	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

1. JUSTIFICACIÓN

El conocimiento de la relación entre la permeabilidad efectiva de cada uno de los fluidos fluyendo a través de un yacimiento y la saturación de fluidos es una característica importante del yacimiento a la hora de hacer predicciones con respecto al comportamiento del aceite bajo varias condiciones de operación. Estas permeabilidades efectivas son generalmente expresadas como las “permeabilidades relativas” a una fase, definida como la relación de la permeabilidad efectiva a una roca saturada 100% por una fase.

Las curvas de permeabilidad juegan un rol extremadamente importante en los cálculos de ingeniería de yacimientos, particularmente en operaciones de recobro secundario y terciario. En la mayoría de los casos estas curvas son estimadas a partir de pruebas de desplazamiento. Como sea, no son medidas directamente, en lugar de eso son inferidas a partir de datos de presión y flujo medidos durante pruebas de desplazamiento.

2. OBJETIVO GENERAL


Determinar las permeabilidades relativas a partir de pruebas de desplazamiento de fluidos a través de núcleos.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Aprender los principios en los que se basa la experiencia
- Conocer el método estándar en la industria del petróleo para determinar las permeabilidades relativas

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- Equipo de desplazamiento positivo (EDP)
- Aceites
- Cronómetro
- Núcleos

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

4. MARCO TEÓRICO

La **permeabilidad** es una medida inherente de la roca, que da una idea de la habilidad para dejar pasar un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa dependiendo de los fluidos presentes y de las saturaciones dentro del espacio poroso.


La **permeabilidad es absoluta** cuando un solo fluido está presente, (agua, crudo o gas) y se cumple la Ley de Darcy. Esta permeabilidad es una propiedad del medio poroso y el valor es constante e independiente del fluido usado en su medida. La **permeabilidad efectiva** es la medida de la conductancia de un medio poroso a la fase de un fluido en un sistema multifásico que existe en el medio. El medio puede tener una permeabilidad efectiva distinta para cada fluido presente. Finalmente la **permeabilidad relativa (K_r)** de un medio poroso a un fluido en un sistema multifásico se define como la relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Para poder determinar las permeabilidades relativas se debe utilizar un núcleo representativo de la formación, este núcleo debe estar limpio y luego se procede a saturarse con salmuera la cual es representativa del agua de formación al 100%. El siguiente paso es desplazar el agua mediante la inyección de aceite, hasta alcanzar la saturación de agua congénita (S_{wc}) que existe en el yacimiento, esto para tener el núcleo a las condiciones de saturación de fluidos que posee el yacimiento.

Ya teniendo el núcleo a condiciones de yacimiento se puede efectuar la prueba de desplazamiento, en esta prueba se miden las caídas de presión (ΔP), el caudal inyectado acumulado (W_i) y el caudal producido el cual puede ser caudal de aceite producido (Q_o o N_p) o caudal de agua según el caso. El método se desarrolla con valores puntuales, ya que S_w depende de valores puntuales de ΔP ; aquí se pueden escoger uno o varios puntos del núcleo donde se van a referir los cambios que están ocurriendo; puede ser a cualquier ΔL o a la salida del núcleo.

El objetivo de estos métodos es correlacionar los cambios de saturación y caídas de presión (ΔP) en el núcleo con los valores puntuales de saturación en los puntos de referencia (p.e.: en el extremo de salida S_{w2}).

Una vez realizada la fase experimental y se obtengan los datos requeridos (ΔP , W_i , N_p) se pueden determinar las permeabilidades relativas $K_{r(o,w)}$. Para esto se cuenta con el método de Johnson, Bossler y Naumann que es el más aceptado a nivel general en la industria del petróleo para la determinación de estas propiedades.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

5. PROCEDIMIENTO

El equipo de desplazamiento positivo permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de muestras de rocas, para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de lechos porosos. Se pueden realizar desplazamientos tanto a condiciones de temperatura de laboratorio y bajo presión de confinamiento como a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Este equipo consta de siete subsistemas, el orden en que se muestran los subsistemas, es aquel en el cual se debe ir desarrollando la prueba y su correspondencia entre los pasos es de manera ordenada.

Siga las indicaciones que se dan para el corrimiento de la prueba en la parte de montaje de la muestra cumpliendo cada una de manera satisfactoria.


5.1 Montaje de la muestra

El montaje de la muestra en el EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO comprende los siguiente pasos:

- I. Introduzca la muestra en la manga del Core-Holder previamente saturada y pesada y realice las conexiones respectivas para iniciar el desplazamiento.
- II. Seleccione el fluido y coloque los parámetros de la muestra (longitud, diámetro, caudal y viscosidad), desde el monitor del computador

Nota: Para los pasos del III al VII, ver Anexo A. (MANUAL DE OPERACION EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO).

- III. Siga los pasos descritos para la aplicación del **Subsistema de Confinamiento**.
- IV. Si la prueba requiere colocar presión de Back - pressure, siga los pasos que se indica en el **Subsistema de Contrapresión**.
- V. Inicie el desplazamiento de soluciones acuosas o aceitosas según la prueba requerida, siguiendo los pasos descritos en el **Subsistema de Inyección de Soluciones Acuosas o Subsistema de Inyección de Soluciones Aceitosas**.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

- VI. Si la prueba se realiza a condiciones de yacimiento, inicie la temperatura como se indica en el **Subsistema de Temperatura**.
- VII. Habilite los transmisores Smar como se indica en el **Subsistema de Diferencial de Presión tipo Smar**.
- VIII. Habilite los diferentes puertos para tomar el diferencial de presión para diferentes longitudes a lo largo de la muestra mediante las electro válvulas operadas desde el panel de control manual lateral o desde el panel de control del computador
- IX. Una vez se observe estabilidad en la prueba inicie el proceso de **Salvar** datos, dando Click en el botón rojo de la parte inferior derecha de la pantalla del monitor.
- X. Terminada la prueba, deje de **Salvar** datos y espere hasta relajar toda la presión del sistema y **Deshabilite** los transmisores Smar como se indica en el **Subsistema de Diferencial de Presión tipo Smar**, (Ver Anexo A).
- XI. Desmonte la muestra de la manga y pésela en su respectiva tara.

5.2 Determinación de las permeabilidades relativas a partir del método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN)


Este método fue presentado en 1958 y permite calcular las curvas de permeabilidades relativas a partir de pruebas de desplazamiento diseñadas correctamente (inyección de agua y empuje de gas) sobre un cuerpo poroso lineal; es el método estándar en la industria del petróleo y se caracteriza por ser rápido y confiable para muestras de núcleos. El procedimiento general es el siguiente:

1. Determinar el historial de Sw promedio vs volúmenes porosos inyectados (Qi) y realizar la respectiva gráfica las expresiones para establecer estos términos son las siguientes:

$$\overline{S_w} = S_{wc} + \frac{Np}{VP} \quad \text{(E-1)}$$

donde,

$\overline{S_w}$: Saturación promedio (fracción).

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Swc: Saturación de agua connata (fracción).
 Np: Volumen acumulativo de aceite producido (cm³).
 VP: Volumen poroso del núcleo (cm³). $VP = A * L * \phi$

$$Q_i = \frac{W_i}{VP} \quad (E-2)$$

donde,

Qi: Volúmenes porosos inyectados (adimensional).
 Wi: Volumen acumulativo de agua inyectada (cm³).
 VP: Volumen poroso del núcleo (cm³).

2. Calcular la inyectividad relativa del núcleo (Ir) cuya ecuación es:

$$I_r = \frac{\frac{q}{A} \mu_o L}{k \Delta P} \quad (E-3)$$


donde,

Ir: Inyectividad relativa del núcleo (adimensional).
 q: Caudal al cual se ha realizado la prueba de desplazamiento (cm³/seg.).
 A: Área del núcleo (cm²).
 L: Longitud del núcleo (cm.).
 μ_o: Viscosidad del aceite (cp).
 k: Permeabilidad absoluta del núcleo (D).
 ΔP: Caída de presión (atm).

3. Calcular las siguientes derivadas:

La variación de la saturación promedio con respecto a la variación de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d \bar{S}_w}{d Q_i}$$

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

La variación del recíproco del producto de los volúmenes porosos inyectados por la inyectividad relativa con respecto a la variación del recíproco de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d\left(\frac{1}{Q_i I r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)}$$

4. Determinar el flujo fraccional de aceite (f_o),

$$f_o = \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i} \quad (\text{E-4})$$

5. Determinar las permeabilidades relativas K_{ro} y K_{rw} a partir de las expresiones,

$$k_{rw} = \frac{(1-f_o)\mu_w}{f_o\mu_o} k_{ro} \quad k_{ro} = \frac{f_o}{\frac{d\left(\frac{1}{Q_i I r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)}} \quad (\text{E-5})$$

6. Cálculo de la saturación de agua en el punto correspondiente a las permeabilidades relativas determinadas,

$$S_w = \bar{S}_w - Q_i * f_o \quad (\text{E-6})$$

7. Por último se realizan las gráficas de permeabilidades relativas $K_{r(o,w)}$ Vs. S_w .

6. DIAGRAMAS DE FLUJO

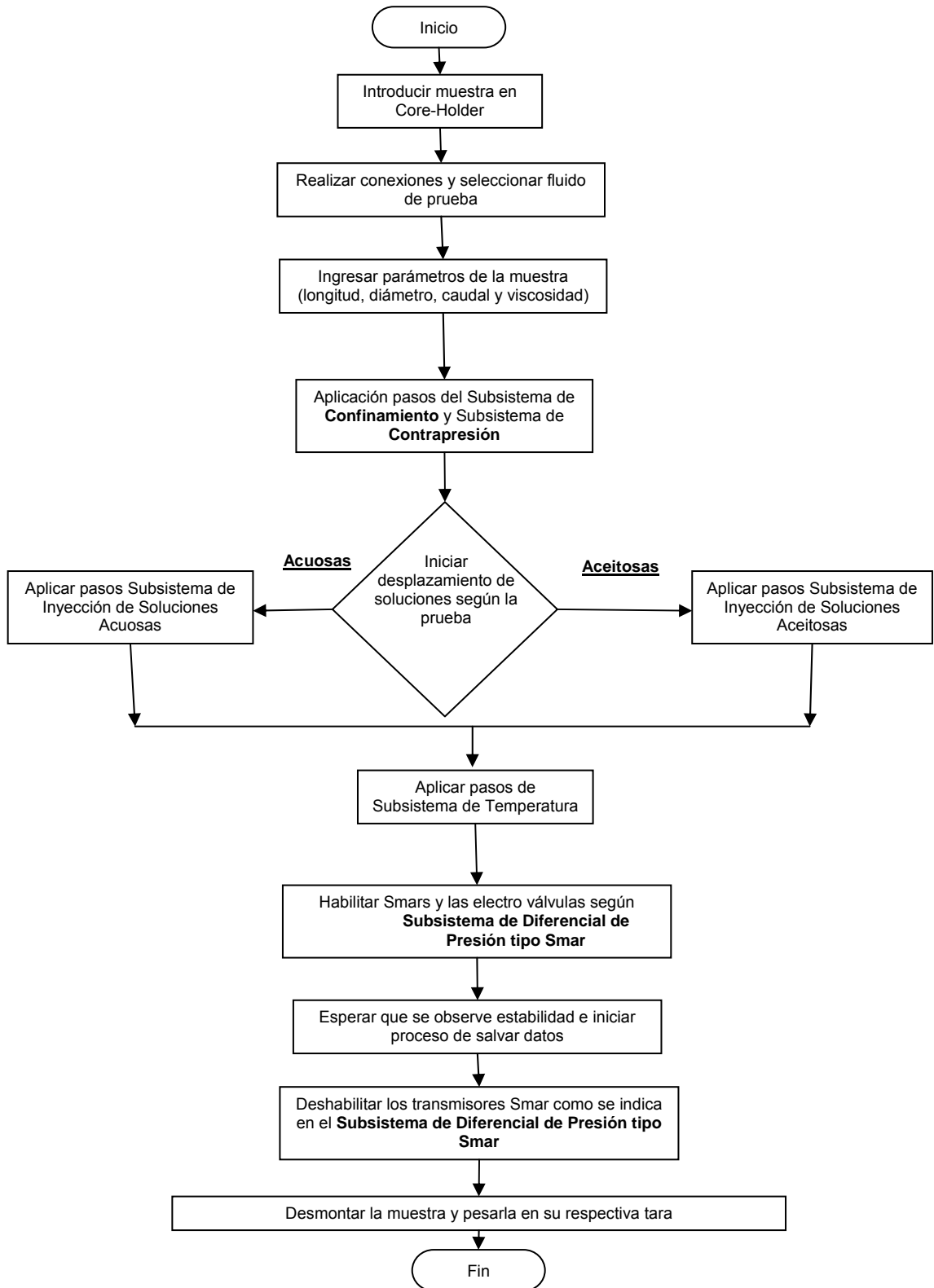
A continuación se presentan los diagramas de flujo correspondientes a los procedimientos descritos:

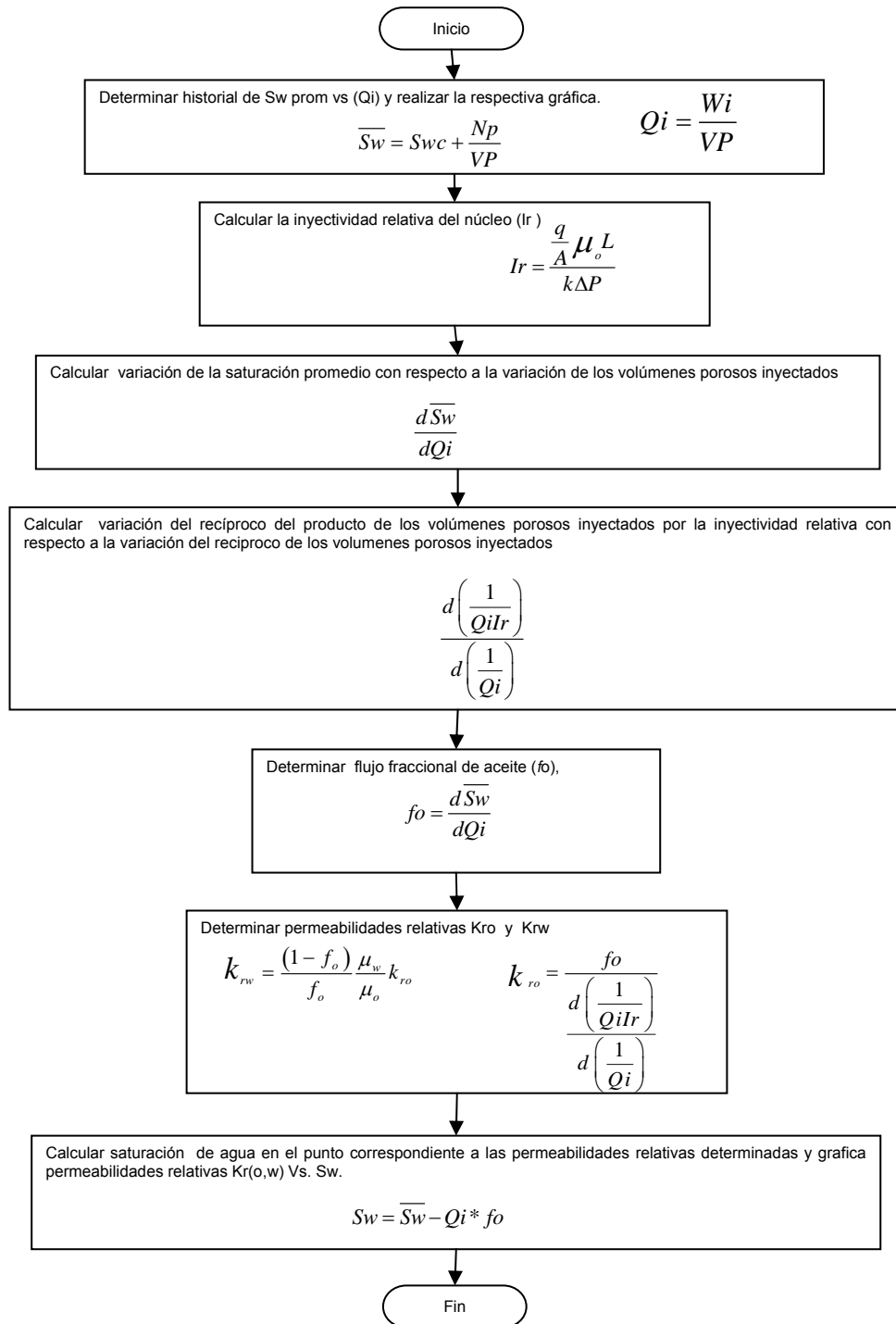


UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)

ANEXO 3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO





**NORMATIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE PRUEBAS DE
DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE NUCLEOS**

**JOSÉ MAURICIO CALDERÓN VERA
DIEGO FERNANDO TORRES DIAZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

**NORMATIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE PRUEBAS DE
DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE NUCLEOS**

**JOSÉ MAURICIO CALDERÓN VERA
DIEGO FERNANDO TORRES DIAZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:
Ing. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

Nota de aceptación

Presidente de Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Noviembre de 2006

DEDICATORIA

A Dios por la vida y por todas las cosas maravillosas que me ha brindado. A mis padres Trinidad y Augusto por su amor y su apoyo incondicional. A mi hermano Juan David por creer en mí. A Alison mi amor y la dueña de mi corazón. Los amo mucho. Y a todas las personas que creyeron y confiaron en mí, infinitas gracias.

José Mauricio Calderón Vera

A Dios primero que todo porque es por su voluntad que me encuentre aquí. A mis padres por forjar el hombre que soy hoy en día y por apoyarme durante el transcurso de mi carrera y celebrar el logro de mis metas. A mi novia quien me ha acompañado en los momentos más difíciles y es con quien he de forjar mi proyecto de vida. A mis amigos por siempre permanecer a mi lado y espero encontrármelos seguido en el largo camino de la vida. A Mauricio por su esfuerzo y dedicación para sacar adelante este Proyecto. Y a todas las personas que de una u otra forma tuvieron que ver con la culminación de esta etapa de mi desarrollo profesional

Diego Fernando Torres Díaz

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Director del Grupo de Investigación en Comportamiento de Fases – COFA, Coordinador del Laboratorio de Pruebas Especiales - LAPE y Director de este proyecto de grado; por su gran apoyo, acompañamiento y sus invaluable enseñanzas durante la ejecución del proyecto.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Director del Grupo de Investigación en Pruebas de Pozos - GIPP y evaluador de éste proyecto; por su colaboración durante el desarrollo de este trabajo.

RICARDO PARRA PINZÓN, Ingeniero de Petróleos, evaluador de este proyecto; por su colaboración en el transcurso de este proyecto.

JOSE LUIS MOTTA PERDOMO, Auxiliar Técnico del Laboratorio de Pruebas Especiales - LAPE, por sus invaluable aportes para el desarrollo de este proyecto.

INGENIEROS DEL GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE PRESION - GIPP, por su asesoría, orientación y apoyo constante en todas las etapas del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron con la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	15
1.1 PERMEABILIDAD	15
1.1.1 La Ley de Darcy	16
1.1.2 Tipos de permeabilidad	16
1.1.3 Anisotropía de permeabilidad	17
1.1.4 Flujo de gas en medios porosos	17
1.1.5 Efecto inercial o turbulencia	18
1.2 MOJABILIDAD	18
1.2.1 Medición del ángulo de contacto	20
1.2.2 Método de Amott	22
1.2.3 Método USBM	23
1.2.4 Mediciones cualitativas de mojabilidad	24
2. MEDICIONES EN EL LABORATORIO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA	27
2.1 FACTORES QUE INFLUENCIAN LAS MEDICIONES DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA	27
2.1.1 Efecto de frontera	27
2.1.2 Efecto de la rata	28
2.1.3 Efecto histéresis	28
2.2 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	28
2.2.1 Métodos para determinar la permeabilidad relativa a partir de pruebas de desplazamiento	30
2.2.1.1 Método de Johnson, Bossler y Naumann	31
2.2.1.2 Modificación de Jones Roszelle	34
2.2.1.3 Ejemplo para determinar las permeabilidades relativas a partir de los métodos de JBN y JR	37
2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO	46
2.3.1 Subsistema de confinamiento	46
2.3.2 Subsistema de contrapresión	46
2.3.3 Subsistema de desplazamiento	47
2.3.4 Subsistema de inyección de soluciones aceitosas	47

2.3.5	Subsistema de inyección de soluciones acuosas	47
2.3.6	Subsistema de temperatura	47
2.3.7	Subsistema de diferencial de presión tipo smar	47
2.3.8	Subsistema de control y adquisición de datos mediante LabView	48
3.	MANUAL DE OPERACION EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (EDP)	49
3.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	49
3.2	MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	50
3.2.1	Subsistema de confinamiento	50
3.2.2	Subsistema de Contrapresión	52
3.2.3	Subsistema de Desplazamiento	53
3.2.4	Subsistema de Inyección de Soluciones Aceitosas	55
3.2.5	Subsistema de Inyección de Soluciones Acuosas	56
3.2.6	Subsistema de Temperatura	57
3.2.7	Subsistema de Diferencial de Presión Tipo Smar	58
3.2.8	Subsistema de Control y Adquisición de Datos Mediante LabView	61
3.3	LIMPIEZA DEL EQUIPO	63
3.3.1	Limpieza de cilindros	63
3.4	PROCEDIMIENTO DE PURGA	65
3.4.1	Purgar la línea por donde va a circular el fluido desplazante (Agua o Aceite)	65
3.4.2	Purgar las líneas que corresponden al sistema de confinamiento	65
3.4.3	Purgar las líneas que corresponden al sistema de Contrapresión	66
3.4.4	Realizar un colchón de aceite por las líneas en las cuales no va a fluir las muestras que van a pasar a través del Core	66
3.4.5	Purgar las líneas por donde va a ir el fluido que va a pasar a través de la muestra	68
3.5	PROCEDIMIENTO DE VACÍO	68
3.6	PROCEDIMIENTO PREPARACIÓN DE FLUIDOS	69
3.6.1	Filtración al vacío	69
3.6.2	Desaireado del fluido	70
	CONCLUSIONES	72
	RECOMENDACIONES	74
	BIBLIOGRAFÍA	75
	ANEXOS	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Efecto Klinkenberg o de Deslizamiento	18
Figura 2. Efecto Inercial o Turbulencia	19
Figura 3. Balance de fuerzas	21
Figura 4. Índice de mojabilidad	25
Figura 5. Gráfica de S_w promedio ($\overline{S_w}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)	39
Figura 6. Gráfica de viscosidad efectiva promedio ($\overline{\lambda^{-1}}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)	39
Figura 7. Gráfica de saturación de agua a la salida S_{w2} vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)	40
Figura 8. Gráfica de viscosidad efectiva a la salida λ_2^{-1} vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)	41
Figura 9. Gráfica de curvas de permeabilidad relativa vs saturación de agua a partir del método de Jones-Roszelle (JR)	42
Figura 10. Gráfica de S_w promedio Vs. Q_i	43
Figura 11. Gráfica de curvas de permeabilidad relativa vs Saturación de agua a partir del método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN)	44
Figura 12. Gráfica comparativa de las curvas de permeabilidad relativa vs S_w obtenidas por los métodos de JBN y JR	45
Figura 13. Equipo de Desplazamiento Positivo	49
Figura 14. Bomba manual Enerpac	51
Figura 15. Back pressure	52
Figura 16. Subsistema de contrapresión	53

Figura 17.	Tanque de la bomba GILSON	54
Figura 18.	Cilindro de inyección	56
Figura 19.	Ajuste local de cero y span	60
Figura 20.	Pantalla de panel de control	62
Figura 21.	Limpieza cilindros de inyección	64
Figura 22.	Pistón libre (free piston)	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relación aproximada entre la mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad USBM Y Amott.	20
Tabla 2. Datos prueba de desplazamiento a rata de inyección constante	37
Tabla 3. Historial de S_w promedio, viscosidad efectiva promedio y volúmenes porosos inyectados de inyección constante	38
Tabla 4. Historial de saturación de agua a la salida (S_{w2}) y viscosidad efectiva a la salida (λ_2^{-1})	40
Tabla 5. Valores de las permeabilidades relativas y de los flujos fraccionales estimados con el método de Jones-Roselle (JR)	41
Tabla 6. Historial de S_w promedio vs. volúmenes porosos inyectados (Q_i)	42
Tabla 7. Datos de inyectividad relativa (I_r), flujos fraccionales de aceite (f_o) y de agua (f_w), permeabilidades relativas al aceite (K_{ro}) y al agua (K_{rw}) y la saturación de agua (S_{w2}) para cada valor de saturación de agua promedio	43
Tabla 8. Valores de las permeabilidades relativas obtenidas por los métodos de JBN y JR	45

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. OBTENCION, MANEJO, PRESERVACION Y PREPARACION DE NUCLEOS	80
ANEXO B. ANALISIS Y EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	91
ANEXO C. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	98

RESUMEN

Los núcleos o muestras de rocas obtenidos durante un programa de corazonamiento tienen como principal objetivo conseguir una muestra representativa de la formación y minimizar las alteraciones físicas de la muestra durante su manejo y almacenamiento. Los principales cuidados que se deben tener en el manejo y preservación de rocas del yacimiento para análisis de núcleos es la selección de un material de preservación no-reactivo y prevenir la pérdida de fluido o la adsorción de contaminantes.

En el Laboratorio de Pruebas Especiales (LAPE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana está en proceso de automatización el Equipo de Desplazamiento Positivo – EDP, que permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de núcleos para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de medios porosos. Se pueden realizar desplazamientos tanto a condiciones de temperatura de laboratorio y bajo presión de confinamiento como a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Con la puesta en marcha del Equipo de Desplazamiento Positivo -EDP se tendrá la oportunidad de aplicar un alto desarrollo tecnológico para la solución de problemas que se presentan en las operaciones de intervención a pozos productores en la industria petrolera, tales como el impacto que tienen los fluidos de limpieza, estimulación y fracturamiento de pozos sobre la formación.

ABSTRACT

The samples core obtained during a coring program have the main objective of representing the most significant sample of the formation and to minimize the physical alterations of the sample during its handling and storage. The major problems confronting these activities and preserving reservoir rocks for core analysis are the selection of a non-reactive preservative material and to prevent fluid loss or the adsorption of contaminants.

In the Laboratory of Special Tests (LAPE) of the Faculty of Engineering of the Universidad Surcolombiana, there exists an automated process with the Equipment of Positive Displacement - EDP, which allows to develop fluid dynamic displacements through cores for evaluation of the behavior of fluid flow through porous media. It can be possible to perform displacements not only to laboratory conditions but also under confining pressure or pressure and temperature conditions of the reservoir.

With the initialization of the Equipment of Positive Displacement – EDP, it will have the opportunity to apply a high technological development to the solution of problems that appear in remedial and workover operations to wells in the oil industry, such as the effect on the near wellbore area caused by the cleaning and stimulation.

INTRODUCCIÓN

La depositación de compuestos orgánicos (asfáltenos y parafinas) y escamas (compuestos inorgánicos) es un fenómeno que puede ocurrir durante la producción y procesamiento del petróleo. Esta depositación puede causar daños como reducir la permeabilidad, afectando factores como la inyectividad y la producción de los pozos, además pueden alterar algunas propiedades de la roca e incluso taponar la formación, tuberías desde el fondo del pozo hasta las facilidades de producción en superficie, y vasijas. Los taponamientos por depósitos orgánicos y/o inorgánicos en un yacimiento son fenómenos complejos que ocurren bajo ciertas condiciones y dependen de varios factores como: la saturación y distribución de fluidos, las propiedades y composición de los fluidos, la mineralogía y las propiedades del medio poroso, la rata de inyección y las condiciones de presión y temperatura.

En el laboratorio es posible realizar pruebas experimentales, desplazando fluidos a través de núcleos simulando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, que permitan evaluar el comportamiento del flujo de dichos fluidos a través de medios porosos para determinar el impacto sobre la permeabilidad original, es decir el daño causado a la formación. Además se pueden realizar evaluaciones a los fluidos utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico, y determinar el impacto sobre las propiedades petrofísicas de la roca de la formación.

Es importante resaltar que uno de los factores de éxito es el seguimiento a la calidad de los fluidos utilizados durante los trabajos de fracturamiento. Antes de cada intervención en un pozo, se requiere limpiar los depósitos orgánicos e inorgánicos mediante trabajos con solventes, surfactantes, solventes mutuales, etc) y ácidos. Los fluidos de fracturamiento deben cumplir con pruebas de laboratorio tales como compatibilidad, reología y degradable.

En la industria del petróleo se necesita que la producción y el procesamiento del crudo sean de excelente calidad y que las posibles causas que puedan afectar estos procesos se puedan contrarrestar. La información que pueda suministrar un equipo de desplazamiento positivo lo convierte en una herramienta muy útil al momento de prevenir posibles taponamientos que causarían pérdidas económicas enormes, por ello se hace necesario que en una región petrolera como la nuestra un equipo tan esencial como éste entre en funcionamiento.

1. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

El ingeniero de yacimientos debe conocer el comportamiento de la producción como una función del tiempo. Para comprender esto, es necesario desarrollar un modelo que contenga el tiempo o alguna propiedad relacionada tal como la tasa de flujo. Es importante conocer el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento y los modelos que son usados para relacionar la presión del yacimiento con la tasa de flujo. Estos modelos involucran las propiedades de la roca y los fluidos, la geometría del yacimiento y las condiciones de flujo como el diferencial de presión y el caudal.

Al realizar en el laboratorio el desplazamiento de fluidos a través de un medio poroso empleando el equipo de desplazamiento positivo - EDP, básicamente las variables que se miden son el diferencial de presión y caudal para la determinación experimental de la permeabilidad de la muestra de roca.

1.1 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una medida inherente de la roca, que da una idea de la habilidad para dejar pasar un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa dependiendo de los fluidos presentes y de las saturaciones dentro del espacio poroso.

La unidad de medida de la permeabilidad es el DARCY; se dice que un medio tiene una permeabilidad de un darcy si un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise y que satura completamente el espacio poroso intergranular, fluye a través de éste bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, por un área transversal de un centímetro cuadrado y bajo un diferencial de presión de una atmósfera por centímetro de longitud y cumple la Ley de Darcy. La unidad de permeabilidad, es un coeficiente de proporcionalidad entre cantidades físicas que posee unidades, de esta forma el darcy tiene unidades de longitud al cuadrado (área). La permeabilidad así definida representa una propiedad o atributo del medio y no del fluido.

El milidarcy (mD) que es un milésimo de un darcy (D) se usa más comúnmente en el análisis de corazonas. Las formaciones varían desde fracciones a más de 10.000 milidarcys. La permeabilidad depende de las dimensiones y configuración del sistema poroso. Las areniscas con grandes poros tienen alta

permeabilidad, mientras una arenisca de grano muy fino tiene una permeabilidad muy baja; una caliza oolítica tendrá alta permeabilidad y una caliza intercrystalina tendrá una baja permeabilidad.

1.1.1 La Ley de Darcy. Henry Darcy¹ haciendo estudios experimentales en medios porosos (exactamente filtros de arena) desarrolló la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{A} = C \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{E-1.1})$$

Donde Q es el caudal que pasa por el medio poroso, A es el área transversal de flujo (pero no es el área efectiva de flujo), ΔP es la caída de presión que origina el flujo, L la longitud del medio poroso y C es una constante que Darcy atribuyó al medio poroso. Como el fluido utilizado fue agua, cuya viscosidad es 1.0 cp aproximadamente a la temperatura del laboratorio, aparentemente no aparece en la ecuación anterior. La razón Q/A es llamada velocidad media aparente U_m y se diferencia de la velocidad media real V_m , debido a que tiene en cuenta toda el área transversal del elemento poroso y no el área efectiva de flujo. Posteriormente, a través de experimentos con fluidos diferentes al agua con gradientes de presión no dependientes de los efectos gravitacionales determinó la ecuación:

$$u_m = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (\text{E-1.2})$$

Así, k es la permeabilidad de la roca, μ es la viscosidad del fluido en cp, dP/dL es el gradiente de presión en atm/cm y U_m es la velocidad media aparente de flujo en cm/seg. La unidad de permeabilidad es llamada Darcy.

De acuerdo a lo anterior, la ley de Darcy dice que la velocidad media aparente de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad.

1.1.2 Tipos de permeabilidad. Existen diferentes tipos de permeabilidad, dependiendo de las condiciones de saturación del medio poroso.

- **Permeabilidad Absoluta (K):** Es la permeabilidad cuando un solo fluido está presente, (agua, crudo o gas) y se cumple la Ley de Darcy. Esta permeabilidad es una propiedad del medio poroso y el valor es constante e independiente del fluido usado en su medida; sin embargo, cuando hay

reducción de la K por el tipo de fluido se debe hacer referencia al medio y al tipo de fluido (Ej. “permeabilidad de la arena al agua salada”).

- **Permeabilidad Efectiva (K_g , K_w , K_o):** Es la medida de la conductancia de un medio poroso a la fase de un fluido en un sistema multifásico que existe en el medio. El medio puede tener una permeabilidad efectiva distinta para cada fluido presente. La permeabilidad efectiva además de ser función del medio poroso es función de la saturación y distribución de los fluidos presentes.
- **Permeabilidad Relativa (K_{ro} , K_{rw} , K_{rg}):** La permeabilidad relativa de un medio poroso a un fluido en un sistema multifásico se define como la relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; \text{(E-1.3)} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k} ; \text{(E-1.4)} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} ; \text{(E-1.5)}$$

1.1.3 Anisotropía de permeabilidad. La permeabilidad es frecuentemente una cantidad direccional. Durante la depositación de la arena el eje mayor de los granos se alinea en la dirección de máxima velocidad, la mayor área transversal cae en el plano horizontal reduciendo la permeabilidad perpendicular a los planos de depositación, la permeabilidad vertical se puede reducir además por depositación de limo o shale. La anisotropía se puede medir en muestras cúbicas. Las mediciones en núcleos requiere la perforación de muestras orientadas horizontal y verticalmente.

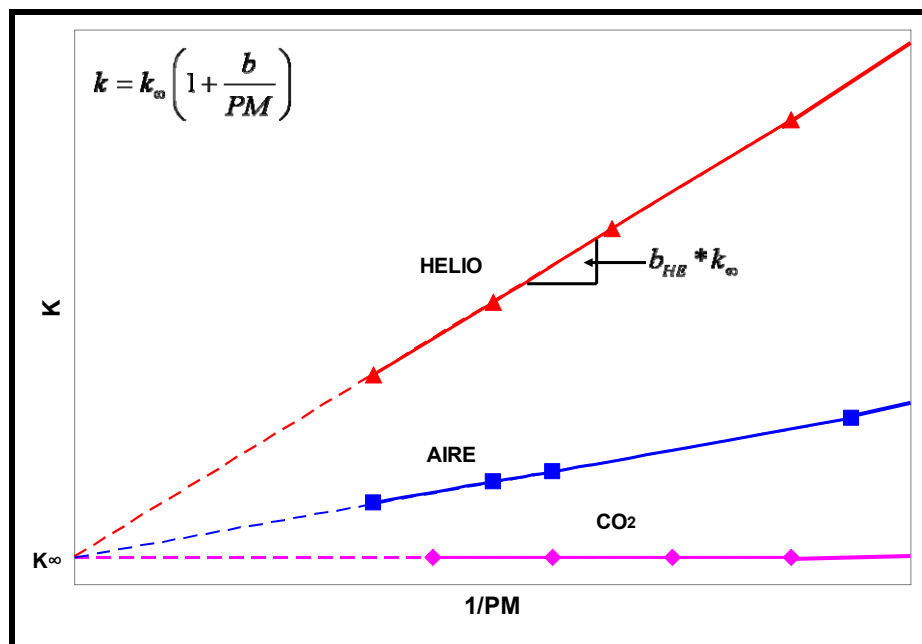
1.1.4 Flujo de gas en medios porosos. Cuando un gas fluye a través de un medio poroso debido a un diferencial de presión, la caída de presión provoca la expansión del gas por lo que la velocidad de flujo (V_s) dentro de la muestra no es constante. El flujo másico del gas ($V_s \times \rho_g$) permanece constante a lo largo de la trayectoria de flujo.

El efecto del gas difiere al flujo de líquido y la permeabilidad al gas difiere de la permeabilidad al líquido; la permeabilidad al líquido de una roca es constante e independiente de la presión diferencial impuesta bajo condiciones de flujo laminar, sin reacción fluido-roca y 100% saturada del fluido fluyente. Esto no se cumple para los gases, las moléculas de gas fluyen a una rata uniforme dentro de los poros pequeños, mientras que las moléculas del líquido no. Las moléculas de líquido en el centro de los poros se mueven a mayor velocidad que las moléculas cercanas a las paredes del poro. La diferencia en el movimiento molecular conlleva a una dependencia de la permeabilidad del gas

con la presión media del gas al tiempo de medida. Esta característica del gas es llamada “*efecto de deslizamiento*” o “**efecto klinkenberg**”.

A bajas presiones la permeabilidad del gas es mayor que la permeabilidad del líquido, a presiones mayores la permeabilidad del gas se iguala a la permeabilidad del líquido.

Figura 1. Efecto Klinkenberg o de Deslizamiento



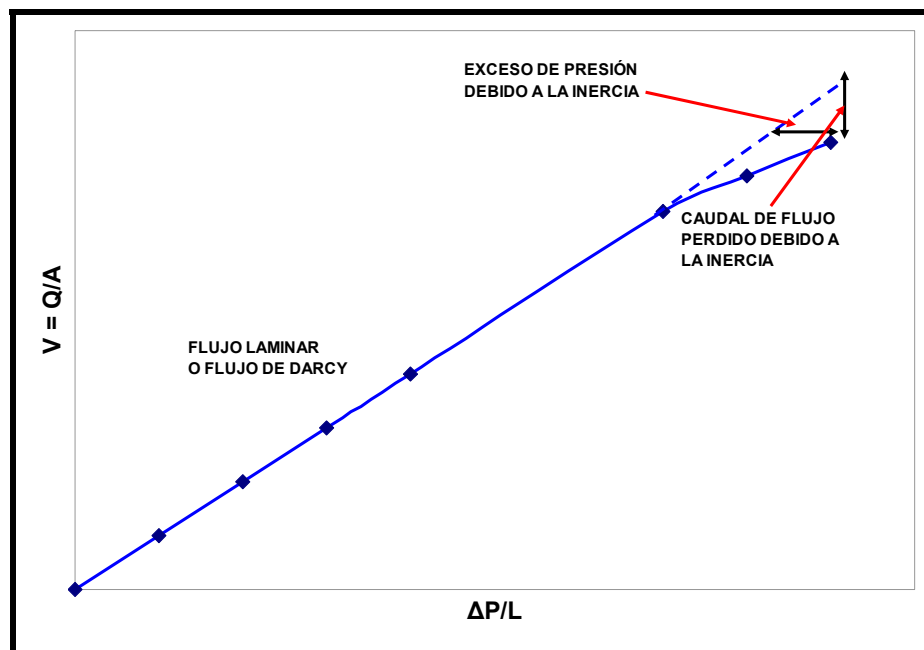
1.1.5 Efecto inercial o turbulencia. Forchheimer² observó que el incremento en la velocidad de flujo producía un incremento en la caída de presión que no era lineal con la velocidad. Los efectos inerciales son causados por la aceleración del fluido en las gargantas de los poros y la desaceleración en el cuerpo de los poros. Los efectos inerciales son más notorios a altas diferenciales de presión, lo cual conlleva a una pérdida de presión y de caudal.

1.2 MOJABILIDAD

La mojabilidad puede ser definida como la tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo.

Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Oil < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto. En un medio poroso el fluido mojante ocupa los poros menores y el no-mojante los mayores. La mojabilidad de un gas prácticamente no existe, esto hace que el gas se localice en las zonas de mayor permeabilidad y porosidad.

Figura 2. Efecto Inercial o Turbulencia



Varios métodos han sido propuestos para medir la mojabilidad de un sistema, ellos incluyen métodos cuantitativos – ángulos de contacto, imbibición y desplazamiento forzado (Amott), y el método de mojabilidad USBM; también métodos cualitativos – caudales (ratas) de imbibición, examinación microscópica, flotación, método de deslizamiento de gas, curvas de permeabilidad relativa, relaciones permeabilidad/saturación, curvas de presión capilar, método capilarimétrico, desplazamiento de presión capilar, registros de yacimiento, resonancia magnética nuclear y adsorción de colorante.

Ningún método existente ha sido aceptado como único, sin embargo, tres métodos cuantitativos son usados habitualmente: (1) Medición de ángulos de contacto³, (2) Método de Amott⁴ (Imbibición y desplazamiento forzado), y (3) Método USBM⁵.

El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras los métodos de Amott y USBM miden la mojabilidad promedio de un núcleo. Una comparación del criterio de mojabilidad se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Relación aproximada entre la mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad USBM Y Amott.

	Mojado por Agua	Neutralmente Mojado	Mojado por Aceite
Ángulo de contacto			
Mínimo	0°	60 a 75°	105 a 120°
Máximo	60 a 75°	105 a 120°	180°
Índice de Mojabilidad USBM	W cerca 1	W cerca 0	W cerca -1
Índice de Mojabilidad Amott			
Desplazamiento con Agua	Positivo	Cero	Cero
Desplazamiento con Aceite	Cero	Cero	Positivo
Índice de Mojabilidad Amott-Harvey	$0.3 \leq I \leq 1.0$	$-0.3 < I < 0.3$	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

1.2.1 Medición del ángulo de contacto. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad. Esto se conoce como mojabilidad dalmata.

La ecuación de Young-Dupre⁶ (balance de fuerzas (ver figura 3.) en el punto de intersección de las líneas de tensión superficial - para el análisis matemático despreciese la gravedad) es:

$$\sum F = -\sigma_{OS} + \sigma_{OW} \cos\theta + \sigma_{WS} \quad (\text{E-1.6})$$

Despejando el ángulo de contacto, se tiene:

$$\theta = \arccos \left[\frac{\sigma_{OS} - \sigma_{WS}}{\sigma_{OW}} \right] \quad (\text{E-1.7})$$

Si las tensiones de adhesión son iguales, $\theta = 90^\circ$. De aquí también se tiene que:

$$\sigma_{OS} - \sigma_{WS} = \sigma_{OW} \cos \theta \quad (\text{E-1.8})$$

donde,

σ_{OS} : Tensión superficial entre la fase sólida y el aceite

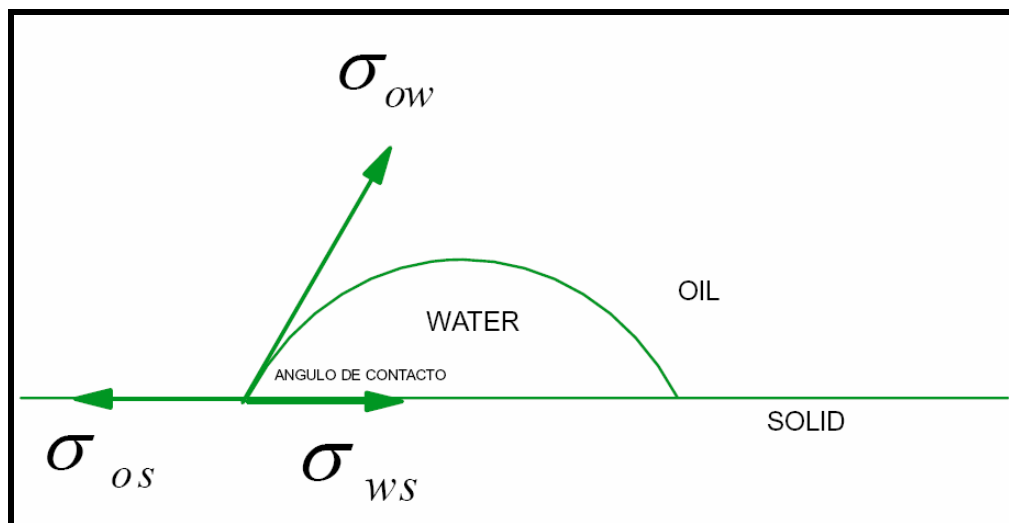
σ_{WS} : Tensión superficial entre la fase sólida y el agua

σ_{OW} : Tensión interfacial entre el aceite y el agua

θ : Ángulo de Contacto

θ es medido con microscopio. θ cambia con el tiempo, pero se estabiliza después de unos pocos días. θ es función de la fuerza de adhesión líquido-sólido.

Figura 3. Balance de fuerzas



La prueba de mojabilidad es realizada colocando una gotita que puede ser de aceite sobre una superficie de mineral pulido en la presencia de agua o aceite o ambos, el grado en el cual la gota preferiblemente mojará ésta superficie dependerá de la adsorción del agente activador de superficie presente. La medición del ángulo de equilibrio por medio de la fase de agua entre la superficie mineral y la interfase aceite-agua en el punto de contacto aceite-agua-sólido es el ángulo de contacto. Ángulos de contacto menores que 75° se considera que indica un sistema preferencialmente mojado por agua, un ángulo

de contacto mayor de 105° indica un sistema preferencialmente mojado por aceite. Los ángulos de contacto entre 75° y 105° indican condiciones intermedias de mojabilidad. La superficie mineral pulida usada en las pruebas difieren dependiendo del yacimiento, el cuarzo pulido se usa normalmente para yacimientos de areniscas, y la calcita pulida para yacimientos de caliza, sin embargo, la selenita y siderita se pueden usar en lugar de calcita.

1.2.2 Método de Amott. El método de Amott⁴ combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de un núcleo. Tanto el núcleo como los fluidos de yacimiento se pueden usar en la prueba. El método de Amott se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbibirá espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al fluido no mojante, la relación entre la imbibición espontánea y la imbibición forzada se usa para reducir la influencia de otros factores, tales como la permeabilidad relativa, viscosidad, y la saturación inicial de la roca.

El núcleo es preparado por centrifugación bajo salmuera hasta que se logre la saturación de aceite residual (SOR). La medición de mojabilidad de Amott consiste de los siguientes cuatro (4) pasos: (1) Sumergir el núcleo en aceite, y medir el volumen de agua desplazado por la imbibición espontánea (libre) de aceite después de 20 horas; (2) Centrifugar el núcleo en aceite hasta que se alcance la saturación de agua irreducible (S_{wi}), y medir la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea; (3) Sumergir el núcleo en salmuera, y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición del agua después de 20 horas y (4) Centrifugar el núcleo en salmuera hasta que se alcance la saturación de aceite residual (S_{or}), y medir la cantidad total de aceite desplazado. Cabe notar que el núcleo puede ser llevado a la S_{wi} y a la S_{or} por medio de caudales de flujo en lugar de la centrifuga. Esto es especialmente necesario para material no consolidado que no puede ser centrifugado.

(1) La “relación de desplazamiento por aceite”, que es la relación del volumen de agua desplazado por la imbibición espontánea solamente, V_{wsp} , al volumen de agua total desplazada por la imbibición de aceite y el desplazamiento forzado, V_{wt} .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad \text{(E-1.9)}$$

(2) La “relación de desplazamiento por agua”, que es la relación de volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea de agua solamente, V_{osp} , al

volumen total de aceite desplazado por la imbibición espontánea y el desplazamiento forzado V_{ot} .

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (\text{E-1.10})$$

Como se muestra en la tabla 1, los núcleos preferencialmente mojados por agua tienen valor positivo en la relación de desplazamiento por agua y un valor de cero en la relación de desplazamiento por aceite. La relación de desplazamiento por agua se acerca a 1 así como la humectabilidad del agua se incrementa. Similarmente, los núcleos mojados por aceite tienen un valor positivo en la relación de desplazamiento por aceite y cero en la relación de desplazamiento por agua. Ambas relaciones son cero para núcleos mojados neutralmente.

Se han realizado varias investigaciones en las cuales se usa una modificación de la prueba de mojabilidad de Amott llamada “Índice de Desplazamiento Relativo de Amott-Harvey”. Este procedimiento tiene una etapa adicional en la preparación del núcleo antes de correrse la prueba: El núcleo es centrifugado primero bajo salmuera y luego bajo aceite para reducir al punto de saturación de agua irreducible (S_{wi}). Las relaciones de desplazamiento por agua y por aceite son entonces determinadas por el método de Amott. El índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey es la resta de las relaciones de desplazamiento por agua y por aceite:

$$I = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (\text{E-11})$$

Este índice de mojabilidad varía desde +1 para sistemas completamente humectados por agua y -1 para núcleos completamente humectados por aceite. Cuiec⁷ dijo que un sistema está mojado por agua cuando $+0.3 \leq I \leq 1$, tiene condiciones intermedias de mojabilidad cuando $-0.3 \leq I \leq 0.3$, y mojado por aceite cuando $-1 \leq I \leq -0.3$.

1.2.3 Método USBM. Desarrollado por Donaldson y otros (*et al*)⁵, la prueba USBM mide la mojabilidad promedio del núcleo. La prueba es relativamente rápida y una pequeña desventaja es que el índice de mojabilidad USBM puede ser medido solamente en muestras de tamaño tapón porque las muestras deben girar en una centrifuga. La prueba USBM compara el trabajo necesitado por un fluido para desplazar el otro, el trabajo requerido para que el fluido

mojante desplace al fluido no mojante es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto. Se ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. En otras palabras, cuando el núcleo es mojado por agua, el área bajo la curva de presión capilar manejada por salmuera (cuando el agua desplaza al aceite) es menor que el área bajo la curva de presión capilar para el desplazamiento inverso.

El método USBM usa la relación de áreas bajo las dos (2) curvas de presión capilar para calcular el índice de mojabilidad acorde a la siguiente ecuación:

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (\text{E-1.12})$$

donde,

A1 y A2: Áreas bajo la curva de presión capilar obtenidas por el desplazamiento de aceite y salmuera respectivamente.

W: Índice de mojabilidad

Cuando W es mayor que cero, el núcleo es mojado por agua, y cuando W es menor que cero, el núcleo es mojado por aceite. Un índice de mojabilidad cercano a cero indica que el núcleo es mojado neutralmente.

1.2.4 Mediciones cualitativas de mojabilidad. Un número de métodos cualitativos están basados sobre el efecto de la mojabilidad en la permeabilidad relativa. Todos son aplicables solamente para distinguir entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Un pequeño cambio en la mojabilidad - p.e.: entre fuertemente mojado por agua y moderadamente mojado por agua no puede ser notado por estos métodos.

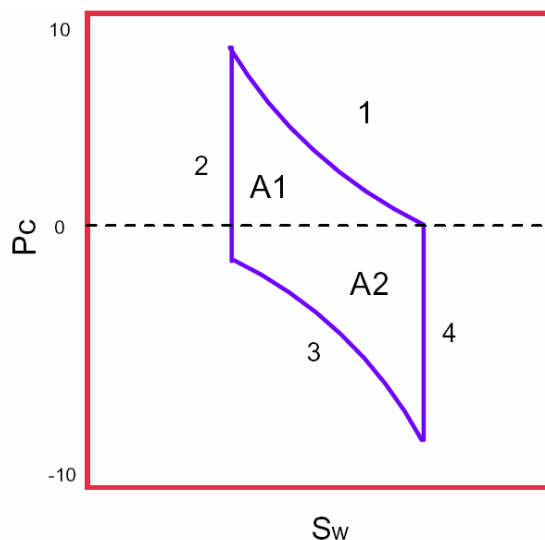
Un método desarrollado por Ehrlich y Wygal⁸ está basado en las reglas de dedo gordo dadas por Craig⁹ para diferenciar entre núcleos mojados fuertemente por aceite y fuertemente mojados por agua. Las reglas de dedo gordo de Craig⁹ son las siguientes.

1. Las saturaciones de agua connata son generalmente mayores de 20 a 25% del volumen poroso (PV) en una roca mojada por agua, pero menores al 10% PV en rocas mojadas por aceite.
2. La saturación de agua a la cual las permeabilidades relativas son iguales es generalmente mayor al 50% en núcleos mojados por agua y menor al 50% en núcleos mojados por aceite.

3. La permeabilidad relativa al agua a la salida de la inyección es menor al 30% en rocas mojadas por agua, pero del 50 al 100% en rocas mojadas por aceite.

Treiber et al.¹⁰ propusieron una segunda técnica cualitativa para rocas fuertemente mojadas. El método compara las permeabilidades relativas gas/aceite, aceite/agua, y gas/agua y toma ventaja del hecho que la permeabilidad relativa de la fase fuertemente mojante es una función solamente de su propia saturación. Por ejemplo, si la muestra es fuertemente mojada por agua, la permeabilidad relativa al aceite (la fase preferencialmente mojante con respecto al gas) en la prueba de permeabilidad relativa gas/aceite debe ser una continuación de la permeabilidad relativa al agua (la fase mojante) en la prueba de permeabilidad relativa agua/aceite. Si se observan diferencias significativas, la muestra no es fuertemente mojada por agua.

Figura 4. Índice de mojabilidad



Batycky et al.¹¹ desarrollaron una tercera técnica de medición de mojabilidad que está basada en la permeabilidad relativa en estado inestable. Este método utiliza el efecto final de capilaridad que ocurre cuando a un núcleo inicialmente a la S_{wi} se le inyecta agua a un caudal constante bajo. El efecto final es la acumulación de la fase mojante cerca a la salida del núcleo causada por una discontinuidad entre el medio poroso y el tubo de salida. Un incremento en la caída de presión puede ocurrir por la acumulación de esta fase mojante. Batycky et al.¹¹ realizaron pruebas de permeabilidad relativa a muy bajas tasas de flujo, por lo que el efecto final es muy importante en la determinación de caídas de presión a través del núcleo. En contraste, las mediciones de

permeabilidad relativa en estado inestable usan altos caudales de flujo para minimizar el efecto final.

Batycky y otros (*et al*) determinaron la mojabilidad por medio de inyección de agua al núcleo a muy bajos caudales hasta que la S_{or} fuera alcanzada. El flujo fue interrumpido para permitir al fluido redistribuirse, luego restaurado en la dirección contraria. El núcleo es mojado por agua si no hay cambio en la caída de presión después del contra flujo y mojado por aceite si la caída de presión se reduce inmediatamente después del contra flujo. En un núcleo mojado por agua a la S_{or} , la saturación del fluido mojante será alta a través del núcleo, si no hay una acumulación adicional a la salida. Allí no habrá redistribución de fluidos cuando el flujo se detiene; consecuentemente, la caída de presión no cambiará. De otro lado, si el núcleo es mojado por aceite, las fuerzas capilares causaran que el aceite se acumule cerca de la salida. La caída de presión causada por esta acumulación de aceite es detectada por la detención del flujo, de tal modo permitiendo a las fuerzas capilares redistribuir el aceite uniformemente a través del núcleo. Cuando el flujo es iniciado en la dirección contraria, la caída de presión inicialmente será menor, gradualmente se ira incrementando hasta su valor original.

2. MEDICIONES EN EL LABORATORIO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA

El conocimiento de la relación entre la permeabilidad efectiva de cada uno de los fluidos fluyendo a través de un yacimiento y la saturación de fluidos es una característica importante del yacimiento a la hora de hacer predicciones con respecto al comportamiento del aceite bajo varias condiciones de operación. Estas permeabilidades efectivas son generalmente expresadas como las “permeabilidades relativas” a una fase, definida como la relación de la permeabilidad efectiva a una roca saturada 100% por una fase.

2.1 FACTORES QUE INFLUENCIAN LAS MEDICIONES DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Es necesario que los datos de permeabilidad relativa medidos en el laboratorio produzcan las mismas relaciones de permeabilidad relativa que deberían gobernar el flujo de fluidos como si la muestra estuviera en el yacimiento. Un error en la medición de la permeabilidad relativa puede ser “el efecto de frontera” el cual resulta de una discontinuidad en las propiedades capilares del sistema al final del afluyente del núcleo. Una causa puede ser que las tasas de flujo de fluido usadas en las mediciones del laboratorio de permeabilidad relativa sean más altas que las que ocurren en el yacimiento causando un poco de incertidumbre acerca de la validez de aplicaciones de los resultados del laboratorio. Otra influencia en la medida de la permeabilidad relativa en el laboratorio es la histéresis.

2.1.1 Efecto de frontera. En la determinación de la permeabilidad relativa en el laboratorio existe una discontinuidad en las propiedades capilares a la salida del núcleo; esta discontinuidad ocurre donde los fluidos pasan abruptamente desde la roca a una región de presión capilar finita en un vaso receptor abierto donde la presión capilar desaparece. Debido a las fuerzas capilares existentes en el núcleo, la roca tiende a retener la fase mojante a la salida, esto resulta en una acumulación de la fase mojante así que la saturación de la fase en la frontera de salida permanece en un nivel más alto que en todo el resto del núcleo.

Cuando existe un gradiente de saturación en el corazón, la caída de presión real a través del núcleo de la fase mojante es menor que la de la fase no mojante en una cantidad igual a la diferencia de la presión capilar en las dos extremos del núcleo. Si este efecto es despreciado y la caída de presión en la fase mojante se asume igual a la de la fase no mojante, es evidente que la

permeabilidad relativa de la fase mojante será demasiado baja. Debido a este gradiente de saturación las permeabilidades relativas de ambas fases fluyentes varían en todo el núcleo con los cambios en la saturación, si estas variaciones llegaran a ser ignoradas las permeabilidades relativas serán muy bajas.

El efecto frontera puede ser minimizado por el uso de altas ratas de flujo, esto puede ser visto en la ley de Darcy debido a que las relaciones de permeabilidad relativa-saturación y presión capilar-saturación varían a lo largo del núcleo a diferentes ratas de flujo. A bajas ratas de flujo el gradiente de saturación se extiende sobre una distancia considerable en la salida del flujo y a medida que se incrementa la rata de flujo el gradiente se extiende sobre distancias más pequeñas. Por lo tanto, se puede concluir que a altas ratas de flujo el error introducido por el efecto de frontera puede hacerse más pequeño y por lo tanto no afectará notablemente las mediciones de la permeabilidad relativa.

2.1.2 Efecto de la rata. Las desviaciones observadas en las medidas del laboratorio con variaciones en la rata de flujo a través del núcleo son solamente manifestaciones del efecto de frontera y desaparecen cuando dicho efecto es eliminado.

2.1.3 Efecto histéresis. La permeabilidad relativa de un fluido a una saturación dada depende del camino recorrido por los cambios de saturación (drenaje-imbibición); desde que la histéresis exista se debe tener cuidado en las medidas de permeabilidad relativa en el laboratorio ya que estas se obtienen bajo condiciones en donde cada saturación se aproxima de la manera deseada.

2.2 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Las curvas de permeabilidad juegan un rol extremadamente importante en los cálculos de ingeniería de yacimientos, particularmente en operaciones de recobro secundario y terciario. En la mayoría de los casos estas curvas son estimadas a partir de pruebas de desplazamiento. Como sea, no son medidas directamente, en lugar de eso son inferidas a partir de datos de presión y flujo medidos durante pruebas de desplazamiento. Los métodos para determinar las permeabilidades relativas pueden ser clasificados como explícitos o implícitos¹².

Los métodos explícitos pueden ser aplicados para condiciones de desplazamiento en estado estable o inestable. El método de Johnson-Bossler-

Naumann (JBN)¹³ que es el método estándar de la industria para interpretación de medidas de permeabilidad relativa es un método explícito que es aplicado para desplazamientos en estado inestable; el método se basa sobre la solución de Buckley-Leverett¹⁴ y es usado para obtener permeabilidades relativas como una función de la saturación para valores más grandes que los de la saturación en el frente de avance de Buckley-Leverett. El método Hassler¹⁵ es un procedimiento explícito que es aplicado a desplazamientos en estado estable. Hassler ideó un core-holder especial para minimizar los efectos de presión capilar al final del núcleo. La determinación de permeabilidades relativas usando la aproximación de Hassler¹⁵ se basa sobre una aplicación directa de la Ley de Darcy¹ para flujo en estado estable multifásico, la principal desventaja de este método es que es tedioso y consume mucho tiempo.

Las desventajas de los métodos explícitos discutidos anteriormente son evitadas usando métodos interpretativos implícitos. En estos métodos las curvas de permeabilidad relativa son modeladas usando formas funcionales continuas simples o continuas escalonadas; los valores de los parámetros para modelar la permeabilidad relativa son ajustados hasta que los datos de desplazamiento generados a partir de la teoría de avance frontal de Buckley-Leverett¹⁴ (o una simulación numérica), seleccionando el modelo de permeabilidad relativa que ajuste mejor con las medidas de flujo fraccional y comportamiento de presión. De esta manera las curvas de permeabilidad relativa generadas cubren un amplio rango de saturaciones y no solamente saturaciones de agua más grandes que la del frente de saturación. Este procedimiento de ajuste fue originalmente implementado en una manera cualitativa por Archer y Wong¹⁶ para estimar curvas de permeabilidad relativas a partir de datos de invasión a núcleos en estado inestable. Sigmund y McCaffery¹⁷ fueron los primeros en aplicar regresiones no-lineales para estimar exponentes en el modelo de la Ley de la Potencia para las curvas de permeabilidad relativas desconocidas. Chierici¹⁸, propuso cuatro ecuaciones de parámetros exponenciales que fueron disponibles para reproducir con un alto grado de exactitud curvas de permeabilidad relativa determinadas experimentalmente. El modelo de Chierici¹⁸ fue reportado para reducir los errores que puedan ser encontrados cuando se usan representaciones más simples de la Ley de la Potencia, Kerig y Watson¹⁹ mostraron que en general el modelo de la Ley de la Potencia para permeabilidades relativas no reproduce realmente las curvas de permeabilidad relativa, mientras que si se usan ajustes polinómicos (cubic splines) parecen ser suficientemente flexibles para dar mejores resultados.

Usualmente en los procedimientos implícitos es necesario conocer el comportamiento completo de la producción, es decir que las ratas de flujo observadas de aceite y agua y los datos de presión contra tiempo son usados para obtener un ajuste aceptable con datos generados a partir de modelos de desplazamiento (Lee y Seinfeld²⁰ y Kulkarni y Datta-Gupta²¹). En algunos casos solamente los datos de presión contra tiempo (sin los datos

correspondientes de presión) son usados para obtener el modelo de curvas de permeabilidad relativa (Watson et al.²² y Reynolds et al.²³). Han habido muy pocos casos (e.g., Mitlin et al.²⁴) donde investigaciones procuran usar solamente datos de presión contra tiempo a partir de experimentos de invasión de núcleos (sin los datos correspondientes de ratas) para estimar curvas de permeabilidad relativa. En 1998, Mitlin et al.²⁴ presentaron un estudio donde examinaron la posibilidad de estimar permeabilidades relativas a partir de datos de presión contra tiempo antes del corte. Aunque el procedimiento parece trabajar, se puede demostrar que múltiples soluciones de la permeabilidad relativa pueden ser obtenidas para la misma respuesta de presión contra tiempo.

2.2.1 Métodos para determinar la permeabilidad relativa a partir de pruebas de desplazamiento. Para poder determinar $K_{r(o,w)}$ se debe utilizar un núcleo representativo de la formación, este núcleo debe estar limpio y luego se procede a saturarse con salmuera la cual es representativa del agua de formación al 100%. El siguiente paso es desplazar el agua mediante la inyección de aceite, hasta alcanzar la saturación de agua congénita (S_{wc}) que existe en el yacimiento, esto para tener el núcleo a las condiciones de saturación de fluidos que posee el yacimiento.

Ya teniendo el núcleo a condiciones de yacimiento se puede efectuar la prueba de desplazamiento, en esta prueba se miden las caídas de presión (ΔP), el caudal inyectado acumulado (W_i) y el caudal producido el cual puede ser caudal de aceite producido (Q_o o N_p) o caudal de agua según el caso. El método se desarrolla con valores puntuales, ya que S_w depende de valores puntuales de ΔP ; aquí se pueden escoger uno o varios puntos del núcleo donde se van a referir los cambios que están ocurriendo; puede ser a cualquier ΔL o a la salida del núcleo.

El objetivo de estos métodos es correlacionar los cambios de saturación y caídas de presión (ΔP) en el núcleo con los valores puntuales de saturación en los puntos de referencia (p.e.: en el extremo de salida S_{w2}).

Una vez realizada la fase experimental y se obtengan los datos requeridos (ΔP , W_i , N_p) se pueden determinar las permeabilidades relativas $K_{r(o,w)}$. Para esto se cuenta con dos (2) métodos y hasta ahora los más aceptados a nivel general para la determinación de estas propiedades:

1. Método de Johnson, Bossler y Naumann (Método JBN-1959)
2. Modificación de Jones Roszelle (Método gráfico JR 1978)

2.2.1.1 Método de Johnson, Bossler y Naumann.¹³ Presentado en 1958, el método permite calcular las curvas de permeabilidades relativas a partir de pruebas de desplazamiento diseñadas correctamente (inyección de agua y empuje de gas) sobre un cuerpo poroso lineal; en su tiempo fue el primer método que demostró ser rápido y confiable para muestras de núcleos de tamaño normal.

Las condiciones para aplicar este método son:

- La velocidad de flujo debe ser lo suficientemente alta para alcanzar el desplazamiento estable.
- La velocidad de flujo debe ser constante en todas las secciones transversales del cuerpo poroso lineal.

La teoría de Buckley and Leverett¹⁴ como extensión de Welge²⁵ se ha usado para calcular la relación de permeabilidades relativas. Luego de llevar a cabo el proceso de derivación de algunas de las relaciones presentadas por Welge previamente y necesarias para el cálculo de las permeabilidades individuales relativas, se obtienen las ecuaciones para determinar las permeabilidades relativas del agua y del aceite:

$$k_{rw} = \frac{(1-f_o)}{f_o} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \qquad k_{ro} = \frac{f_o}{\frac{d\left(\frac{1}{QiIr}\right)}{d\left(\frac{1}{Qi}\right)}} \qquad \text{(E-2.1)}$$

donde,

- k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua (adimensional)
- k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite (adimensional)
- μ_w : Viscosidad del agua (cp)
- μ_o : Viscosidad del aceite (cp)
- f_o : Flujo fraccional del aceite (adimensional)
- Qi : Volumen poroso inyectado (adimensional)
- Ir : Inyectividad relativa del núcleo (adimensional)

El procedimiento general para determinar las permeabilidades relativas a partir del metodo de Johnson, Bossler y Naumann (JBN) es el siguiente:

1. Determinar el historial de Sw promedio Vs. volúmenes porosos inyectados (Qi) y realizar la respectiva gráfica, las expresiones para establecer estos términos son las siguientes:

$$\overline{Sw} = Swc + \frac{Np}{VP} \quad (\text{E-2.2})$$

donde,

\overline{Sw} : Saturación promedio (fracción).

Swc: Saturación de agua connata (fracción).

Np: Volumen acumulativo de aceite producido (cm³).

VP: Volumen poroso del núcleo (cm³). $VP = A * L * \phi$

$$Qi = \frac{Wi}{VP} \quad (\text{E-2.3})$$

donde,

Qi: Volúmenes porosos inyectados (adimensional).

Wi: Volumen acumulativo de agua inyectada (cm³).

VP: Volumen poroso del núcleo (cm³).

2. Calcular la inyectividad relativa del núcleo (Ir) cuya ecuación es:

$$Ir = \frac{q}{A} \frac{\mu_o L}{k \Delta P} \quad (\text{E-2.4})$$

donde,

Ir: Inyectividad relativa del núcleo (adimensional).

q: Caudal al cual se ha realizado la prueba de desplazamiento (cm³/seg.).

A: Área del núcleo (cm²).

L: Longitud del núcleo (cm.).

μ_o : Viscosidad del aceite (cp).
 k : Permeabilidad absoluta del núcleo (D).
 ΔP : Caída de presión (atm).

3. Calcular las siguientes derivadas:

La variación de la saturación promedio con respecto a la variación de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d \overline{S_w}}{d Q_i}$$

La variación del recíproco del producto de los volúmenes porosos inyectados por la inyectividad relativa con respecto a la variación del recíproco de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d \left(\frac{1}{Q_i I_r} \right)}{d \left(\frac{1}{Q_i} \right)}$$

4. Determinar el flujo fraccional de aceite (f_o),

$$f_o = \frac{d \overline{S_w}}{d Q_i} \quad \text{(E-2.5)}$$

5. Determinar las permeabilidades relativas K_{ro} y K_{rw} a partir de las expresiones,

$$k_{rw} = \frac{(1-f_o)}{f_o} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \quad k_{ro} = \frac{f_o}{\frac{d \left(\frac{1}{Q_i I_r} \right)}{d \left(\frac{1}{Q_i} \right)}} \quad \text{(E-2.1)}$$

6. Calculo de la saturación de agua en el punto correspondiente a las permeabilidades relativas determinadas,

$$S_w = \overline{S_w} - Q_i * f_o \quad (\text{E-2.6})$$

7. Por último se realizan las graficas de permeabilidades relativas $K_{r(o,w)}$ Vs. S_w .

2.2.1.2 Modificación de Jones Roszelle.²⁶ Esta técnica desarrollada en 1978, se basa en la construcción de varias gráficas que simplifican el cálculo de la permeabilidad relativa a partir de datos de pruebas de desplazamiento.

La técnica básicamente consiste en relacionar las condiciones promedio de saturación de agua ($\overline{S_w}$) y la inyectividad relativa promedio, con la saturación de agua en el extremo de salida (S_{w2}) y la inyectividad relativa en el mismo punto.

Las ecuaciones de Welge²⁵ fueron usadas satisfactoriamente por años pero ellas requerían cálculos muy tediosos que eran objeto de error causados por la evaluación de las derivadas. Las técnicas gráficas desarrolladas por Jones-Roszelle son equivalentes a estas ecuaciones, pero son más fáciles de usar y pueden dar evaluaciones más exactas de la permeabilidad relativa.

Suponiendo que las fuerzas gravitacionales y efectos capilares son despreciables, las ecuaciones básicas para calcular permeabilidades relativas son las siguientes:

$$k_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} \quad k_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (\text{E-2.7})$$

donde,

$\overline{\lambda_2^{-1}}$: Viscosidad efectiva a la salida (cp)

μ_w : Viscosidad del agua (cp)

μ_o : Viscosidad del aceite (cp)

f_o : Flujo fraccional del aceite (adimensional)

f_w : Flujo fraccional del agua (adimensional)

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua (adimensional)

k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite (adimensional)

El procedimiento general para determinar las permeabilidades relativas a partir del metodo de Jones-Roszelle (JR) es el siguiente:

1. Determinar el historial de S_w promedio ($\overline{S_w}$) y viscosidad efectiva promedio ($\overline{\lambda^{-1}}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i) y realizar las respectivas gráficas. Las expresiones para establecer estos términos son las siguientes,

$$\overline{S_w} = S_{wc} + \frac{Np}{VP} \quad (\text{E-2.2})$$

donde,

$\overline{S_w}$: Saturación promedio (fracción).

S_{wc} : Saturación de agua connata (fracción).

Np : Volumen acumulado de aceite producido (cm^3).

VP : Volumen poroso del núcleo (cm^3). $VP = A * L * \phi$

$$Q_i = \frac{W_i}{VP} \quad (\text{E-2.3})$$

donde,

Q_i : Volúmenes porosos inyectados (adimensional).

W_i : Volumen acumulado de agua inyectada (cm^3).

VP : Volumen poroso del núcleo (cm^3).

$$\overline{\lambda^{-1}} = \mu_b * \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{q} \right)}{\left(\frac{\Delta P_b}{q_b} \right)} \right] \quad (\text{E-2.8})$$

donde,

$\overline{\lambda^{-1}}$: Viscosidad efectiva (cp). Es un valor medio de los fluidos que se están moviendo en un punto determinado del medio poroso y no representa físicamente ningún valor real.

μ_b : Viscosidad del fluido usado para hallar la permeabilidad absoluta (cp).

$\left(\frac{\Delta P_b}{q_b} \right)$: medido @ $S_w = 1.0$, (psi/(ml/hr))

Nota: En la gráfica de saturación promedio vs Q_i , al trazar una línea tangente a la curva y extendiéndola hasta intersectar el eje Y, el valor de intercepto es la saturación a la salida del núcleo.

En la gráfica de viscosidad efectiva vs Q_i , al trazar una línea tangente a la curva y extendiéndola hasta intersectar el eje Y, el valor de intercepto es la viscosidad efectiva a la salida del núcleo.

2. Calcular las siguientes derivadas:

La variación de la saturación promedio con respecto a la variación de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d\bar{S}_w}{dQ_i}$$

La variación de la viscosidad efectiva con respecto a la variación de los volúmenes porosos inyectados,

$$\frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i}$$

3. Calcular la historia de saturación de agua a la salida (S_{w2}) y viscosidad efectiva a la salida ($\bar{\lambda}_2^{-1}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i) y realizar las respectivas gráficas,

$$S_{w_2} = \bar{S}_w - Q_i \left(\frac{d\bar{S}_w}{dQ_i} \right) \quad \text{(E-2.9)}$$

$$\bar{\lambda}_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \left(\frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i} \right) \quad \text{(E-2.10)}$$

donde,

$\bar{\lambda}_2^{-1}$: Viscosidad Efectiva a la salida (cp).

4. Calcular las historias de los flujos fraccionales de aceite (f_{o_2}) y agua (f_{w_2}),

$$f_{o_2} = \frac{(\overline{S_w} - S_{w_2})}{Q_i} \quad f_{w_2} = 1 - f_{o_2} \quad (\text{E-2.11})$$

5. Determinar permeabilidades relativas del aceite (K_{ro}) y del agua (K_{rw}) y hacer sus respectivas gráficas,

$$k_{ro} = \frac{\mu_o f_{o_2}}{\lambda_2^{-1}} \quad k_{rw} = \frac{\mu_w f_{w_2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (\text{E-2.7})$$

2.2.1.3 Ejemplo para determinar las permeabilidades relativas a partir de los métodos de JBN y JR.

En una prueba de desplazamiento de aceite por agua a rata de inyección constante se determinaron los datos dados en la Tabla 2. Determinar:

- Las permeabilidades relativas al aceite y al agua utilizando el método de Jones-Rozelle (JR)
- Las permeabilidades relativas al aceite y al agua utilizando el método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN).

Tabla 2. Datos prueba de desplazamiento a rata de inyección constante

Volumen Acumulado de Agua Inyectada Wi (ml)	Volumen Acumulado de Aceite Producido Np (ml)	Caída de Presión ΔP (psi)	Caída de Presión ΔP (Atm)
0,00	0,00	138,6	9,4
3,11	3,11	120,4	8,2
7,00	7,00	97,5	6,6
11,20	7,84	91,9	6,3
16,28	8,43	87,9	6,0
24,27	8,93	83,7	5,7
39,20	9,30	78,5	5,3
62,30	9,65	74,2	5,0
108,90	9,96	70,0	4,8
155,60	10,11	68,1	4,6
311,30	10,30	65,4	4,4

Fuente: Notas Recuperación Mejorada, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), 1988.

Datos Adicionales:

Volumen Poroso (Vp) ml	31,14
Longitud Núcleo (L) in	5,002
Longitud Núcleo(L) cm	12,70508
Diámetro Núcleo (D) in	1,5
Área Núcleo (A) in ²	1,767
Área Núcleo (A) cm ²	11,401
Viscosidad del agua (μb=μw) cp	0,97
Viscosidad del aceite (μo) cp	10,45
Sat. Agua Inicial (Swi)	0,35
ΔPb/qb a Sw=1,00 psi/(ml/hr)	0,1245
Permeabilidad (K) md	35,4
Permeabilidad (K) D	0,0354
Porosidad (Φ) fracción	0,215
Caudal de Inyección (q) ml/hr	80
Caudal de Inyección (q) cc/seg	0,022

a. Método de Jones-Roselle (JR)

1. Determinar el historial de S_w promedio ($\overline{S_w}$) y viscosidad efectiva promedio (λ^{-1}) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i) y realizar las respectivas gráficas.

Tabla 3. Historial de S_w promedio, viscosidad efectiva promedio y volúmenes porosos inyectados de inyección constante

Volúmenes Porosos Inyectados Q_i	S_w promedio	λ^{-1} prom. (cp)
0,000	0,350	13,50
0,100	0,450	11,73
0,225	0,575	9,50
0,360	0,602	8,95
0,523	0,621	8,56
0,779	0,637	8,15
1,259	0,649	7,65
2,000	0,660	7,23
3,497	0,670	6,82
4,996	0,675	6,63
9,996	0,681	6,37

Figura 5. Gráfica de S_w promedio ($\overline{S_w}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)

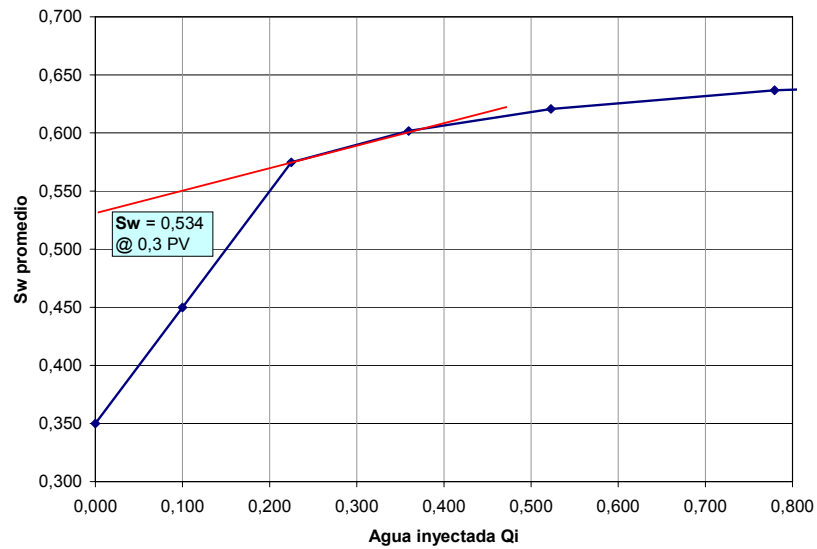
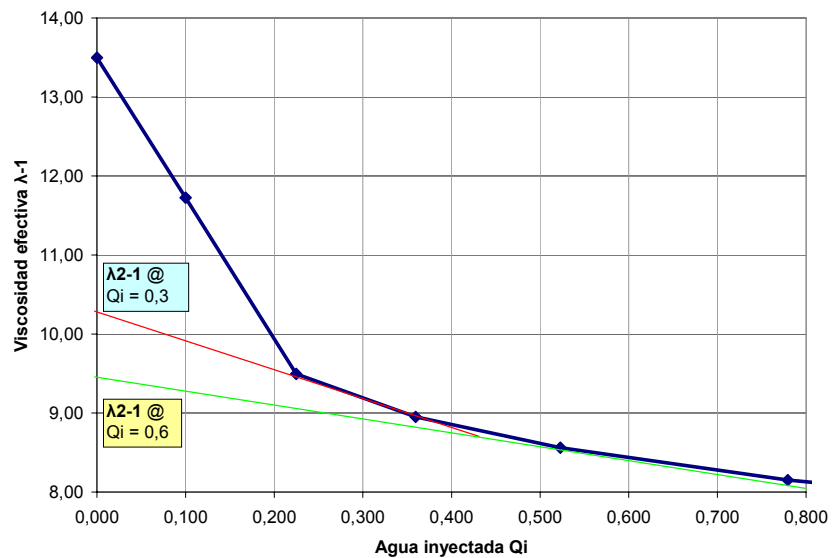


Figura 6. Gráfica de viscosidad efectiva promedio ($\overline{\lambda}^{-1}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)

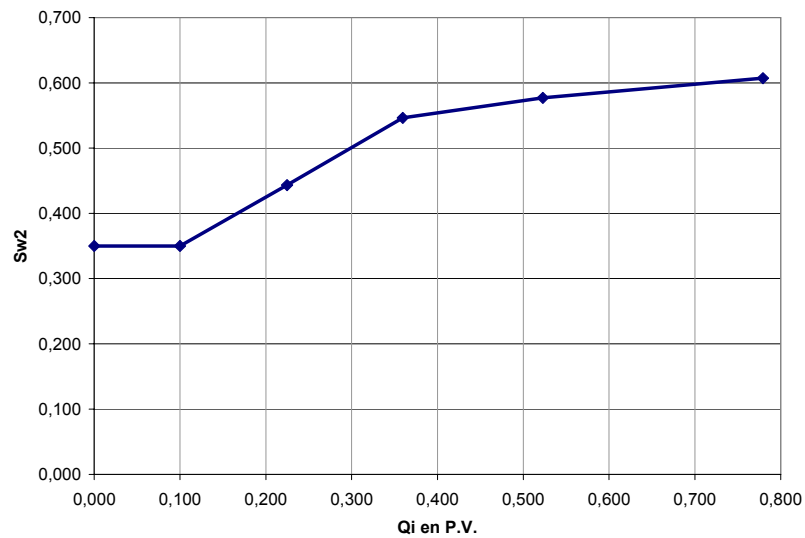


2. Calcular las historias de saturación de agua a la salida (S_{w2}) y viscosidad efectiva a la salida ($\overline{\lambda}_2^{-1}$) vs volúmenes porosos inyectados (Q_i) y realizar las respectivas gráficas,

Tabla 4. Historial de saturación de agua a la salida (S_{w2}) y viscosidad efectiva a la salida (λ_2^{-1})

Saturación de Agua a la Salida S_{w2}	Viscosidad Efectiva a la Salida λ_2^{-1} (cp)
0,350	13,50
0,350	13,50
0,443	11,90
0,546	10,08
0,577	9,56
0,607	9,12
0,625	8,60
0,641	7,97
0,653	7,51
0,666	6,98
0,669	6,90

Figura 7. Gráfica de saturación de agua a la salida S_{w2} vs volúmenes porosos inyectados (Q_i)



3. Calcular las historias de los flujos fraccionales de aceite (f_{o_2}) y de agua (f_{w_2}) y determinar las permeabilidades relativas del aceite (K_{ro}) y del agua (K_{rw}). Hacer gráficas de permeabilidades relativas vs. saturación de agua.

Figura 8. Gráfica de viscosidad efectiva a la salida λ_2^{-1} vs volúmenes porosos inyectados (Q)

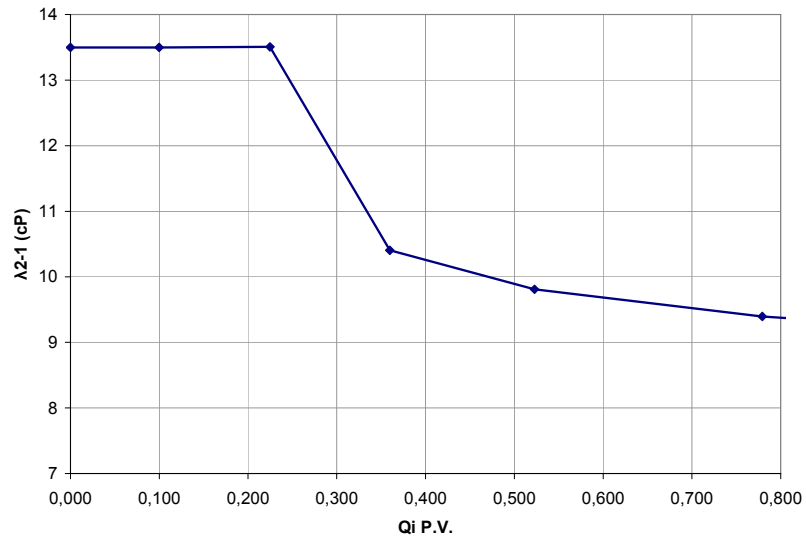
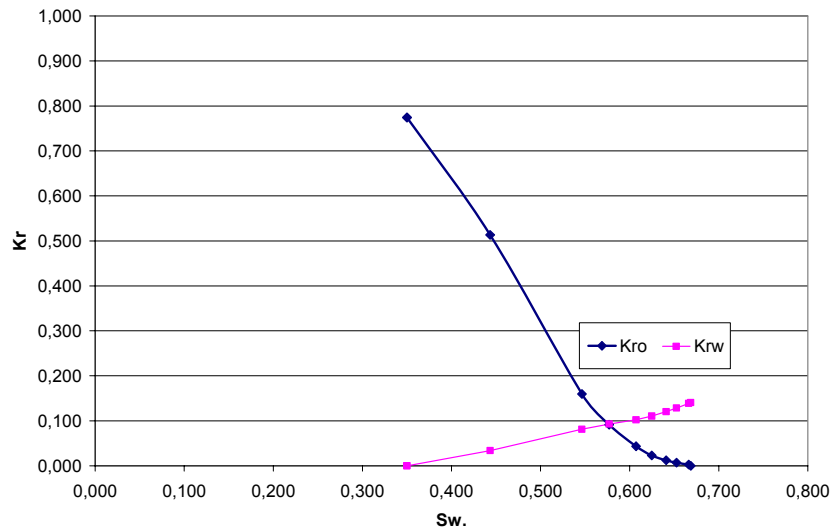


Tabla 5. Valores de las permeabilidades relativas y de los flujos fraccionales estimados con el método de Jones-Roszelle (JR)

Flujo fraccional de aceite fo 2	Flujo fraccional de agua fw 2	Permeabilidad relativa al agua krw	Permeabilidad relativa al aceite kro
1,000	0,000	0,000	0,774
1,000	0,000	0,000	0,774
0,585	0,415	0,034	0,514
0,154	0,846	0,081	0,160
0,083	0,917	0,093	0,091
0,038	0,962	0,102	0,043
0,019	0,981	0,111	0,023
0,009	0,991	0,121	0,012
0,005	0,995	0,129	0,007
0,002	0,998	0,139	0,003
0,000	1,000	0,141	0,000

Figura 9. Gráfica de curvas de permeabilidad relativa vs saturación de agua a partir del método de Jones-Rozzelle (JR)



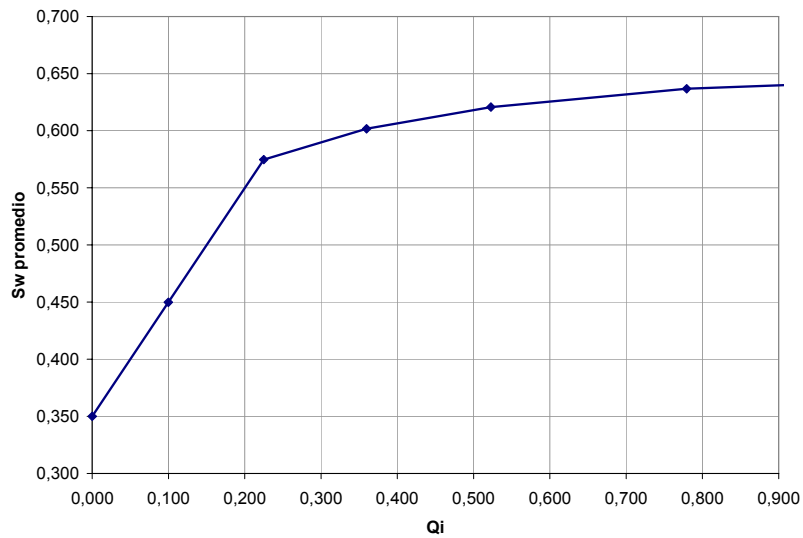
b. Método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN)

1. Determinar la historia de S_w promedio vs. volúmenes porosos inyectados (Q_i) y realizar la respectiva gráfica,

Tabla 6. Historial de S_w promedio vs. volúmenes porosos inyectados (Q_i)

Volumen Poroso Inyectado Q_i	S_w promedio
0,000	0,350
0,100	0,450
0,225	0,575
0,360	0,602
0,523	0,621
0,779	0,637
1,259	0,649
2,000	0,660
3,497	0,670
4,996	0,675
9,996	0,681

Figura 10. Gráfica de S_w promedio Vs. Q_i



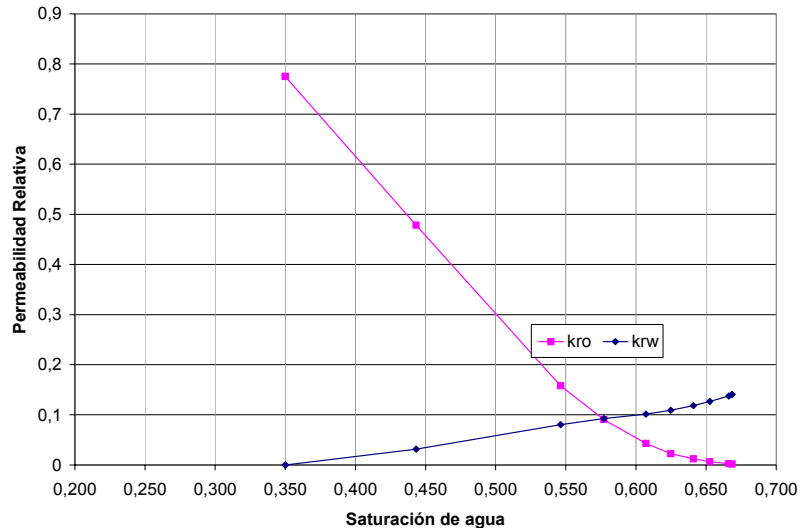
2. Para cada valor de saturación de agua promedio ($\overline{S_w}$) se estiman la inyectividad relativa del núcleo (I_r), los flujos fraccionales de aceite (f_o) y de agua (f_w), las permeabilidades relativas al aceite (K_{ro}) y al agua (K_{rw}) y la saturación de agua (S_{w2}) en el punto correspondiente a las permeabilidades relativas determinadas. (Ver tabla 7.)

Tabla 7. Datos de inyectividad relativa (I_r), flujos fraccionales de aceite (f_o) y de agua (f_w), permeabilidades relativas al aceite (K_{ro}) y al agua (K_{rw}) y la saturación de agua (S_{w2}) para cada valor de saturación de agua promedio

Inyectividad Relativa I_r	flujo fraccional de aceite f_{o2}	flujo fraccional de agua f_{w2}	permeabilidades relativas del aceite k_{ro2}	permeabilidades relativas del agua k_{rw2}	saturación de agua S_{w2}
0,7753	1	0	0,775	0,000	0,350
0,8925	1	0	0,775	0,000	0,350
1,1022	0,585	0,415	0,478	0,032	0,443
1,1693	0,154	0,846	0,158	0,081	0,546
1,2225	0,083	0,917	0,091	0,092	0,577
1,2839	0,038	0,962	0,043	0,101	0,607
1,3689	0,019	0,981	0,023	0,109	0,625
1,4483	0,009	0,991	0,012	0,119	0,641
1,5352	0,005	0,995	0,007	0,127	0,653
1,5780	0,002	0,998	0,002	0,137	0,666
1,6432	0,001	0,999	0,002	0,141	0,669

3. Por último se realizan las gráficas de permeabilidades relativas $K_{r(o,w)}$ vs. S_w

Figura 11. Gráfica de curvas de permeabilidad relativa vs Saturación de agua a partir del método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN)



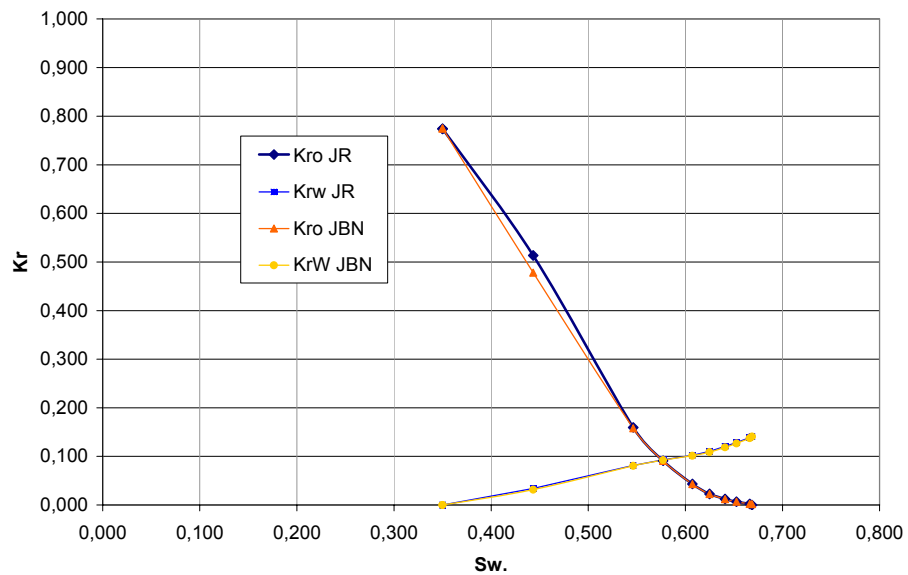
c. Resultados y conclusiones

Con base en el ejemplo anterior se puede observar en la tabla 8 y la gráfica 12 que los resultados de permeabilidad relativa encontrados por los métodos de JBN y JR son muy similares. Se encontró que el método JBN arroja resultados confiables los cuales están de acuerdo con las medidas directas de permeabilidades relativas obtenidas en pruebas de flujo en estado estable, este método consume menos tiempo que otros métodos confiables como el JR para obtener valores de permeabilidad relativa a partir de datos obtenidos en pruebas de desplazamiento sobre núcleos. Aunque el método JR da resultados semejantes a los del JBN éste es más tedioso y requiere de una mayor apreciación de los datos por parte del encargado de los análisis de la prueba. Por tal razón nosotros recomendamos trabajar con el método JBN.

Tabla 8. Valores de las permeabilidades relativas obtenidas por los métodos de JBN y JR

Permeabilidades Relativas del Aceite k_{ro2}		Permeabilidades Relativas del Agua k_{rw2}	
JBN	JR	JBN	JR
0,775	0,774	0,000	0,000
0,775	0,774	0,000	0,000
0,478	0,514	0,032	0,034
0,158	0,160	0,081	0,081
0,091	0,091	0,092	0,093
0,043	0,043	0,101	0,102
0,023	0,023	0,109	0,111
0,012	0,012	0,119	0,121
0,007	0,007	0,127	0,129
0,002	0,003	0,137	0,139
0,002	0,000	0,141	0,141

Figura 12. Gráfica comparativa de las curvas de permeabilidad relativa vs S_w obtenidas por los métodos de JBN y JR



2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO

El equipo de desplazamiento positivo permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de muestras de rocas para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de lechos porosos. Se pueden realizar desplazamientos tanto a condiciones de temperatura de laboratorio y bajo presión de confinamiento como a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Este equipo consta de ocho subsistemas, así:

2.3.1 Subsistema de confinamiento. Este componente, presenta una forma de confinamiento dual donde se utiliza un líquido de confinamiento suministrado por el tanque de confinamiento. La presión de confinamiento es ajustada con un amortiguador de gas Nitrógeno, cuya función es contrarrestar la dilatación térmica del líquido de confinamiento por efecto del incremento de la temperatura con la compresibilidad del nitrógeno. La presión se puede visualizar en el manómetro de la bomba manual Enerpac y debe ser registrada y monitoreada continuamente por un operador, para llevar un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

Este sistema está diseñado para trabajar hasta 7,500 psi de presión de confinamiento con un colchón de N₂ de hasta 2000 psi. La presión del gas se suministra a través de un cilindro de nitrógeno, utilizando un regulador para el paso del gas.

2.3.2 Subsistema de contrapresión. Este subsistema presenta una forma hidráulica de aplicación de contrapresión y se compone de una bomba manual Enerpac, la cual permite la aplicación de cualquier presión hasta 10,000 psi. La salida de la bomba se conecta a una válvula de doble vía y un puerto de esta está conectado a un "back-pressure" de diafragma, el cual controla la producción de efluentes, manteniendo la presión del sistema a la presión de trabajo preestablecida y produciendo el fluido a la presión atmosférica.

La contrapresión se puede visualizar en el manómetro de la bomba Enerpac, y debe ser registrada y monitoreada continuamente por el operador, para llevar un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

2.3.3 Subsistema de desplazamiento. Este subsistema permite el desplazamiento del fluido desplazante hacia los cilindros de inyección de soluciones aceitosas y soluciones acuosas. Este sistema se compone de una bomba de desplazamiento positivo marca GILSON para presiones de hasta 7,500 psi y caudal de 0 a 5 cc/min, un amortiguador de pulsaciones y un tanque que contiene el fluido desplazante o tanque de la bomba.

La presión de trabajo de la bomba puede ser visualizada en un manómetro análogo que denominamos presión bomba. Esta presión debe ser monitoreada y registrada por el operador constantemente a fin de evitar un sobrepresionamiento de la bomba.

2.3.4 Subsistema de inyección de soluciones aceitosas. Este subsistema permite el desplazamiento de cualquier aceite mineral, preferiblemente desaireado, a través de la muestra de roca hasta una presión de 7,500 psi. La presión de flujo de aceite es registrada y monitoreada continuamente en el sistema de adquisición de datos, donde se puede tener un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

2.3.5 Subsistema de inyección de soluciones acuosas. Este sistema permite el desplazamiento de soluciones acuosas (salmuera sintética, agua de formación, agua de inyección y agua destilada) preferiblemente desaireadas a través de muestras de rocas, hasta una presión de 7,500 psi. La presión de flujo de agua es registrada y monitoreada continuamente en el sistema de adquisición de datos, donde se puede tener un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

2.3.6 Subsistema de temperatura. El propósito de este subsistema es proporcionar, monitorear y controlar la temperatura; para ello se necesita de un horno, de una termocupla y un controlador de temperatura, en donde este último realizará las tareas de monitorear y controlar ya sea desde el panel lateral o desde el computador la temperatura durante las pruebas de desplazamiento tanto a condiciones de ambiente como a las de yacimiento. La termocupla es utilizada como sensor dentro del horno en el cual se realizará la prueba.

2.3.7 Subsistema de diferencial de presión tipo smar. Este subsistema permite monitorear desde el panel de control lateral y desde el computador la presión diferencial que se genera a la entrada y salida de la muestra por los fluidos desplazados (soluciones aceitosas o acuosas) durante una prueba, a condiciones de temperatura ambiente o a temperatura de yacimiento.

El subsistema esta compuesto por tres medidores inteligentes de presión diferencial tipo Smar (LD 301) con los siguientes rangos:

- **0 – 3600 Psi.** Corresponde a presión diferencial de alta
- **0 – 360 Psi.** Corresponde a presión diferencial media
- **0 – 7.2 Psi.** Corresponde a presión diferencial de baja

Estos transmisores inteligentes se basan en un sensor capacitivo probado en el campo, que ofrece un funcionamiento seguro y un alto rendimiento. La tecnología digital que se usa en los LD301 les permite a estos tener su propio protocolo de comunicación (HART) y como consecuencia su configuración se puede llevar a cabo a través de un computador, de un configurador portátil (HPC301 ó HT2) o manualmente.

El operador debe monitorear la presión diferencial para abrir y cerrar las diferentes válvulas que controlan la entrada de flujo a los diferentes medidores a fin de evitar daños.

2.3.8 Subsistema de control y adquisición de datos mediante LabView.

Este subsistema se compone de un computador que aloja una tarjeta de adquisición de datos y una interfaz que acondiciona cada una de las señales que entra o sale de la tarjeta.

Este subsistema tomará y acondicionará las señales (voltaje, corriente, impedancia, etc.) de los diferentes sensores de presión y de temperatura para luego digitalizarlas y poder ser visualizadas y analizadas en un PC mediante el software LabView. Además también controla diferentes variables (control de las electroválvulas, encendido de: la bomba, del controlador de temperatura y de la alarma) a través de señales digitales generadas por la tarjeta de adquisición de datos o por el microcontrolador. Este subsistema cuenta también con un simulador de señales de entrada que se encuentra en la interfaz para probar el funcionamiento del software (LabView).

3. MANUAL DE OPERACION EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (EDP)

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El equipo de desplazamiento positivo permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de muestras de rocas, para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de lechos porosos. Se pueden realizar desplazamientos tanto a condiciones de temperatura de laboratorio y bajo presión de confinamiento como a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Figura 13. Equipo de Desplazamiento Positivo



Este equipo consta de ocho subsistemas, así:

1. Subsistema de Confinamiento.
2. Subsistema de Contrapresión.
3. Subsistema de Desplazamiento
4. Subsistema de Inyección de Soluciones Aceitosas.
5. Subsistema de Inyección de Soluciones Acuosas.
6. Subsistema de Temperatura.
7. Subsistema de Diferencial de Presión Tipo Smar.
8. Subsistema de Control y Adquisición de datos mediante LabView.

3.2 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA

En cada subsistema se explicará de manera detallada sus componentes, de los requerimientos que se necesitan para su buen funcionamiento y los pasos que se deben seguir cuando se corre una prueba.

El orden en que se muestran y explican los subsistemas, aunque parecen estar por separado, es aquel en el cual se debe ir desarrollando la prueba y su correspondencia entre los pasos es de manera ordenada.

Siga las indicaciones que se dan para el corrimiento de la prueba en la parte de montaje de la muestra cumpliendo cada una de manera satisfactoria.

3.2.1 Subsistema de confinamiento. Este componente, presenta una forma de confinamiento dual donde se utiliza un líquido de confinamiento suministrado por el tanque de confinamiento. La presión de confinamiento es ajustada con un amortiguador de gas Nitrógeno, cuya función es contrarrestar la dilatación térmica del líquido de confinamiento por efecto del incremento de la temperatura con la compresibilidad del nitrógeno. La presión se puede visualizar en el manómetro de la bomba manual Enerpac y debe ser registrada y monitoreada continuamente por un operador, para llevar un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

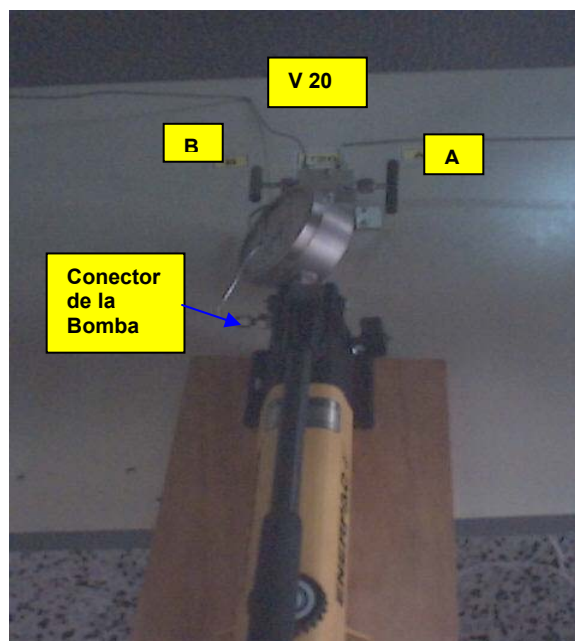
Este sistema está diseñado para trabajar hasta 7,500 psi de presión de confinamiento con un colchón de N₂ de hasta 2000 psi. La presión del gas se suministra a través de un cilindro de nitrógeno, utilizando un regulador para el paso del gas.

La aplicación de **Confinamiento** comprende los siguientes pasos:

- Conectar la bomba Enerpac, previamente llena del mismo fluido del tanque de confinamiento, en la entrada de la válvula 20 y abrir el puerto B de la válvula.
- Abrir la válvula No. 9 para dar paso del fluido de confinamiento hacia la bomba y hacia el core holder. Las demás válvulas deben estar cerradas.
- Abrir la válvula No 21 hasta drenar el líquido de confinamiento en el Core-holder y no tener burbujas de aire.

- Purgar la línea desde el tanque de confinamiento hasta la válvula No 20 y ajustar la conexión por donde se purgo.
- Abrir el puerto B de la válvula No. 20, cerrar la No 9 y aplicar presión con la bomba Enerpac hasta alcanzar la presión de trabajo o 7,500 psi como máxima presión de trabajo.
- Cerrar el puerto B de la válvula No. 20 y mantenerla cerrada durante el desarrollo de la prueba.

Figura 14. Bomba manual Enerpac

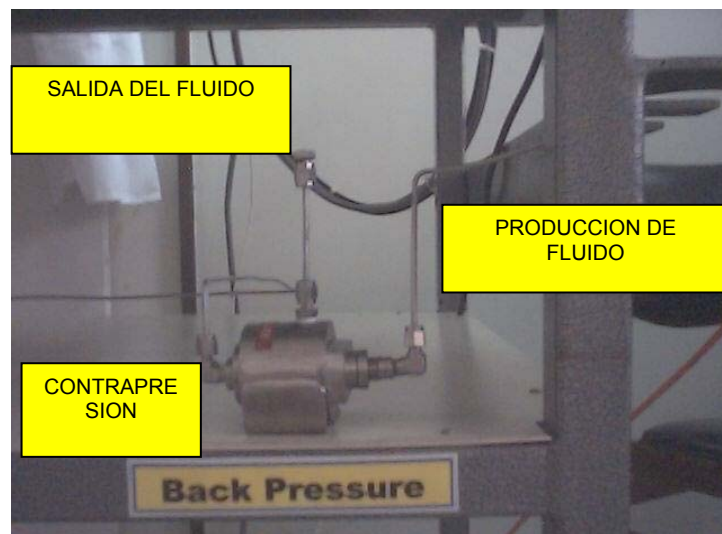


Luego de finalizar la prueba se deben realizar los siguientes pasos para despresurizar el subsistema de confinamiento.

- Conectar la bomba Enerpac a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la presión de confinamiento.
- Abrir el puerto B de la válvula No. 20 e iniciar la reducción de presión de confinamiento hasta presión atmosférica accionando la válvula de expansión de la bomba Enerpac cuidando de no sobrellenar el tanque de la misma.
- Si luego de bajar presión en la bomba hasta 0 psi, persiste alguna presión en el sistema de confinamiento, libere esta presión a través de las válvulas Nos 9, 11 y puerto B de la No 20 hasta tener el sistema completamente relajado.

3.2.2 Subsistema de Contrapresión. Este subsistema presenta una forma hidráulica de aplicación de contrapresión y se compone de una bomba manual Enerpac, la cual permite la aplicación de cualquier presión hasta 10,000 psi. La salida de la bomba se conecta a una válvula de doble vía y un puerto de esta está conectado a un “back-pressure” de diafragma, el cual controla la producción de efluentes, manteniendo la presión del sistema a la presión de trabajo preestablecida y produciendo el fluido a la presión atmosférica.

Figura 15. Back pressure



La presión de **Contrapresión** se puede visualizar en el manómetro de la bomba Enerpac, y debe ser registrada y monitoreada continuamente por el operador, para llevar un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

La aplicación de **Contrapresión** comprende los siguientes pasos:

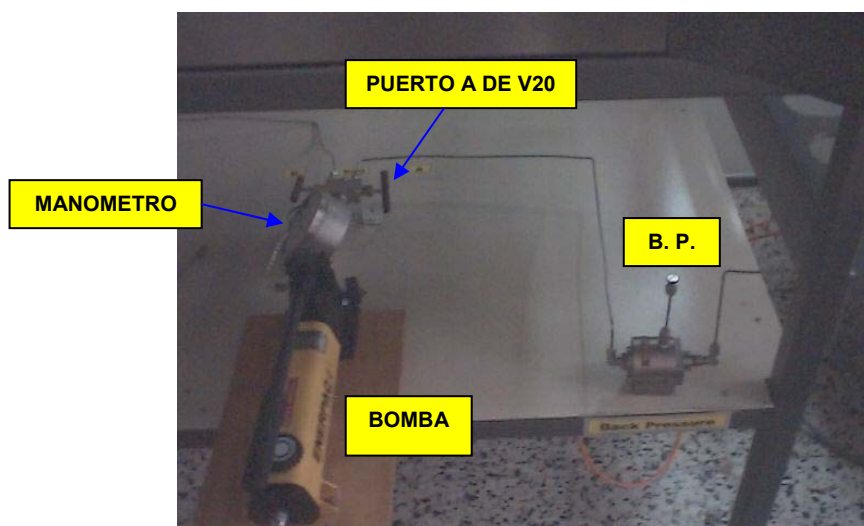
- Conectar la bomba Enerpac, previamente llena del mismo fluido de contrapresión, a la entrada de la válvula No 20, purgar y ajustar la conexión.
- Abrir el puerto A de la válvula No. 20 y ajustar la presión de contrapresión requerida o la máxima de trabajo 7,500 psi.
- Cerrar el puerto A de la Válvula No 20.

- Para monitorear la presión se debe conectar la bomba Enerpac a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la establecida inicialmente y luego abrir el puerto A de la válvula No 20.

Luego de finalizar la prueba se deben realizar los siguientes pasos para despresurizar el subsistema de contrapresión.

- Conectar la bomba Enerpac a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la presión de contrapresión, teniendo en cuenta el fluido utilizado para contrapresión.
- Abrir el puerto A de la válvula No. 20 e iniciar la reducción de presión de confinamiento hasta presión atmosférica accionando la válvula de expansión de la bomba Enerpac cuidando de no sobrellenar el tanque de la misma.
- Si luego de bajar presión en la bomba hasta 0 psi, persiste alguna presión en el sistema de contrapresión, libere esta presión a través del puerto A de la válvula No 20 hasta tener el sistema completamente relajado.
- Tener en cuenta que al liberar la presión de contrapresión también se libera la presión del sistema.

Figura 16. Subsistema de contrapresión



3.2.3 Subsistema de Desplazamiento. Este subsistema permite el desplazamiento del fluido desplazante hacia los cilindros de inyección de soluciones aceitosas y soluciones acuosas. Este sistema se compone de una

bomba de desplazamiento positivo marca GILSON para presiones de hasta 7,500 psi y caudal de 0 a 5 cc/min, un amortiguador de pulsaciones y un tanque que contiene el fluido desplazante o tanque de la bomba. El fluido desplazante viene a través de la bomba y entra a la parte baja de los cilindros donde mueve el pistón que se encarga de desplazar la muestra a inyectar en el núcleo.

La presión de trabajo de la bomba puede ser visualizada en un manómetro análogo que denominamos Presión Bomba. Esta presión debe ser monitoreada y registrada por el operador constantemente a fin de evitar un sobrepresionamiento de la bomba.

Figura 17. Tanque de la bomba GILSON



Los cilindros que contengan soluciones aceitosas deben pasar por un filtro de 0.45 micras antes de ingresar al core. Cualquier fluido que vaya a ser inyectado al núcleo debe pasar por una válvula manual, a la salida de dicha válvula es donde vamos a tener nuestra presión manométrica de entrada la cual debe ser monitoreada constantemente durante la prueba.

Los pasos para alistar el sistema de desplazamiento son los siguientes:

- Conectar la bomba al tanque del fluido desplazante, llenar el tanque con suficiente fluido previamente desaireado y sin airearlo en el proceso.

- Purgar la conexión a la entrada de la bomba, ajustar la conexión, y ajustar un flujo de ± 3 c.c. / min.
- Verificar que el amortiguador de pulsaciones este lleno con N₂ a una presión de 2,000 psi y conectarlo.
- Desplazar fluido mediante la bomba y purgar por la conexión del manómetro de la bomba, luego apagar la bomba y ajustar la conexión.
- Encender la bomba y purgar por la conexión del amortiguador de pulsaciones, apagar la bomba y ajustar la conexión.
- Verificar que el pistón libre (free piston) de cada cilindro contenga la solución en la parte inferior de éste.
- Encender la bomba y purgar por cada una de las conexiones inferiores de las válvulas de los cuatro cilindros teniendo en cuenta de soltar una conexión y luego ajustar la anterior, cuando se llegue a la última conexión, apagar la bomba y ajustar.
- Luego de terminar las pruebas se puede pasar aire por las líneas para sacar el agua y secarlas

3.2.4 Subsistema de Inyección de Soluciones Aceitosas. Este subsistema permite el desplazamiento de cualquier aceite mineral, preferiblemente desaireado, a través de muestras de rocas hasta una presión de 7,500 psi. La presión de Flujo de Aceite es registrada y monitoreada continuamente en el sistema de adquisición de datos, donde se puede tener un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

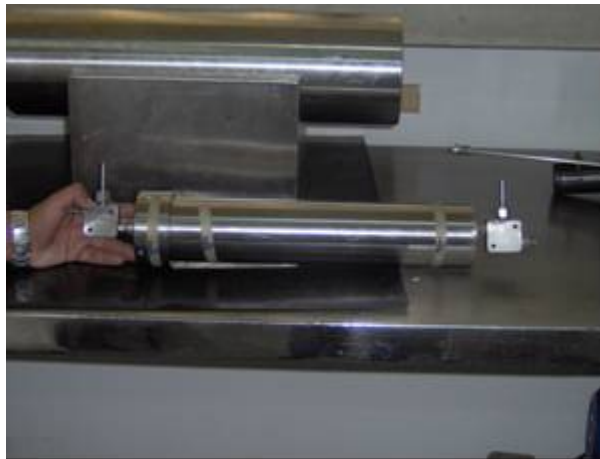
El desplazamiento de soluciones **Aceitosas** comprende los siguientes pasos.

Desplazamiento de **Aceite** utilizando Cilindros No. 1 y No. 2.

- Abra la válvula No. 7 determine el caudal a utilizar en la bomba de desplazamiento GILSON.
- Abra la válvula No. 8 el cual lleva fluido desplazante de la bomba a la parte inferior del cilindro No. 1.
- Abra la válvula que da paso de los cilindros al Core - Holder y encienda la bomba Gilson.

- Durante el desplazamiento del aceite, la presión de confinamiento debe estar en 500 psi aproximadamente, por encima de la presión de Flujo de Aceite.
- Para realizar el desplazamiento de aceite mediante el cilindro 2, se realizan los pasos anteriores pero con las válvulas No 5 y 6. teniendo en cuenta de no despresurizar el sistema y cerrar las válvulas No 7 y 8.
- Para no despresurizar el sistema, primero se cierran las válvulas de los cilindros, luego se abre la válvula inferior del cilindro a utilizar, después se presuriza el cilindro a la presión que se estaba trabajando y por último se abre la válvula superior del cilindro y se procede a inyectar aceite.

Figura 18. Cilindro de inyección



3.2.5 Subsistema de Inyección de Soluciones Acuosas. Este sistema permite el desplazamiento de soluciones acuosas (Salmuera Sintética, Agua de formación, Agua de Inyección y Agua destilada) preferiblemente desaireadas a través de muestras de rocas, hasta una presión de 7,500 psi. La presión de Flujo de Agua es registrada y monitoreada continuamente en el sistema de adquisición de datos, donde se puede tener un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

El desplazamiento de soluciones **Acuosas** comprende los siguientes pasos:

- Abra la válvula No. 4 que da paso al cilindro 3 teniendo precaución de no despresurizar el sistema y determine el caudal a utilizar en la bomba de desplazamiento GILSON.

- Abra la válvula que da paso de los cilindros al Core - Holder y encienda la bomba Gilson.
- Durante el desplazamiento de la solución acuosa, la presión de confinamiento debe estar en 500 psi aproximadamente, por encima de la presión de Flujo del Agua.
- Para realizar el desplazamiento de la solución acuosa mediante el cilindro 4, se realizan los pasos anteriores pero con las válvulas No 1 y 2. teniendo en cuenta de no despresurizar el sistema y cerrar las válvulas No 3 y 4.
- Para no despresurizar el sistema, primero se cierran las válvulas de los cilindros, luego se abre la válvula inferior del cilindro a utilizar, después se presuriza el cilindro a la presión que se estaba trabajando y por último se abre la válvula superior del cilindro y se procede a inyectar la solución acuosa.

3.2.6 Subsistema de Temperatura. El propósito de este subsistema es proporcionar, monitorear y controlar la temperatura; para ello se necesita de un horno, de una termocupla y un controlador de temperatura, en donde este último realizará las tareas de monitorear y controlar ya sea desde el panel lateral o desde el computador la temperatura durante las pruebas de desplazamiento tanto a condiciones de ambiente como a las de yacimiento. La termocupla es utilizada como sensor dentro del horno dentro del cual se realizará la prueba. El horno trabaja de 0-350 °F y es controlado por el valor de la temperatura que se registre en el computador.

La aplicación de temperatura comprende los siguientes pasos:

- Encender el controlador de temperatura C. T. Desde el panel lateral o desde el computador.
- En el panel de control manual lateral acceda los comandos del controlador Autonics.
- Oprima \gg y ubique el Set Point de Temperatura S.V. deseado en °F pasando entre dígitos por los botones \gg \ll y subiendo o bajando el valor mediante los botones \blacktriangle \blacktriangledown
- Oprima el botón M. D. Para entrar el valor de Set Point de Temperatura.
- En el indicador de temperatura del controlador V. P. Se debe observar un incremento en el valor de la temperatura del horno.
- Este valor es registrado en el computador durante toda la prueba.

- Terminada la prueba relajar la temperatura colocando en el Setpoint a la temperatura ambiente ± 68 °F.

3.2.7 Subsistema de Diferencial de Presión Tipo Smar. Este subsistema permite monitorear desde el panel de control manual lateral y desde el computador la presión diferencial que se genera a la entrada y salida de la muestra por los fluidos desplazados (soluciones aceitosas o acuosas) durante una prueba, a condiciones de temperatura ambiente o a temperatura de yacimiento. El subsistema esta compuesto por tres medidores Inteligentes de presión diferencial de tipo Smar (LD 301) con los siguientes rangos:

- 0 – 3600 Psi. Corresponde a Presión Diferencial de Alta
- 0 – 360 Psi. Corresponde a Presión Diferencial Media
- 0 – 7.2 Psi. Corresponde a Presión Diferencial de Baja

Estos transmisores inteligentes se basan en un sensor capacitivo probado en el campo, que ofrece un funcionamiento seguro y alto rendimiento. La tecnología digital que se usa en los LD301 les permite a estos tener su propio protocolo de comunicación (HART) y como consecuencia su configuración se puede llevar a cabo a través de un computador, de un configurador portátil (HPC301 ó HT2) o manualmente. El operador debe monitorear la presión diferencial para abrir y cierra las diferentes válvulas que controlan la entrada de flujo a los diferentes medidores a fin de evitar daños.

El monitoreo de **Diferencial de Presión** en el computador se presenta de la siguiente forma:

- Indicadores de presión con los siguientes nombres.

Diferencial de presión de 0 – 3600 psi → **P. DIF. 0 – 3600 PSI**

Diferencial de Presión de 0 – 360 psi → **P. DIF. 0 – 360 PSI**

Diferencial de Presión de 0 – 7.2 psi → **P. DIF. 0 – 7.2 PSI**

- Gráficamente, mediante el Menú de Gráficas escogemos la gráfica de la presión que deseamos mirar.
 - Presión diferencial de 0 –7.2 psi
 - Presión diferencial de 0 360 psi
 - Presión diferencial de 0 – 3600 psi
 - Presión manométrica de entrada
 - Presión manométrica de salida

Cuando el diferencial de Presión pase de 3600 psi o la presión de trabajo de la muestra sea superior a 4.700 psi, el sistema se debe aislar completamente mediante las válvulas manuales números 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 18.

➤ **Ajuste local completo del medidor de diferencial de presión smar**

Este procedimiento se utiliza para chequear las siguientes funciones del Smar (que tengan visor digital) antes de realizar cualquier prueba de desplazamiento.

Importante: Los Transmisores de Diferencial de Presión Smar no deben tener ninguna presión y estar aislados del sistema de inyección de soluciones aceitosas u acuosas. Además los puentes ubicados en la parte superior de la plaqueta de circuitos principal deben estar configurados (activados).

ZERO → Corrección de Presión de Cero. El transmisor no debe tener ninguna presión.

LRV → Ajuste sin Referencia del valor Inferior del Rango.

URV → Ajuste sin Referencia del Valor Superior del Rango.

ZERO → Ajuste con Referencia de Cero.

SPAN → Ajuste con Referencia del Span.

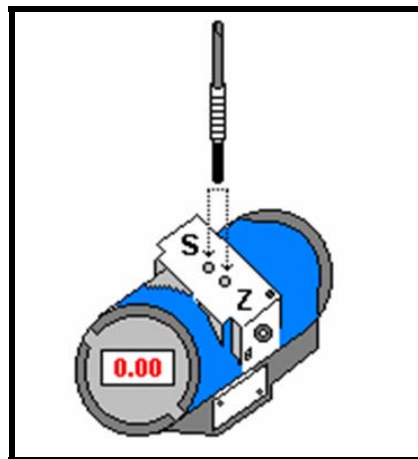
El ajuste local completo del medidor de diferencial de presión Smar comprende los siguiente pasos:

Corrección de Presión (Trim). Este procedimiento se utiliza para verificar el Cero del Diferencial de Presión.

- Verifique que los Smar se encuentren fuera del sistema de inyección de soluciones aceitosas u acuosas. Esto se comprueba si las válvulas números 11, 13, 14, 16, 17 y 19 de la sección de diferencial de presión están cerradas y las válvulas números 12, 15 y 18 están abiertas.
- Quitar los tapones de caucho (orificios del span **S** y orificio del cero **Z**) que se encuentran debajo de la placa de identificación.
- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste en cero **Z** (ver fig. 2), y espere hasta que en el visor digital aparezca la siguiente señal. **TRIM.**

Secuencia de Operación de Válvulas desde el Software. La siguiente secuencia para abrir y cerrar las válvulas manuales que llevan la señal a los diferentes transmisores de diferencial de presión tipo Smar, de acuerdo al valor que se este registrando, se lleva a cabo por el operador. Los pasos aquí descritos solamente se indican para un mejor entendimiento del Subsistema de Diferencial de Presión tipo Smar.

Figura 19. Ajuste local de cero y span



1. **Operación sin medir diferencial de presión.** Todas las válvulas deben estar cerradas.
2. **Operación midiendo diferencial de presión, abriendo o cerrando las válvulas**
 - A. Todas las válvulas del sistema de diferencial de presión deben estar cerradas
 - B. Mirar el diferencial de presión entre la presión manométrica de entrada y la presión manométrica de salida.
 1. Si el $\Delta P \geq 3550$ la prueba se debe realizar tomando este diferencial de presión para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.
 2. Sí $\Delta P < 3550$ psi. Va al siguiente paso.
 - C. Cerrar la válvula No 18 y Abrir las válvulas No 17 y 19
 1. Sí $\Delta P \geq 3550$ psi. Aviso de alerta al operario. Alarma.

2. Si $350 \text{ psi} < \Delta P < 3550 \text{ psi}$. Se queda midiendo. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.
3. Si $\Delta P \leq 350 \text{ psi}$. Va al siguiente paso.

D. Cerrar la válvula No 15 Abrir válvulas No 14 y 16

1. Si $7.0 \text{ psi} < \Delta P < 350 \text{ psi}$. Se queda midiendo. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.
2. Si $\Delta P > 350 \text{ psi}$. Cierra válvulas No 14 16 y abre la No 15 y va al paso anterior.
3. Si $\Delta P \leq 7.2 \text{ psi}$. Va al siguiente paso.

E. Cerrar la válvula No 12 y Abrir las válvulas No 13 y 11

1. Si $\Delta P > 7 \text{ psi}$. Cierra válvulas No 11 13 y abre válvula 12 y va al paso anterior
2. Si $0.2 \text{ psi} < \Delta P < 7.2$ Se queda midiendo. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.
3. Si $\Delta P < 0.1 \text{ psi}$. Alerta al operario. Alarma.

Al terminar la prueba cerrar todas las válvulas de la sección de diferencial de presión y luego abrir las válvulas No 12 15 18. Hasta que los Smar marquen 0 de diferencial de presión, si hay un valor diferente proceder a calibrar manualmente los Smar.

3.2.8 Subsistema de Control y Adquisición de Datos Mediante LabView.

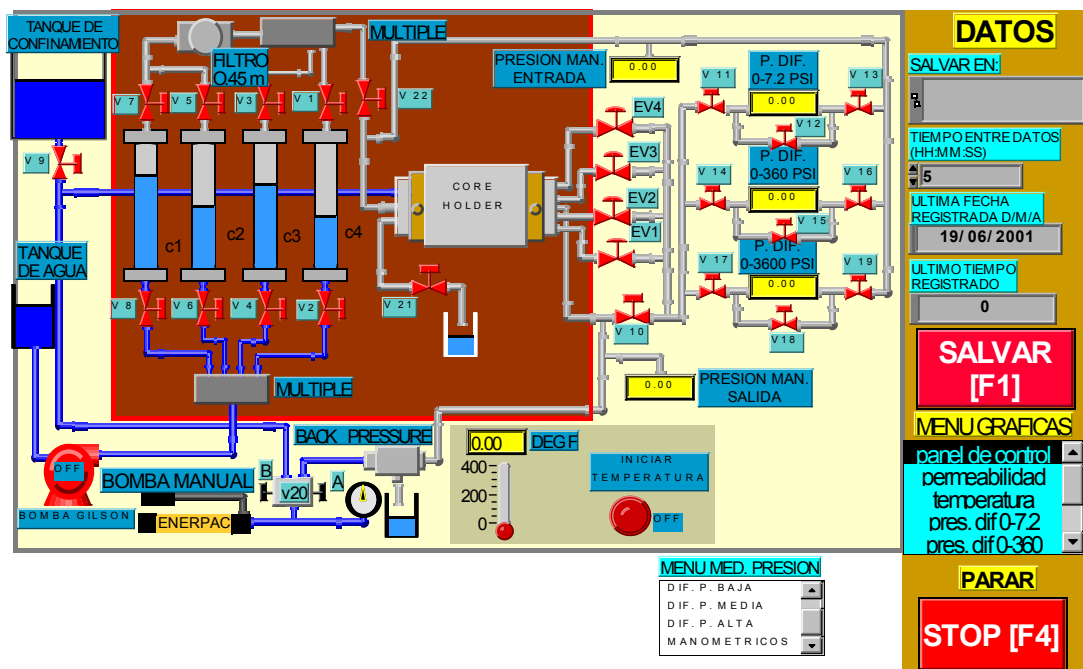
Este subsistema se compone de un computador que aloja una tarjeta de adquisición de datos y una interfaz que acondiciona cada una de las señales que entra o sale de la tarjeta.

Este subsistema tomará y acondicionará las señales (voltaje, corriente, impedancia, etc.) de los diferentes sensores de presión y de temperatura para luego digitalizarlas y poder ser visualizadas y analizadas en un PC mediante el software LabView. Además también controla diferentes variables (Control de las electroválvulas, encendido de: la bomba, del controlador de temperatura y de la alarma) a través de señales digitales generadas por la tarjeta de adquisición de datos o por el microcontrolador. Este subsistema cuenta también con un simulador de señales de entrada que se encuentra en la interfaz para probar el funcionamiento del software (LabView).

El siguiente es el procedimiento a seguir por el programa

- Al iniciar el programa encontramos la lista de chequeo donde se presentan los requerimientos mínimos que se deben cumplir para iniciar una prueba de desplazamiento, si todo se cumple activar las casillas de verificación de lo contrario el programa se detiene para cumplir los requerimientos faltantes.
- La siguiente ventana nos presenta los datos a introducir en la prueba, tales como diámetro y longitud del corazón, viscosidad del fluido a desplazar, dirección donde se van a almacenar los datos de los sensores, las diferentes longitudes donde se van a medir diferenciales de presión, caudal en cc/min., presión máxima de trabajo, siguiendo las recomendaciones presentadas.

Figura 20. Pantalla de panel de control



- La siguiente ventana presenta el panel de control del equipo desde donde se puede monitorear y controlar las variables del proceso, las características más importantes del programa son:
 - Protección del equipo por sobrepresión de entrada
 - Alarma al usuario por salida de rangos de los diferenciales de presión de los Smar

- Control de las electroválvulas EV1, EV2, EV3 y EV4, encendido de: la bomba, del controlador de temperatura y de la alarma.
- Se puede mirar las gráficas de presiones y de la permeabilidad de la muestra.
- Se pueden salvar datos y variar el tiempo entre datos salvados.
- Parar el proceso.

3.3 LIMPIEZA DEL EQUIPO

Después de realizar cualquier prueba de desplazamiento, es necesario realizar una limpieza al equipo para evitar daños por corrosión u obstrucción en algunos de los subsistemas.

Para la limpieza general realice los siguientes pasos:

- Antes de realizar la limpieza verifique que los transmisores Smar se encuentren deshabilitados, como se indica en el Subsistema de Diferencial de Presión tipo Smar
- Desplace agua destilada y presurizada (600 psi) por las líneas de inyección de soluciones acuosas de los cilindros No. 3 y No. 4 (conectarse por las líneas inferiores de los cilindros). Seguidamente desplace nitrógeno durante más o menos 3 minutos para secar las líneas.
- Desplace varsol presurizado (600 psi) por las líneas de inyección de soluciones aceitosas de los cilindros No. 1 y No. 2 (Conectarse por las líneas superiores de los cilindros). Seguidamente desplace nitrógeno durante más o menos 3 minutos para secar las líneas.
- Reemplace generalmente la membrana del filtro en línea.

3.3.1 Limpieza de cilindros. Una vez realizada la prueba de desplazamiento los cilindros de inyección de soluciones aceitosas y acuosas deben ser limpiados y secados. El procedimiento para limpiar los cilindros es el siguiente:

- Para desmontar los cilindros quite los prisioneros que están sujetos a las válvulas, retire el cilindro y luego quite la tapa que tiene en la parte superior.
- Conectar el cilindro a la línea de aire con la precaución de tener la válvula cerrada.

- Prender el compresor y empezar a regular la entrada de aire a través de la válvula hasta que salga el free pistón (aquí se va a producir un ruido un poco fuerte), si hay presencia de algún fluido en el cilindro a medida que el free pistón se desplace este va ir desalojando fluido, por lo tanto es necesario tener un vaso precipitado a la salida del cilindro para evitar que se desperdicie fluido.

Figura 21. Limpieza cilindros de inyección



- Proceda a lavar el cilindro y el pistón, luego seque con aire hasta que quede totalmente seco, siempre se va a secar con aire. Luego coloque el pistón dentro del cilindro y empújelo con la mano, después ajuste la tapa del cilindro, posteriormente conectar el cilindro con la línea de aire mediante la válvula para que el pistón se vaya a la parte baja del cilindro (las 2 válvulas deben estar abiertas).

Figura 22. Pistón libre (free piston)



3.4 PROCEDIMIENTO DE PURGA

3.4.1 Purgar la línea por donde va a circular el fluido desplazante (Agua o Aceite)

- a. Llenar el tanque de la bomba de fluido desaireado con suficiente cantidad teniendo la precaución en el llenado de no ir a airear demasiado el fluido desplazante.
- b. Conectar la bomba Gilson a la línea inferior del tanque y por gravedad dejar que el fluido llegue a la entrada de la bomba punto en el que debe estar abierta la conexión para que salga el fluido, con anterioridad se debe tener listo papel secante en este punto.
- c. Ajustar la conexión con llave 7/16" y prender la bomba a una tasa de más o menos 400 que equivaldría a una rata de 2 cc/min, la primera línea que se va a purgar es la de la presión de la bomba, para ello se debe soltar la parte inferior del manómetro hasta que salga fluido y después volver a ajustar.
- d. El siguiente lugar donde se va a hacer purga es en el amortiguador, por lo tanto suelte la conexión de la parte inferior del amortiguador hasta que salga fluido y luego ajuste nuevamente.
- e. Para purgar la conexión inferior de cada cilindro primero se debe desajustar un poco y luego se prende la bomba a una tasa baja hasta que salga suficiente cantidad de fluido, en seguida abrir la válvula y empezar a ajustar teniendo en cuenta que la presión de la bomba no se vaya a subir, por último apagar la bomba. Este procedimiento se hace para cada uno de los cilindros y con esto se va a tener purgada toda la línea donde va ir el fluido desplazante.

3.4.2 Purgar las líneas que corresponden al sistema de confinamiento

- a. Llenar el tanque de confinamiento de fluido desaireado con suficiente cantidad teniendo la precaución en el llenado de no ir a airear demasiado el fluido de confinamiento.
- b. Para hacer la purga en la válvula 20 se debe tener el puerto B cerrado y NO tener conectada la bomba manual Enerpac. Abrir lentamente el puerto B de la válvula 20 para que haya salida del fluido de confinamiento, esperar un tiempo suficiente para que haya una buena purga y luego cerrar el puerto B de la válvula 20. Hay que tener precaución de tener el Puerto A cerrado porque o sino se usaría el mismo fluido para el confinamiento y para la contrapresión.

- c. Para hacer la purga de la línea que va al Core-Holder, se debe tener la válvula 9 abierta y dejar que el fluido de confinamiento fluya a través del core y luego salga a través de la válvula 21 que inicialmente debe estar cerrada. Esta válvula 21 se debe cerrar una vez se observe que ha salido fluido de confinamiento y con esto garantizar que gran parte dentro del core esta lleno con este fluido.
- d. Conectar la bomba manual Enerpac con el punto de unión de la válvula 20, abrir el puerto B y cerrar la válvula 9, la válvula 21 también debe permanecer cerrada.
- e. Suministrar presión mediante la bomba para comprimir el aire que pueda estar dentro del core y a medida que se obtenga presión se debe ir abriendo y cerrando la válvula 21 para ir sacando ese aire hasta que se tenga una presión estable.
- f. Establecer la presión de confinamiento a la cual se va a trabajar, esto se hace cerrando la válvula 21 y colocando presión continuamente a través de la bomba manual Enerpac hasta alcanzar la presión de confinamiento deseada, esta debe permanecer estable. Luego proceder a cerrar el puerto B de la válvula 20. La presión de confinamiento es observada en el manómetro que tiene la bomba.

3.4.3 Purgar las líneas que corresponden al sistema de Contrapresión

- a. Primero se debe tener cerrado el puerto B de la válvula 20, después abrir el puerto A de la válvula 20. Mediante la bomba manual Enerpac bombear fluido a través de la línea, desajustar la conexión a la entrada del back-pressure y esperar hasta que haya una buena purga, luego ajustar nuevamente.
- b. Establecer la Presión de Contrapresión que es la que me va a permitir trabajar el sistema a una presión determinada. Esta presión se debe leer nuevamente en el manómetro contiguo a la bomba Enerpac. Una vez alcanzada la presión de contrapresión cerrar el puerto A de la válvula 20.

3.4.4 Realizar un colchón de aceite por las líneas en las cuales no va a fluir las muestras que van a pasar a través del Core,

- a. Conectar la salida de la Back-Pressure con la bomba manual Enerpac la cual debe estar llena de aceite, después comenzar a hacer fluir aceite hasta llegar a la Te que está con la válvula 10, esta válvula debe estar cerrada al igual que todas las otras válvulas de los medidores de presión. Al tener la

válvula 10 cerrada el aceite va a ir hacia el Core y el medidor de presión manométrica de salida; se debe hacer purga en estos dos puntos.

- b. Abrir la válvula 10 y purgar el múltiple de los multipuertos, para lo cual se deben abrir las electroválvulas 1, 2, 3 y 4 dependiendo del puerto al que se le va hacer purga; por ejemplo si se va a purgar el puerto 1 se debe abrir la electroválvula 1.
- c. Luego de tener purgados los puertos, las electroválvulas deben estar cerradas y se procede a llenar la sección de los medidores de presión la cual es bastante delicada debido a que no se debe introducir presión mayor a la que puede registrar.
- d. Purgar el medidor de alta (0-3600 psi) para esto se debe abrir las válvulas 17, 18 y 19, luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 19 y después soltar un punto del medidor que se encuentra en la parte lateral con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 17 y con la 18 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 18 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien.
- e. Purgar el medidor de media (0-360 psi) para esto se debe abrir las válvulas 14, 15 y 16, luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 16 y después soltar un punto del medidor que se encuentra en la parte lateral con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 14 y con la 15 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 15 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien.
- f. Purgar el medidor de baja (0-7.2 psi) para esto se debe abrir las válvulas 11, 12 y 13, luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 13 y después soltar un punto del medidor que se encuentra en la parte lateral con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 11 y con la 12 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 12 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien. Luego se puede tener cerradas todas las válvulas de los medidores de presión.

- g. Hacer purga en la línea que va al medidor de presión manométrico de entrada, para ello primero se debe proceder a soltar la conexión del medidor de presión manométrico de entrada, después abrir las 3 válvulas del medidor de alta y bombear hasta que salga suficiente fluido, finalmente proceda a ajustar nuevamente la conexión.

3.4.5 Purgar las líneas por donde va a ir el fluido que va a pasar a través de la muestra

Para realizar este paso se debe hacer la purga inversamente al fluido que vamos a desplazar, por ejemplo si primero se piensa desplazar aceite entonces esa es la última línea que se va a purgar. Para fines prácticos se va a suponer que lo primero que se va a inyectar es aceite, por lo tanto las primeras líneas que se deben purgar son las que contienen salmuera.

- a. Primero se deben tener abiertas la válvula inferior y superior del primer cilindro al que se le va hacer la purga. La válvula inferior es la que me comunica el cilindro con la bomba Gilson y la válvula superior conecta el cilindro con la línea que va al múltiple.
- b. Una vez se tienen las válvulas abiertas, prender la bomba Gilson y comenzar a bombear aceite; aquí se va purgar a la salida de la válvula 22. Una vez purgado la línea del primer cilindro se debe parar la bomba y cerrar las válvulas manuales.
- c. Abrir las válvulas manuales correspondientes al segundo cilindro, prender la bomba y nuevamente esperar a que salga fluido por el punto de purga seleccionado a una rata constante, al purgar la línea del segundo cilindro se debe parar la bomba y cerrar las válvulas manuales.
- d. Repetir el paso c para los cilindros 3 y 4 respectivamente.
- e. Finalmente purgar la línea que conecta la válvula 22 con la varilla que va al Core-Holder, como se tienen las válvulas del cuarto cilindro abiertas, prender la bomba y purgar esta línea.

Ahora si tenemos todo el sistema purgado y listo para iniciar la prueba.

3.5 PROCEDIMIENTO DE VACÍO

Cuando se vaya a trabajar con muestras de fondo a condiciones de yacimiento, se debe tener todas las líneas donde se hizo purga y colchón de aceite previamente vacías, limpiadas con hexano y secadas con aire. También se

debe tener el horno a una temperatura determinada y la muestra de fondo ya transferida a los cilindros, las válvulas de los cilindros deben estar cerradas.

- a. Para realizar vacío se debe conectar la bomba de vacío con la salida lateral de la Back-Pressure, luego empezar a hacer vacío por un buen tiempo, con todas las válvulas y electroválvulas previamente abiertas. Al hacer vacío se debe tener en cuenta de conectar la salida de la back-pressure a una Te y a una válvula manual. Esta válvula se puede cerrar cuando sea necesario y así no perder vacío en el sistema.

Teniendo todo el sistema en vacío y las válvulas abiertas, se procede a determinar el recorrido por la línea donde se hizo el colchón de aceite, para eso:

- a. Abrir la válvula que da la presión manométrica de entrada y hacer el recorrido a la inversa: primero por el Smar de baja, luego por el de media y finalmente por el de alta, todo esto sin hacer purga por los tornillos para garantizar que está totalmente lleno la calidad del vacío que haya hecho, si hay un buen vacío me garantiza que no hay líneas sin llenar.
- b. Prender la bomba, abrir la válvula y empezar a desplazar el fluido de la muestra como se menciona anteriormente a Temperatura y Presión de yacimiento, para lo cual se debió colocar una contrapresión.

3.6 PROCEDIMIENTO PREPARACIÓN DE FLUIDOS

El fluido a utilizar en una prueba de desplazamiento debe estar completamente limpio y sin presencia de aire, debido a que la presencia de cualquiera de estos factores o ambos, puede alterar propiedades como la permeabilidad relativa, presión capilar y exponente de saturación, haciendo que las pruebas con estos núcleos produzcan datos erróneos.

3.6.1 Filtración al vacío. La filtración al vacío se emplea fundamentalmente para separar impurezas que pueda contener el fluido, los pasos para realizar este procedimiento son los siguientes:

- a. Preparar el embudo Büchner el cual debe tener previamente adherido a sus paredes un papel filtro.
- b. El embudo con el papel filtro se acopla con un matraz con desprendimiento lateral el cual a su vez va conectado por medio de una manguera a una

trampa de humedad consistente en un matraz con algodón en su interior, el montaje finalmente se completa con una bomba de vacío.

- c. Prender la bomba de vacío y vertir todo el fluido a través del embudo Büchner.

3.6.2 Desaireado del fluido. El desaireado consiste en liberar el aire que pueda contener dicho aceite, el montaje a utilizar consta de un recipiente donde se encuentra el fluido y de una barra magnética en su interior, el recipiente se coloca sobre un agitador magnético.

- a. Vertir el fluido a utilizar en un recipiente adecuado, colocar la barra magnética en el fondo del recipiente
- b. Prender el agitador con una frecuencia de 800 RPM y a una temperatura de 100 °C aproximadamente.
- c. Dejar haciendo el proceso de desaireado por medio día o un día.

COMPONENTES DE LOS SUBSISTEMAS DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO “EDP”.

Subsistema de Desplazamiento Componentes	Subsistema de Confinamiento Componentes	Subsistema de Contrapresión Componentes	Subs de Inyección de Soluciones Aceitosas Componentes	Subs de Inyección de Soluciones Acuosas Componentes	Subsistema de Temperatura Componentes	Subs. De monitoreo y control	Subsistema de Dif. de Presión Tipo Smar
Bomba GILSON	Válvula No. 9	Bomba Enerpac	Cilindro No. 1	Cilindro No. 3	Horno	computador	Transmisor 7.2 psi
Manómetro de la Bomba	Puerto A de la válvula No 20	Puerto A de la válvula No 20	Cilindro No. 2	Cilindro No. 4	Termocupla tipo J	Labview 5.1	Transmisor 360 psi
							Transmisor 3600 psi
Amortiguador de Pulsaciones con N ₂ a ± 2000 psi	Tanque de confinamiento con fluido desaireado	Back-pressure	Válvula No. 5	Válvula No. 4	Ventilador	Caja de acondicionamiento de señal	Válvulas No 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19
Tanque de la bomba con fluido desaireado	Válvula No 21	Manómetro de la bomba Enerpac	Válvula No. 7	Válvula No. 3	Controlador de temperatura	Tarjeta DAQ PC -LPM-16/pnp	Electroválvula EV1 EV2 EV3 EV4
Válvula No 2	Core Holder		Filtro en línea de 50 micras	Filtro en línea de 50 micras		Cable conector	Transmisor Sensotec
Válvula No 4	Bomba Enerpac		Válvula No 22	Válvula No 22			Transmisor Setra
Válvula No 6							
Válvula No 8							

CONCLUSIONES

- Este trabajo es un aporte al Laboratorio de Pruebas Especiales de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana ya que permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de núcleos para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de medios porosos. Se pueden realizar desplazamientos tanto a condiciones de temperatura de laboratorio y bajo presión de confinamiento como a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- Con la implementación y estandarización de los procedimientos de laboratorio para realizar pruebas de desplazamiento de fluidos a través de medios porosos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, se tendrá la oportunidad de aplicar un alto desarrollo tecnológico para la solución de problemas que se presentan en las operaciones de intervención a pozos productores en la industria petrolera.
- En aquellos métodos de determinación de permeabilidad relativa en el cual los resultados son sujetos a errores debidos al efecto de frontera, el error puede ser minimizado por el uso de altas tasas de flujo. Se encontró que la permeabilidad relativa no varía con la tasa de flujo en la ausencia de efectos de frontera.
- Datos de permeabilidad relativa en estado inestable pueden ser calculadas fácilmente a partir de las técnicas gráficas desarrolladas por Jones-Rozelle (JR) las cuales son equivalentes a las ecuaciones de Welge.
- Se encontró que el método JBN arroja resultados confiables los cuales están de acuerdo con las medidas directas de permeabilidades relativas obtenidas en pruebas de flujo en estado estable, este método consume menos tiempo que otros métodos confiables como el JR para obtener valores de permeabilidad relativa a partir de datos obtenidos en pruebas de desplazamiento sobre núcleos. Aunque el método JR da resultados semejantes a los del JBN éste es más tedioso y requiere de una mayor apreciación de los datos por parte del encargado de los análisis de la prueba. Por tal razón nosotros recomendamos trabajar con el método JBN.
- Cuando solamente una fase de fluido esta presente y fluye lo suficientemente rápido para permanecer las partículas suspendidas, los finos de formación se mueven a través de los poros con el fluido, a menos

que ellos mecánicamente se conecten a las restricciones porales. Las conexiones pueden ser destruidas por disturbios de presión o contraflujos. La mojabilidad de la partícula y las fuerzas de tensión interfacial-superficial también influyen fuertemente la movilidad de la partícula cuando varias fases están presentes. Las partículas se moverán solamente si la fase que las moja esta moviéndose.

RECOMENDACIONES

- Es muy importante que cualquier fluido con el que se vaya a trabajar previamente deba ser filtrado y desaireado. La filtración al vacío se emplea fundamentalmente para separar impurezas que pueda contener el aceite. El desaireado consiste en liberar el aire que pueda contener dicho aceite, el montaje a utilizar consta de un recipiente donde se encuentra el fluido y de una barra magnética en su interior.

- Seguir las indicaciones que se dan para el corrimiento de la prueba en la parte de montaje de la muestra cumpliendo cada una de manera satisfactoria, con el fin de garantizar un óptimo funcionamiento durante largo tiempo, además, mantener condiciones seguras en las prácticas llevadas a cabo.

- Después de realizar cualquier prueba de desplazamiento, es necesario realizar una limpieza al equipo para evitar daños por corrosión u obstrucción en algunos de los subsistemas.

- Realizar mantenimientos preventivos al Equipo de Desplazamiento Positivo de forma periódica, ya que de esto depende el buen funcionamiento del equipo y la confiabilidad de los resultados obtenidos.

- Aunque el método JR da resultados semejantes a los del JBN éste es más tedioso y requiere de una mayor apreciación de los datos por parte del encargado de los análisis de la prueba. Por tal razón nosotros recomendamos trabajar con el método JBN.

BIBLIOGRAFIA

1. API RP 27. RECOMMENDED PRACTICE FOR DETERMINING PERMEABILITY OF POROUS MEDIA. Third Edition, September 1952. Reissued August, 1956.
2. API RP 40. RECOMMENDED PRACTICES FOR CORE ANALYSIS. Second Edition, February 1998.
3. API RP 42. RECOMMENDED PRACTICES FOR LABORATORY EVALUATION OF SURFACE ACTIVE AGENTS FOR WELL STIMULATION. Second Edition, January 1977. Reaffirmed February 1990.
4. Amott, E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Trans. AIME (1959) 216, 156-62.
5. Donaldson, E.C., Thomas, R.D., and Lorenz, P.B.: "Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency" SPEJ (March 1969) 13-20.
6. Freddy H. Escobar, Ph.D: "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos".
7. Cuiec, L.E.: "Rock/Crude Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation", paper SPE 13211 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19.
8. Ehrlich, R. and Wygal, R.J.: "Interrelation of Crude Oil and Rock Properties UIT the Recovery of Oil by Caustic Waterflooding", SPEJ (Aug. 1977) 263-70.
9. Craig, F.F.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3, 12-44.
10. Treiber, L.E., Archer, D.L., and Owens, W.W.: " A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs", SPEJ (Dec. 1972) 531-40.

11. Batycky, J.P. et al: "Interpreting Relative Permeability and Wettability from Unsteady State Displacement Measurements", SPEJ (June 1981) 296-308.
12. PAPER SPE 99734. ESTIMATION OF RELATIVE PERMEABILITY FROM DISPLACEMENT PRESSURE DATA. R.G. Barroeta and L.G. Thompson, U. of Tulsa. 2006
13. PAPER SPE 1023. CALCULATION OF RELATIVE PERMEABILITY FROM DISPLACEMENT EXPERIMENTS. E.F. Johnson, D.P. Bossler, and V.O. Naumann, Jersey Production Research Co. 1959
14. Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans., AIME (1942) 146, 107-16.
15. Rose, W.: "Relative Permeability", Petroleum Engineering Handbook, C.28 (1985).
16. Archer, J, and Wong, S.W.: "Use of a Reservoir Simulator To Interpret Laboratory Waterflood Data", SPE 3551, presented at The SPE-AIME 46th Annual Fall Meeting, New Orleans Oct. 3-6, 1971.
17. Sigmund, P.M. and Mc Caffery, F.G.: "An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media", SPE 6720, presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 9-12, 1977.
18. Chierici, G.L.: "Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities", SPE 10165, presented at the 58th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, San Antonio, October 5-7, 1981.
19. Kerig, P.D. and Watson, A.T.: "Relative Permeability Estimation From Displacement Experiments: An Error Analysis", SPE Reservoir Engineering, March 1986.
20. Lee, T.Y. and Seinfeld, J.H.: "Estimation of Absolute and Relative Permeabilities in Petroleum Reservoirs; Inverse Problems", Vol.3, p. 711, 1987.

21. Kulkarni, K.N. and Datta-Gupta, A.: "Estimating Relative Permeability from Production Data: A Streamline Approach; Society of Petroleum Engineers Journal. Vol. 5, p.400, 2000.
22. Watson, A.T., Seinfeld, J.H., Gavalas, G.R. and Woo, P.T.: "History Matching in Two-Phase Petroleum Reservoirs", Society of Petroleum Engineers Journal. Vol. 20, p. 521, 1980.
23. Reynolds, A.C., Li, R. and Oliver, D.S.: "Simultaneous Estimation of Absolute and Relative Permeability by Automatic History Matching of Three-Phase Flow Production Data", Journal of Canadian Petroleum Technology, March 2004, Volume 43, No. 3.
24. Mitlin, V.S., Lawton, B.D., McLennan, J.D. and Owen, L.B.: "Improved Estimation of Relative Permeability from Displacement Experiments", SPE 39830, presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Mexico, 3-5 March 1998.
25. Welge, H.J.: "Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME (1952).
26. PAPER SPE 6045. GRAPHICAL TECHNIQUES FOR DETERMINING RELATIVE PERMEABILITY FROM DISPLACEMENT EXPERIMENTS. Jones, S.C., Marathon Oil Co.; Roszelle, W.O., Marathon Oil Co. 1978
27. PAPER SPE 14875. CORE CLEANING FOR RESTORATION OF NATIVE WETTABILITY. Gant, Preston L., Conoco Inc.; Anderson, William G., Conoco Inc. 1988
28. Cuiec, L.E.: "Restoration of the Natural State of Core Samples", paper SPE 5634 presented at the 1975 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28- Oct. 1.
29. Conley, F.R. and Burrows, D.B.: "A Centrifuge Core Cleaner", JPT (Oct. 1956) 343 44; *Trans.*, AIME, 207.
30. Stewart, C.R. and Spurlock, J.W.: "How to Analyze Large Core Samples" Oil & Gas J. (Sept. 15, 1952) 89-95, 120-24

31. Bynum, R.S. and Koepf, E.H.: "Whole Core Analysis Methods and Interpretation of Data From Carbonate Reservoirs", JPT (Nov. 1957) 11-15
32. Jennings, H.Y. Jr.: "Effects of Laboratory Core Cleaning on Water-Oil Permeability" *Prod. Monthly* (Aug. 1958) **22**, No. 10, 26-32.
33. Grist, D.M., Langley, G.O., and Neustadter, E.L.: "The Dependence of Water Permeability on the Core Cleaning Method in the Case of Some Sandstone Samples" *J. Cdn. Pet. Tech.* (April-June 1975) 14, No. 2, 48-52
34. Kancev, I.Subero L., y Castillo, J.: "Daños de formación por migración de finos" INT.02670,93, 1993. Intevp, S.A. Los Teques.
35. Keelan, D.K., y Koepf, E.H.; "The role of cores and core analysis in evaluation of formation damage". JPT (Mayo 1977) 482 – 490.
36. Muecke, T.W.: "Formations fines and factors controlling their movement in porous media". JPT (Feb. 1979) 144 -150.
37. Sarkar A.K. y Sharma, M.M., "Fines migration in two-phase flow". JPT (May 1990) 646 – 652.
38. D.K. Keelan, E.H. Koepf "The role of cores and core analysis in evaluation of formation damage". Paper SPE 5696. Core Laboratories Inc. 1977

ANEXOS

ANEXO A. OBTENCIÓN, MANEJO, PRESERVACIÓN Y PREPARACIÓN DE NÚCLEOS

Los núcleos o muestras de rocas son obtenidos durante un programa de corazonamiento cuyo principal objetivo es conseguir una muestra representativa de la formación y minimizar las alteraciones físicas de la muestra durante su manejo y almacenamiento. Se debe tener cuidado en la obtención, manejo, preservación y preparación de rocas del yacimiento para que los datos obtenidos en el laboratorio durante un análisis de núcleos tengan un mayor grado de confiabilidad.

OBTENCIÓN DE MUESTRAS DE CORAZÓN

El objetivo de cada operación de corazonamiento es recopilar información (*tipo de roca, ambiente de depositación, mineralogía, permeabilidad, porosidad, presión capilar, etc*) que conduzca a una producción más eficiente de petróleo y gas. La selección de un fluido de corazonamiento se basa en cuatro puntos: seguridad, objetivo principal del programa de corazonamiento, problemas ambientales y costos.

Un sistema de corazonamiento generalmente consta de un barril interno suspendido por una junta giratoria (swivel assembly) dentro de un barril externo que esta sujeto a la sarta de perforación. Una broca de corazonamiento se une al fondo del barril externo y un core catcher esta sujeto en el fondo del barril interno. El fluido de perforación es bombeado y baja por la sarta de perforación, luego pasa a través de la unión giratoria, después por el anular entre el barril interno y externo y finalmente sale por la broca de corazonamiento.

Existen tres sistemas de corazonamiento:

- Convencional: Las herramientas convencionales están disponibles para cortar núcleos con diámetros externos desde 1.75" a 5.25". La longitud del corazón puede variar de 1.5' y 400' para formaciones densas, uniformes y consolidadas. El diámetro y longitud del corazón que puede ser cortado en un viaje dependerá en gran parte del tamaño del pozo, ángulo, esfuerzo de la roca y su litología.
- Especial: Este sistema se ha desarrollado para suplir necesidades específicas de corazonamiento, por ejemplo para recuperar núcleos manteniéndolos a condiciones de presión del yacimiento siendo este un

método muy efectivo para obtener mejores datos de saturación de petróleo; también tienen una gran aplicación para mejorar la calidad de los núcleos tomados desde rocas inconsolidadas o fracturadas.

- *Lateral:* Este sistema fue diseñado para obtener muestras de corazón de la cara del pozo después de que este ha sido perforado y registrado, y antes de que el revestimiento sea corrido. Estas herramientas pueden ser colocadas en la zona de interés usando datos de registros de potencial espontáneo o gamma.

Las brocas (**figura A-1**) son una parte básica del sistema de corazonamiento, la elección apropiada de una broca depende de varios factores como dureza, abrasividad y variaciones litológicas de la roca; afortunadamente los fabricantes disponen de manuales que ofrecen información general para una mejor selección del tipo de material del cual va estar constituida la broca. La selección final de un sistema particular dependerá de la formación, litología y objetivos del programa de corazonamiento.

Figura A-1. Brocas de Corazonamiento



MANEJO Y PRESERVACIÓN DE NÚCLEOS “IN-SITU”

Los objetivos de un programa de manejo de núcleos es obtener una muestra que sea representativa de la formación, minimizar las alteraciones físicas de la muestra durante su manejo y almacenamiento. Los principales cuidados que se deben tener en el manejo y preservación de rocas del yacimiento para análisis de corazón es la selección de un material de preservación no-reactivo (**ver figura A-2**), prevenir la pérdida de fluido o la adsorción de contaminantes.

Existen diferentes métodos para la adquisición de núcleos, entre ellos esta el uso de un *barril interno de acero reutilizable estándar* usado para obtener núcleos sobre rocas homogéneas consolidadas. Mientras que núcleos de rocas fracturadas o no consolidadas requieren mecanismos de estabilización.

Figura A-2. Barril con contenedor plástico



La correcta aplicación de un método para el manejo y preservación de núcleos depende en gran parte del tipo de roca, grado de consolidación y tipo de fluido. Cuando una formación contiene una gran variación litológica y una porosidad heterogénea (tal como en conglomerados, chert, yacimientos fracturados, e intercalaciones de shale y areniscas) la selección apropiada de muestras representativas requiere de un mayor cuidado.

PREPARACIÓN DE NÚCLEOS

La mayoría de las muestras de interés práctico deben ser obtenidas a partir de núcleos provenientes de pozos de petróleo; por lo tanto, el tamaño máximo del núcleo de prueba es determinado por el tamaño del corazón disponible. Siempre las muestras deben ser cortadas en un área transversal de 2 a 10 cm² y una longitud de 10 cm o más. Para reducir al mínimo los efectos ocasionados por heterogeneidades locales en el material, tales como concreciones y pequeñas laminas de shale, las muestras deben tener un tamaño apropiado.

Cualquier forma geométrica que permita flujo rectilíneo, exactitud y fácil medición de las dimensiones (área transversal y longitud) puede ser empleada. Las forma geométrica de las muestras que se han usado extensamente son la cilíndrica (caja sólida y cortada axialmente), cúbica y de rectangular. La forma de la muestra seleccionada esta sujeta a factores tales como: litología de la muestra, cantidad disponible, tratamiento que se le pueda suministrar (corte,

extracción, secado, manipulación) sin destruirla, tiempo disponible para la prueba, equipo disponible y posiblemente otro criterio.

No se ha desarrollado ningún método confiable para la determinación de permeabilidad de areniscas no consolidadas, porque la permeabilidad de este material se alterará con el grado de selección y compactación durante la prueba. Sin embargo, las areniscas después de su extracción y secado pueden ser empacadas y comprimidas a una presión apropiada para obtener compactación y después colocadas en un permeámetro para la medición de la permeabilidad de la forma habitual.

Método de corte. Las muestras de núcleos pueden cortarse y pulirse con la ayuda de herramientas de fracturamiento mediante sierras de corte o discos ásperos de abrasión o pueden ser perforados dependiendo del tamaño y naturaleza física de la muestra original y de la forma deseada en la prueba. Se debe evitar un sobrecalentamiento en el corte para prevenir la deshidratación, encogimiento e incluso la fusión de minerales.

Los métodos de corte pueden involucrar el uso de un líquido para enfriar y remover los cortes, este líquido no debe causar una desintegración apreciable del material cementante y para mejores resultados la muestra (en caso de no tener líquido) debe ser saturada antes de la operación de corte. La falta de saturación en el material puede resultar en taponamiento debido a los efectos capilares generados por cortes finos dentro de los poros con una seria reducción de la permeabilidad. Agua, kerosene, y algunas veces otros líquidos orgánicos pueden ser usados satisfactoriamente como refrigerantes y agentes de corte.

Extracción y preparación de muestras para las pruebas. Todos los núcleos deben ser acondicionados para las pruebas, generalmente las pruebas no se realizan inmediatamente después de que las muestras son recuperadas del pozo, así que se les debe realizar un proceso de limpieza y secado a fondo antes de hacer las diferentes pruebas y mediciones como las de permeabilidad.

El proceso de limpieza se realiza mediante un extractor y el uso de un solvente, el más comúnmente usado es el aparato de extracción Soxhlet, el cual utiliza un solvente el cual disuelve y extrae el aceite y el agua eficientemente y no ataca la muestra. El solvente seleccionado para el proceso de extracción no debe atacar, alterar o destruir la estructura de la muestra. Otras propiedades deseables de mantener son los valores adecuados de tensiones superficiales e interfaciales las cuales son indicativas de la mojabilidad, no inflamabilidad y una presión de vapor baja para permitir que haya una temperatura lo bastante baja para facilitar la extracción y también lo bastante alta para que se pueda

dar la evaporación y el secamiento posterior de la muestra. Otro factor muy importante es el económico, ya que un bajo costo es siempre deseable. Ningún solvente resuelve todos los requerimientos en un máximo grado.

En la adecuación del núcleo para la prueba, específicamente durante el proceso de extracción de los fluidos y limpieza del núcleo no es recomendable pensar que va haber un completo retiro del agua por el proceso de evaporación durante el secado final, porque las sales que son arrastradas por el agua podrían ser depositadas dentro de los poros de la muestra, por consiguiente se alteraría la permeabilidad. Se deben utilizar solventes que sean miscibles con ambas fases (p.e.: Butanol y Acetona) siempre que el contenido de sal en el aceite, agua connata o de la muestra sean altos.

Una buena forma de determinar la eficiencia de la limpieza en la muestra es mediante la observación del color del solvente el cual sale periódicamente desde el extractor. Si no hay luminiscencia del fluido extraído ante la luz fluorescente es un buen criterio de la eficiencia en la extracción de aceite en la medida de en que cualquier solvente particular este involucrado. Cuando se tiene material residual que dificulta el desplazamiento de parte del solvente se debe continuar la extracción cambiando a otro solvente con mayor poder de disolución para los residuos que se encuentren en los poros.

Después de la extracción de los fluidos, la muestra debe ser sometida al proceso de secado. En este proceso se busca evitar la deshidratación de minerales hidratados que pueda contener el núcleo, para rocas fácilmente deshidratables se puede realizar primero un lavado con un solvente inerte para remover el aceite (benceno) y por medio de otro se remueve el agua (acetona); la permeabilidad de tales muestras es entonces medida con el último fluido usado en pro de evitar el secamiento de la muestra. La única precaución que debe seguirse en el secado de las muestras es el de secarlas a una temperatura lo suficientemente alta para remover todo el solvente y otros fluidos eficientemente. Pero no tan alta como para que haya pérdida de agua de hidratación y minerales de cristalización. En general esta precaución significa que la temperatura máxima de secado debe estar por debajo de 210 a 215 °F para evitar una alteración en la estructura lo suficientemente grande que altere la permeabilidad.

Montaje de las muestras en el porta núcleos (Core-Holder). El contenedor de muestras debe estar diseñado de manera que cuando la muestra se monta apropiadamente dentro de este, la unidad completa sea a prueba de escapes y cuando la presión se aplica a un extremo del sistema todo el flujo sea a través del medio poroso. Debe tenerse cuidado de que el fluido no “bypasee” (pase por un lado) la muestra a través de un sello imperfecto entre la muestra y las

paredes del contenedor, es necesario confinar la muestra dentro del contenedor para garantizar el sello.

Selección del fluido de prueba. En un sentido práctico puede decirse que la permeabilidad del medio poroso depende en parte del fluido usado en su medición. Consecuentemente, la elección de un fluido de prueba para un medio particular se debe hacer pensando en las propiedades del fluido y del medio, así como el propósito para el cual se van usar los datos de permeabilidad. La mayoría de los trabajos sobre permeabilidad han utilizado el aire como fluido de prueba. El agua dulce y salada son una segunda opción, aunque frecuentemente son menos usadas; algunos investigadores recomiendan utilizar agua en la obtención de la permeabilidad de rocas con alto contenido de bentonita porque estas probablemente siempre reaccionan y se hinchan en contacto con el agua.

Gases no reactivos como el aire, nitrógeno o el helio son ideales para muchos trabajos prácticos, particularmente si la permeabilidad al gas a una presión media (infinita) es obtenida por el método de extrapolación Klinkenberg. El aire como fluido de prueba tiene la ventaja de su bajo costo y fácil disponibilidad, pero una desventaja es que requiere un proceso de secado. El Nitrógeno y el helio son los más costosos, particularmente el último, pero poseen la ventaja de estar disponibles en cilindros presurizados para la mayoría de los trabajos experimentales. En los trabajos prácticos de ingeniería de yacimientos para determinar la permeabilidad de areniscas petrolíferas emplean como fluidos de prueba las salmueras o el agua que se usa para ser inyectada en las formaciones geológicas o para mantenimiento de la presión.

Tales aguas frecuentemente son complejas en su composición y son químicamente y físicamente inestables a tal grado que se presentarían varias dificultades experimentales. No solamente el agua de formación (salmueras) puede ser inestable, también puede contener material o compuestos los cuales taponan la muestra. Debido a lo anterior las salmueras sintéticas con una composición correspondiente al análisis químico del agua de formación o una salmuera con salinidad estándar (usualmente 10 %) debe ser usada. A pesar de la obvia utilidad de los datos de permeabilidad al aceite en los cálculos de yacimientos (simulación de yacimientos), el aceite crudo rara vez es usado como fluido de prueba por las grandes dificultades experimentales que presenta. Sin embargo, líquidos hidrocarburos tales como el pentano o el hexano algunas veces se usan para obtener alguna idea de la permeabilidad del medio poroso al aceite.

Métodos de limpieza de núcleos. Ciertos aditivos usados en los fluidos de completamiento y perforación pueden alterar la mojabilidad del núcleo, por ejemplo los surfactantes en lodos de perforación con emulsión inversa de aceite son conocidos por alterar la mojabilidad. Debido a que los métodos de limpieza rutinarios no eliminan estos surfactantes, el núcleo que es usado para análisis especiales de laboratorio es dejado con una mojabilidad alterada, así que las pruebas con estas muestras para determinar datos como permeabilidades relativas, presiones capilares y exponentes de saturación producirán datos erróneos. Para obtener resultados confiables se deben desarrollar métodos de limpieza²⁷ para remover estos surfactantes, permitiendo la restauración de la mojabilidad a su estado natural. La mojabilidad de un núcleo puede ser restaurada en tres pasos, el primero es limpiarlo para remover todos los componentes desde la superficie, el segundo paso es fluir fluidos del yacimiento dentro del núcleo, seguido por un desplazamiento de aceite crudo para simular el flujo de petróleo en el núcleo. En el tercer paso el núcleo es colocado de nuevo a temperatura de yacimiento por un tiempo suficiente para establecer un equilibrio de adsorción.

En la mayoría de los casos la mojabilidad del núcleo es alterada ya sea porque:

1. El núcleo fue expuesto a oxígeno y/o se permitió secar.
2. El núcleo fue tomado con un lodo que contenía surfactantes, tales como un lodo de perforación con emulsión inversa de aceite.

Dos principales razones para la limpieza de núcleos son:

- Remover todos los líquidos del núcleo, permitiendo que la porosidad, permeabilidad y la saturación de fluidos pueda ser medida.
- La limpieza de núcleos es un primer paso para restaurar la mojabilidad de núcleos que han sido alterados.

➤ **Destilación-Extracción:**²

Es el método de limpieza²⁷ más comúnmente usado, es relativamente lento. Una ventaja es que es el único método de limpieza en el cual el fluido de saturación puede ser determinado usando un solvente como el tolueno. En este método, la muestra es colocada en un aparato de extracción Soxhlet o Dean-Stark, el cual utiliza un solvente que disuelve y extrae el aceite y el agua eficientemente y no reacciona con la muestra. Durante el proceso de limpieza el solvente utilizado para desplazar los fluidos de la muestra (agua, aceite o ambos) pasa primero por un extractor cargado con la muestra, luego el solvente continuamente se destila, condensa y finalmente se distribuye de

regreso por el extractor, el proceso se termina cuando la coloración del solvente en el sifón muestra un color limpio, después de un tiempo no inferior a una hora. La eficiencia de la extracción puede ser mejorada mediante ciclos de inyección alternados con solventes fríos y calientes, seguido por un rápido drenaje y por el proceso de destilación, condensación y distribución descrito antes.

El aparato de extracción Soxhlet puede ser modificado para hacer extracción bajo presión de modo que se puede cargar en el extractor un gas fácilmente soluble en el solvente durante el periodo de la saturación en el ciclo de extracción. La variación automática de la presión durante el periodo de drenaje resulta en un aumento del gas contenido en los poros de la muestra que sirve para expulsar una parte considerable del solvente saturado. Una extracción cíclica continua aumenta la eficiencia de la extracción y disminuye el tiempo requerido para la misma.

Una desventaja de este método es que el solvente no puede contactar todo el núcleo ya que las muestras frecuentemente tienen pequeñas gargantas porales que hacen que el solvente fluya con dificultad a través de ellas cuando se usan métodos gravitacionales tales como el de destilación-extracción. Otra desventaja de este método es que en ocasiones una roca que esté mojada por agua cambie a ser mojada por aceite, ya que en el proceso de extracción es posible que se evapore el agua intersticial permitiendo que el aceite residual haga contacto con la roca y forme depósitos mojados por aceite los cuales son casi imposibles de remover.

➤ **Desplazamiento de fluidos:**

La muestra es colocada en un core-holder y los solventes son inyectados bajo presión dentro del núcleo. La inyección del solvente puede ser continua o intermitente. El solvente y el núcleo pueden estar a una temperatura elevada o a temperatura ambiente. Este método es más efectivo que el de destilación-extracción porque el solvente debe ser capaz de tener un mayor contacto con la superficie de la roca cuando inyectamos bajo presión, especialmente cuando aplicamos alguna contrapresión. Cuiec²⁸ manifestó que él se sentía identificado con este método ya que él nunca estuvo seguro que el método de destilación-extracción fuera efectivo dentro de la muestra.

➤ **Lavado por Centrifugación:**

En este método²⁹ se usa una centrifuga con una cabeza diseñada especialmente para inyectar un solvente limpio en forma de vapor caliente sobre la muestra. La fuerza centrífuga causa que el solvente fluya a través del núcleo y limpie la muestra. Se pueden usar diferentes tipos de solventes, pero

el cloroformo es el solvente más utilizado en este método. La ventaja del lavado por centrifugación radica en que es un método relativamente rápido, particularmente para muestras compactadas que no pueden limpiarse eficazmente por el método de destilación- extracción. Las principales desventajas que presenta el método son la limitación con relación al tamaño de las muestras (pequeñas – tipo tapón) y además requiere que el núcleo sea resistente a los esfuerzos mecánicos.

➤ **Extracción con Solvente mediante empuje de gas:**

Este método^{2,30,31} se usa normalmente para núcleos cuando la saturación de fluidos no es necesaria. El núcleo es limpiado por ciclos repetidos de empuje de gas disuelto. Un solvente (típicamente tolueno) saturado con CO₂ es inyectado dentro del núcleo bajo presión. La presión es luego reducida rápidamente permitiendo que el CO₂ se expanda y desplace el solvente a través del espacio poroso para remover el aceite y el agua. El núcleo puede ser calentado para aumentar la eficiencia de la limpieza. Después de cierto número de ciclos (5 a 10) el núcleo no tendría presencia de aceite, mientras que el agua y solvente remanente son removidos por vaporización. Desafortunadamente este método puede fracturar muestras inconsolidadas o pobremente consolidadas. Otro problema con este método es que la reacción del crudo con el CO₂ puede causar precipitación de asfáltenos y resinas.

➤ **Extracción con fluidos supercríticos y secado en el punto crítico:**

La limpieza en el punto-critico se ha usado ampliamente para limpiar arcillas sensibles y muestras biológicas sin generar daño estructural en el secado, lo cual se ha verificado por medio de un examen de microscopia de barrido electrónico (Scanning Electron Microscope-SEM). Mientras que otros métodos como el secado con aire o por congelamiento pueden alterar seriamente la estructura de la arcilla porque los efectos de la tensión superficial pueden comprimir las arcillas o causar que las láminas de arcilla se enrollen y se hagan tubulares alterando el arreglo de las partículas de estos sedimentos frágiles.

En la limpieza en el punto-critico la muestra es barrida con una serie de fluidos miscibles para remover los fluidos del núcleo; debido a que los fluidos son miscibles no hay interfases entre la fase desplazante y desplazada previniendo los efectos de tensión superficial y permitiendo que todos los fluidos originalmente en el núcleo sean removidos. El último paso es secar el núcleo sin formar alguna interfase liquido-vapor con el uso de un fluido supercrítico, el más típico es el CO₂ liquido, el cual es inyectado en el núcleo y luego la temperatura es elevada cerca del punto crítico y por consiguiente el CO₂ se vuelve un denso gas supercrítico sin formar interfases liquido-vapor. La presión luego se reduce lentamente retirando el CO₂ gaseoso y dejando una muestra seca y limpia.

La limpieza con fluidos supercríticos en combinación con otros solventes como el metanol puede ser también efectiva en la limpieza de núcleos contaminados. Para evitar la precipitación de asfaltenos, el crudo tendría que ser desplazado con otros fluidos antes de que sea inyectado el CO₂ supercrítico. La ventaja de usar CO₂ en el estado supercrítico es que mejora la solubilidad para un gran número de solutos. Se ha observado que materiales que alteran la mojabilidad tales como los asfaltenos, porfirinas y surfactantes con alto peso molecular se pueden remover desde superficies de sílice con el uso de CO₂ supercrítico. Sin embargo, no se han reportado experimentos en núcleos.

➤ **Calentamiento del núcleo en la presencia de oxígeno:**

Esta técnica se usa para limpiar núcleos fuertemente mojados por agua, en este método el núcleo es calentado en la presencia de oxígeno para remover contaminantes y estabilizar las arcillas. La temperatura típica está alrededor de los 930°F (500°C) la cual es suficientemente alta para que los contaminantes sean quemados y más baja para que el Carbonato de Calcio se convierta a Oxido de Calcio. Este método es recomendable solo para núcleos fuertemente mojados por agua porque es demasiado severo con la muestra, y las arcillas son alteradas irreversiblemente. Este método no es recomendable para limpieza de núcleos usados para análisis rutinarios y especiales.

Limpieza de núcleos con solventes para remover contaminantes. La limpieza de núcleos para remover contaminantes es todavía un proceso de ensayo y error donde se deben probar diferentes solventes¹. Hay dos cosas que se deben tener en cuenta a la hora de elegir un solvente:

(1) El tipo de crudo y la superficie mineral, ya que ellos ayudan a determinar la cantidad y tipo de mojabilidad que están alterando los materiales absorbidos.

(2) La mezcla de solventes son generalmente más efectivos que un solo solvente. Algunos solventes que dan buenos resultados con algunos crudos y núcleos frecuentemente fallan en otros casos. Los siguientes solventes se han reportado que dan resultados pobres cuando se usan solos: cloroformo, benceno, disulfuro de carbono, etanol y tolueno.

Para la limpieza de núcleos en análisis rutinarios el API reporta para crudos asfálticos se recomienda el tolueno. Muchas investigaciones han hallado que el tolueno cuando es usado solo es uno de los solventes menos efectivos cuando se limpia el núcleo para la restauración de su mojabilidad. El tolueno generalmente es muy efectivo cuando se combina con otros solventes como el metanol o etanol.

El uso de solventes que cuenten con la presencia de cloro en el proceso de extracción en algunas muestras puede ser dañino, debido a una tendencia hacia la hidrólisis del solvente en la presencia de agua con la consecuente liberación de ácido clorhídrico. El ácido clorhídrico obviamente puede atacar los minerales de carbonatos y consecuentemente el sistema poroso, por lo tanto la permeabilidad en muestras de calizas y dolomitas puede ser alterada, como también en areniscas que contengan carbonatos como material cementante. Es recomendable que para un trabajo confiable se deben desarrollar pruebas de compatibilidad entre el solvente, el crudo y la arena en cuestión.

Se tiene conocimiento de un trabajo hecho por Jennings³² sobre limpieza de núcleos contaminados con lodos de perforación base-aceite y emulsión-aceite, él limpió varios núcleos contaminados con tolueno y encontró que la mojabilidad estaba inalterada, indicando que el tolueno fue inefectivo. Por lo tanto se concluyó que el tolueno es un solvente pobre para la limpieza de contaminantes provenientes de lodos de perforación.

Grist *et al.*³³ comparó la limpieza realizada por el método de destilación-extracción usando tres mezclas diferentes de solventes. El menos efectivo de los tres métodos de limpieza fue la extracción con un reflujo de tolueno durante toda una noche. El segundo más efectivo fue una extracción con reflujo de tolueno seguido por dos días de extracción con una mezcla de cloroformo y metanol. Finalmente, el método más efectivo fue un reflujo con tolueno seguido por tres semanas de extracción con cloroformo y metanol. En la última etapa de limpieza el metanol fue usado solo. Un reflujo con tolueno y metanol también fue capaz de limpiar un núcleo con éxito. El tolueno removía los hidrocarburos y algunos componentes polares débiles, mientras que el metanol removía los componentes polares y la sal cristalizada que se encuentra disuelta en los poros, lo que permitía un mayor acceso del tolueno durante la subsiguiente extracción. Grist *et al.* recomendaron que las muestras fueran limpiadas ya sea por: (1) Extracción con una mezcla de cloroformo-metanol o (2) Extracción alternando tolueno y metanol. Ellos creen que la extracción tolueno-metanol es probablemente mejor para crudos asfálticos porque los asfaltenos son solubles en el tolueno. Cuiec²⁸ comparó la eficiencia de diferentes solventes y encontró que los solventes ácidos son más efectivos para la limpieza de areniscas mientras que los tipo básicos son mejores en la limpieza de calizas. Esta diferencia fue atribuida a la naturaleza ácida de la superficie de la arenisca y la naturaleza básica de la superficie de la caliza.

ANEXO B. ANALISIS Y EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es una condición la cual ocurre cuando se obstruye el flujo en la región cercana a la cara del pozo dando origen a una disminución de la rata de producción esperada o de la rata de inyección. Este problema ha sido reconocido por varias décadas como el mayor aportador a las anomalías de producción y/o declinación anormal en la productividad o inyectividad en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos. El entendimiento del daño a la formación requiere involucrar diversas especialidades de campo tales como química de orgánicos e inorgánicos, fisicoquímica, ciencias coloidales e interfaciales, cinética química, mineralogía, diagénesis y transporte de fluidos a través del medio poroso.

Numerosos aditivos químicos (demulsificantes, inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, agentes de control de alcalinidad y bactericidas) normalmente usados en varias operaciones petroleras pueden actuar adversamente con los fluidos del yacimiento y la roca al cambiar la tensión interfacial, y alterar la preferencia de mojabilidad de la roca, de mojada por agua a mojada por aceite y viceversa. Tal cambio puede reducir la permeabilidad efectiva al hidrocarburo en las regiones invadidas del yacimiento cercanas a la cara del pozo ocasionando un daño a la formación. Junto con estos cambios en las propiedades superficiales e interfaciales esta el potencial para formar emulsiones de agua o aceite, tales emulsiones pueden ser estabilizadas por la presencia de emulsificantes, y partículas finas/arcillosas. Las partículas de emulsión las cuales tienen mayor tamaño que las gargantas interporales bloquearan los poros, incrementando la viscosidad y reduciendo la movilidad efectiva de los hidrocarburos y por consiguiente afectando la productividad.

En el yacimiento se pueden presentar distintas formas de daño a la formación, tales como:

- Taponamiento por sólidos de lodo de perforación
- Migración de finos
- Hinchamiento de arcillas
- Bloqueo por emulsiones
- Alteración de la mojabilidad
- Reducción de la permeabilidad relativa
- Depositación de orgánicos
- Depositación de inorgánicos
- Taponamiento por partículas inyectadas
- Precipitación secundaria de minerales

- Transformación de minerales
- Taponamiento por bacterias
- Arenamiento

MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo; en primer lugar, aquellos que producen depósitos que alteran las condiciones originales de los poros y la matriz de la roca, alterando las propiedades interfaciales roca - fluidos, y las tensiones superficiales entre los fluidos; en segundo lugar también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico³⁴.

Interacciones roca/fluidos. Este mecanismo se manifiesta cuando el daño a la formación es causado por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad. La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

- **Migración/Taponamiento por partículas finas.** Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a las gargantas de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución de la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima³⁵.

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal (menores a 2 micrones) hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas de mayor tamaño son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).

Las arcillas autigénicas son las que mas afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la

trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que halla un 2% presente de esta para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

- **Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso.** Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de estos, lo que produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH³⁶. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos, dependiendo de varios factores:

Factor químico, solubilidad de los precipitados en el fluido de postflujo o sobre desplazamiento y en los fluidos del yacimiento.

Factor cristalográfico, los precipitados pueden ser cristalinos o amorfos.

Factor morfológico, los precipitados pueden depositarse sobre los poros o llenar el espacio poroso.

Factor de concentración, la concentración del precipitado puede ser suficiente para causar taponamiento en los poros.

Factor yacimiento, el daño que una cantidad de precipitado puede causar esta relacionado con las propiedades de la roca, tales como permeabilidad, tamaño de los poros, etc.

Todos estos fenómenos de interacción roca/fluido han sido estudiados en laboratorio, trabajando sobre núcleos de arenisca limpia, sin la presencia de crudo residual; se ha comprobado que la presencia de crudo influye de forma determinante, ya que hay otro mecanismo de precipitación que debe ser considerado, es el de los asfaltenos³⁷

Los asfaltenos están presentes en los crudos como dispersiones coloidales de alto peso molecular, estabilizadas en suspensión por efecto de las resinas, las cuales, al ser desestabilizadas por el ácido, permiten la floculación de los asfaltenos sobre las paredes de los poros, volviendo la roca parcialmente mojada por el crudo.

Interacciones fluido/fluido. Las interacciones fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueos por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas, y compuestos sólidos orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo³⁶

- **Precipitación orgánica e inorgánica.** La precipitación de sólidos de las salmueras utilizadas en el completamiento o trabajos de workover de los pozos, y del crudo de la formación pueden causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras, u orgánicos que provienen del crudo³⁶. Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de formación son incompatibles, y/o se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de scale (escamas), y se depositan cuando se altera el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sales disueltas.

Los depósitos orgánicos más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfáltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadenas largas que precipitan ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del mismo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfáltenos son compuestos aromáticos y naftenicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo; cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfáltenos pueden flocular, formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación¹. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

- **Fenómenos interfaciales.** El daño a las formaciones puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo³⁵. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño. Estos fenómenos son:

Bloqueo por emulsiones, ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cercana al pozo puede quedar

reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

Bloqueo por agua³⁵, es una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo por incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías al pozo. Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de la perforación, completamiento o workover, o por comunicación con una zona productora de agua. La presión del yacimiento puede ser tan baja que no puede vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

Inversión de la mojabilidad, la acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia este. Este efecto lo producen en general, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

Daños de origen biológico³⁴, algunos pozos, particularmente aquellos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la región cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, taponando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Incluso, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyectividad de los pozos productores de agua.

MÉTODOS PARA RECONOCER EL DAÑO DE FORMACIÓN

Puede haber daño a la formación cuando un pozo esta produciendo por debajo del índice de productividad previsto y/o se esta experimentando una mayor rata de declinación que la esperada. Sin embargo, otros factores operacionales mecánicos como tamaño del pozo, penetración parcial, mala cementación también pueden afectar la productividad del pozo. Se requiere de un enfoque sistemático para el reconocimiento apropiado del problema en cualquier etapa de desarrollo del pozo y la explotación del yacimiento. Las siguientes técnicas están disponibles para la identificación del daño a la formación:

- Drill Stem Test.
- Registros de resistividad.
- Revisión del historial del pozo.
- Revisión del historial de producción.

- Comparación del comportamiento de producción de pozos cercanos.
- Pruebas de análisis del gradiente de presión del pozo.
- Análisis sistémico nodal.
- Perfil de eficiencia de la producción.
- Métodos de laboratorio para análisis de núcleos.

MÉTODOS DE LABORATORIO PARA ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Todas las técnicas discutidas hasta ahora pueden identificar la probable existencia de daño pero ninguna puede establecer en que etapa operacional puede haber ocurrido el daño y/o cuantificar la contribución relativa al daño de varias operaciones de pozo. Sin embargo, las pruebas en laboratorio de los fluidos y las técnicas usadas en varias operaciones de pozo ayudarán a descifrar no solamente el potencial del daño sino también su existencia, mecanismo y posibles soluciones al problema.

Los métodos de laboratorio de análisis de núcleos para el reconocimiento de daño a la formación se catalogan en 3 categorías:

- Análisis petrofísico de sensibilidad del yacimiento
- Pruebas de flujo dinámicas en núcleos
- Análisis químico de fluidos

EVALUACIÓN DEL DAÑO POTENCIAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, COMPLETAMIENTO Y WORKOVER

Los factores que controlan la extensión y el tamaño de las partículas sólidas del lodo, así como el filtrado de invasión en la formación deben ser considerados cuando se diseñan estudios de laboratorio para evaluar el daño inducido por la perforación, el completamiento y los trabajos de workover; así por ejemplo, la presión de overbalance generalmente se considera en las pruebas de flujo para evaluar el daño del lodo.

Keelan y Koepf³⁸ presentaron procedimientos sistemáticos para la evaluación del daño potencial de fluidos de perforación. Recientemente se ha venido discutiendo sobre los equipos y procedimientos para la evaluación de daño del lodo a condiciones de yacimiento. Los parámetros básicos determinados en estas pruebas son:

- Relación de daño de la permeabilidad de retorno
- Relación de daño seccional (SDR)
- Volumen de pérdida de filtrado durante condiciones dinámicas y estáticas.

La permeabilidad de retorno, (K_r/K_i), esta definida como la relación de la permeabilidad efectiva (medida en una dirección de producción simulada) después de la circulación del lodo (en la dirección opuesta) hacia arriba del núcleo a la misma presión overbalance, a la pre-exposición efectiva de la permeabilidad en la dirección de producción. Las movilidades efectivas totales, λ_t , son computadas en lugar de la permeabilidad efectiva, cuando mas de una fase esta presente en la muestra. La permeabilidad de retorno es a menudo determinada como una función del volumen de fluido inyectado.

Los parámetros básicos medidos en las pruebas dinámicas de flujo en núcleos son la caída de presión, caudal de flujo, volumen de fluidos inyectados, pH y análisis composicional de fluentes/afluentes. La adecuada interpretación de estos datos básicos permite a los expertos deducir la movilidad efectiva del fluido, así como los cambios en la permeabilidad debidos a la exposición del núcleo a cualquier esfuerzo cambiante y/o a varios fluidos de operación.