad por medio de la ecuación:

$$\%reproducibilidad = \frac{\sqrt{(k_2 \bar{x}_D)^2 - \frac{(k_1 \bar{R})^2}{n}}}{T} \times 100\% \quad 4.10$$

Donde:

K_2 : constante que depende del número de operadores y proporciona un intervalo de confianza del 99% para estas características.

x_D : es la diferencia entre el promedio mayor y promedio menor de los operadores.

n : es el número de ensayos por operador.

T : es la tolerancia del equipo.

Nota: Los valores de K_2 se encuentran en la Tabla 1 y si el valor dentro de la raíz es un número negativo, el valor de la reproducibilidad se considera como cero. $K_2=3.65$.

No. De Operadores	K_2
2	3,65
3	2,7
4	2,3
5	2,08

Tabla XV Valor de K_2

Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

El porcentaje de reproducibilidad obtenido:

$$\%reproducibilidad = 7\%$$

9. Se calcula el porcentaje de la relación entre la repetibilidad y la reproducibilidad mediante la ecuación

$$\%R\&R = \sqrt{\%Repetibilidad^2 + \%reproducibilidad^2} \quad 4.11$$

$$\%R\&R = 17 \%$$

Si %R & R < 10%	El sistema de medición es aceptable
Si $10\% \leq \%R \& R < 30\%$	El sistema de medición puede ser aceptable según su uso, aplicación, costo del instrumento de medición, costo de reparación
Si %R & R > 30%	El sistema de medición es considerado como no aceptable

Tabla XVI Rangos de aceptación del método r&R

Fuente: (Servicio de Acreditación, 2016)

4.1.3 Límite de detección

Es la menor cantidad que puede ser distinguida del fondo con cierto nivel de confianza especificado. Para un resultado analítico que es muy cercano al valor del blanco, se plantea la duda de si el valor corresponde a valores aleatorios del blanco o a la presencia real del analito. Para calcular el límite de detección, primero se debe determinar la desviación estándar de la muestra, y se la define cuantitativamente como:

$$LOD = \bar{x} + 3\sigma \quad 4.12$$

\bar{x} = Promedio de la muestra.

σ = desviación estandar de la muestra.

4.1.4 Límite de cuantificación

Es la menor cantidad que puede ser determinada cuantitativamente con una incertidumbre asociada, para un dado nivel de confianza. Se conoce como “límite de determinación”. Para calcular el límite de detección, primero se debe determinar la desviación estándar de la muestra, y se la define cuantitativamente como:

$$LOC = \bar{x} + 10\sigma \quad 4.13$$

Donde:

\bar{x} = Promedio de la muestra

σ = desviación estándar de la muestra

Promedio	886,67
Desviación estándar	9,3757
LOD	914,80
LCD	980,43

Tabla XVII Valores de LOD y LOC
Elaborada por: Juan León – Julio Villavicencio

4.1.5 Exactitud

Es la proximidad de concordancia entre el resultado de una medición y el valor de referencia aceptado. La “exactitud” expresa la cercanía de un resultado al valor verdadero.

La exactitud se estudia en dos componentes:

- Veracidad: cercanía de la media al valor real
- Precisión: cercanía de los resultados unos con respecto a los otros.

Para calcular la Exactitud se realiza una prueba F de Fisher, para determinar la precisión de los datos de los operadores. (Tabla)

Media	889,07	884,27
Desv.Est.	8,7295598	9,5247774
n	30	30
GL	29	29
Varianza	76,205214	90,721385
F Calculada	0,8399917	
F Tabla	2,43	
F CAL. < F TAB.	VERDADERO	

Tabla XVIII Prueba F a los datos de operadores
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

De esta manera se observa que JDLV y JCVM poseen similar precisión.

4.1.6 Intervalo de trabajo

Para un método cuantitativo es necesario determinar el intervalo de valores sobre los cuales el método puede aplicarse. En el extremo inferior los factores limitantes son el límite de detección y/o cuantificación. En el extremo superior las limitaciones dependen de varios efectos que dependen del sistema de respuesta del instrumento.

Se realizaron 3 pruebas para cada medida de presión en el manómetro, aumentando 2 psi de manera que se encontraran los límites de trabajo del permeámetro para establecer hasta que valores de presión el equipo es confiable. (Revisar anexo # 5)

Límites de trabajo	Presion de trabajo [psi]	Permeabilidad [mD]	Porcentaje de Error
Presión mínima	20	950	7%
Presión promedio	29	886,4	0%
Presión máxima	40	860	3%

Tabla XIX Límites de trabajo
Elaborada por: Juan León – Julio Vilavicencio

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

1. Las normas API ESTANDAR 598, ASME B 31.8 y la hoja técnica del regulador R07, permitieron confirmar que el remplazo y mantenimiento del sistema neumático e hidráulico del permeámetro se realizó de manera correcta puesto que no presentaron fugas ni variaciones de presión durante las pruebas de inyección.
2. La norma API ESTANDAR 598, permitió confirmar que el mantenimiento realizado a las válvulas de corte y de gas se realizó de manera correcta puesto que no se presentaron fugas durante las pruebas de presiones, tanto al cuerpo, contra cierre y cierre a baja presión. De igual manera se confirmó que la válvula auxiliar adaptada a la válvula de gas pasó los ensayos tanto al cuerpo y a baja presión puesto que tampoco se registraron fugas durante las pruebas.

3. La norma ASME B 31.8, permitió confirmar que el sistema neumático conformado por las mangueras, manómetro y regulador se encontraba en buen estado puesto que durante las pruebas de inyección no se presentó ninguna caída de presión por lo que se comprobó que el sistema es hermético.

4. La hoja técnica del Regulador R07, NORGREN, nos permitió calibrar el regulador y confirmar que se encontraba en buen estado puesto que una vez establecida la presión ésta se mantuvo durante toda la prueba de inyección y no presentó variaciones.

5. El manual de uso para manómetros Bourdon permitió la calibración del mismo, de manera que la presión indicada en ambos manómetros era la misma y no presentó fluctuaciones durante la prueba.

6. Se cumplió con todos parámetros de validación del método normalizado de manera que la rehabilitación y calibración del Permeámetro Ruska de líquido se realizó de manera correcta, cumpliendo con las normas adecuadas.

7. En el método cuantitativo normalizado, mediante el “Estudio r&R” se obtuvo un valor $r\&R=17\%$, por lo que se concluye que el sistema de medición rehabilitado es aceptable debido a que su aplicación es académica y su costo de reparación no es significativo.

8. Los datos de los operadores se consideran igual de precisos, esta conclusión se corrobora aplicando la prueba estadística F-Fisher, en el cual se determinó que $F_{calculado}=0.84 < F_{tabulado}=2.43$.

9. Las presiones límites en las que se obtienen resultados confiables fueron de 20 y 40 psi, debido a que entran en el 10% de margen de error aceptado.

10. El diseño del Permeámetro mediante el software Inventor permite el modelamiento de las piezas y conjuntos de manera que se puedan presentar los planos técnicos junto con la descripción de cada una de las piezas que conforman las secciones del equipo de una manera virtual, académica y versátil.

RECOMENDACIONES

1. En cada fase de la práctica se debe tomar las disposiciones de seguridad proporcionada por la norma API RP 40, que está relacionada con las diversas prácticas de laboratorio para núcleos de perforación. Se recomienda una presión de trabajo de 30 psi, ya que es el promedio del intervalo de trabajo
2. Manipular la columna volumétrica con mucha precaución debido a que no se encuentra disponible en el mercado y su costo de fabricación es elevado.
3. Debido a que la repetibilidad es mayor a la reproducibilidad se recomienda dar constantemente mantenimiento al equipo, mantenerlo en un soporte fijo y a su vez mejorar o adecuar el laboratorio de petrofísica ya que una disposición correcta del equipo en el laboratorio da como resultado orden para la ejecución de trabajos con rapidez y calidad.
4. Para núcleos de gran permeabilidad se recomienda el cambio de una columna volumétrica a una de mayor volumen, que podrían ser de 10cc, 20cc o 50 cc.

ANEXOS

ANEXO #1. Tabla de presiones para pruebas en el cuerpo en válvulas.

Fuente: (API, 598)

Tabla 2 – Prueba de Presión en el cuerpo.			
Norma API	Clase	Presión de prueba para el Cuerpo ^a (mínima)	
		Libras por pulgadas cuadrada	Bar
593	150	400 ^b 975 ^b	26 ^b 66 ^b
594.595			
Hierro fundido	125 (NPS 2-12) (NPS 14-24) (NPS 30-48)	350 265 265	25 19 19
	250 (NPS 2-12) (NPS 14-24)	875 525	61 37
Hierro maleable	150 300	400 ^b 975 ^b	26 ^b 66 ^b
Acero al carbono y aleado	150-2500	Para ANSI B16.34	Para ANSI B16.34
597	150-600	Para ANSI B16.34	Para ANSI B16.34
599.600	150-2500	Para ANSI B16.34	Para ANSI B16.34
602	150_300_600	Para ANSI B16.34	Para ANSI B16.34
602.606	800	3000	207
603	150	Para ANSI B16.34	Para ANSI B16.34
604	150 300	400 ^b 975 ^b	26 ^b 66 ^b
609	-	Observe nota <u>a</u> , al pie	Observe nota <u>a</u> , al pie

^a Para las válvulas de mariposa, y para esas válvulas no cubiertas por esta norma, la presión de prueba deberá ser 1y1/2 vez la presión del rango de la válvula a 100° F (38° C), hasta alrededor de 25 libras por la pulgada cuadrada (1 bar) en más.

^b Para ANSI B16.42

ANEXO #2. Tabla de presiones para pruebas en válvulas.

Fuente: (API, 598)

Tabla 3 – Otras Presiones para probar válvulas		
Prueba	Presión de prueba (mínimo)	
	Libras por pulgada cuadrada	Bar
Cierre de alta presión y contracierra ^a	110% del rango de presión en frío	-
Cierre de baja presión y contracierra ^b	De 60 hasta 100	De 5 hasta 7
Válvulas de mariposa	110% del rango de rango de presión diferencial	-
Válvulas Esclusa	100% del rango de presión en frío	-
Clase 125 (Hierro fundido)		
NPS 2-12	200	14
NPS 14-48	150	11
Clase 250 (Hierro fundido)		
NPS 2-12	500	35
NPS 14-24	300	21
Clase 150 (hierro maleable)	250	17
Clase 300 (Hierro maleable)	640	44
Acero al carbono y Aleados	Para ANSI B16.34 ^b	-

^a Para todas las válvulas que tienen esta característica.

^b La máxima presión promedio para 100° F (38° C). En acuerdo con la especificación aplicada por el comprador.

ANEXO #3. Tabla de duración para pruebas en válvulas.

Fuente: (API, 598)

Tabla 4 – Duración necesaria de la Prueba de Presión

Tamaño de Válvulas (NPS)	Duración de la prueba (segundos mínimo)					
	Válvulas de retención (API 594)	Cuerpo			Cierre	
		Otras válvulas	Contracierre	Válvulas de retención	Otras válvulas	
Hasta 2	60	15	15	60	15	
De 2.1/2 hasta 6	60	60	15	60	60	
De 8 hasta 12	60	120	15	60	120	
De 14 y más	120	300	15	120	120	
Duración ^a de la prueba para las válvulas de mariposa (segundos, mínimo)						
		Cuerpo			Cierre	
Hasta 2		15			15	
De 2.1/2 hasta 8		60			30	
De 10 y más		180			60	

^a El tiempo de duración de la prueba, es aquel en el cual la válvula se mantiene bajo presión luego de haber sido preparada para la prueba.

ANEXO#4. Hoja técnica del Regulador R07

Fuente: Compañía NORGREN



Regulator R07 - ★★ - ★★

R07 Installation & Maintenance Instructions

Port 1...1/8" 2...1/4"	Option 0...Not applicable	Option 0...Standard 2...Low flow seat	Diaphragm R...Relieving N...Non relieving	Gauge G...With N...Without	Spring (Outlet Pressure Range) * A...0.1 to 0.7 bar (1 to 10 psig) E...0.3 to 3.5 bar (5 to 50 psig) K...0.3 to 7 bar (5 to 100 psig)	Thread Form A...PTF B...ISO Rc taper G...ISO G parallel
-------------------------------------	-------------------------------------	--	--	---	---	---

* Outlet pressure can be adjusted to pressures in excess of, and less than, those specified. Do not use these units to control pressures outside of the specified ranges.

TECHNICAL DATA

Fluid: Compressed air
Maximum pressure: 20 bar (300 psig)
Operating temperature*: -34° to +65°C (-30° to +150°F)
* Air supply must be dry enough to avoid ice formation at temperatures below +2°C (+35°F)
Typical flow with 10 bar (150 psig) inlet pressure, 6.3 bar (90 psig) set pressure and 1 bar (15 psig) droop from set:
1/8" Ports: 6.5 dm³/s (14 scfm)
1/4" Ports: 7 dm³/s (15 scfm)
Gauge ports:
1/8 PTF with PTF main ports
Rc1/8 with ISO Rc main ports
Rc1/8 with ISO G main ports
Materials:
Body: Zinc
Bonnet: Acetal
Valve: Brass/nitrile
Valve seat: Acetal
Elastomers: Nitrile

REPLACEMENT ITEMS

Service kit (includes items circled on exploded view)
Relieving.....3407-02
Non-relieving.....3407-01
Tamper resistant knob.....18-001-092

PANEL MOUNTING DIMENSIONS

Panel mounting hole diameter: 30 mm (1.19")
Panel thickness: 2 to 6 mm (0.06" to 0.25")

INSTALLATION

- Shut off air pressure. Install regulator in air line -
 - with air flow in direction of arrow on body.
 - upstream of lubricators and cycling valves.
 - as close as possible to the device being serviced.
 - at any angle.
- Connect piping to proper ports using pipe thread sealant on male threads only. Do not allow sealant to enter interior of regulator.
- Install a pressure gauge or plug the gauge ports. Gauge ports can also be used as additional outlets for regulated air.
- Install a Norgren general purpose filter upstream of the regulator.

ADJUSTMENT

- Before applying inlet pressure to regulator, turn adjustment (2 or 5A) counterclockwise to remove all force on regulating spring (6).
- Apply inlet pressure, then turn adjustment clockwise to increase and counterclockwise to decrease pressure setting.
- Always approach the desired pressure from a lower pressure. When reducing from a higher to a lower setting, first reduce to some pressure less than that desired, then bring up to the desired pressure.

NOTE

With non-relieving regulators, make pressure reductions with some air flow in the system. If made under no flow (dead-end) conditions, the regulator will trap the over-pressure in the downstream line.
4. Push adjusting knob down to lock pressure setting; pull up to release. Install tamper resistant knob (see **Replacement Items**) to make setting tamper resistant.

DISASSEMBLY

- Regulator can be disassembled without removal from air line.
- Shut off inlet pressure. Reduce pressure in inlet and outlet lines to zero.
- Turn adjustment (2 or 5A) fully counterclockwise to remove all force on regulating spring (6).
- Disassemble in general accordance with the item numbers on exploded view.

CLEANING

- Clean parts with warm water and soap.
- Rinse and dry parts. Blow out internal passages by body with clean, dry compressed air.
- Inspect parts. Replace those found to be damaged.

ASSEMBLY

- Lubricate seals and o-rings with o-ring grease.
- Assemble the unit as shown on the exploded view.
- Torque Table

ITEM	TORQUE NM (INCH-POUNDS)
2, SA (Bonnet)	7.34 to 8.47 (65 to 75)
9 (Early valve seat)	0.45 to 0.68 (4 to 6)†
11 (Current valve seat)	0.34 to 0.56 (3 to 5)†

† Diaphragm pin (8) must slide freely thru valve seat after torquing.

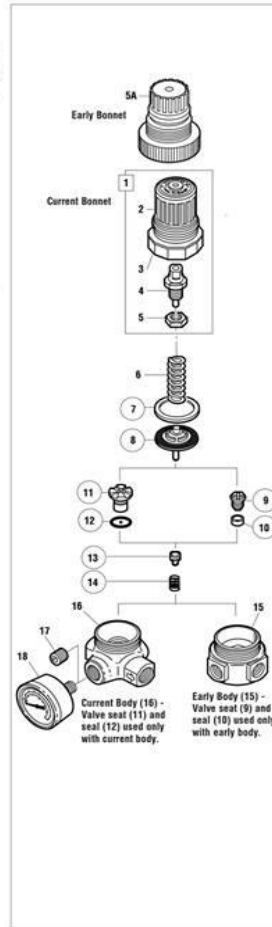
WARNING

These products are intended for use in industrial compressed air systems only. Do not use these products where pressures and temperatures can exceed those listed under **Technical Data**.

If outlet pressure in excess of the regulator pressure setting could cause downstream equipment to rupture or malfunction, install a pressure relief device downstream of the regulator. The relief pressure and flow capacity of the relief device must satisfy system requirements.

The accuracy of the indication of pressure gauges can change, both during shipment (despite care in packaging) and during the service life. If a pressure gauge is to be used with these products and if inaccurate indications may be hazardous to personnel or property, the gauge should be calibrated before initial installation and at regular intervals during use.

Before using these products with fluids other than air, for non industrial applications, or for life-support systems, consult Norgren.



ANEXO #5. Mediciones para establecer límites de trabajo.

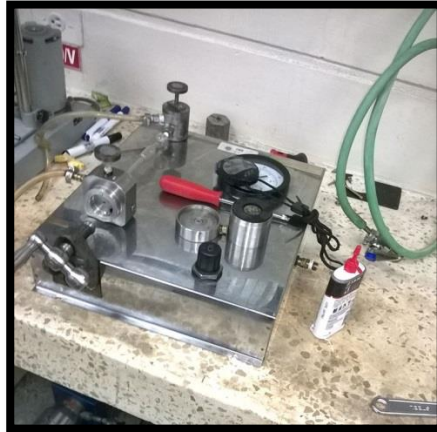
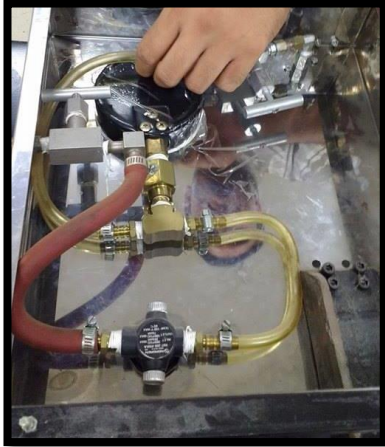
Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio

Presión P(psi)	Tiempo t(s)	Permeabilidad k(mD)	Porcentaje de error
15	4,26	1062,0	20%
15	4,30	1052,1	19%
15	4,29	1054,6	19%
17	4,03	990,6	12%
17	3,98	1003,0	13%
17	4,04	988,1	11%
19	3,74	955,0	8%
19	3,80	939,9	6%
19	3,75	952,5	7%
21	3,49	926,0	4%
21	3,52	918,1	4%
21	3,55	910,3	3%
23	3,29	896,8	1%
23	3,29	896,8	1%
23	3,23	913,5	3%
25	3,07	884,2	0%
25	3,09	878,5	1%
25	3,01	901,8	2%
27	2,75	914,0	3%
27	2,71	927,5	5%
27	2,77	907,4	2%
29	2,64	886,4	0%
29	2,67	876,4	1%
29	2,67	876,4	1%
31	2,42	904,6	2%
31	2,45	893,5	1%
31	2,43	900,9	2%
33	2,50	822,6	7%
33	2,42	849,8	4%
33	2,44	842,8	5%
35	2,38	814,7	8%
35	2,25	861,8	3%
35	2,22	873,4	2%
37	2,15	853,1	4%
37	2,11	869,3	2%
37	2,13	861,1	3%

Presión P(psi)	Tiempo t(s)	Permeabilidad k(mD)	Porcentaje de error
39	2,00	870,0	2%
39	2,03	857,2	3%
41	1,91	866,6	2%
41	2,00	827,6	7%
41	2,04	811,4	9%
43	2,02	781,3	12%
43	1,99	793,1	11%
43	1,83	862,4	3%
45	1,94	777,4	12%
45	1,88	802,2	10%
45	1,82	828,6	7%
46	1,87	788,9	11%
46	1,87	788,9	11%
46	1,75	843,0	5%
48	1,94	728,8	18%
48	1,84	768,4	13%
48	1,84	768,4	13%

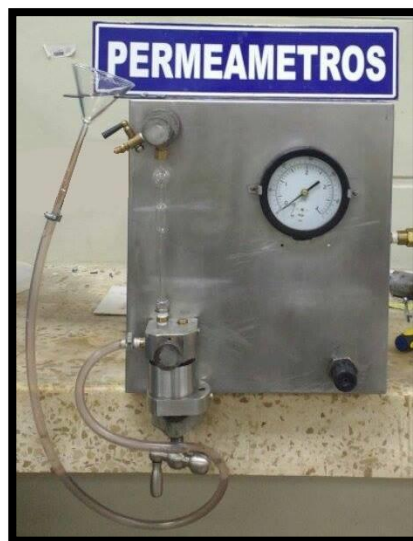
ANEXO #6. Estado inicial del equipo.

Tomada por: Juan León – Julio Villavicencio



ANEXO #7. Estado Final del Equipo, Vista Frontal y trasera.

Tomada por: Juan León – Julio Villavicencio



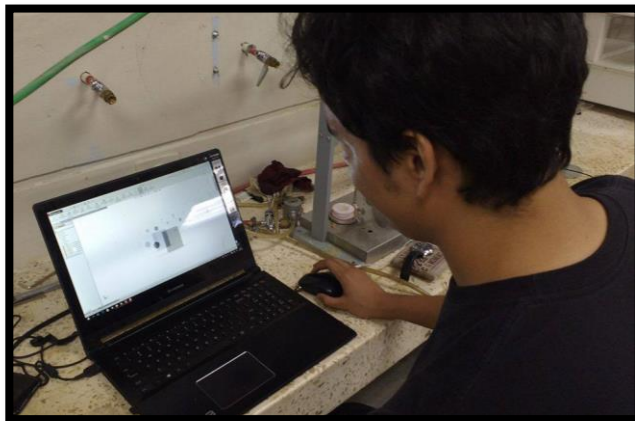
ANEXO #8. Muestra a analizar. (Núcleo de perforación)

Tomada por: Juan León – Julio Villavicencio



ANEXO #9. Evidencia del Diseño en Inventor

Tomada por: Julio Villavicencio



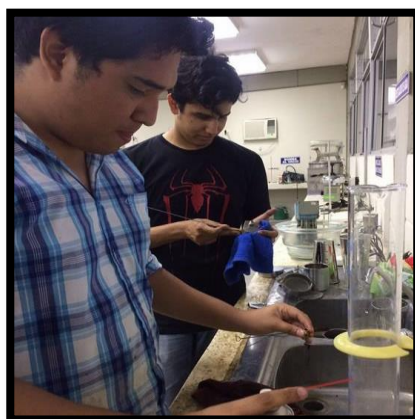
ANEXO #10. Tratamiento de los núcleos previo a realizar pruebas. Lavado y saturación.

Tomada por: Juan León



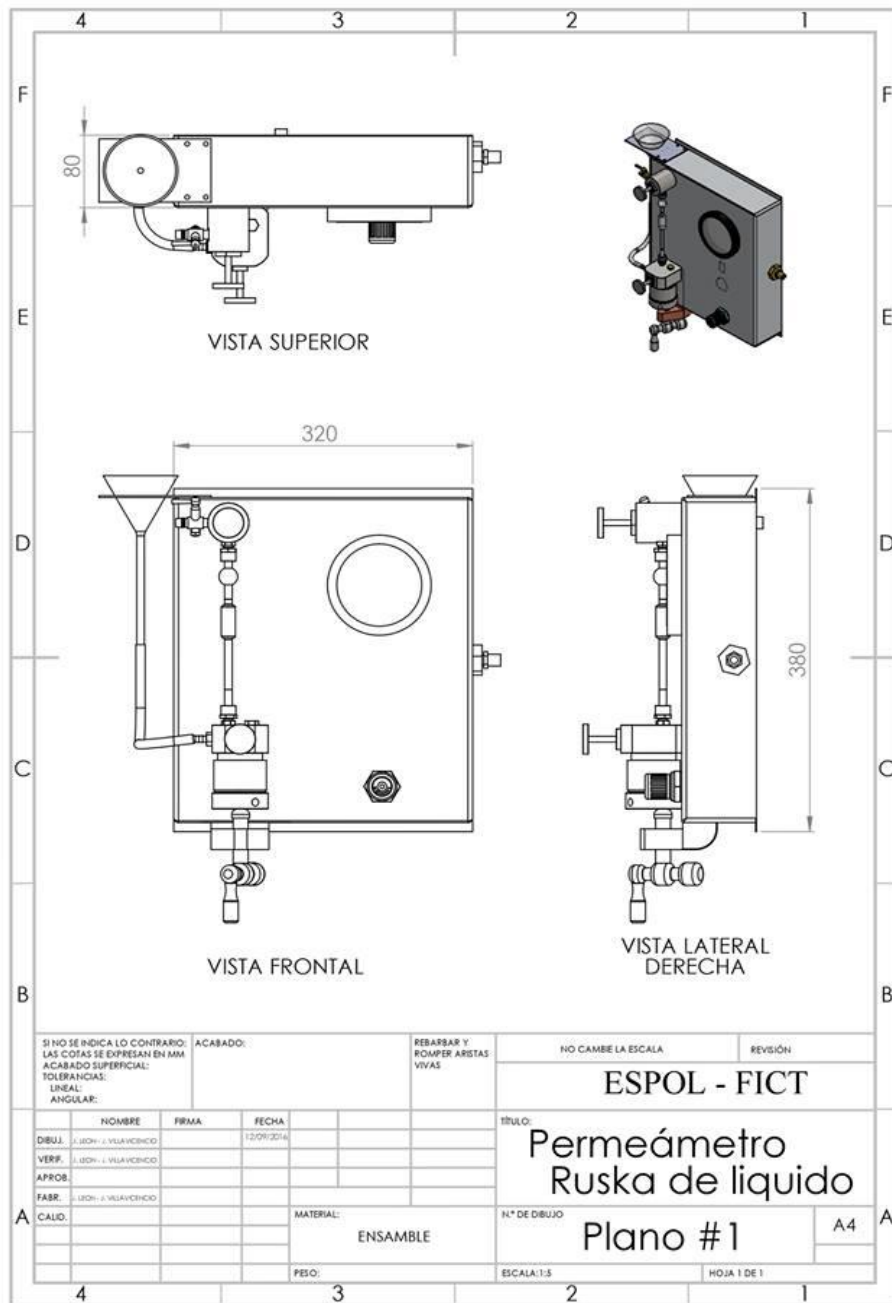
ANEXO #11. Evidencia del trabajo en el equipo, en las instalaciones del laboratorio.

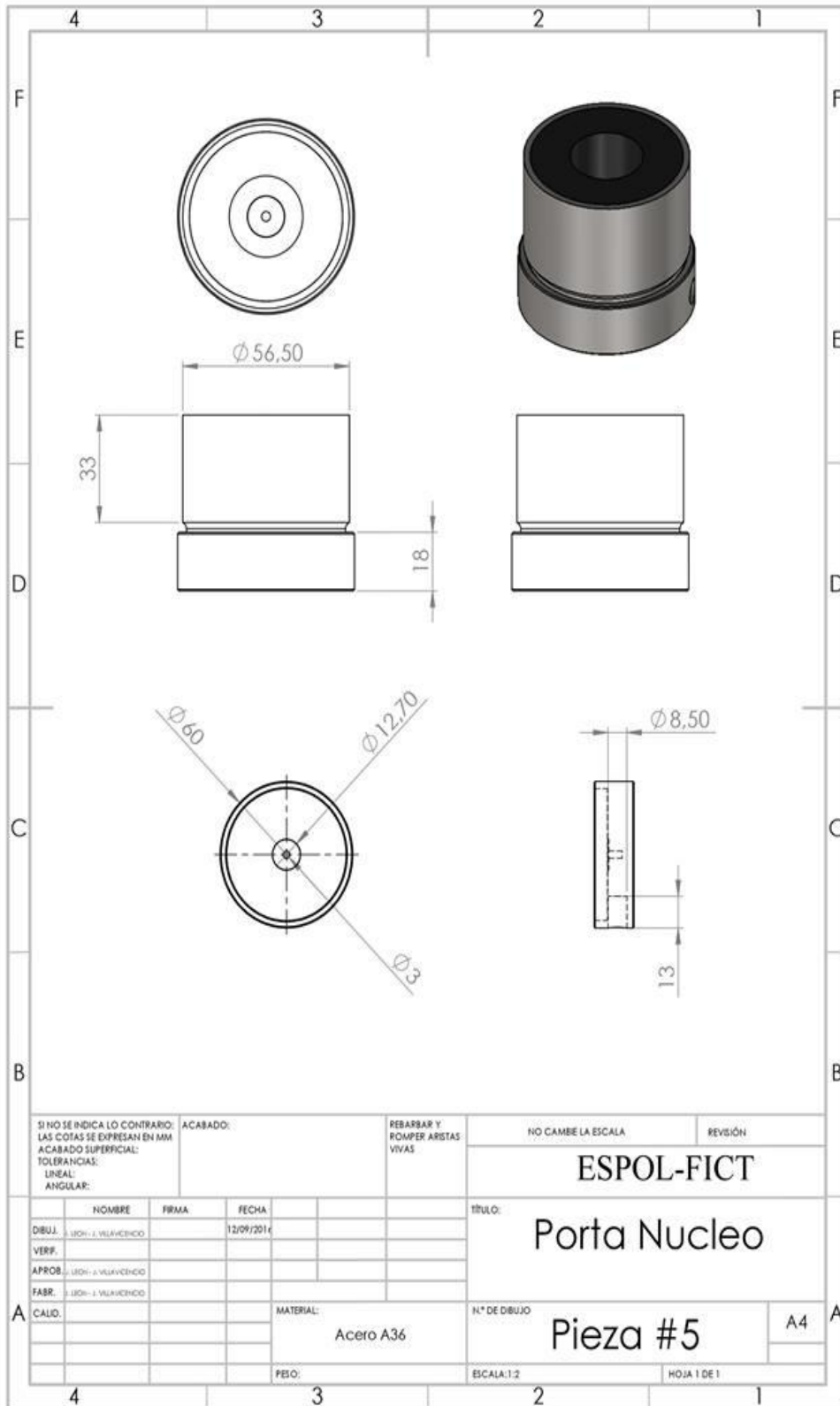
Tomada por: Ing. Bryan Medina (Encargado del laboratorio).



ANEXO #12. Planos Técnicos de las Piezas del equipo, y su ensamble

Elaborado por: Juan León – Julio Villavicencio





SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
 LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM
 ACABADO SUPERFICIAL:
 TOLERANCIAS:
 LINEAL:
 ANGULAR:

ACABADO:

REBARBAR Y
 ROMPER ARISTAS:
 VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

ESPOL-FICT

TÍTULO:

Porta Nucleo

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	LEON - J. VELAZQUEZ		12/09/2016
VERIF.			
APROB.	LEON - J. VELAZQUEZ		
FABR.	LEON - J. VELAZQUEZ		
CALIO.			

MATERIAL:
Acero A36

N.º DE DIBUJO

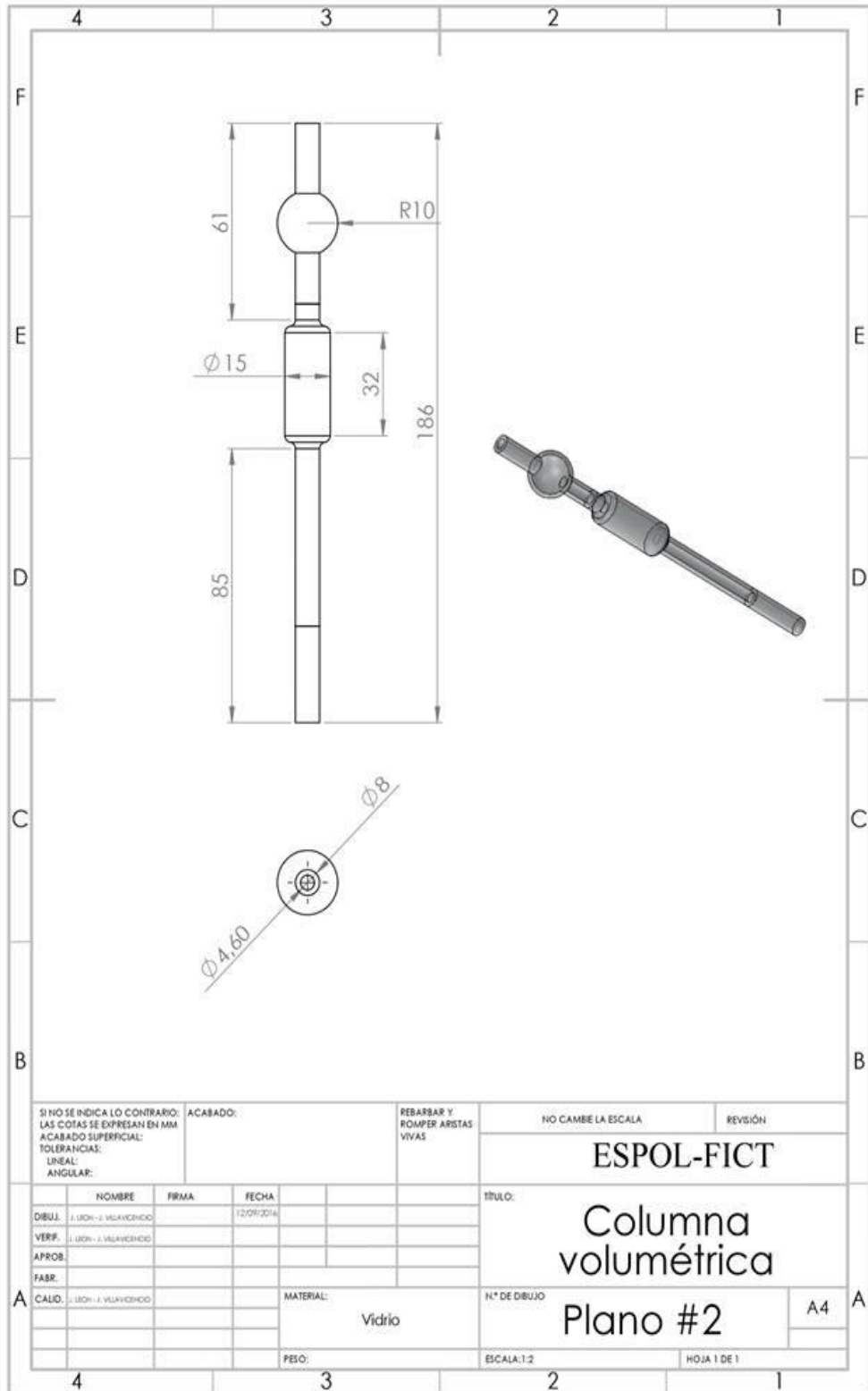
Pieza #5

A4

PELO:

ESCALA: 1:2

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM
ACABADO SUPERFICIAL:
TOLERANCIAS:
LINEAL:
ANGULAR:

ACABADO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBE LA ESCALA

REVISIÓN

ESPOL-FICT

TÍTULO:

Columna
volumétrica

NOMBRE	FIRMA	FECHA		
DIBUJ.	J. LOPEZ J. VELAZQUEZ	12/09/2016		
VERIF.	J. LOPEZ J. VELAZQUEZ			
APROB.				
FABR.				
CALD.	J. LOPEZ J. VELAZQUEZ		MATERIAL:	
			Vidrio	
			PESO:	

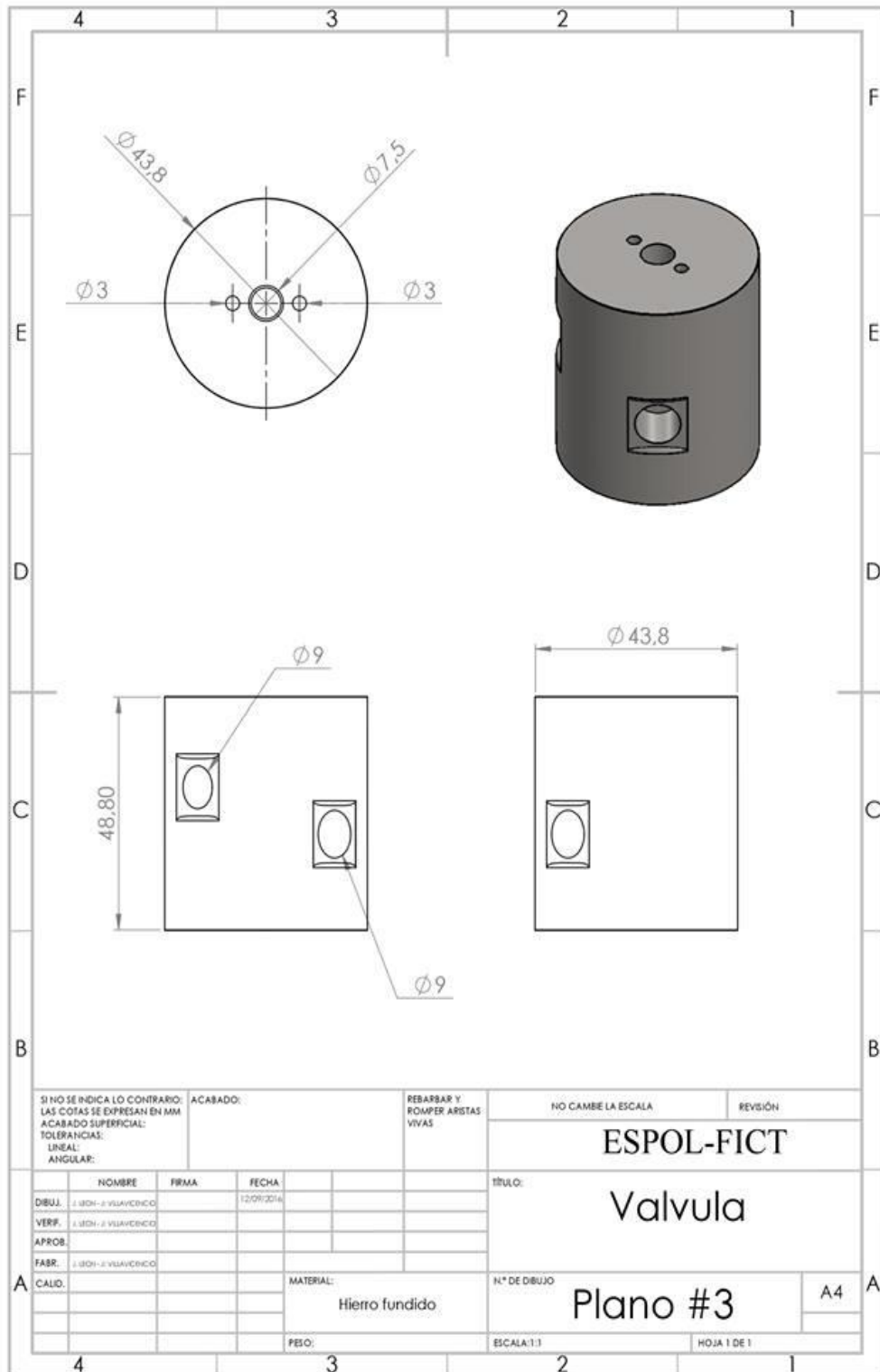
N° DE DIBUJO

Plano #2

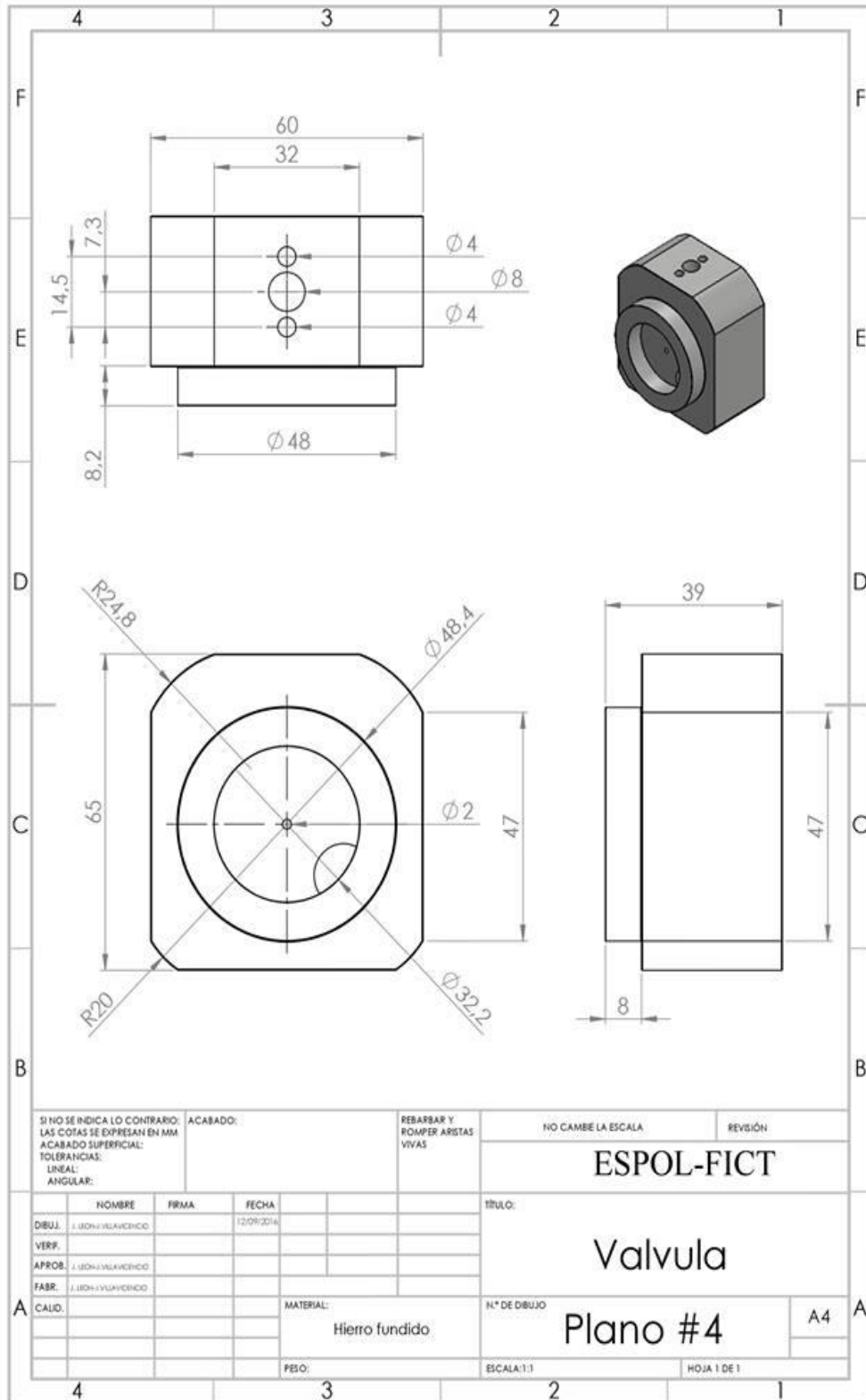
A4

ESCALA: 1:2

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: TOLERANCIAS: LINEAL: ANGULAR:		ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
				ESPOL-FICT	
				Valvula	
NOMBRE		FIRMA	FECHA	TÍTULO:	
DIBUJ. J. SEDH - J. VILAYDENCO			12/09/2014		
VERIF. J. SEDH - J. VILAYDENCO					
APROB. J. SEDH - J. VILAYDENCO					
FABR. J. SEDH - J. VILAYDENCO					
CALO.		MATERIAL: Hierro fundido		N° DE DBUJO Plano #3	A4
		PELO:		ESCALA: 1:1	HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
 LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM
 ACABADO SUPERFICIAL:
 TOLERANCIAS:
 LINEAL:
 ANGULAR:

ACABADO:

REBARBAR Y
 ROMPER ARISTAS
 VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

ESPOL-FICT

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	J. SEDH-VILAVECHIO		12/09/2016
VERIF.			
APROB.	J. SEDH-VILAVECHIO		
FABR.	J. SEDH-VILAVECHIO		
CALIO.			

TÍTULO:

Valvula

Plano #4

A4

MATERIAL:
 Hierro fundido

N° DE DIBUJO

FEBO:

ESCALA:1:1

HOJA 1 DE 1

BIBLIOGRAFÍA

1. Angelone, S., Garibay, M., & Marina, C. (2006). *Permeabilidad de Suelos*. Rosario: UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO.
2. API. (598). *Norma*. Estandar.
3. Bastidas, E. (29 de Marzo de 2010). *La Comunidad Petrolera*. Recuperado el 2016 de junio de 02, de Ley de Darcy: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2010/03/ley-de-darcy.html>
4. Carrión, M. G. (2000). *Dano de formación*.
5. CIED, F. d. (1997). *Analisis de Pruebas de presión Nivel 2*. Zulia: CIED.
6. Duarte, M. (2006). *Diseno de un permeametro de liquido*. Guayaquil: ESPOL.
7. Escobar, F. (2004). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombia.
8. Jr., F. F. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agu*. Dallas: SPEAIME .
9. La comunidad petrolera. (9 de agosto de 2016). *La comunidad petrolera*. Obtenido de La comunidad petrolera:

<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/correlaciones-de-permeabilidad-absoluta.php>

10. La comunidad Petrolera. (28 de Julio de 2016). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de Curso de Propiedades:
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/factores-que-afectan-las-mediciones-de-la-permeabilidad.php>
11. Nolen, R. (2014). El Flujo de Fluidos a través de medios porosos. *Oilfield Review* (pág. 68). Houston: Slumberger.
12. Nolen-Hoeksema, R. (2014). DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE PERMEABILIDAD. *Oilfield Review*, 68-69.
13. Pérez, V. (25 de Agosto de 2016). *MBcalibraciones*. Obtenido de Calibración de instrumentos de medición:
<http://www.calibrabien.com/Calibracion-de-instrumentos-de-medicion/diferencia-entre-calibracion-verificacion-ajuste-descalibrado>
14. Schlumberger. (2013). Los nucleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, 25.
15. Servicio de Acreditacion, E. (2016). Validación de Métodos. *Validación de Métodos*, (pág. 33). Guayaquil.
16. Tutiven, F. I. (2006). *Diseno de un Permeametro de Gas y opercación y calibración de la celda triaxial*. Guayaquil: ESPOL.