

01124  
10



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS PARA LA  
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

DILLANES INZUNZA JOSÉ DANIEL



DIRECTOR: ING. ÓSCAR OSORIO PERALTA

MEXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2003



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**SR. JOSÉ DANIEL DILLANES INZUNZA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Oscar Osorio Peralta y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

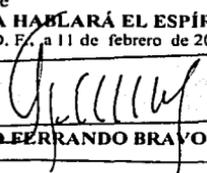
**ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

	<b>RESUMEN</b>
	<b>INTRODUCCIÓN</b>
<b>I</b>	<b>ASPECTOS GENERALES</b>
<b>II</b>	<b>FUNDAMENTOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA</b>
<b>III</b>	<b>ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS</b>
<b>IV</b>	<b>EJEMPLO DE APLICACIÓN</b>
<b>V</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>
	<b>NOMENCLATURA</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>
	<b>REFERENCIAS Y APÉNDICES</b>

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**  
Cd. Universitaria, D. F., a 11 de febrero de 2003  
**EL DIRECTOR**

  
\_\_\_\_\_  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg  
P

Autorizo a la Dirección General de Biblioteca:  
• UNAM a difundir en formato electrónico e impre.  
contenido de mi trabajo recepcionado

NOMBRE: José Daniel  
Dillanes Inzunza  
31 de Marzo de 2003  


b

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**TESIS:**

**"ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS PARA LA SIMULACIÓN DE  
YACIMIENTOS"**

**PRESENTADA POR:**

**JOSÉ DANIEL DILLANES INZUNZA**

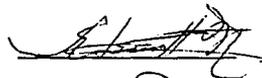
**9434103-6**

**DIRIGIDA POR:**

**ING. OSCAR OSORIO PERALTA**

**JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:**

**PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA**



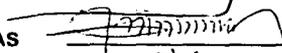
**VOCAL: ING. OSCAR OSORIO PERALTA**



**SECRETARIO: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO**



**1ER. SPTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



**2DO. SPTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ**



**MÉXICO, D.F., MARZO DE 2003**

## Agradecimientos

*El mayor de los agradecimientos a mi madre, Ma. Regina Inzunza Felix por ser padre y madre a la vez, por darme la oportunidad de seguir estudiando hasta este punto de mi vida, por ser la persona que me alimentó, vistió, por todo su cariño, sacrificios, cuidados y esperanzas invertidas; por permitirme obtener una educación y profesión, por todo eso y más le dedico esta tesis y los frutos de mi profesión, y sobre todo le doy las gracias, y que Dios me la bendiga.*

*Un agradecimiento especial a mi padre, el Sr. Alejandro Dillanes Flores, por el apoyo económico y las atenciones que me otorgó a lo largo de toda mi carrera. Y espero que este trabajo satisfaga sus expectativas.*

*Un gran agradecimiento a mi amiga, compañera y novia Angelita Monroy Amaro, por otorgarme su amistad, apoyo, cariño y confianza incondicional a lo largo de toda mi carrera. Por todo el ánimo y motivación depositados para que no me rindiera, por su apoyo en los momentos difíciles y por compartir también los momentos alegres de mi carrera. De no haber sido así, no habría conseguido esta meta, gracias.*

*El agradecimiento a la Universidad de México y a todos mis profesores, por todos los conocimientos y valores adquiridos, y por la educación y experiencias recibidas dentro de las aulas.*

---

d

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

*Un agradecimiento a mi tía Estela Dillanes y a su esposo Alfredo Abarca, que me apoyaron en gran medida y por seguir con atención mi trayectoria a lo largo de mi carrera. Además les agradezco su confianza y atención depositadas en mí.*

*Un agradecimiento a mi amigo Miguel Ángel Santos Olvera, por su amistad sincera a lo largo de todo este tiempo en la Universidad. Y por todas las experiencias vividas.*

*Un agradecimiento a mi tía Melida Calderón, por sus palabras de aliento y por su apoyo otorgado, muchas gracias.*

*El agradecimiento a mi Director de tesis Ing. Oscar Osorio Peralta, por darme la oportunidad y confianza de desarrollar este tema.*

*También el agradecimiento a mis sinodales de examen, el Ing. Eduardo G. Loreto, el Dr. Rafael Rodríguez, el Ing. Manuel Villamar y el M. I. José Martínez, por sus consejos y observaciones hechas sobre mi tesis y por aceptar formar parte de mi jurado de examen.*

*Un agradecimiento a mi padrino Bernabé Robles, por su apoyo y ayuda, muchas gracias.*

*Un agradecimiento a mis amigos y vecinos Bertha Peña y Miguel A. Monterrubio, por ofrecerme su amistad y por todas sus palabras de ánimo.*

*El agradecimiento a todos mis familiares y amigos por tenerme siempre presente en sus pensamientos y en sus vidas.*

*Por último el agradecimiento a mis amigos y compañeros de carrera: Jaime Tzompantzi, Anielmo García, Octavio Flores, Arturo Villegas, Jesús Hernández, Pablo García, Luis A. Montes de Oca, Jorge García, Luis Brito y Gabriel González.*

*Sólo me queda citar las siguientes palabras:*

*"... La simple compañía del otro, en las situaciones adversas, es tan necesaria como la propia vida..."*

*Un artista:*

*"Si eres un gran pianista y te cortan las manos ¿qué haces?*

*Me convierto en bailarín*

*¿y si te cortan las piernas?*

*Me dedico a cantar ópera*

*¿y si te arrancan la lengua?*

*Tomo entre los dientes un pincel y dibujo*

*¿y si te matan?*

*Con mi piel hacen un tambor, con mis huesos flautas*

*y con mis tripas, cuerdas de violín."*

*Alejandro Jodorowsky*

abril 2003

# ÍNDICE

	PAG.
RESUMEN.....	1
INTRODUCCIÓN.....	3
<b>CAPÍTULO I</b>	
ASPECTOS GENERALES.....	5
I.1 INTRODUCCIÓN.....	5
I.2 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.....	6
I.3 ¿QUÉ ES UN NÚCLEO?.....	10
I.4 ¿PARA QUÉ SIRVE UN NÚCLEO?.....	11
I.5 OBTENCIÓN DE NÚCLEOS EN POZOS.....	13
I.6 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS Y DE ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS.....	18
<b>CAPÍTULO II</b>	
FUNDAMENTOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.....	21
II.1 INTRODUCCIÓN.....	21
II.2 POROSIDAD.....	22
II.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	24
II.4 TENSIÓN INTERFACIAL.....	26
II.4.1 ÁNGULO DE CONTACTO.....	27
II.4.2 TENSIÓN DE ADHESIÓN.....	27
II.5 MOJABILIDAD.....	28
II.6 PRESIÓN CAPILAR.....	30
II.6.1 PRESIÓN CAPILAR FUNCIÓN - J.....	30

<b>II.7 PERMEABILIDAD.....</b>	<b>33</b>
<b>II.7.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA.....</b>	<b>33</b>
<b>II.7.2 PERMEABILIDAD EFECTIVA.....</b>	<b>34</b>
<b>II.7.3 PERMEABILIDAD RELATIVA PARA UN SISTEMA DE DOS FASES.....</b>	<b>35</b>
<b>II.7.4 PROCESOS DE DRENE E IMBIBICIÓN.....</b>	<b>41</b>
<b>II.7.5 CORRELACIONES PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS DE DOS FASES.....</b>	<b>42</b>
<b>II.7.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA UN SISTEMA DE TRES FASES.....</b>	<b>50</b>
<b>II.7.7 CORRELACIONES PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS DE TRES FASES.....</b>	<b>54</b>
<b>II.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR EN EL LABORATORIO</b>	
<b>PRUEBAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIÓN CAPILAR .....</b>	<b>59</b>
<b>II.8.1 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA OBTENER DATOS DE</b>	
<b>PERMEABILIDAD RELATIVA.....</b>	<b>59</b>
<b>II.8.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA OBTENER DATOS DE</b>	
<b>PRESIÓN CAPILAR.....</b>	<b>65</b>
<b>II.9 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA .....</b>	<b>83</b>

### **CAPÍTULO III**

<b>ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS.....</b>	<b>88</b>
<b>III.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>88</b>
<b>III.2 INFORMACIÓN DE LABORATORIO.....</b>	<b>89</b>
<b>III.3 ATRIBUTOS Y PROPIEDADES NECESARIAS PARA EL ANÁLISIS</b>	
<b>ESPECIAL DE NÚCLEOS.....</b>	<b>92</b>
<b>III.4 GRÁFICAS ESPECIALES.....</b>	<b>94</b>
<b>III.5 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS .....</b>	<b>100</b>
<b>III.5.1 ANÁLISIS DE DATOS.....</b>	<b>101</b>
<b>III.5.2 DEPURACIÓN DE DATOS.....</b>	<b>102</b>
<b>III.5.3 CORRECCIÓN Y AJUSTE DE DATOS.....</b>	<b>103</b>
<b>III.6 NORMALIZACIÓN Y PROMEDIO DE CURVAS .....</b>	<b>104</b>
<b>III.6.1 NORMALIZACIÓN Y PROMEDIO DE LOS DATOS DE</b>	
<b>PERMEABILIDAD RELATIVA.....</b>	<b>106</b>

## **CAPÍTULO IV**

<b>EJEMPLO DE APLICACIÓN.....</b>	<b>111</b>
<b>IV.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>111</b>
<b>IV.2 EJEMPLO 1: ANÁLISIS DE LABORATORIO.....</b>	<b>112</b>
<b>IV.3 EJEMPLO 2: ANÁLISIS DE NÚCLEOS CON SOFTWARE ESPECIALIZADO.....</b>	<b>121</b>
<b>IV.4 EJEMPLO 3: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....</b>	<b>130</b>

## **CAPÍTULO V**

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>140</b>
<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>143</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>147</b>
<b>REFERENCIAS Y APÉNDICES.....</b>	<b>149</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>149</b>
<b>APÉNDICE A.....</b>	<b>152</b>
<b>APÉNDICE B.....</b>	<b>170</b>
<b>APÉNDICE C.....</b>	<b>185</b>

## RESUMEN

Este trabajo tiene por objetivos: analizar procedimientos que involucren la información de permeabilidad relativa y presión capilar, con el propósito de lograr una mejor representación del comportamiento de un yacimiento, con el uso de un análisis de sensibilidad para la simulación de yacimientos. Y además, presentar una guía didáctica para el análisis especial de núcleos.

Esencialmente este trabajo consta de cinco capítulos y de una sección de apéndices. De forma breve, en el Capítulo I se hace una revisión de conceptos básicos tales como: litología de las rocas almacenadoras de hidrocarburos, la definición, aplicación y obtención de núcleos recuperados durante la perforación de pozos, y la definición y características de un análisis convencional y especial de núcleos.

En el Capítulo II se presenta una amplia gama de conceptos relacionados con las propiedades petrofísicas convencionales y especiales, de interés para esta tesis. Así como la presentación de correlaciones para obtener datos de permeabilidad relativa de dos y tres fases, y por último los procedimientos de laboratorio más utilizados para obtener datos de permeabilidad relativa y presión capilar.

Dentro del Capítulo III se explica una secuencia propuesta para un análisis especial de núcleos, que comprende desde el informe de laboratorio, los atributos y propiedades para el análisis especial de núcleos y las herramientas utilizadas para el control de calidad en los datos de permeabilidad relativa y

---

presión capilar; así como las secuencias planteadas para la validación de información y los pasos para la normalización y promedio de datos de permeabilidad relativa.

En el capítulo IV se presenta como ejemplo de aplicación, un par de casos en los que se realizaron análisis especiales de núcleos y las ventajas y observaciones que se logran con la realización de dicho análisis. También se presenta un ejemplo donde se realiza un análisis de sensibilidad para la simulación de yacimientos.

Por último, dentro del Capítulo V se exponen las respectivas conclusiones y recomendaciones logradas por la realización de este trabajo. Y finalmente la sección de apéndices, dividida en tres partes, presenta primero la parte de ejercicios correspondientes a algunas correlaciones presentadas en el Capítulo II; la segunda sección es un manual de uso de SCAL y la tercera sección es un manual descriptivo sobre las características de la opción de Calculadora dentro de SCAL.

## INTRODUCCIÓN

El material rocoso que forma un yacimiento contiene espacios porosos que permiten almacenar fluidos y su movimiento dentro del yacimiento.

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas de la roca y la interacción de la roca con los fluidos que la saturan (agua, gas y aceite). El medio que proporciona los datos más representativos de las propiedades petrofísicas, es la medición directa sobre los núcleos recuperados durante la perforación de un pozo. El análisis de los núcleos comienza con la selección del lugar, con el número de pozos a muestrear, con la técnica de muestreo a utilizar y con el tipo de preservación del núcleo y de la mojabilidad.

Con las propiedades petrofísicas convencionales, como la porosidad y su distribución, es posible determinar el volumen de hidrocarburos existentes y realizar una descripción efectiva del yacimiento. Igualmente, el conocimiento de las propiedades petrofísicas especiales, como la permeabilidad relativa y la presión capilar, es de importancia para determinar el contacto de fluidos, la presión de desplazamiento, la distribución y movimiento de los fluidos dentro del yacimiento; asimismo se puede definir cuál es el mecanismo de producción más eficiente para recuperar el volumen máximo posible, y con el paso del tiempo, el conocimiento de estas propiedades servirá para seleccionar un posible proyecto de recuperación mejorada.

---

Además de ofrecer estas ventajas, las propiedades especiales brindan información esencial sobre las características y cambios de mojabilidad dentro del medio poroso, y la existencia de flujo simultáneo de tres fluidos en un yacimiento.

Es por esto, que es necesario tener un mayor entendimiento de las propiedades petrofísicas para obtener un desarrollo y una administración eficiente de un yacimiento, y poder realizar las respectivas predicciones sobre su comportamiento.

# CAPÍTULO I

## ASPECTOS GENERALES

### I.1 INTRODUCCIÓN

Un objetivo de la Ingeniería de Yacimientos es seleccionar el programa que redunde en mayores beneficios económicos para la explotación de un yacimiento. Para lograr este objetivo es necesario evaluar el comportamiento de los yacimientos bajo diversos mecanismos de flujo, así como determinar sus propiedades y características para su explotación. Una herramienta fundamental para conocer las propiedades de la roca y de los fluidos, es el empleo de muestras de fondo que se obtienen directamente de la roca del yacimiento.

Entre las propiedades que se examinarán en este capítulo, se encuentran las relacionadas con los aspectos geológicos de las rocas almacenadoras de hidrocarburos. En particular, se discutirá cuáles son los tipos de rocas almacenadoras de hidrocarburos de acuerdo a su litología, el tipo de muestra que se obtiene de los pozos y los análisis que se aplican para conocer las propiedades del yacimiento y de los fluidos que almacenan.

Así como presentar el procedimiento convencional aplicado durante la perforación de pozos, para obtener las muestras de fondo o núcleos.

---

## 1.2 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

La litología se encarga de estudiar a las rocas consolidadas. Para interés de este trabajo sólo se enfocará a las rocas almacenadoras de hidrocarburos, que por lo general se trata de las rocas sedimentarias. Las rocas almacenadoras de hidrocarburos se dividen en: *rocas clásticas* y en *rocas carbonatadas*; la Figura 1.1 representa una estratificación de rocas.

Las rocas clásticas<sup>1,2</sup> son de origen mecánico y proceden de la depositación de sedimentos fragmentados; dichos sedimentos o partículas se originaron por algún proceso erosivo y fueron llevados al lugar de su depósito por algún agente de transporte (acarreo por viento, agua y glaciares). De acuerdo al material de origen y a su composición, las rocas clásticas se dividen en: conglomerados, areniscas y limolitas, caracterizadas por estar compuestas de fragmentos erosionados de grandes masas de rocas; y en arenas, por estar compuestas de fragmentos o granos más grandes y por encontrarse ligeramente compactadas y comprimidas por la sobrecarga.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Figura 1.1. Diagrama de una Roca Almacenadora de Hidrocarburos.

Las partículas detríticas que forman las rocas clásticas constituyen la estructura consolidada de la roca y un material cementante (que pueden ser las arcillas, el yeso y la calcita) actúa como medio de unión entre los granos; una

\*Referencias al final

mayor cantidad de material cementante originará una reducción en el espacio poroso. En una arenisca ordinaria, el espacio poroso disponible entre los granos es aproximadamente de 32% del total del volumen; en la Figura 1.2 se ilustra una configuración de granos y espacio poroso.



**Figura 1.2.** Configuración de granos y espacio de una arenisca.

Las areniscas presentan planos de estratificación, que se deben a la clase y grado del material granular durante su transportación y depositación. El color de las areniscas es usualmente dictado por el color del material cementante el cual indica las condiciones del ambiente de depósitos. La composición de las areniscas puede ser de uno o varios minerales, el cuarzo es por lo general el mineral dominante, y la forma de los granos puede ser angulosa o sobre redondeada, como se observa en la Figura 1.2.

Las areniscas de acuerdo a su origen se clasifican en: ortocuarcita, grauvaca y arcosa. La ortocuarcita es una roca que está compuesta principalmente de cuarzo y otros minerales estables, esto quiere decir que está formada por granos bien clasificados y muy redondeados. Los granos esféricos de la ortocuarcita tienen un diámetro aproximado de 1mm, por lo que los puntos de contacto entre cada grano son mínimos dando origen a una gran porosidad por los grandes espacios intersticiales que comunican a la roca; se depositan en ambientes costeros someros de baja energía y se localizan en áreas extensas y uniformes.

---

La grauvaca está compuesta de granos angulosos, principalmente de cuarzo, feldespatos y fragmentos de rocas. El feldespato es un componente útil, que indica en la roca la cantidad relativa de minerales sucios que le dieron origen (por ejemplo la mica, la clorita, la moscovita y la kaolinita). Si el material sucio está ausente y el cuarzo predomina, indica que los granos se encuentran menos angulosos y más redondeados debido al buen trabajo o re - trabajo del material sedimentado.

El material cementante de las grauvacas es la arcilla y el carbonato, frecuentemente son de forma lenticular y se presentan en numerosos cuerpos delgados de arena y en sucesiones de espesores de sedimentos.

Por último las areniscas arcosas, se componen de granos gruesos de origen terrestre conteniendo un 25% o más de feldespatos derivados de las rocas ígneas. Los sedimentos por lo general proceden de un ambiente elevado y el material cementante es principalmente arcilla. Los grandes depósitos de arcosas de gran espesor tienen por lo general forma de cuña, alcanzando con frecuencia espesores de varios cientos de metros cerca del origen, pero que disminuyen de potencia rápidamente al extenderse.

Las rocas carbonatadas<sup>1,2</sup> por su parte, poseen un origen químico derivado de la precipitación de compuestos orgánicos. Los organismos que dan origen a las rocas carbonatadas poseen durante su ciclo de vida una concha, o son organismos que vivieron en colonias como lo son las algas y los corales, y que al morir sus restos orgánicos pasan a ser en el caso de las conchas, partículas fragmentadas hasta convertirse en pequeños granos ó, en el caso de los corales precipitan en pequeñas cantidades de carbonato cálcico. De acuerdo a esto las rocas carbonatadas pueden tener tres texturas básicas:

- 
- 1) La fragmentaria. Es una consecuencia de los sedimentos clásticos de carbonato, derivados de las conchas de los organismos.
  - 2) La nodular. Es la textura que se desarrolla en ambientes de aguas someras con una elevada salinidad para ocasionar la precipitación del carbonato cálcico alrededor de algún núcleo o en aguas salobres someras en asociación con bancos fangosos.
  - 3) La cristalina. Es una textura debida a la precipitación del carbonato cálcico o puede representar una recristalización de otra textura que existía anteriormente.

Los minerales esenciales de las rocas carbonatadas son la calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), la aragonita y la dolomita. Los yacimientos de rocas carbonatadas, se dividen de acuerdo al tipo de litología en: calizas oolíticas, calizas, cretas, calizas dolomíticas y dolomitas. Por lo general las calizas y las dolomitas no se presentan en estado puro, debido a la presencia de cantidades variables de material detrítico. Una característica física de la caliza es que presenta una mínima resistencia a la tensión, esto quiere decir, que al estar sujeta a un esfuerzo presentará fracturas permitiendo así que las aguas subsuperficiales se infiltren a través de ella, exponiéndose el material carbonatado a los procesos de disolución y depositación secundaria. Estos procesos de disolución desarrollan una porosidad secundaria y esta porosidad también es originada por el fracturamiento de la roca al estar sujeta a los esfuerzos de tensión.

Las dolomitas se forman por el proceso químico de sustituir el calcio de la roca, por magnesio y por una reducción cristalina de alrededor del 12%. Las dolomitas también se ven afectadas por el movimiento de la corteza, dando origen a fracturas.

---

Existen varios tipos de porosidad en las rocas carbonatadas:

- 1) Intergranular: Es el espacio poroso entre los granos. La porosidad depende de la forma, clasificación y alteración de los granos.
- 2) Intragranular: Es el espacio creado por los esqueletos de organismos depositados intactos. Malamente afectado por la diagénesis\*.
- 3) Porosidad secundaria: Es un tipo raro de porosidad donde por procesos posteriores a la deposición se fractura la roca.
- 4) Canales: Es la porosidad en el sentido de que los canales, son largos e irregulares vùgulos los cuales varían grandemente en dimensión.
- 5) Inter cristalina: Es la porosidad donde los cristales son relativamente anchos y conectados en los ápices como en algunas dolomitas.

### 1.3 ¿ QUÉ ES UN NÚCLEO ?

Un núcleo es una muestra de roca subsuperficial que se obtiene directamente de la formación que se está perforando. Los núcleos representan una porción del yacimiento y proporcionan una valiosa información sobre las características propias de la roca y del sistema roca – fluido. Generalmente son de forma cilíndrica con diámetros que oscilan entre los 4.7 cm y 13 cm, y de longitudes que van de los 10 a 15 cm, ver Figura 1.3.

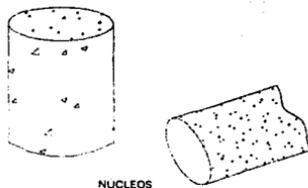


Figura 1.3. Representación típica de núcleos.

\*NOTA: Diagénesis: Proceso de transformación del sedimento a roca sedimentaria.

---

En la industria petrolera se reconocen los siguientes tipos de núcleos:

Por su contenido de fluidos

- Núcleos frescos.
- Núcleos preservados.
- Núcleos expuestos.

Por su grado de consolidación

- Núcleos consolidados.
- Núcleos inconsolidados.

#### 1.4 ¿PARA QUÉ SIRVE UN NÚCLEO?

La estimación de gastos óptimos de producción, el espaciamento y distribución de la producción entre pozos, son datos que han conñado cada vez más en los análisis de núcleos. Esta tendencia hacia los análisis de núcleos, es responsable para desarrollar varios instrumentos y procedimientos más sofisticados y refinados.

Por ejemplo la información básica para hacer una estimación de producción es:

1. El espesor efectivo de la formación.
2. El espesor de la zona productora.
3. La capacidad del yacimiento para almacenar fluidos.
4. El espacio poroso dentro de la roca.
5. La magnitud del espacio poroso que almacena hidrocarburos.
6. La permeabilidad de la roca del yacimiento.
7. La posición de los contactos agua – aceite y aceite – gas.

En el caso de los geólogos, los núcleos son usados para el examen detallado de la litología y para la determinación de la edad de las rocas. Sin embargo, estos datos de núcleos sirven además como base para calibrar las respuestas de los dispositivos, como por ejemplo, para dar mejores datos de porosidad y permeabilidad.

La razón principal por la cual se recuperan núcleos, es para obtener una muestra de la roca a las condiciones existentes de la formación. Los núcleos proporcionan información clara y segura sobre litología, y sobre las propiedades petrofísicas del yacimiento. Los núcleos obtenidos durante una operación de muestreo representan una pequeña porción del yacimiento, pero pueden ser suficientes para una descripción de las propiedades promedio de una sección de la formación. Con el conocimiento de las propiedades petrofísicas es posible determinar el volumen de hidrocarburos existente, el volumen de hidrocarburos máximo que se puede recuperar, la interacción entre el sistema roca - fluido, así como utilizarlos para la evaluación y calibración de los registros geofísicos\*. Por lo tanto, los núcleos proporcionan la información necesaria para conocer las características más representativas de la roca, requeridas para la explotación adecuada de un yacimiento. En la Figura 1.4 se presenta una correlación de pozos con el empleo de núcleos.

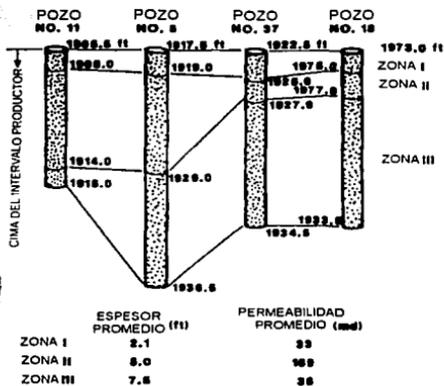


Figura 1.4. Correlación de núcleos.

\*NOTA: Registro Geofísico: Herramienta que proporciona información durante la perforación de un pozo, que permite determinar propiedades de la roca.

---

En los estudios de simulación numérica, para inicializar un modelo de simulación se debe contar con la determinación del equilibrio capilar gravitacional, y con los valores de permeabilidades relativas para llevar a cabo el ajuste de la historia de producción.

El ingeniero de yacimientos debe contar con datos confiables de los valores promedios de porosidad, saturaciones de aceite, agua y gas, presión capilar, entre otras propiedades. Uno de los aspectos más importantes que se requiere conocer de un yacimiento es el volumen de hidrocarburos que contiene y, además, definir cual es el mecanismo de producción más eficiente para recuperar el volumen máximo.

## **1.5 OBTENCIÓN DE NÚCLEOS EN POZOS**

De acuerdo con el tipo de propiedad requerida y la profundidad del intervalo solicitado, los métodos de obtención de núcleos en pozos son por:

- 1) Muestreo de fondo
- 2) Muestreo de pared

En el muestreo de fondo, los núcleos obtenidos de las formaciones son de diámetro grande (de 3 a 5 pulgadas) y de longitudes grandes (de 30 a 90 pies). Asimismo, el proceso de muestreo de fondo se realiza de manera muy lenta durante la perforación convencional, y además involucra el uso de herramientas especiales muy costosas.

El muestreo de fondo involucra la perforación de una muestra o núcleo a la profundidad del agujero, la perforación del agujero se realiza con una barrera hueca, dando como resultado un cilindro sólido de la formación cortada para alojarlo en un recipiente interno ó barril del núcleo, el cual es recuperado y llevado a la superficie después de realizar la operación. A esta operación también se le llama muestreo convencional<sup>3,4</sup>, la configuración del equipo para el

muestreo convencional de fondo, consiste de una barrena, un barril externo, un barril interno flotante y un receptor especial que guarda al núcleo en el barril hasta que es llevado a la superficie. La Figura 1.5 representa un equipo completo convencional.

Barril del núcleo con barrena de diamante

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

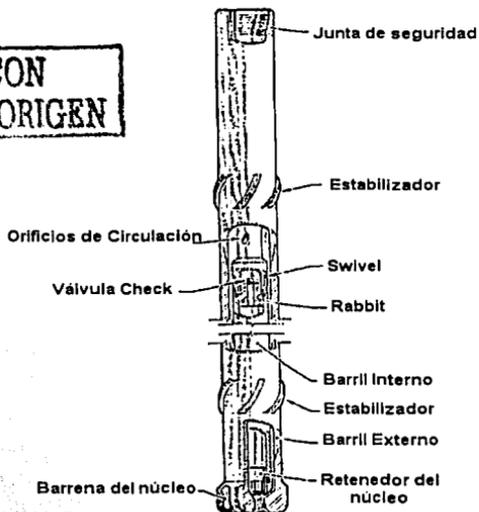


Figura 1.5. Equipo convencional de muestro de núcleos.

Las barrenas empleadas están diseñadas para cortar un núcleo de la formación, dejando un cilindro sólido de la roca atravesada para pasarlo a través del centro de la barrena e introducirlo en el barril del núcleo. Existen varios tipos de barrenas, la Figura 1.6 muestra los tipos más comunes. Sin embargo, la barrena de diamante por su habilidad para cortar y por su larga duración se han convertido en la barrena para núcleos predominante.

La operación de muestreo dentro del agujero deberá hacerse despacio para evitar daños o pegaduras de la barrena por golpeteos. Inicialmente el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación deberán ser muy bajos e incrementarse ligeramente hasta alcanzar un valor constante. También la presión de bombeo y el gasto del fluido de perforación deberán ser muy bajos, para evitar que la barrena sea desviada del trayecto.

A) Barrena de núcleo de drague      B) Barrena de núcleo cónica



C) Barrena de núcleo de diamante



**Figura 1.6. Barrenas de núcleos.**

El barril externo normalmente mide 15 pies de largo proporciona la fuerza o firmeza al equipo completo, la parte más baja del barril está unida a la barrena y la parte superior está unida a la sarta de perforación.

El barril interno, es un tubo de pared más delgada y el propósito de este tubo es sostener al núcleo para llevarlo a la superficie. El diámetro interno posee la medida del núcleo, el rango va de 3 a 5 pulgadas donde 3-1/2 pulgadas es el diámetro más común. Además se encuentra unido al barril externo por medio de un balón de cojinete que permite la rotación pero no el movimiento vertical.

De esta manera, el barril interno es llevado dentro y fuera del agujero protegido por el barril externo.

El barril interno cuenta con una válvula check, que permite la circulación del lodo a través de los dos barriles y por el centro de la barrena. Cuando la válvula está cerrada, por la caída de un balín de acero, el flujo del lodo es desviado hacia fuera por las aberturas de circulación entre el barril interno y externo y a través de las toberas de descarga en la cara de la barrena.

Una vez que el muestreador se localiza cerca de la profundidad, la circulación del lodo comienza a fluir a través de los barriles. Se debe vigilar la presión de bombeo, para evitar presiones anormales ocasionadas por la presencia de fragmentos en el barril o en el receptor del núcleo. Por lo que, se recomienda primero bombear fluido para limpiar antes de que empiece la operación de muestreo.

Se tiene que monitorear el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación, la presión y gasto de bombeo, y mantenerlos lo más constante posible. Cualquier cambio en estos parámetros se tiene que hacer ligeramente y con cuidado. Los cambios súbitos de estos parámetros pueden dañar la barrena o causar que el núcleo se rompa. Los fragmentos rotos del núcleo pueden alojarse en el receptor del núcleo, ocasionando un bloqueo y el alto de la operación.

Como se mencionó se deben mantener de manera óptima los parámetros de perforación, para tener éxito en la recuperación del núcleo. Si se incrementa el peso sobre la barrena o la velocidad de penetración el núcleo puede romperse; en cambio si la velocidad de penetración es baja, el tiempo entre que se empieza a cortar el núcleo y en que empieza a entrar al barril interno será muy largo, y como consecuencia el núcleo podría ser fragmentado por el largo periodo de lavado del fluido, ó podría reducirse su diámetro y no ser sostenido firmemente por el receptor del núcleo.

---

La operación de recoger el equipo del fondo se hace ya sea, cuando el barril del núcleo está lleno ó si se desea hacer alguna conexión, en ambos casos el freno es aplicado suavemente y el indicador de peso se observa con atención. Si el receptor del núcleo opera correctamente, un jalón en el indicador será observado primero, y cuando el núcleo está roto o dañado, el peso en el indicador caerá bajo lo normal.

Después de que se ha cortado el núcleo y se ha llevado a la superficie se debe evitar que permanezca por mucho tiempo en el barril muestreador, debido a que el lodo de perforación se puede absorber por capilaridad, lo cual originará un cambio en las condiciones de saturación de fluidos en equilibrio.

El núcleo debe extraerse del barril suavemente para que la alteración del núcleo y de los fluidos sea mínima, y además se recomienda sacarlo por gravedad ya sea levantando un extremo del barril, o bien empujándolo con las manos ó empujándolo con un vástago; si es necesario, se le puede dar ligeros golpes o sacudirlo, si el núcleo es de una formación consolidada, pero si se trata de rocas suaves se debe evitar los golpes fuertes.

Después de que el núcleo es extraído del barril muestreador se debe limpiar tan pronto como sea posible con un trapo húmedo, mojado de preferencia con el fluido de perforación para eliminar el enjarre y exceso de lodo. Por experiencias de laboratorio, las muestras nunca se deben lavar con agua o con cualquier otro líquido después de ser extraídos del barril.

Una vez que los núcleos son extraídos del barril, son colocados en cajas en el orden en cual se fue obteniendo durante la operación de muestreo. Por tal motivo para tener una certeza de cómo colocarlos en las cajas, es recomendable marcarlos. Se debe medir y registrar con exactitud la recuperación, así como cualquier exceso o pérdida. Además se debe cuidar que el tiempo de exposición entre el núcleo y el fluido de perforación con el contacto atmosférico sea mínimo

---

para no afectar los análisis posteriores. Por último se deben seleccionar las piezas apropiadas de los intervalos para los análisis petrofísicos, y el resto de los núcleos pueden ser lavados para formar parte del reporte descriptivo de muestras, solamente sino hubiera necesidad de más muestras en el laboratorio.

Ahora en el caso del muestreo de pared se extraen núcleos pequeños (de 1 pulgada por 2 ó 3 pulgadas) que generalmente se obtienen para conocer si la formación está dañada o contaminada.

Los núcleos de pared, como su nombre lo dice, son cortados de la pared del pozo después de haber realizado la perforación a la profundidad deseada. Se utiliza una herramienta que corre por un cable. Los núcleos de pared, a comparación de los núcleos de fondo son obtenidos, de forma rápida y con un costo relativamente bajo.

## **1.6 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS Y DE ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS**

Existen básicamente dos tipos de análisis de núcleos: el análisis convencional y el análisis especial. La selección del tipo de análisis depende en gran parte del tamaño y del tipo de muestra, y de la cantidad de información requerida.

El análisis convencional<sup>5</sup> es uno de los métodos de análisis más comúnmente usados, para determinar las propiedades petrofísicas básicas de una roca. Se emplean muestras de roca pequeña (tapones), cuya uniformidad permite obtener datos que representen a las propiedades de la roca del yacimiento. Se requiere hacer una buena decisión sobre el número de muestras requeridas para el análisis; generalmente se acepta que para determinar las propiedades básicas de la roca, tales como la porosidad y la permeabilidad, se requiere una muestra por cada 50 cm.

El análisis convencional para núcleos de diámetro completo se emplea cuando el núcleo presenta fracturas o cavidades, que no permiten representar las propiedades del yacimiento con el empleo de tapones.

---

Se plantea la siguiente secuencia de análisis para un núcleo de una formación consolidada:

- 1) Observación y registro de los núcleos.
- 2) Selección de los tramos a analizar.
- 3) Corte e identificación de muestras pequeñas.
- 4) Extracción de fluidos de las muestras.
- 5) Secado y desecado de las muestras.
- 6) Medición de la permeabilidad al gas.
- 7) Medición de la porosidad con gas.
- 8) Selección de muestras para las diferentes pruebas (resistividad, presión capilar, compresibilidad, transmisión de ondas acústicas, mojabilidad, etc.)

Para el caso de que el núcleo pertenezca a una formación deleznable se recomienda que la secuencia de análisis sea igual hasta el paso 5, a partir de aquí la secuencia será:

- 6) Medición de la porosidad con gas.
- 7) Selección de muestras para las siguientes pruebas:
  - a) La muestra se tiene que recubrir con plástico para realizar las siguientes operaciones:
    - Medición de la permeabilidad al gas.
    - Selección de muestras para las siguientes pruebas: Resistividad y desplazamiento con gas o agua.
  - b) La muestra se recubrirá con una lámina metálica si se trata de una prueba de compresibilidad.
  - c) Las siguientes pruebas no requieren ningún recubrimiento especial: presión capilar, granulometría, determinación mineralógicas y otras pruebas.

---

El análisis especial de núcleos es realizado a un número pequeño de núcleos a comparación del análisis convencional, la esencia de un análisis especial de núcleos es la determinación de las características de flujo. Para el análisis especial de núcleos las muestras deben ser seleccionadas de acuerdo a sus propiedades físicas, como porosidad y permeabilidad, para ser empleados en el estudio de flujo de fluidos en el yacimiento. Las mediciones para este tipo de análisis consisten en:

- Medición de la presión capilar.
- Medición de la permeabilidad relativa en dos y tres fases.
- Medición de propiedades eléctricas.
- Pruebas de mojabilidad.

Las mediciones de análisis especial de núcleos, se efectúan en muestras seleccionadas en función de las características determinadas por el análisis convencional. Los siguientes estudios se llevan a cabo sobre muestras frescas o expuestas:

- Permeabilidad al líquido usando celdas tipo Hassler.
- Propiedades eléctricas, determinando el factor de formación y el índice de resistividad (correlación con porosidad y la saturación de agua respectivamente).
- Presión capilar, utilizando el método de inyección de mercurio, para un sistema mercurio – aire, ó el método de estado restaurado, para un sistema agua – aire.
- Estudio de permeabilidades relativas en dos fases: gas – aceite, agua – aceite.
- Pruebas de desplazamiento.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

#### II.1 INTRODUCCIÓN

Los espacios porosos de una roca se encuentran ocupados por agua, aceite, o gas, o una combinación de estos fluidos. Las propiedades involucradas con las cantidades de fluidos contenidos dentro de la roca, la transmisividad de los fluidos a través de la roca, y otras propiedades relacionadas con las características físicas de la roca y los fluidos son de interés para la Ingeniería de Yacimientos.

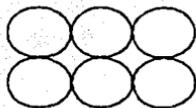
Estas propiedades son de dos tipos principales: propiedades de la roca propiamente dicha, como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros y área de su superficie y propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como características de presión capilar y características de permeabilidad relativa. En este capítulo se describen dichas propiedades fundamentales de la roca y la interacción que tienen con los fluidos. Además de presentar los procedimientos de laboratorio más comunes para obtener los datos de presión capilar y permeabilidad relativa en muestras de núcleos, así como las correlaciones de permeabilidad relativa y presión capilar empleadas en los casos cuando no es posible obtener datos directamente del laboratorio.

## II.2 POROSIDAD

Una de las propiedades más importante en la roca es la porosidad<sup>6</sup>, propiedad que representa el espacio poroso disponible para almacenar fluidos. Por lo tanto la porosidad se define como la razón del espacio poroso de una roca entre el volumen total de ésta. Esto puede expresarse como:

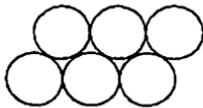
$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (II - 1)$$

Si se tienen varios arreglos de empacamientos de esferas del mismo diámetro (ver Figura II.1), se puede observar que para la geometría de un empacamiento ortogonal la porosidad es del 47.6%, para un empacamiento hexagonal la porosidad es del 39.5% y para uno romboide la porosidad es del 25.9%. Para cada uno de estos empacamientos el tamaño del grano no tiene ninguna influencia sobre la porosidad, siempre y cuando los granos sean uniformes.



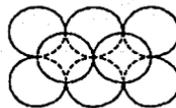
a) Empacamiento Ortogonal:  
Cada grano está directamente  
sobre el grano de abajo

$\phi = 47.6\%$



b) Empacamiento Hexagonal:  
Cada grano superior está alineado  
a un radio del grano de abajo.

$\phi = 39.5\%$



c) Empacamiento Romboide:  
Cada grano ha caído una distancia  
de un radio de lado y un radio adelante  
dentro del agujero del grano de abajo.

$\phi = 25.9\%$

Figura II.1. Representación de los empacamientos de granos en una roca.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

La porosidad se puede clasificar de acuerdo al proceso de formación en (1) primaria y (2) secundaria. La porosidad primaria es aquella que se desarrolla durante la depositación del material, mientras que la porosidad secundaria es aquella que se desarrolla por procesos geológicos subsecuentes a la depositación de los sedimentos.

Las rocas que poseen porosidad primaria son más uniformes en sus características que las rocas con porosidad secundaria. Para tener una medida cuantitativa directa de la porosidad, se utilizan los núcleos obtenidos de la formación.

Las porosidades típicas de las arenas y areniscas son de 8 al 39%, con un promedio en general cercano al 18%. Las rocas carbonatadas (limolitas y dolomías) normalmente poseen porosidades del 3 al 15% con un promedio en general del 8%. Las rocas carbonatadas almacenadoras de hidrocarburos son mucho más difíciles para caracterizar, debido a que la porosidad puede ser de los siguientes tipos: (1) intergranular, (2) vugular, (3) con fracturas y fisuras, e (4) intercristalina.

La porosidad también se clasifica en, absoluta y efectiva. La porosidad absoluta es la razón de todo el volumen del espacio poroso contenido en la roca entre el volumen total de la roca.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen total del espacio poroso}}{\text{Volumen total de roca}} \times 100 \quad (II - 2)$$

La porosidad efectiva es la razón del espacio poroso interconectado en la roca entre el volumen total de la roca, cada una de las porosidades está expresada en por ciento.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total de roca}} \times 100 \quad (II - 3)$$

---

Desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, la porosidad efectiva es el valor deseado, porque ésta representa el espacio que es ocupado por los fluidos que pueden moverse.

### II.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS

Más de un fluido se puede encontrar presente en los yacimientos petroleros. A través del tiempo se ha observado, que los poros de las formaciones almacenadoras de los yacimientos fueron inicialmente llenados por agua, ya que la mayoría de las formaciones productoras de petróleo tuvieron un origen marino. Al irse presentado el aceite y/o gas, éstos empiezan a moverse dentro del yacimiento desplazando al agua y dejándola sólo en algunas zonas con una saturación mínima de agua residual. Por lo que, al descubrirse un yacimiento sus poros pueden contener aceite, agua, y gas distribuidos de cierta forma a lo largo del yacimiento.

El término de saturación de fluidos<sup>7</sup> es usado para definir la magnitud del espacio poroso ocupado por algún fluido en particular. La saturación de un fluido se define como la fracción o porcentaje del volumen del fluido entre el total del volumen del espacio poroso ocupado por dicho fluido. Expresado en ecuación para el cálculo de la saturación del aceite esto es:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \times 100 \quad (II - 4)$$

Por lo que, todo valor de saturación está basado en el volumen de poros, y no en el espesor del yacimiento.

Los fluidos en la mayoría de los yacimientos tienden a alcanzar un estado de equilibrio, y por lo tanto tendrán a separarse de acuerdo a sus densidades el gas sobre el aceite y el agua debajo del aceite.

---

Además a lo largo de toda la profundidad del yacimiento, el agua estará presente y será llamada agua congénita, donde la distribución del agua en las zonas de gas y aceite tendrá a reducirse a un valor mínimo irreductible.

Otro tipo de saturación de interés, es la llamada saturación crítica y está asociada con cualquier fluido del yacimiento. La definición y significado de la saturación crítica para cada fase está descrita abajo:

Saturación de aceite crítica,  $S_{oc}$

Para que el aceite fluya, la saturación del aceite debe exceder un cierto valor el cual es llamado saturación de aceite crítica. En este valor particular de saturación, el aceite permanece en los poros, y por lo tanto, no fluirá.

Saturación de aceite residual,  $S_{or}$

Durante el proceso de desplazamiento del aceite dentro del medio poroso por el empuje (o inyección) de agua o gas habrá un cierto volumen de aceite dejado, cuantitativamente caracterizado por un valor de saturación que es más grande que el valor de saturación de aceite crítica. Este valor de saturación es llamada saturación de aceite residual,  $S_{or}$ . El término de saturación residual es generalmente asociado a la fase no – mojante, cuando está siendo desplazada por la fase mojante.

Saturación de aceite movable,  $S_{om}$

La saturación de aceite movable,  $S_{om}$ , es otra saturación de interés y está definida como la fracción del volumen de poro ocupada por el aceite movable expresada por la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{woc}$$

---

### Saturación de gas crítica, $S_{gc}$

Una vez que la presión del yacimiento declina debajo de la presión de burbujeo, la fase gaseosa empieza a liberarse del aceite y consecuentemente la saturación del gas aumenta al ir declinando la presión del yacimiento. La fase gaseosa permanece inmóvil hasta que su saturación excede un cierto valor, llamada saturación de gas crítica, por encima de este valor el gas comenzará a moverse.

### Saturación de agua crítica, $S_{wc}$

La saturación de agua crítica y la saturación de agua irreductible, son bastamente utilizadas indistintamente para definir la máxima saturación de agua, a la cual el agua permanecerá inmóvil.

## II.4 TENSIÓN INTERFACIAL

Cuando dos fluidos inmiscibles (gas-líquido o líquido-líquido) están en contacto, los fluidos están separados por una interfase bien definida que consta de un ligero diámetro de espesor.

Sí nos referimos a un fluido contenido en un recipiente sin considerar la interfase y las paredes del recipiente, las moléculas experimentan una atracción entre sí en todas direcciones. Cerca de la superficie entre dos fluidos inmiscibles, no hay moléculas de los fluidos similares al otro lado de la interfase y, por lo tanto, existe una fuerza interior (en cada fluido) que actúa como un jaloneo que trata de dar una forma esférica y a su vez intenta minimizar la superficie de contacto<sup>B</sup>. Esta actividad superficial crea una capa delgada molecular que está en tensión, la cual es una función de la energía específica de la interfase. La tensión interfacial posee dimensiones de fuerza por unidad de longitud (Newton/metro).

---

#### II.4.1 ÁNGULO DE CONTACTO

Cuando la interfase está en íntimo contacto con las paredes de un recipiente, por ejemplo un tubo capilar, la intersección de la interfase con la pared del sólido forma un ángulo,  $\theta$ , el cual está en función de la tensión de adhesión relativa del líquido al sólido.

Este ángulo está expresado por la ecuación de Young<sup>9</sup>:

$$\cos\theta = \frac{(\sigma_{s1} - \sigma_{s2})}{\sigma_{12}} \quad (II - 5)$$

#### II.4.2 TENSIÓN DE ADHESIÓN

La tensión de adhesión de dos fluidos a una superficie puede ser expresada como la diferencia entre las dos tensiones interfaciales sólido-fluidos<sup>10</sup>:

$$\sigma_{ad} = \sigma_{s1} - \sigma_{s2} \quad (II - 6)$$

En la Figura II.2 (donde el fluido 1 es agua y el fluido 2 es aceite) ilustra la relación entre las tensiones interfaciales del sólido-líquido y del líquido-líquido y el ángulo de contacto con la superficie ( $\theta$ ). Por convención, el ángulo de contacto es medido siempre con respecto a la fase de mayor densidad, para este caso el fluido 1. Cuando  $\sigma_{s1} > 0$  y  $\sigma_{s2} = 0$ , la tensión de adhesión ( $\cos(\theta)$ ) es igual a 1.0 y la superficie es mojada por agua (fluido 1). Cuando  $\sigma_{s1} > \sigma_{s2}$  y  $0^\circ < \theta < 90^\circ$ , la tensión de adhesión es positiva y el sistema es preferentemente mojado por agua.

Cuando  $\sigma_{s1} = \sigma_{s2}$  la tensión de adhesión es 0,  $\theta = 90^\circ$  y el sólido es igualmente mojado por los dos fluidos (agua y aceite). Cuando  $\sigma_{s1} < \sigma_{s2}$  la

tensión de adhesión es negativa ( $\theta > 90^\circ$ ) y el sólido es preferentemente mojado por el aceite (fluido 2).

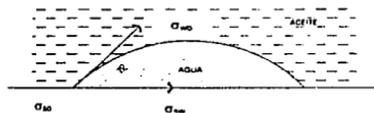


Figura II.2. Relación entre el ángulo de contacto y la tensión interfacial expresada por la ecuación de Young, donde  $\sigma_{so}$  = tensión interfacial sólido - aceite,  $\sigma_{sw}$  = tensión interfacial sólido - agua y  $\sigma_{wo}$  = tensión interfacial agua - aceite.

## II.5 MOJABILIDAD

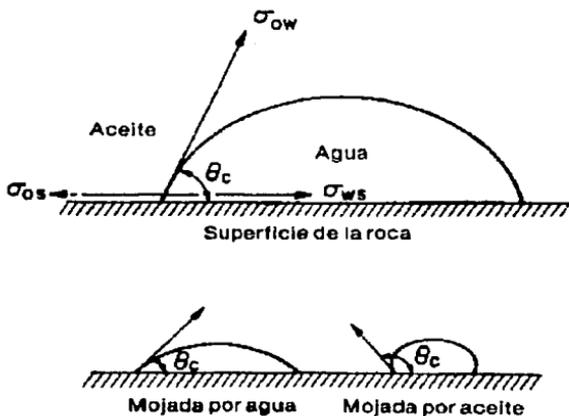
Mojabilidad es un término ampliamente utilizado. Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la aplicación de este término en la Ingeniería de Yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita (y frecuentemente, un material detrítico, un cementante o ambos).

La tensión de adhesión, la cual es una función de la tensión interfacial, determina cual de los fluidos moja preferentemente al sólido. La mojabilidad es una medida de la capacidad a favor de un fluido para cubrir una superficie sólida<sup>11</sup>.

Por ejemplo una gota de agua se desparramará sobre la superficie de un vidrio indicando que el agua "moja" la superficie del vidrio, y de la misma forma el agua moja la mayoría de las superficies de las rocas de los yacimientos. Para un fluido mojante, el ángulo de contacto es menor de  $90^\circ$ . Un esquema de esto lo muestra la Figura II.3.

Por el contrario, el mercurio no moja la superficie del vidrio puesto que las fuerzas de cohesión son más fuertes que las fuerzas de adhesión (las fuerzas atractivas del vidrio); por lo que, el ángulo de contacto es más mayor que  $90^\circ$ .

Por lo que sí tenemos aceite y agua sobre un vidrio, el agua va a desplazar al aceite y se va a comportar como la fase mojanete. La Figura II.3. ilustra los ángulos de contacto para estos sistemas.



**Figura II.3.** Diagramas de mojanidad para diferentes sistemas.

Si el ángulo de contacto es menor de  $90^\circ$  para un yacimiento, lo cual es muy usual, entonces diríamos que la formación es preferentemente mojada por agua. En el yacimiento el fluido mojanete tenderá a ocupar los intersticios más pequeños, y la fase no-mojante usualmente existirá en los espacios grandes.

---

## II.6 PRESIÓN CAPILAR

Por lo general, los fluidos contenidos en los yacimientos no son miscibles. Por ejemplo, aceite y agua en contacto físico exhibe una interfase con una presión diferencial sobre ella. La diferencia en presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso aceite y agua) es referida como una presión capilar (*ver referencia 6*). A condiciones normales de yacimiento, el gas libre y el aceite también son inmiscibles.

La presión capilar normalmente se define como la presión de la fase no-mojante menos la presión de la fase mojanante en un mismo punto.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (II-7)$$

Por lo que en una formación preferentemente mojada por agua, la presión capilar es usualmente manejada como la presión de la fase del aceite menos la presión de la fase del agua.

La aplicación de la presión capilar tiene una gran influencia en (1) la distribución inicial de fluido dentro del yacimiento y (2) en la fracción de cada flujo de fluido en un desplazamiento inmisible tal como el desplazamiento con agua.

### II.6.1 PRESIÓN CAPILAR FUNCIÓN - J

Leverett propuso la Función-J (*ver referencia 8*), la cual describe las características heterogéneas de las rocas de manera más adecuada por la combinación de la porosidad y la permeabilidad dentro de un parámetro de la correlación. La Función-J considera los cambios de permeabilidad, porosidad, y mojabilidad a lo largo del yacimiento, sin embargo la geometría general de los poros la considera constante. Por lo tanto, diferentes tipos de rocas exhiben diferentes correlaciones de la Función-J. Todos los datos de presión capilar de una formación específica usualmente pueden ser reducidos a una simple curva de Función-J contra la saturación. La Figura II.4 presenta una correlación de la

Función - J para 6 formaciones, y presenta una comparación con los datos obtenidos de un núcleo y una correlación de Leverett para una arena no consolidada<sup>12</sup>.

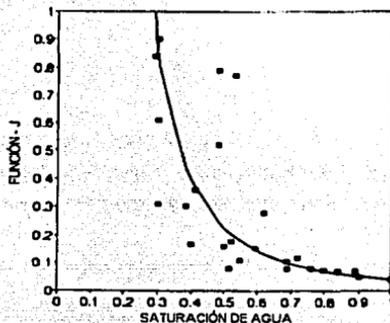


Figura II.4. Comportamiento típico de la Función - J contra la saturación de núcleos de areniscas.

La Función-J puede ser deducida por un análisis dimensional o por la sustitución de la ecuación de presión capilar dentro de la ecuación de Carman-Kozeny<sup>13</sup>. La permeabilidad tiene las dimensiones  $L^2$  y la porosidad es adimensional; por lo tanto,  $(k/\phi)^{1/2}$  puede ser substituido por el radio en la ecuación de presión capilar y reordenando términos queda lo siguiente:

$$P_c = \frac{\sigma \cos \theta}{(k/\phi)^{1/2}} \quad (II - 8)$$

o

$$J = P_c \frac{(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (II - 9)$$

Alternativamente, puede ser deducida de la ecuación de Carman-Kozeny:

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

$$u = \left( \frac{\bar{r}_{H}^2 \phi}{K_L \mu} \right) \left( \frac{\Delta p_{g_c}}{L} \right) \left( \frac{L}{L_c} \right)^2 \quad (II-10)$$

Reacomodando términos:

$$\frac{1}{\bar{r}_{H}} = \left( \frac{\phi \Delta p_{g_c}}{u K_L \mu L_c} \right)^{1/2} = \frac{\phi}{A_s} = \frac{\bar{d}}{4} \quad (II-11)$$

El radio hidráulico medio ( $r_H$ ) es definido como el área superficial dividida por la porosidad por centímetro cúbico de la muestra. Sustituyendo  $\phi/A_s$  por  $r_H$ , en la ecuación de Darcy para la velocidad del fluido, y reacomodando:

$$\frac{A_s}{ml} = \left( \frac{981 \phi^3}{K_s k} \right)^{1/2} = \frac{4\phi}{\bar{d}} \quad (II-12)$$

donde  $k$  es la permeabilidad absoluta del medio poroso.

Sustituyendo la ecuación de presión capilar para el diámetro promedio del poro y reacomodando:

$$31.3 = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left( \frac{K_s k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (II-13)$$

o

$$J = \frac{P_c (k / \phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (II-14)$$

---

## II.7 PERMEABILIDAD

La permeabilidad (*ver referencia 6 y 7*) es una propiedad que representa la medida del flujo de un fluido a lo largo del medio poroso. La permeabilidad de un yacimiento petrolero es tan importante como la porosidad, porque no solamente el volumen de aceite contenido en los poros importa, también importa la razón a la cual el aceite fluirá a lo largo del yacimiento.

### II.7.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad absoluta (denotada por la letra "K") es la propiedad o habilidad que tiene un medio poroso, para permitir el paso de un fluido a través de los poros interconectados y/o fracturas, si el medio poroso está 100% saturado con un fluido.

A mediados de 1800, el ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación para el flujo de fluidos, la cual se ha convertido en una de las herramientas básicas de la ingeniería petrolera. Esta ecuación, de forma diferencial es:

$$v = \frac{-K}{\mu} * \frac{dp}{dL} \quad (II - 15)$$

Con sus trabajos en Francia para un sistema de filtrado de agua, Henry Darcy describió que el gasto de agua a través de un empacamiento de arenas fue proporcional a la diferencia de presión a través del empacamiento.

Si se hace pasar un fluido con un gasto de un centímetro cúbico por segundo y con una viscosidad de un centipoise a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado, y se produce un gradiente de presión de una atmósfera en una longitud de un centímetro, la unidad de la permeabilidad será un darcy (K).

---

Para la unidad antes descrita,  $K$  ha sido arbitrariamente asignada con el nombre de Darcy en honor al hombre responsable que desarrollo la teoría de flujo a través de medios porosos.

Un darcy es una permeabilidad relativamente alta, a comparación de las permeabilidades que poseen la mayoría de las rocas de los yacimientos. Por lo que para evitar el uso de fracciones para describir permeabilidades, se adoptó el término de milidarcy para los yacimientos.

## II.7.2 PERMEABILIDAD EFECTIVA

En los yacimientos por lo menos se encuentran presentes dos fluidos, y en muchos casos hasta tres fluidos diferentes pueden estar presentes y fluyendo simultáneamente. Por lo que el concepto de permeabilidad debe ser modificado un poco para satisfacer y describir las condiciones de flujo cuando más de un fluido está presente en el yacimiento. Entonces es necesario generalizar la ley de Darcy introduciendo el concepto de permeabilidad efectiva para describir el flujo simultaneo de más de un fluido.

La permeabilidad efectiva se define como la permeabilidad a un fluido cuando la saturación de ese fluido es menor del 100%. Por lo que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad particular de un fluido, aceite, gas o agua:  $K_{eo}$ ,  $K_{eg}$ ,  $K_{ew}$ . Las permeabilidades efectivas pueden variar de cero, cuando la saturación de la fase medida es cero, hasta el valor de la permeabilidad absoluta, cuando la saturación de la fase medida es igual al 100%.

Una de las características de las permeabilidades efectivas, en sistemas multifásicos, es que la suma de las permeabilidades efectivas es siempre menor que la permeabilidad absoluta (*ver referencia 7*).

---

$$0 \leq k_o, k_g, k_w \leq k(\text{absoluta})$$

### II.7.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA UN SISTEMA DE DOS FASES

La permeabilidad relativa es definida como la razón de la permeabilidad efectiva del fluido entre la permeabilidad absoluta del fluido, expresado en una ecuación es:

$$k_r = \frac{k_e}{K} \times 100 \quad (\text{II} - 16)$$

La permeabilidad relativa es un término muy útil porque indica cuanta de la permeabilidad de una fase en particular ha sido reducida por la presencia de otra fase. Por ejemplo una permeabilidad relativa al aceite del 60% muestra, que la permeabilidad al aceite ha sido reducida un 40% como un resultado de la presencia de otra fase. Esto quiere decir, que la permeabilidad relativa es generalmente una función de la saturación (*ver referencia 11*).

Cuando un fluido mojante y uno no-mojante fluyen juntos dentro de un yacimiento, cada fluido sigue por separado una trayectoria distinta. La distribución de las dos fases de acuerdo a sus características de mojabilidad, es el resultado característico de las permeabilidades relativas de las fases mojante y no-mojante. Debido a que la fase mojante ocupa los espacios o aberturas más pequeñas de un poro a un valor mínimo de saturación, estas aberturas del poro no contribuyen materialmente al flujo porque la presencia de una saturación mínima de la fase mojante sólo afectará la permeabilidad de la fase no-mojante hasta un pequeño valor. Por consecuencia la fase no-mojante ocupa la parte central del poro, y es aquí donde se contribuye materialmente a que el fluido fluya a través del yacimiento<sup>14</sup>.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

La Figura II.5 presenta un juego típico de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite considerando al agua como la fase mojannte. Además la Figura II.5 señala cuatro distintos puntos de interés cuyos significados son:

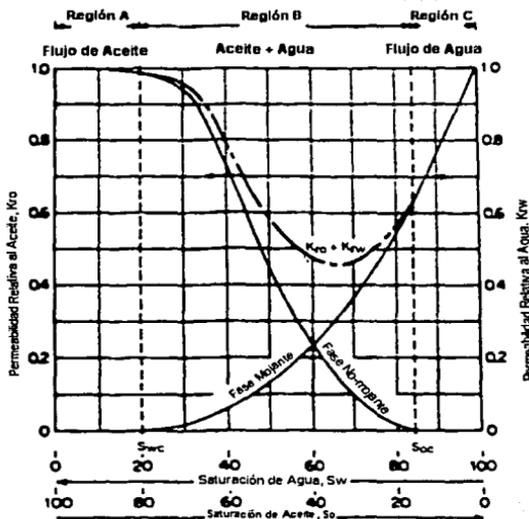


Figura II.5. Comportamiento típico del flujo de dos fases.

- Punto 1

En el punto 1 sobre la curva de permeabilidad relativa de la fase mojannte, se señala que a valores mínimos de saturación de la fase no-mojante se reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojannte. La razón para esto es que la fase no-mojante ocupa la parte central del poro, y es en esta parte donde fluye con la menor dificultad.

---

- Punto 2

En el punto 2, la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante señala que la fase no-mojante comienza a fluir a un valor relativamente pequeño de saturación de la fase no-mojante. La saturación de aceite para este punto es denominada como, saturación crítica del aceite ( $S_{oc}$ ).

- Punto 3

En el punto tres sobre la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que la fase mojante cesará de fluir a una saturación relativamente alta de aceite. Esto es porque la fase mojante preferentemente ocupa los espacios más pequeños del poro, donde las fuerzas capilares son muy grandes. La saturación del agua en este punto es llamada como la *saturación irreductible del agua*  $S_{wi}$  o *saturación congénita del agua*  $S_{wc}$  – ambos términos son usados indistintamente.

- Punto 4

En el punto 4, sobre la curva de la permeabilidad relativa de la fase no-mojante muestra que, a la saturación mínima de la fase mojante los cambios en la saturación de la fase mojante tienen solamente pequeños efectos sobre la magnitud de la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante. La razón para este fenómeno, es que a la saturación mínima de la fase mojante ésta ocupa el espacio más pequeño del poro el cual no contribuye materialmente al flujo, y por lo tanto al cambiar la saturación en estos pequeños espacios del poro se tiene un efecto relativamente pequeño en el flujo de la fase no-mojante.

Esta discusión de los puntos, también puede ser aplicada para datos de permeabilidad relativa del gas y el aceite, como se puede observar en la Figura 11.6. Estos datos de permeabilidad relativa del gas y aceite son típicos con la

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

presencia de agua congénita. Debido a que el agua congénita también ocupa los poros más pequeños en un sistema gas-aceite, esto implica que deba manejarse una saturación de líquido, porque el agua junto con el aceite son inmóviles al ocupar los poros más pequeños (*ver referencia 14*).

Consecuentemente, en la aplicación de datos de permeabilidad relativa del gas y aceite a un yacimiento, la saturación total del líquido es normalmente usada como una base para evaluar la permeabilidad relativa al gas y aceite.

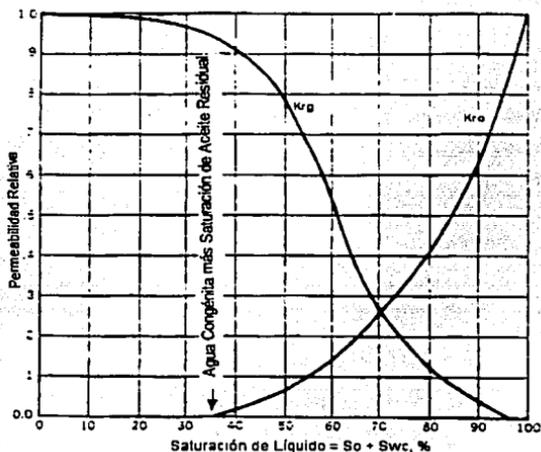


Figura II.6. Curvas de permeabilidad relativa gas - aceite.

Se debe observar que la forma de la curva de permeabilidad relativa al aceite cambia completamente en un sistema gas-aceite. En el sistema agua-aceite, como se presentó previamente, el aceite se comporta como la fase no-mojante, mientras que en un sistema gas-aceite el aceite se comporta como la fase mojante.

---

Por consecuencia, en un sistema agua-aceite la curva de permeabilidad relativa al aceite toma la forma de una S, mientras que en un sistema gas-aceite la curva de permeabilidad relativa al aceite toma la forma de la fase mojante, es decir es cóncava hacia arriba. Como se puede observar en la Figura II.6 la saturación de gas crítica  $S_{gc}$  es generalmente muy pequeña.

Otro fenómeno importante asociado con el flujo de fluidos a través de medios porosos, es el concepto de saturación residual.

Cuando un fluido inmisible es desplazado por otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. Sólo es posible reducir la saturación a un valor pequeño, el cual se supone es el valor de saturación donde la fase desplazada dejará de fluir. Esta saturación es generalmente conocida como la saturación *residual*. Este es un importante concepto para determinar la máxima recuperación de hidrocarburos en un yacimiento. Recíprocamente, un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima antes de que la fase comience a fluir. Esto es evidente si examinamos las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la Figura II.4. La saturación a la cual un fluido comenzará a fluir es llamada saturación *crítica*.

Teóricamente, la saturación crítica y la saturación residual deberían ser exactamente iguales para cualquier fluido; sin embargo, no son idénticas. **La saturación crítica es medida en la dirección del incremento de la saturación, mientras que la saturación irreductible es medida en la dirección de la reducción de la saturación.** Por lo que, el conjunto de saturaciones calculadas de ambas mediciones es diferente.

El efecto de las mediciones de la saturación sobre la permeabilidad relativa está ilustrado en la Figura II.7. Si la muestra de roca está inicialmente saturada con la fase mojante (agua) y los datos de permeabilidad relativa son obtenidos por el decremento de la saturación de la fase mojante mientras fluye un fluido no-mojante (aceite) en el núcleo, el proceso es clasificado como *drene*

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

o desaturación. Ahora si los datos son obtenidos por el incremento de la saturación de la fase mojannte, el proceso es denominado *imbibición* o *restauración*.

Esta diferencia en valores de permeabilidades cuando se presenta un cambio en la medición de la saturación es llamada *histéresis*. Debido a que las medidas de permeabilidad relativa son materia para la histéresis, es importante duplicar, en el laboratorio la historia de la saturación del yacimiento.

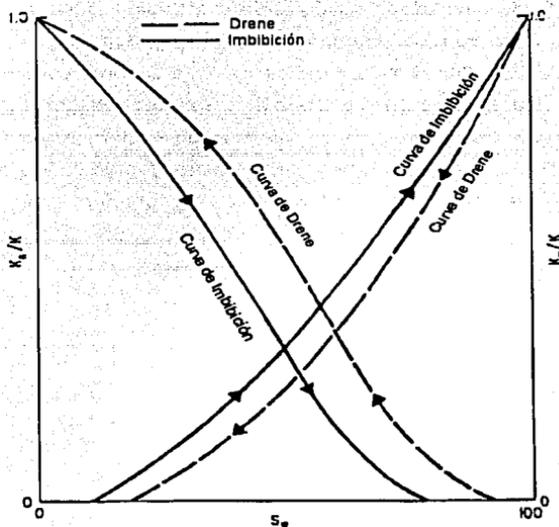


Figura II.7. Efectos de histéresis en la permeabilidad relativa.

---

## II.7.4 PROCESOS DE DRENE E IMBIBICIÓN

Considerando al gas como el agente desplazante y al aceite como el agente desplazado dentro de un yacimiento; se puede reproducir este mismo fenómeno en el laboratorio primero, con el empleo de un núcleo saturado con agua que va a ser desplazada por el aceite hasta llegar a una saturación de agua residual o congénita, y segundo con el desplazamiento del aceite en el núcleo por gas. Este proceso de flujo es llamado como "empuje de gas", drene, o proceso de vaciamiento. Por lo tanto, el proceso de drene consiste en que la saturación del fluido de la fase no-mojante es continuamente incrementada, mientras que la saturación del fluido de la fase mojannte es continuamente disminuida.

El proceso de imbibición se realiza en el laboratorio, primero con un núcleo saturado con agua (fase mojannte) para posteriormente desplazarla hasta una saturación de agua irreductible debido a la inyección de aceite. Para establecer las condiciones de saturación originales de un yacimiento se realiza un proceso de "drene"; posteriormente la fase mojannte (agua) es reinyectada dentro del núcleo hasta que deje de fluir el aceite. A este proceso se le llama de imbibición y es inducido para producir los datos de permeabilidad relativa necesarios para el manejo del agua o para los cálculos de inyección de agua.

La Figura II.7 como se mencionó anteriormente, representa la diferencia entre el proceso de drene y el proceso de imbibición con los datos de permeabilidad relativa. Se observa que en el proceso de imbibición la fase no-mojante (aceite) pierde movilidad a altos valores de saturación de agua y en el proceso de drene sucede lo contrario. Ambos procedimientos tienen efectos similares sobre la curva de la fase mojannte (agua). El método de drene origina a la fase mojannte perder movilidad a altos valores de saturación de la fase no-mojante y en el proceso de imbibición sucede lo contrario.

## II.7.5 CORRELACIONES PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS DE DOS FASES

En la mayoría de los casos, la disponibilidad para medir valores recientes de permeabilidad relativa en muestras de yacimiento no es posible; por lo que es necesario obtenerlos de otra forma.

Debido a que los datos no siempre están disponibles para predicciones de producción futuras, es posible calcularlos y ser empleados como sustitutos de los datos de campo. Algunos métodos han sido desarrollados para calcular las relaciones de permeabilidades relativas. Varios parámetros han sido incluidos para calcular las relaciones de permeabilidades relativas, tales como:

- Saturación inicial y residual
- Datos de presión capilar

Además, la mayoría de las correlaciones propuestas usan la saturación de la fase efectiva (ya sea agua, gas y aceite) como un parámetro de correlación. La saturación de la fase efectiva es definida por las siguientes relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wr}} \quad (II - 17)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (II - 18)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wr}} \quad (II - 19)$$

**CORRELACIÓN DE WYLLIE Y GARDNER**

Wyllie y Gardner (1958) observaron que, en algunas rocas, la relación entre el recíproco de la presión capilar al cuadrado ( $1/P_c^2$ ) y la saturación efectiva del agua  $S_w^*$  es lineal sobre un amplio rango de saturación.

Honapour et al. (1988) tabularon convenientemente las correlaciones de Wyllie y Gardner como se muestra abajo:

Tipo de formación	$k_{ro}$	$k_{rw}$	Ecuación
Arena no-consolidada (bien clasificada)	$(1-S_w)^3$	$(S_w)^3$	(II - 20)
Arena no-consolidada (pobre clasificación)	$(1-S_w^*)^2(1-S_w^{*1.5})$	$(S_w^*)^{3.5}$	(II - 21)
Arenisca cementada (limolita olítica)	$(1-S_o^*)^2(1-S_w^*)$	$(S_o^*)^4$	(II - 22)

Tabla II.1. Permeabilidades Relativas Proceso de Drene (agua – aceite)

Tipo de formación	$k_{ro}$	$k_{rw}$	Ecuación
Arena no-consolidada (bien clasificada)	$(S_o^*)^3$	$(1-S_o^*)^3$	(II - 23)
Arena no-consolidada (pobre clasificación)	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1-S_o^*)^2(1-S_o^{*1.5})$	(II - 24)
Arenisca cementada, limolita olítica, rocas con porosidad vugular	$(S_o^*)^4$	$(1-S_o^*)^2(1-S_o^*)$	(II - 25)

Tabla II.2. Permeabilidades Relativas Proceso de Drene (gas – aceite)

Wyllie y Gardner también sugirieron las siguientes dos expresiones, que pueden ser usadas cuando una de las dos permeabilidades relativas está disponible:

- Sistema agua-aceite

$$k_{rn} = (S_w^*)^2 - k_{rw} \left[ \frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (II - 26)$$

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

- Sistema gas-aceite

$$k_{ro} = (S_o^*) - k_{rk} \left[ \frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (II - 27)$$

## CORRELACIÓN TORCASO Y WYLLIE

Torcaso y Wyllie (1958) desarrollaron una simple expresión para determinar la permeabilidad relativa al aceite en un sistema gas-aceite. La expresión permite el cálculo de  $k_{ro}$  con base al valor de  $k_{rg}$ . La ecuación tiene la siguiente forma:

$$k_{ro} = k_{rk} \left[ \frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - (S_o^*)^2)} \right] \quad (II - 28)$$

La expresión anterior es muy útil debido a que los valores de  $k_{rg}$  son muy fáciles de obtener, en cambio los valores de  $k_{ro}$  son obtenidos con dificultad.

## CORRELACIÓN DE PIRSON

De las consideraciones petrofísicas, Pirson (1958) derivó relaciones generalizadas para las permeabilidades relativas para la fase mojante y no-mojante, tanto para el proceso de drene como para el de imbibición. Las expresiones generalizadas son aplicadas para rocas preferentemente mojadas por agua.

Para la fase mojante (agua)

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^* S_w^3} \quad (II - 29)$$

La expresión anterior es válida tanto para el proceso de drene como el de imbibición.

Para la fase no-mojante

- Imbibición

$$(k_r)_{no-mojante} = \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad (II - 30)$$

- Proceso de Drene

$$(k_r)_{no-mojante} = (1 - S_w^*) \left[ 1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (II - 31)$$

#### MÉTODO DE COREY

Corey (1945) propuso una expresión matemática simple para la generación de datos de permeabilidad relativa para los sistemas gas-aceite y agua - aceite. La aproximación es buena para el proceso de drene (aceite desplazado por gas).

##### Corey Gas - Aceite

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_g - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad (II - 32)$$

$$k_{rg} = \left( \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wi} - S_{or} - S_{gc}} \right)^{N_g} \quad (II - 33)$$

**Corey Agua - Aceite**

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad (II - 34)$$

$$k_{rw} = k_{rwend} \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_w} \quad (II - 35)$$

**OBTENCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA CON DATOS DE PRESIÓN CAPILAR**

Rose y Bruce (1949) demostraron que la presión capilar  $p_c$ , es una propiedad fundamental de las formaciones porque puede ser usada para predecir datos de permeabilidad relativa. Basados en los conceptos de tortuosidad, Wyllie y Gardner (1958) desarrollaron la siguiente expresión matemática para determinar las permeabilidades relativas de un sistema agua-aceite a través de datos de presión capilar:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wrc}}{1 - S_{wrc}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wrc}}^{S_w} dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wrc}}^1 dS_w / p_c^2} \quad (II - 36)$$

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w}{1 - S_{wrc}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^1 dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wrc}}^1 dS_w / (p_c)^2} \quad (II - 37)$$

Wyllie y Gardner también presentaron dos expresiones para la generación de permeabilidades relativas de un sistema aceite - gas con la presencia de saturación de agua congénita. Los autores consideraron el agua congénita como parte de la matriz de la roca para obtener:

$$k_{ro} = \left( \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_o} dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (II - 38)$$

$$k_{rg} = \left( 1 - \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gr}} \right)^2 \frac{\int_{S_o}^1 dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (II - 39)$$

#### OBTENCIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR MEDIO DE ECUACIONES ANALÍTICAS

Las ecuaciones analíticas para las permeabilidades relativas para cada fase, son comúnmente empleadas en la simulación matemática. Las expresiones más frecuentemente usadas para expresar los datos de permeabilidad relativa y de presión capilar son las siguientes:

Sistema Agua-Aceite:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_w} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad (II - 40)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_w} \left[ \frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (II - 41)$$

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

$$p_{rno} = (p_r)_{S_w} \left( \frac{1 - S_w - S_{org}}{1 - S_{gr} - S_{orw}} \right)^{n_r} \quad (II - 42)$$

Sistema Gas-Aceite:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_p} \left[ \frac{1 - S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr} - S_{lc}} \right]^{n_p} \quad (II - 43)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{S_w} \left[ \frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr} - S_{lc}} \right]^{n_g} \quad (II - 44)$$

$$p_{rgo} = (p_r)_{S_k} \left[ \frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr} - S_{lc}} \right]^{n_k} \quad (II - 45)$$

con:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} \quad (II - 46)$$

Los exponentes y coeficientes de la Ecuación II - 40 a la II - 45 son generalmente determinados por métodos de mínimos cuadrados, para igualar los datos de permeabilidad relativa y de presión capilar experimentales con los de campo.

Las Figuras II.8 y II.9 ilustran la saturación crítica de cada fase y sus correspondientes valores de permeabilidad relativa que son usados en la Ecuación II - 40 a la II - 45.

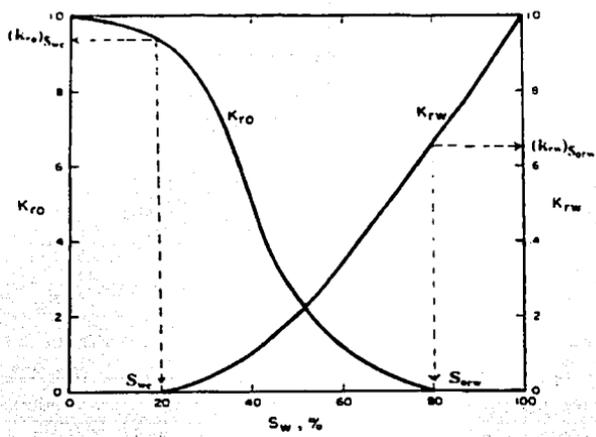


Figura II.8. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.

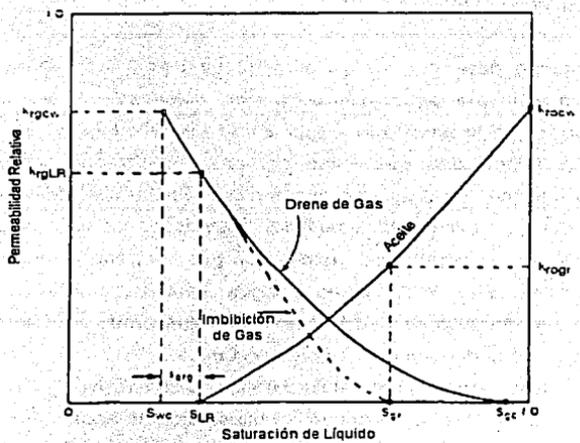


Figura II.9. Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite.

---

## II.7.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA UN SISTEMA DE TRES FASES

Existen muchos casos en los que tres fases se encuentran fluyendo simultáneamente dentro de un yacimiento. Por lo tanto los datos de permeabilidad relativa de dos fases tienen que ser extendidos para un sistema de tres fases.

Los datos para un sistema de tres fases son representados en un diagrama triangular para definir la condición de saturación de la roca. Los valores de permeabilidad relativa son graficados como líneas de valor constante, llamadas isopermas (*ver referencia 11*).

La determinación experimental directa de las permeabilidades relativas para tres fases es extremadamente difícil, e involucra además técnicas complejas para determinar la distribución de saturaciones de fluidos a lo largo del núcleo. Por esta razón, la medida más fácil para determinar experimentalmente las permeabilidades relativas de tres fases, es a través de las permeabilidades relativas para dos fases.

Esto quiere decir que en un sistema de tres fases para encontrar la permeabilidad relativa al agua, ésta dependerá solamente de la saturación del agua. Debido a que el agua puede fluir solamente a través de los poros más pequeños interconectados que están presentes en la roca y es capaz de acomodar su volumen en dichos poros; es difícil asimilar que el flujo del agua no depende de la naturaleza de los otros fluidos que ocupan los demás poros. De la misma forma, la permeabilidad relativa al gas, depende solamente de la saturación al gas. Este fluido, como el agua, está restringido a un rango en particular de tamaño de poro y su flujo no está influenciado por la naturaleza del fluido o de los fluidos que llenan los poros restantes.

Los poros disponibles para el flujo de aceite son aquellos que, en tamaño, son más grandes que los poros donde circula solamente agua, y más pequeños que los poros donde circula solamente gas (*ver referencia 14*).

El número de poros ocupados por aceite depende del tamaño particular y distribución de los poros, dentro de la roca en la cual las tres fases coexisten y además de la propia saturación del aceite.

En general, la permeabilidad relativa de cada fase agua, gas, y aceite, en un sistema de tres fases está esencialmente relacionado a la saturación existente por las siguientes funciones:

$$k_{rw} = f(S_w) \quad (II - 47)$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad (II - 48)$$

$$k_{ro} = f(S_w, S_g) \quad (II - 49)$$

La función II - 47 es raramente conocida y, por lo tanto, varias aproximaciones practicas son propuestas y basadas en estimar la permeabilidad relativa de tres fases de datos de un sistema de dos fases:

#### Juego 1: Sistema Agua-Aceite

$$k_{row} = f(S_w) \quad (II - 50)$$

$$k_{ro} = f(S_w) \quad (II - 51)$$

#### Juego 2: Sistema Gas-Aceite

$$k_{rog} = f(S_g) \quad (II - 52)$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad (II - 53)$$

donde  $k_{row}$  y  $k_{rog}$  son definidas como la permeabilidad relativa al aceite en un sistema agua-aceite y de forma análoga  $k_{roo}$  es la permeabilidad relativa al

aceite en un sistema gas-aceite. El símbolo  $k_{ro}$  está reservado para la permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases.

La gráfica de papel triangular, es comúnmente usada para ilustrar los cambios en los valores de permeabilidad relativa cuando tres fases están fluyendo simultáneamente, como se ilustra en la Figura II.10. Los datos de permeabilidad son graficados como líneas constantes porcentuales de permeabilidad relativa (isopermeabilidades agua, gas y aceite). La Figura II.10 muestran que los datos de permeabilidades relativas, expresados como isopermas, son dependientes de los valores de saturación de las tres fases dentro de la roca.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

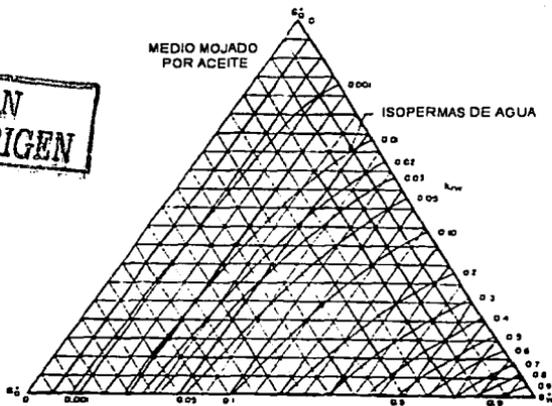


Figura II.10. Diagrama de flujo de tres fases.

La dependencia que existe entre la permeabilidad relativa al aceite sobre la saturación de las demás fases se debe a las siguientes razones: Primero el aceite tiene una mayor tendencia a mojar los sólidos que el gas. Segundo, la tensión interfacial entre el agua y el aceite es mucho menor que la que existe entre el agua y el gas. Tercero el aceite ocupa los poros de la roca que en

dimensiones son aquellos que están entre los ocupados por el agua y el gas. Y cuarto a saturaciones mínimas de agua el aceite tiende a ocupar los poros más pequeños. Por lo que se origina una trayectoria de flujo muy extensa causada por este fenómeno ocasionando un cambio en la permeabilidad relativa al aceite a saturaciones constantes de aceite, con variaciones en la saturación de agua.

Por ejemplo se observa en la Figura II.11 que para una saturación de aceite del 60% y una saturación de agua del 40%, la permeabilidad relativa al aceite es aproximadamente del 43%. Para la misma saturación de aceite y para una saturación de agua del 20%, se observa que la permeabilidad relativa al aceite aumenta a un 48%.

Ahora para una saturación de agua de cero y con la misma saturación de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es aproximadamente del 22%. De esta manera, se observa que los cambios de saturación de agua y gas están cambiando las características de flujo del aceite de manera que el aceite asuma las trayectorias más tortuosas o difíciles (*ver referencia 11*).

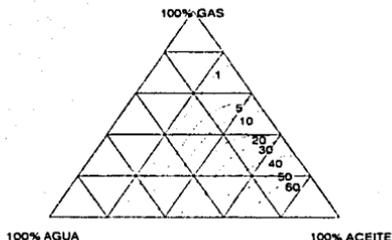


Figura II.11. Diagrama de flujo de tres fases donde la  $k_{ro}$  es una función de la saturación.

---

## II.7.7 CORRELACIONES PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS DE TRES FASES

Honarpour, Keoderitz, y Harvey (1988) proporcionaron un proceso comprensivo para las permeabilidades relativas de dos y tres fases (ver referencia 14). Los autores enlistaron numerosas correlaciones para estimar las permeabilidades relativas, la aproximación más sencilla para predecir la permeabilidad relativa al aceite para un sistema de tres fases es:

$$k_{ro} = k_{roil} k_{rog} \quad (II - 54)$$

Hay varios procesos y correlaciones más precisas que se han desarrollado durante los años, incluyendo:

- Correlaciones de Wyllie
- Modelo de Stone I
- Modelo de Stone II
- Correlación de Hustad-Holt

### CORRELACIÓN DE WYLLIE

Wyllie (1961) propuso las siguientes ecuaciones para las permeabilidades relativas de un sistema de tres fases, preferentemente mojado por agua:

**En una arena cementada, roca vulgar, o limolita oolítica:**

$$k_{rg} = \frac{S_g^2 [(1 - S_{uc})^2 - (S_w + S_o - S_{uc})^2]}{(1 - S_{uc})^4} \quad (II - 55)$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{uc})}{(1 - S_{uc})^4} \quad (II - 56)$$

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (II - 57)$$

**En arenas no-consolidadas, bien clasificadas**

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^3 \quad (II - 58)$$

$$k_{rw} = \frac{(S_o)^3}{(1 - S_{wc})^3} \quad (II - 59)$$

$$k_{rg} = \frac{(S_o)^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})^4}{(1 - S_{wc})^4} \quad (II - 60)$$

#### MODELO DE STONE I

Stone (1970) desarrolló un modelo probabilístico para estimar los datos de permeabilidad relativa de sistemas de tres fases, a través de datos medidos en laboratorio para sistemas de dos fases. El modelo combina la teoría de canales de flujos en medios porosos con conceptos probabilísticos, para obtener un resultado simple para determinar la permeabilidad relativa al aceite en la presencia de flujo de agua y gas, además considera los efectos de histéresis.

El uso de la teoría de canales de flujo implica que la permeabilidad relativa al agua y la presión capilar agua-aceite en el sistema de tres fases son funciones únicamente de la saturación del agua, independiente de la saturación relativa del aceite y gas. Además, las funciones para un sistema de tres fases son las mismas para un sistema de dos fases (agua-aceite).

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Similarmente, la permeabilidad relativa del gas y la presión capilar del gas-aceite son las mismas funciones de saturación de gas en el sistema de tres fases como en un sistema de dos fases gas-aceite.

Stone sugiere que hay una saturación de aceite residual diferente de cero llamada *saturación de aceite mínima*,  $S_{o\min}$ . Esta saturación existe cuando el aceite es desplazado simultáneamente por agua y gas. Se debe notar que la saturación de aceite mínima  $S_{o\min}$  es diferente que la saturación crítica de aceite en un sistema agua-aceite  $S_{ocw}$ , y a su vez, es diferente a la saturación residual de aceite en el sistema gas-aceite,  $S_{org}$ . Stone introdujo las siguientes saturaciones normalizadas:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{o\min}}{(1 - S_{wc} - S_{o\min})} \quad , \text{ para } S_o > S_{o\min} \quad (II - 61)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{o\min})} \quad , \quad S_w \geq S_{wc} \quad \text{para} \quad (II - 62)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{o\min})} \quad (II - 63)$$

La permeabilidad relativa al aceite para un sistema de tres fases está definida como:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (II - 64)$$

Los dos multiplicadores  $\beta_w$  y  $\beta_g$  están determinados por:

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad (II - 65)$$

$$\beta_g = \frac{k_{reg}}{1 - S_g^*} \quad (II - 66)$$

La dificultad en el uso del primer modelo de Stone está en seleccionar la saturación mínima de aceite  $S_{omin}$ . Fayers y Mathews (1984) sugieren una expresión para determinar  $S_{omin}$ .

$$S_{omin} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org} \quad (II - 67)$$

con

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wr} - S_{org}} \quad (II - 68)$$

Aziz y Sattari (1979) puntualizaron que la correlación de Stone puede dar valores de  $k_{ro}$  más grandes que la unidad. Los autores sugieren la siguiente normalización para el modelo de Stone:

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left( \frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right) \quad (II - 69)$$

donde  $(k_{ro})_{Swc}$  es el valor de la permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua congénita determinada de un sistema agua-aceite. Se debe asumir que las curvas de  $k_{rg}$  y  $k_{rog}$  son generalmente obtenidas utilizando la saturación de agua congénita.

#### MODELO DE STONE II

Fue difícil en escoger que  $S_{omin}$  llevara al desarrollo del modelo de Stone II. Stone (1973) propuso la siguiente expresión de normalización:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_w} \left[ \left( \frac{k_{row}}{(k_{ro})_{S_w}} + k_{rw} \right) \left( \frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{S_w}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (II - 70)$$

Este modelo da una razonable aproximación para la permeabilidad relativa de tres fases.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## CORRELACIÓN DE HUSTAD - HOLT

Hustad y Holt (1992) modificaron el Modelo de Stone I introduciendo un exponente  $n$  para la normalización de las saturaciones:

$$k_{rd} = \left[ \frac{k_{rdw} k_{rdg}}{(k_{rd})_{S_w}} \right] (\beta)^n \quad (II - 71)$$

donde:

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad (II - 72)$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{o\min}}{1 - S_{wr} - S_{o\min} - S_{gr}} \quad (II - 73)$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{wr} - S_{o\min} - S_{gr}} \quad (II - 74)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{o\min} - S_{gr}} \quad (II - 75)$$

El término  $\beta$  puede ser interpretado como una variable que oscila entre cero y uno para baja y alta saturación de aceite, respectivamente. Si el exponente  $n$  es uno, la correlación es idéntica al primer modelo de Stone. Aumentando el valor de  $n$  arriba de la unidad causa que la isoperma del aceite a saturaciones bajas de aceite se extienda de uno a otro, valores de  $n$  debajo de la unidad tienen el efecto opuesto.

---

## **II.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR EN EL LABORATORIO PRUEBAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIÓN CAPILAR**

Esta parte del capítulo explicará cuáles son los métodos de laboratorio más utilizados, para obtener datos de permeabilidad relativa para dos fases y datos de presión capilar, a través de mediciones realizadas a muestras de núcleos.

### **II.8.1 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA OBTENER DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

Los métodos para determinar la permeabilidad relativa para sistemas de dos fases (gas-aceite, gas-agua, agua-aceite), que se van a presentar en este trabajo son esencialmente dos: (1) el método de estado continuo, en el cual dos fluidos se hacen fluir simultáneamente dentro y fuera de un núcleo a gastos constantes y a varios valores de saturación; y (2) el método de estado no-continuo o proceso de desplazamiento, el cual consiste en el desplazamiento de dos fluidos donde agua o aceite saturan un núcleo.

#### **MÉTODO DE ESTADO CONTINUO**

El procedimiento esencial del método de estado continuo consiste de la siguiente forma:

Para determinar las permeabilidades relativas al agua y al aceite, es necesario colocar un núcleo en un porta muestras Hassler. Además es necesario conectar un transductor de presión a la cara de entrada y salida del núcleo, para permitir medir la diferencia de presión. También es necesario un regulador de presión para mantener una alta presión de poro.

La bomba de inyección empleada, inyecta primero agua y aceite a gastos de flujo constantes dentro de una pequeña celda de mezcla, posteriormente los fluidos son transferidos simultáneamente a la cara de entrada del núcleo.

---

Los fluidos son inyectados a través de un sistema de pipetas, la mayoría de las pruebas se realizan con el núcleo saturado al 100% de la fase mojante, y por esto, el método también es conocido como prueba de de-saturación (ver referencia 11).

La inyección de los fluidos se realiza a gastos de flujo predeterminados y ambas fases fluyen a través del núcleo hasta que el gasto de salida sea igual al gasto de entrada. Al llegar a este punto, se considera al núcleo como un sistema de estado continuo y está listo para determinar las saturaciones existentes, los gastos de los fluidos y las caídas de presión.

La determinación de la saturación de los fluidos se puede realizar por una de las siguientes formas: (1) A través de electrodos que se insertan en la sección de pruebas, para medir la resistividad del núcleo; (2) Removiendo la sección del núcleo para pesarlo y determinar las condiciones de saturación a través de la masa del núcleo, el volumen de poros, y la densidad de los dos fluidos; o (3) Por medio de un balance volumétrico realizado a los fluidos producidos e inyectados al núcleo. Una vez que las saturaciones han sido determinadas, la permeabilidad relativa de ambas fases a estas condiciones de saturación puede ser calculada. Con las ecuaciones II - 76 a la II - 80 se calcula la permeabilidad relativa a una saturación dada:

$$k_{rg} = k_{rg} / k \quad (II - 76)$$

$$k_{rw} = k_{rw} / k \quad (II - 77)$$

$$k_{ro} = k_{ro} / k \quad (II - 78)$$

$$k_{rn} = \frac{Q_n \times \mu_n L}{A \times \Delta p_w} = f(S_w) \quad (II - 79)$$

$$k_{ro} = \frac{Q_o \times \mu_o L}{A \times \Delta p_o} = f(S_w) \quad (II - 80)$$

Asumiendo que la presión capilar entre las fases es despreciable; entonces  $p_w = p_o$ . Considerando la masa del núcleo, la saturación ( $S_w$ ) es calculada usando la siguiente relación:

Total de masa (M), núcleo y fluidos =

$$(D_M) + S_w \times V_p \times \rho + (1 - S_w) \times V_p \times \rho_o \quad (II - 81)$$

$$S_w = (M - D_M - \rho V \times \rho_o) / [\rho V \times (\rho_w - \rho_o)] \quad (II - 82)$$

Una vez calculada la permeabilidad relativa para esta saturación, el núcleo es reensamblado en el porta muestras presurizado y el gasto de inyección de ambas fases es aumentado para cambiar la saturación de fluidos en el núcleo, hasta que una vez más el sistema alcance la condición de estado continuo.

Este proceso es repetido continuamente hasta que se logre obtener una curva completa de permeabilidad relativa.

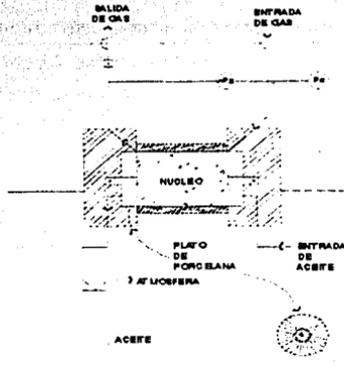


Figura II.12. Equipo convencional del método de estado continuo.

---

## MÉTODO DE ESTADO NO CONTINUO

El método de estado no-continuo o también conocido como prueba de desplazamiento de gas, es un proceso relativamente simple y rápido, consiste básicamente de una muestra saturada 100% con fluido mojante (aceite) y en lugar de que tanto el gas y el líquido sean inyectados simultáneamente, solamente el gas es inyectado dentro del núcleo. Por tal razón, esta técnica de desplazamiento de gas es un proceso de estado no-continuo en el que solamente un fluido está entrando al núcleo y dos fluidos están saliendo (*ver referencia 8*).

El procedimiento esencial del método para un sistema gas - aceite es el siguiente: A una muestra aproximadamente homogénea, se le miden sus propiedades físicas de permeabilidad, volumen de roca, y porosidad. La muestra es convenientemente montada en un porta muestras, similar a los que se usan en las pruebas de estado continuo, y es saturada al 100% con fluido mojante, el cual es por lo general aceite. La muestra se de-saturada por la inyección de gas en una de las caras y por la otra cara se producen gas y aceite (*ver referencia 11*).

Existen tres condiciones esenciales que deben cumplirse: Primero, la caída de presión a través del núcleo debe ser bastante grande para que cualquier efecto final de capilaridad sea despreciable. Segundo, la saturación de gas puede ser expresada como un valor medio de presión definido como:

$$\bar{P} = \frac{P_i - P_o}{2} \quad (11 - 83)$$

donde  $P_i$  representa la presión de inyección y  $P_o$  representa la presión de producción. Y tercero, como el flujo es horizontal, el núcleo es pequeño y el tiempo de la prueba es corto, entonces todos los efectos de fuerzas gravitacionales pueden ser despreciables.

Si estas tres condiciones son satisfechas, entonces es necesario medir solamente las siguientes cantidades durante la prueba: (1) el gas acumulado inyectado como una función del tiempo y (2) el volumen de aceite producido acumulado como una función del tiempo. Con estas dos mediciones y con la presión de inyección, la relación de permeabilidad relativa al gas con respecto al aceite puede ser calculada.

El volumen de gas acumulado inyectado expresado en volumen total de poros de la muestra puede ser calculado por la siguiente expresión:

$$(G_i)_{pv} = \frac{2G_{ic}P_i}{LA\phi(P_i + P_o)} \quad (II - 84)$$

Una cantidad conocida como  $S_{g(AV)}$  puede ser calculada simplemente por dividir el aceite producido acumulado por el volumen de poros de la muestra. Tanto el gas inyectado como el aceite producido son modificados con respecto al tiempo y una curva puede ser graficada, obteniendo la curva de  $S_{g(AV)}$  como una función del volumen de poro y del volumen acumulado de gas inyectado. El declive de la  $S_{g(AV)}$  inyectada en la curva de gas representa el flujo fraccional total de la muestra que es aceite a un tiempo dado, lo cual se define de la siguiente manera:

$$f_o = \frac{d(S_g)_{av}}{d(G_i)_{pv}} \quad (II - 85)$$

La razón de permeabilidad relativa del gas al aceite puede ser calculada de la siguiente ecuación:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{1 - f_o}{f_o(\mu_g / \mu_o)} \quad (II - 86)$$

---

Una vez calculada la razón de permeabilidades relativas, para obtener el valor de la permeabilidad relativa al aceite o gas, es necesario que una de las dos sea independientemente determinada (*ver referencia 11*).

Las principales ventajas del método de estado no-continuo son, en que puede ser realizado con un pequeño equipo y además puede ser ejecutado rápidamente y con una muestra de núcleo pequeña. Sin embargo, tiene la desventaja de que no puede determinar razones de permeabilidades relativas a valores bajos de saturaciones de gas excepto cuando se este empleando aceites muy viscosos.

Ahora el procedimiento de laboratorio para un sistema agua – aceite explicado paso a paso para el método de estado no-continuo se enlista a continuación:

1. Saturar 100% un núcleo con agua y después desplazar el agua por la inyección de aceite a una  $S_{wi}$ , es decir, hasta que ya no haya más agua que producir. Posteriormente centrifugar el agua almacenada y el aceite en un tubo graduado (o probetas) y se mide la cantidad de agua desplazada por el aceite, y se calcula la saturación inicial de agua.
2. Reposar el núcleo y los fluidos para que se ajusten en un equilibrio capilar por toda la noche.
3. Establecer un gasto de agua constante para inyectar dentro del núcleo a un valor continuo, y posteriormente colocar el núcleo en el porta muestras.
4. Cuando el agua desplazada inyectada esté saliendo, se enciende el cronómetro para comenzar a medir el tiempo.
5. Recolectar el agua efluente y el aceite en un frasco centrifugo graduado y registrar el tiempo de cada fracción tomada.

6. Detener la prueba de desplazamiento cuando el aceite deje de fluir, ó cuando se llegue aún cierto volumen de agua predeterminado de inyección (por ejemplo 3 veces el volumen de poros).
7. Centrifugar las muestras para separar el agua y el aceite. Registrar el agua y el aceite desplazado, y el tiempo cuando se tomó cada fracción de fluidos.
8. Calcular las fracciones acumuladas de agua y aceite recolectadas. Graficar el aceite acumulado producido como una función del volumen de poro de agua inyectada.
9. A cada periodo de tiempo, determinar el gasto de agua y aceite fluyendo, las permeabilidades relativas, y el porcentaje de saturación de agua,  $S_{w(av)}$ . Con las ecuaciones II - 76 a la II - 80 y la II - 87:

$$S_{w(av)} = S_{iw} + V_{Aceite(producido)} / pV \quad (II - 87)$$

## II.8.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA OBTENER DATOS DE PRESIÓN CAPILAR

Como se mencionó anteriormente, en el apartado II.5 y II.6, las características relativas de la fase mojanante son función de las propiedades químicas de los fluidos y de la superficie de la roca. Una propiedad importante que se deriva de las características de mojabilidad, es la presión capilar definida como la diferencia entre la presión de la fase no-mojante y la fase mojanante:

$$P_c = p_{no-mojante} - p_{mojanante} = \rho_{mojanante} g_c h = 2\sigma \cos \theta / r \quad (II - 88)$$

Los tres métodos más utilizados para medir la presión capilar como una función de la saturación del agua en la roca son:

- 
1. Método de Inyección de Mercurio, es el más rápido pero con el inconveniente de que el núcleo no puede volver a ser utilizado para otra prueba porque el mercurio inyectado sólo puede recuperarse destruyendo el núcleo. Es un método que ofrece una obtención rápida de datos de presión capilar para muestras de forma irregular (cualquier forma puede ser usada), y es clasificado como una prueba petrofísica estándar.
  2. Método de Desplazamiento a través de una Membrana Semipermeable, el cual consiste de un disco poroso apropiado para proporcionar una barrera que impida el paso del fluido no-mojante y permite el paso del fluido mojante. El material que puede usarse para la membrana semipermeable es la porcelana porque posee una baja permeabilidad ( $< 5\text{mD}$ ). Cuando se trabaja con un sistema mojado por agua, la membrana se satura con agua y entre el núcleo y la membrana se coloca un pedazo de papel higiénico para establecer un buen contacto de superficies. Posteriormente, la presión ejercida sobre la fase no-mojante (gas o aceite) es registrada por cada incremento de desplazamiento de agua. El desplazamiento puede ser reversible por la saturación del disco con fluido no-mojante y registrar la presión requerida para el desplazamiento de cada incremento de volumen de la fase no-mojante. El inconveniente de este método son los largos periodos de tiempo requeridos para completar la prueba.
  3. Método de la Centrifuga, en este método los núcleos son colocados en un equipo especial para recolectar el agua o el aceite en una probeta. Se emplea una fuerza centrífuga para desplazar uno de los fluidos, la velocidad angular centrífuga (revoluciones por minuto) es aumentada por incrementos y el volumen de fluido desplazado por cada incremento de velocidad es medido. La presión capilar se calcula a partir de la fuerza centrífuga.

---

## PREPARACIÓN DEL NÚCLEO PARA LA MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR

1. Cortar el núcleo y estar seguro de que los extremos estén lisos y paralelos.
2. Extraer los hidrocarburos del núcleo por medio de solventes.
3. Secar el núcleo y medir su permeabilidad usando flujo de gas.
4. Medir la porosidad del núcleo por medio de un método conveniente y calcular su volumen de poro,  $V_p$ .
5. Pesarse el núcleo seco, saturarlo con el fluido que va a ser desplazado, y pesarlo de nuevo. Usar la densidad del fluido, calcular el volumen de poros y compararlo con el volumen de poros del paso 4.

## MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO

Primero se tiene que calibrar los instrumentos antes de inyectar el mercurio. Posteriormente se calcula el volumen del porta muestra vacío, y esto se hace inyectando mercurio hasta la marca inferior de referencia, después se ajusta la escala de lectura a cero y el volumen de mercurio requerido para alcanzar la marca superior del porta muestra es registrado como el volumen del porta muestra.

La segunda calibración es una prueba en "blanco" (con un núcleo en el porta muestra), con el fin de observar una expansión en la calibración del instrumento como una función de la presión. Una vez realizadas estas calibraciones, un núcleo seco se coloca en el porta muestras del equipo, el pistón de la bomba es retirado para hacer vacío en el sistema y para iniciar la inyección de mercurio dentro del porta muestras (*ver referencia 8*).

Cuando el nivel de mercurio alcanza la marca inferior de referencia, se ajusta la escala de lectura y el vernier para leer el volumen en el porta muestras. Posteriormente la inyección de mercurio continúa dentro del porta muestras hasta que alcance la marca superior de referencia.

---

El volumen de roca del núcleo es leído directamente sobre la escala numérica de la bomba y de la manivela del tornillo desplazante. En este punto, la manivela del tornillo desplazante y la escala de la bomba son ajustados para leer exactamente  $0.000\text{cm}^3$ . La válvula de vacío es cerrada para abrir la válvula de inyección y permitir la entrada de nitrógeno al sistema hasta que el nivel de mercurio sea de 4 a 5 mm debajo de la marca superior de referencia. La presión del sistema es registrada y con la bomba en operación, el mercurio es inyectado dentro del porta muestra hasta que alcance la marca superior de referencia, dicho volumen de mercurio inyectado también es registrado. Después de alcanzar la presión atmosférica en el sistema, se aplica presión utilizando la compresora de nitrógeno. Después de que cada incremento de mercurio inyectado ha alcanzado la marca superior de referencia, hay que esperar un período de 2 a 5 minutos para que el sistema alcance el equilibrio.

Este procedimiento se repite para un número de intervalos hasta que se logre una presión aproximada de 800 psi. El volumen de mercurio inyectado corresponde al volumen de la fase no-mojante, porque el mercurio es un fluido no-mojante, mientras que el vapor del mercurio corresponde a la fase mojante. Cada incremento de presión ( $P_c$ ) es graficado contra su correspondiente valor de saturación de la fase mojante.

Los valores de presión capilar obtenidos por el método de inyección de mercurio, pueden ser usados para determinar por ejemplo, la distribución y geometría del espacio poroso y sobre todo para estudiar el comportamiento de las curvas de presión capilar. Autores como O'Meara et al. señalaron que los datos de presión capilar obtenidos por el método de inyección de mercurio para sistemas agua-aceite (normalizados por la función-J de Leverett) dan mejores aproximaciones en las curvas de presión capilar que los obtenidos por otros métodos.

El método de inyección de mercurio posee dos desventajas:

1. Una vez que el mercurio inyectado penetró el núcleo, el núcleo no puede volver a utilizarse para otra prueba porque la única forma de recuperar el mercurio es rompiendo el núcleo, y
2. Los vapores del mercurio son tóxicos, por lo que se deben tener estrictas precauciones cuando se utilice.

En cambio la principal ventaja del método es que el tiempo para determinar los valores de presión se reduce a unos cuantos minutos. Si se emplea algún fluido dentro del núcleo, para determinar alguna otra propiedad, éste es secado una vez más antes de determinar la presión capilar. El equipo de inyección de mercurio tradicional, está representado en la Figura II.13.

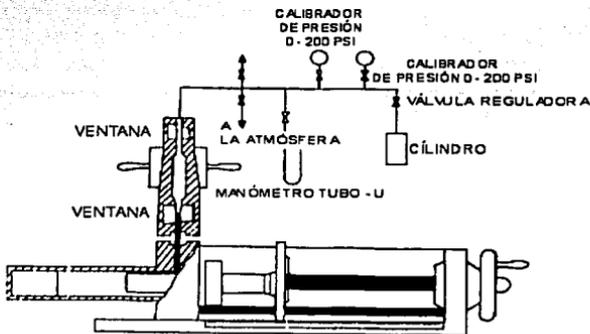
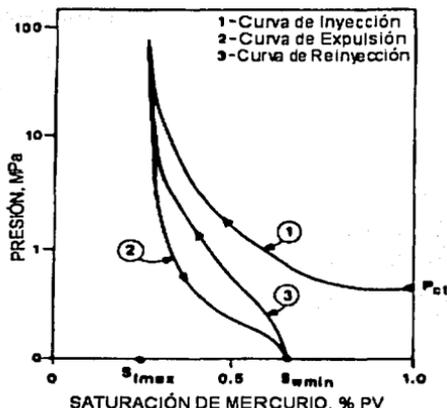


Figura II.13. Equipo de inyección de mercurio para obtener datos de presión capilar.

---

En la Figura II.14 se presentan 3 curvas de presión capilar contra saturación obtenidas por el método de inyección de mercurio. El núcleo se coloca dentro del porta muestras vacío del equipo, para inyectar una cierta cantidad de mercurio y registrar cada incremento de presión. El incremento de volumen de poro de mercurio inyectado en los poros es graficado como una función de la presión, para obtener la curva de inyección de presión capilar (Figura II.14, curva 1). Cuando el volumen inyectado de mercurio alcanza un límite con respecto al incremento de la presión ( $S_{wmax}$ ), una curva de presión capilar aislada puede ser obtenida por la disminución de la presión y por el registro del volumen de mercurio expulsado (Figura II.14, curva 2). Se establece un límite al volumen de mercurio cuando la presión alcance el valor de cero ( $S_{wmin}$ ), esto quiere decir que el mercurio ha dejado de salir. Una tercera curva de presión capilar se obtiene si el mercurio es re-inyectado por el incremento de presión de un valor de cero hasta el valor máximo de  $S_{imax}$  (Figura II.14, curva 3).

El cierre en las curvas aislada y de re-inyección (curvas 2 y 3, Figura II.14), es la característica de histéresis en las curvas de presión capilar. El mercurio es un fluido no-mojante; por lo tanto, la característica de histéresis exhibe presiones positivas para todas las saturaciones – eso quiere decir, que las curvas de histéresis están por encima de la línea de presión cero.



**Figura II.14.** Curvas de presión capilar (mercurio-gas) que muestran la curva inicial de inyección con su presión inicial y la curva de histéresis. Hay que notar que son requeridas presiones muy altas para la inyección de mercurio.

Para trasladar los datos de inyección de mercurio y representar las curvas de presión capilar para un sistema agua-aceite o agua-aire, los datos de presión capilar del mercurio son normalizados usando la función-J de Leverett:

$$J = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (II - 89)$$

donde:  $\sigma_{Hg} = 480N(10^{-3})/m$   
 $\theta = 140^\circ$   
 $k = \text{Darcies}$

$$\frac{P_{cu-a}}{\sigma_{n-a} \times \cos(0^\circ)} = \frac{P_{cu-a}}{\sigma_{n-a} \times \cos(0^\circ)} = \left( \frac{P_{cHg}}{\sigma_{Hg} \times \cos(140^\circ)} \right) (k/\phi)^{1/2} \quad (II - 90)$$

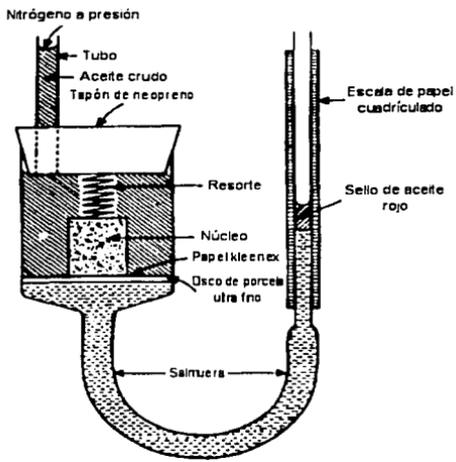
---

## MÉTODO DE DESPLAZAMIENTO A TRAVÉS DE LA MEMBRANA SEMIPERMEABLE

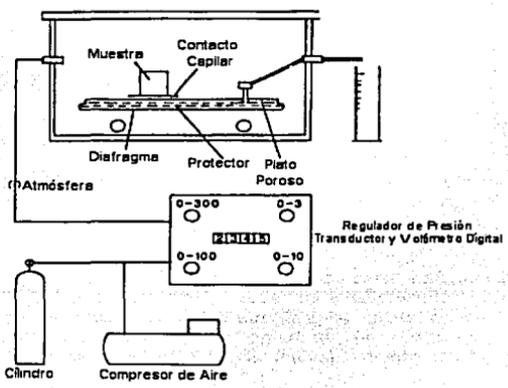
El método consiste en el desplazamiento de agua que satura un núcleo con gas o aceite. El núcleo se coloca sobre la membrana porosa, la cual también está saturado con agua (Figura II.15a). La membrana semipermeable posee poros muy finos, a comparación de los poros de la muestra de roca (la permeabilidad de la membrana debe ser 10 veces menor que la permeabilidad del núcleo). Además el tamaño de los poros de la membrana, deberá ser bastante pequeño para prevenir la penetración del fluido desplazante (aceite) hasta que la saturación de agua en el núcleo haya alcanzado la saturación irreductible (*ver referencia 8*).

La presión del fluido desplazante se aumenta en pequeños incrementos (Figura II.15b), después de cada incremento de presión, la cantidad de agua desplazada es registrada hasta que se alcanza el equilibrio estático. La presión capilar es graficada como una función de la saturación del agua como se ilustra en la Figura II.16a y b. Si la superficie porosa es preferentemente mojada por agua, una presión finita (la presión umbral,  $P_D$ ) será necesaria antes de que el agua sea desplazada del núcleo (Figura II.15a). Ahora si el núcleo es preferentemente mojado por aceite, y el aceite es el fluido desplazante, el aceite embeberá dentro del núcleo, desplazando al agua a una presión capilar de cero (Figura II.15b).

El desplazamiento puede ser reversible colocando el núcleo sobre otra membrana, la cual es saturada con aceite, y el núcleo es cubierto con agua. Si el núcleo es preferentemente mojado por agua, el agua embeberá dentro del núcleo y se desplazará al aceite hasta una saturación de aceite residual ( $S_{or} = 1 - S_{wor}$ ), siguiendo una trayectoria igual a la de la curva 2 de la Figura II.16a. Si el núcleo es preferentemente mojado por aceite, la trayectoria será similar a la de la curva 2 de la Figura II.16b.



**Figura II.15a.** Método de la Membrana Semipermeable para medir la presión capilar usando un manómetro.



**Figura II.15b.** Método de la Membrana Semipermeable para medir la presión capilar usando un regulador de presión.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

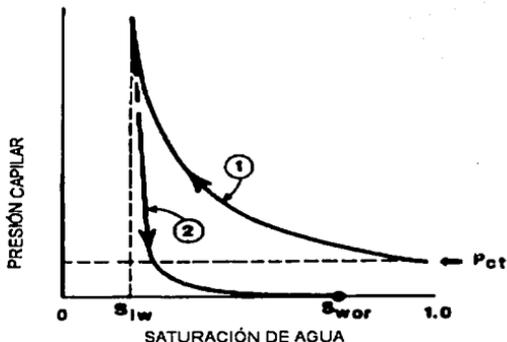


Figura II.16a. Grafica típica de presión capilar contra saturación para un sistema mojado por agua. Se debe notar la presión umbral.

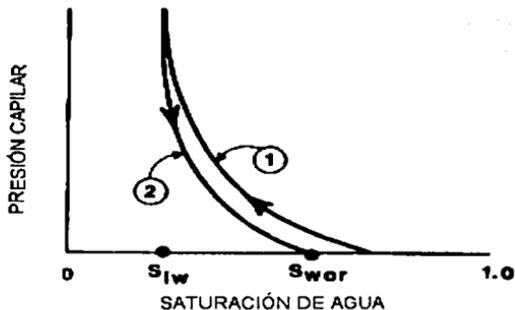


Figura II.16b. Grafica típica de presión capilar para un sistema mojado por aceite. Se debe notar el aceite embeberá a una presión capilar igual a cero. La curva de presión capilar es graficada contra la saturación del agua en la mayoría de los casos; sin embargo, es frecuente graficarla contra la saturación de la fase mojanante, la cual es aceite para este caso.

Ahora el equipo y procedimiento de laboratorio de un equipo Ruska para este método, se describe a continuación:

1. Un esquema del diagrama de la Celda de Presión de membrana semipermeable Ruska se ilustra en la Figura 11.17. La base (4), junto con el montaje de la membrana (3), son separados y la pipeta (19) es retirada de la base.
2. La membrana y el núcleo son secados en el horno para realizar la prueba y posteriormente son puestos al vacío por lo menos 5 horas. El fluido utilizado para saturar el núcleo también es puesto al vacío por un breve período de tiempo para remover los gases disueltos antes de colocar el núcleo sobre la membrana.
3. Mientras se realiza el vacío en el sistema, el fluido saturante es introducido lentamente dentro de la membrana seca y el núcleo. El fluido debe sumergir la membrana y el núcleo a  $\frac{1}{2}$  pulgada por lo menos. Después de una hora, el aire es ligeramente admitido al sistema hasta que se alcance la presión atmosférica.

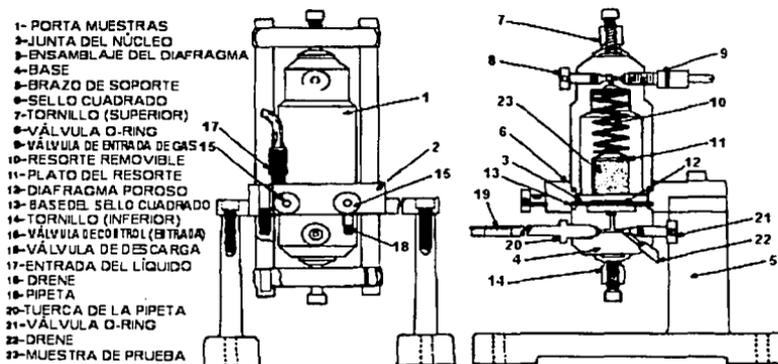


Figura 11.17. Diagrama de celda de presión para medir presión capilar.

- 
4. La válvula de base (21) es cerrada, y mientras se enrosca la pipeta a la tuerca con los dedos y la cavidad en el montaje de la membrana es llenada con líquido. Por último el aire es desplazado de la base a través de la salida de la pipeta abriéndola ligeramente.
  5. Se lubrica el sello cuadrado (6) y se posiciona apropiadamente, entonces se inserta el montaje de la membrana dentro de la cavidad y se sostiene firmemente en su lugar.
  6. Una pipeta de tamaño apropiado (aproximadamente el volumen del fluido que va a ser desplazado) es colocada y es apretada con la tuerca.
  7. Se sujeta firmemente la base y el montaje de la membrana por la parte inferior del montaje del bloque (2). Posteriormente se coloca una pieza de papel suave sobre el diafragma y se satura con agua. Ahora se coloca el núcleo sobre el papel, se drena la pipeta a la lectura de cero y la celda está ahora lista para medir la presión capilar.
  8. Se aplica gas a presión (aire o nitrógeno) a la parte superior de la cámara a través de la válvula de entrada de gas (9) en incrementos de 2psi. Después de cada incremento, hay que esperar hasta que se haya colectado todo el fluido en la pipeta. Se registra la presión y la cantidad de fluido desplazado, y entonces se incrementa la presión una vez más. Repetir este procedimiento hasta que ya no haya más fluido desplazado en el núcleo, o hasta que se presente el rompimiento del gas a través del diafragma poroso.
  9. Por último calcular el promedio de saturaciones del núcleo después de cada incremento de presión, y graficar la presión como una función de la saturación del núcleo (% de volumen de poro,  $V_p$ ) para obtener la curva de presión capilar. Extrapolar la curva a una saturación de fluido del 100% para obtener un estimado de la presión inicial (presión requerida para entrar a todo lo largo de los poros de la muestra). La saturación irreductible ( $S_{iw}$ ) del fluido es el límite de saturación donde no hay más fluido que desplazar por el continuo incremento de presión.

$$S_{w} = (\text{fracción}) = (V_p - \text{vol. Acum. de fluido desplazado}) / V_p \quad (11 - 91)$$

#### MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA

El método de la centrífuga fue presentado por Hassler y Brunner, es un método complicado y rápido para medir presiones capilares. El procedimiento de la centrífuga utilizado en la actualidad, fue introducido por Slobod et al. en 1951. El principio del método consiste en someter a un núcleo saturado a un efecto de drene por la acción de la aceleración de la gravedad, utilizando un equipo centrífugo (*ver referencia 8*).

Existen varios tipos de configuraciones centrífugas disponibles para este método. Pero en general se debe cuidar en el equipo centrífugo la temperatura en el recipiente, es la propiedad que debe ser controlada para mantenerla en unos cuantos grados, para que el sistema roca-agua-aceite no comience a presentar una mayor mojabilidad por el agua debido al incremento de la temperatura. Es por eso necesario, especificar la temperatura a la cual se hace la medición.

El método de la centrífuga puede ser usado para obtener tres curvas de desplazamiento de presión capilar (Figura 11.18):

- a. **P<sub>c</sub>-I:** desplazamiento de un fluido hasta la saturación irreductible. Un fluido mojante ó no-mojante puede ser utilizado. Para facilidad de entendimiento, se asume que el núcleo está inicialmente saturado con agua, y el aceite actúa como desplazante del agua hasta llegar a la saturación de agua irreductible: (P<sub>c</sub>-I, aceite >> agua, de S<sub>w</sub> = 1.0 hasta S<sub>iw</sub>).
- b. **P<sub>c</sub>-II:** desplazamiento del aceite con agua a una saturación de agua equivalente a la saturación de aceite residual (S<sub>wor</sub> = 1-S<sub>or</sub>). Este desplazamiento es equivalente a una inyección de agua donde el agua

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

está desplazando al aceite de un núcleo que tenía una saturación inicial a la ( $S_{iw} \cdot S_{or} =$ ) saturación de aceite residual.

- c.  $P_c$ -III: desplazamiento del agua hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{iw}$ ); de la misma manera el núcleo saturado con agua y aceite a la saturación de agua equivalente a la saturación de aceite residual  $S_{wor}$ . ( $P_c$ -III, aceite  $\gg$  agua, de  $S_{wor}$  a  $S_{iw}$ ).

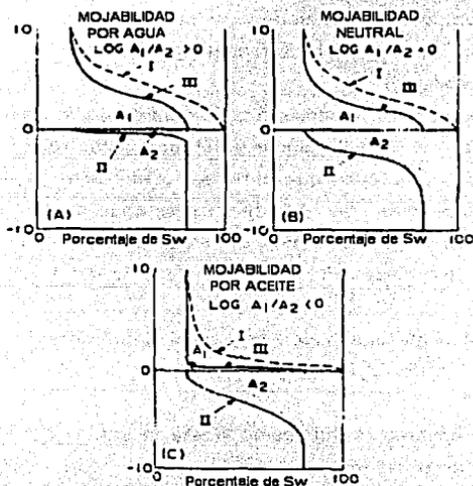


Figura II.18. Estas curvas son una representación de la Presión Capilar que se obtiene por el método de la centrifuga y el cálculo de la mojabilidad por el método de USBM. Para la presión capilar de un sistema agua-aceite, la Curva I representa el desplazamiento con aceite en un núcleo 100% saturado de agua hasta la saturación de agua irreducible; la Curva II, representa el desplazamiento del aceite con agua hasta la saturación de aceite residual; y la Curva III, representa el desplazamiento de agua (de un núcleo saturado con agua y aceite a una saturación de aceite residual) a una saturación de agua irreducible.

---

**PROCEDIMIENTO DE LA CENTRÍFUGA PARA DETERMINAR EL JUEGO DE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR**

1. Para el método de la centrífuga se puede emplear un pequeño tapón de núcleo de dimensiones de 2.5cm de diámetro por 2.5cm de longitud, dicho tapón deberá ser cortado con cuidado para que no se encoja por el calor. Además se tiene que colocar una camisa para controlar la película de fluido que sale del tapón cuando se está sacando del porta muestras al final de cada corrida, y evitar además posibles errores en las mediciones de saturación.

(P.-1): Por lo menos dos núcleos son colocados en los tubos graduados de la centrífuga, y los tubos son llenados con aceite (Figura II.19). Los tubos se colocan en el protector metálico, y las pesas del montaje son ajustadas con pequeños pesos hasta que se alcance el equilibrio.

2. Los montajes de los núcleos son colocados en los anillos trunnion, quedando cada montaje en la centrífuga frente a frente.
3. Para completar la prueba de mojabilidad USBM en un día, la velocidad de la centrífuga puede incrementarse hasta que se alcance la velocidad máxima. La centrífuga estará operando a la velocidad máxima hasta que ya no se presente el desplazamiento de agua. El desplazamiento de agua generalmente se detiene a los 15 minutos para un aceite ligero (densidad API > 20) y para aceite pesado (densidad API < 20) se detendrá a los 30 minutos. El volumen de agua desplazada es utilizado para calcular la saturación de agua irreductible, la cual es el punto de comienzo para la prueba de mojabilidad USBM.

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

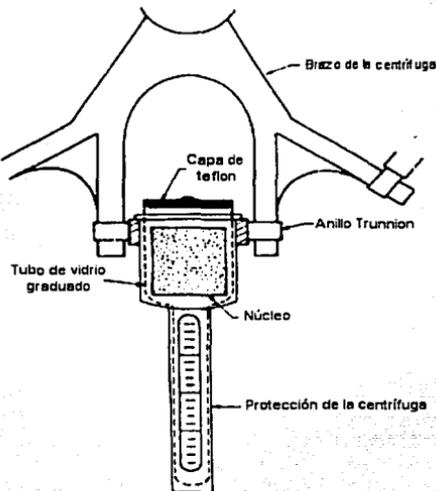
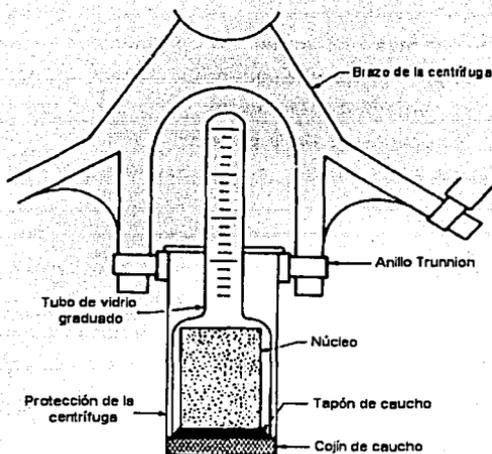


Figura II.19. Diagrama del núcleo y del porta muestras en una centrifuga para la determinación de la presión capilar.

Si se requiere la curva de presión capilar ( $P_c$ -I) de aceite desplazando agua, la velocidad de la centrifuga deberá iniciar a baja velocidad (200RPM o menos). Con el uso de un estroboscopio, el volumen de agua colectado en la pipeta del porta muestras puede ser registrado.

La presión capilar en la parte superior del núcleo,  $P_{c1}$ , es calculada utilizando la Ecuación II.92 y graficada contra su correspondiente saturación de agua de la parte superior del núcleo,  $S_{w1}$ , usando las Ecuaciones II.93 ó II.94. Ocasionalmente el declive de la curva  $S_a$  contra  $P_c$  ( $dS_a/dP_c$ ) es tan grande que no es posible aplicar correcciones; en tal caso, se utiliza el porcentaje de saturación contra la presión capilar para determinar el índice de mojabilidad.

4. (P<sub>c</sub>-II): Los núcleos (conteniendo agua a una  $S_{wi}$  y aceite) son removidos de los tubos porta muestras de vidrio y se colocan en un segundo par de tubos de vidrio. Los tubos son llenados completamente con agua y son tapados. Se debe tener precaución para reducir el tiempo que se pierde en la transferencia de un núcleo de un tubo a otro, para evitar pérdida de fluido en el núcleo debido a la evaporación. Posteriormente los tubos de los núcleos son entonces invertidos y colocados en las protecciones de metal, y las pesas de los dos montajes son ajustadas a cero (Figura II.20).



**Figura II.20.** Diagrama del montaje del tubo del porta muestras para el desplazamiento del aceite por agua.

5. Los montajes son colocados en los anillos trunnion y centrifugados en incrementos sucesivos de velocidad. Los volúmenes de aceite desplazado hacia la parte superior, es decir, hacia dentro del tubo graduado al final del núcleo, son medidos por cada incremento de RPM.
  
6. La presión capilar y la saturación de agua ( $P_c$ -II) son calculadas usando las Ecuaciones II - 92 y II - 93. La diferencia de densidades es invertida, produciendo un valor de presión capilar negativo ( $\rho_o - \rho_w$ ) por el desplazamiento de  $S_w$  a  $S_{wor}$ . El radio del brazo de la centrifuga para este desplazamiento es diferente al usado en el primer caso.
  
7. ( $P_c$ -III). Una vez más los núcleos son removidos de los tubos de vidrio de la centrifuga, y son colocados en un nuevo juego de porta muestras. Los núcleos son sumergidos en aceite y los tubos de los núcleos son insertados correctamente en la protección de la centrifuga. Se calcula la presión capilar y la saturación al tope del núcleo usando la Ecuación II - 92 y II - 93.
  
8. Los montajes son colocadas en los anillos trunnion y centrifugados una vez más a incrementos de velocidad hasta llegar al límite de la centrifuga, o hasta que se llegue al límite preestablecido. Los volúmenes desplazados y estabilizados por cada incremento de velocidad son registrados y la presión capilar es calculada usando la Ecuación II - 88.

$$P_{c1} = 1.096 \times 10^{-6} \times (\rho_w - \rho_o) \times N^2 \times (R_2 - L/2) \times L \quad (II - 92)$$

$$S_i = S_{A1} + [2R/(1+R)] \times P_{c1} \times [dS_{A1} / dP_{c1}] \\ + [R/(1+R)] \int_0^{P_{c1}} \left( \frac{1 - [1 - (P_c / P_{c1})(1 - R^2)]^{1.5}}{1 - [(P_c / P_{c1})(1 - R^2)]^{1.5}} \right) \frac{dS_{AV}}{dP_c} \times dP_c \quad (II - 93)$$

$$S_1 = \frac{d}{dP_{c1}} [P_{c1} \times S_{AV}] = S_{AV} + P_{c1} \times \frac{dS_{AV}}{dP_{c1}} \quad (\text{II} - 94)$$

- L = longitud del núcleo, cm.  
 N = velocidad centrífuga, revoluciones por minuto (RPM).  
 P<sub>c</sub> = presión capilar a cualquier en el núcleo.  
 P<sub>c(AV)</sub> = presión capilar al centro del núcleo, kPa.  
 P<sub>c1</sub> = presión capilar a la entrada final del núcleo, kPa.  
 R = R<sub>1</sub> / R<sub>2</sub>.  
 R<sub>1</sub> = radio del brazo centrífugo a la entrada final del núcleo, cm.  
 R<sub>2</sub> = radio del brazo centrífugo al final de la salida del núcleo, cm.  
 S = saturación de la salmuera a cualquier punto en el núcleo.  
 S<sub>AV</sub> = saturación promedio de la salmuera.  
 S<sub>1</sub> = saturación a la entrada final del núcleo  
 ρ<sub>o</sub> = densidad del aceite, g/cm<sup>3</sup>.  
 ρ<sub>w</sub> = densidad del agua (salmuera), g/cm<sup>3</sup>.

## II.9 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

El uso apropiado de la compresibilidad de la roca en la simulación de yacimientos, es necesario para un conocimiento general de los procesos que suceden a lo largo del yacimiento. Existen varias definiciones de compresibilidad de la roca, que bajo diferentes circunstancias, pueden ser apropiadas para la simulación de yacimientos. La formulación del programa de simulación y el proceso pertinente del yacimiento, dictan la definición de compresibilidad apropiada para el estudio en particular.

La compresibilidad, la cual relaciona los cambios de volumen cuando se someten a un cambio de presión, es definida por la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (\text{II} - 95)$$

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Dentro de las rocas porosas, se debe considerar el volumen bruto de la roca,  $V_b$ ; el volumen de poros  $V_p$ ; y el volumen de sólidos,  $V_s$ . Estos volúmenes se relacionan de la siguiente manera:

$$V_b = V_p + V_s \quad (II - 96)$$

Como se definió en el apartado II.2, la porosidad es la relación de:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (II - 97)$$

La variación del volumen a lo largo de todo el yacimiento está gobernado por las siguientes relaciones:

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dp} \quad (II - 98)$$

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} \quad (II - 99)$$

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \frac{dV_s}{dp} \quad (II - 100)$$

y

$$C_\phi = -\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \quad (II - 101)$$

Como los volúmenes de la roca están relacionados por las ecuaciones II.96 y II.97, también la compresibilidad está asociada con estos volúmenes. La mayoría de las relaciones pertinentes para la simulación de yacimientos son:

$$c_p = \frac{c_b - c_s}{\phi} + c_s \quad (II - 102)$$

$$c_\phi = c_p(1 - \phi) - \phi c_s \quad (II - 103)$$

---

Para el propósito de este trabajo se asume que el volumen de roca es constante, lo cual permite remover de la derivada parcial con respecto al tiempo el volumen de roca, quedando:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{V_b \phi S_t}{a_r B_t} \right) = \frac{V_b}{a_r} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_t}{B_t} \right) \quad (\text{II} - 104)$$

La ecuación II - 104, requiere para la variación del tiempo de la derivada el uso de la compresibilidad de la porosidad. Otras ecuaciones de derivadas finitas, pueden requerir el empleo de la compresibilidad de la porosidad. Para una apropiada respuesta en la simulación de la presión con respecto al comportamiento de flujo, el ingeniero durante la realización del estudio de simulación deberá estar familiarizado con la formulación de diferencias finitas en el uso del programa de simulación, así como, el uso apropiado de la definición de la compresibilidad de las ecuaciones presentadas.

El conocimiento de los procesos comunes del yacimiento, también requiere determinar cuál es la definición apropiada de compresibilidad para usar en el estudio de simulación. La medición de la compresibilidad de la roca involucra aplicar esfuerzos (cargas) a los núcleos y la medición del cambio del volumen a diferentes niveles de esfuerzos.

Los esfuerzos aplicados a los núcleos pueden ser de dos tipos: (1) Cargas hidrostáticas, que consiste en aplicar esfuerzos iguales a lo largo de toda la superficie del núcleo; y (2) Cargas uniaxiales donde se aplica un esfuerzo uniaxial principal sobre un eje mientras las demás fuerzas son iguales sobre los otros ejes. La Figura II.21 muestra la diferencia entre estos dos procesos.

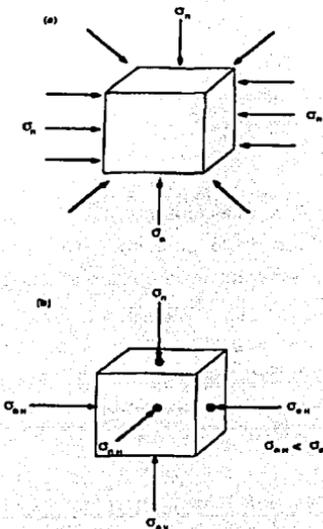


Figura II.21. Esquema representativo de las cargas hidrostáticas y uniaxiales.

Para un yacimiento profundo localizado dentro del continente, los esfuerzos que actúan alrededor de la roca del yacimiento son generalmente iguales; como consecuencia, la medición de la compresibilidad bajo condiciones hidrostáticas es apropiada para la simulación de yacimientos. Sin embargo, para un yacimiento localizado mar adentro la presión de sobre carga es la principal carga que actúa, mientras que los esfuerzos horizontales son mucho menores que esta carga.

Por otra parte, en las zonas de gran actividad tectónica los esfuerzos sobre un yacimiento actúan sobre una principal dirección. En este caso, la medición de la compresibilidad bajo condiciones uniaxiales pueden ser más

---

representativa para un yacimiento. Por lo tanto, el conocimiento de los esfuerzos dentro de un yacimiento ayudan a determinar la apropiada medición de la compresibilidad para el estudio de la simulación.

Cuando se requiere convertir la compresibilidad de la medición hidrostática a una medición uniaxial equivalente, se usa la ecuación II - 105.

$$c_u = \frac{1}{3} \frac{(1 + \nu)}{(1 - \nu)} c_h \quad (\text{II} - 105)$$

En la ecuación II - 105  $\nu$  = es la razón de Poisson de la formación. Para un yacimiento de areniscas, la razón de Poisson oscila entre 0.15 y 0.35. la expansión de las zonas no productoras durante el declive de la presión, pueden ser consideradas durante el estudio del yacimiento.

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS

#### III.1 INTRODUCCIÓN

Existen aspectos que se toman en cuenta para efectuar un análisis de muestras de roca de yacimientos. Por ejemplo se toma en cuenta el tipo de muestra para el análisis, (es decir un núcleo, un recorte de perforación, un afloramiento, etc.), el tipo de litología y el tipo de análisis (convencional o especial).

A la mayoría de las muestras o núcleos se les practica un análisis convencional para obtener propiedades muy importantes como son: la porosidad, la saturación, la permeabilidad, etc. Sin embargo son pocas las muestras utilizadas para realizar un análisis especial de núcleos, útil para obtener propiedades tales como mojabilidad de la roca, presión capilar y permeabilidad relativa, para obtener una mejor representación del comportamiento de un yacimiento, así como conocer las condiciones de flujo de uno o más fluidos dentro del medio poroso.

Dentro de este capítulo se presentará, la información requerida y los cuidados de los datos que forman parte de un informe de laboratorio, los atributos necesarios para realizar un registro de información de núcleos, y las herramientas empleadas en este trabajo para ajustar o validar la información de propiedades especiales, así como los procedimientos de normalización de curvas de permeabilidad relativa.

### III.2 INFORMACIÓN DE LABORATORIO

Una parte esencial de un programa de análisis de núcleos es la fase de documentación. Los documentos o formatos de laboratorio son reportes típicos ya sea, en forma tabular, en forma gráfica, o en forma digital. Estos reportes constituyen los registros permanentes de los datos de las pruebas y observaciones realizadas en el laboratorio.

Por ejemplo en las tablas III.1 y III.2 se presenta en forma general, la información que comprenden los formatos para la documentación de los datos del pozo y de los procedimientos realizados en laboratorio de un núcleo.

<b>Preparado por:</b>	<b>Fecha:</b>	<b>Número de muestra:</b>
<b>Información General:</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombre o número del pozo.</li> <li>- Ubicación geográfica (País/Ciudad).</li> <li>- Altura sobre el nivel del Mar.</li> <li>- Datos de ubicación (dirección, teléfono, Fax).</li> </ul>		
<b>Tipo y características del fluido de perforación: viscosidad, densidad, pH, etc.</b>		
<b>Datos de la muestra:</b>	<b>Datos de la formación (Zona):</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Método de recuperación del núcleo (Convencional)</li> <li>- Orientación del barril.</li> <li>- Longitud de muestra para analizar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intervalo de agua, aceite y/o gas.</li> <li>- Inclinação del pozo.</li> <li>- Total de la muestra recuperada.</li> <li>- Tiempo de realización del muestreo.</li> <li>- Estimación de producción.</li> </ul>	
<b>Datos del método de preservación ó instrucciones especiales.</b>	<b>NOTAS:</b>	

Tabla III.1 Información sobre los datos de la muestra y pozo.

<b>Información General:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fecha</li> <li>- Tamaño de muestra (cm, in).</li> <li>- Nombre o número de la muestra.</li> <li>- Diámetro completo ó no.</li> </ul>	<b>Datos sobre el transporte:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fecha de llegada de la muestra.</li> <li>- Fecha de realización del muestreo.</li> <li>- Profundidad nucleada.</li> <li>- Método de muestreo.</li> </ul>
<b>Información sobre las mediciones:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Saturación de Fluidos.</li> <li>- Porosidad.</li> <li>- Permeabilidad.</li> <li>- Densidad del grano.</li> <li>- Otros.</li> </ul>	<b>Métodos y Condiciones:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Limpieza del núcleo.</li> <li>- Secado del núcleo.</li> <li>- Medición de la porosidad.</li> <li>- Medición de la permeabilidad.</li> <li>- Medición de la saturación de fluidos.</li> </ul> <p>NOTAS:</p>

Tabla III.2. Información sobre los procedimientos de laboratorio.

Además de presentar la información mencionada en las tablas es necesario redactar comentarios que ayuden a un mayor entendimiento, o a una mejor interpretación de los datos proporcionados. Por otra parte, también es necesario reportar aquellos datos que hayan presentado alguna desviación debido a: (a) condiciones inusuales de núcleo, (b) alteraciones en la prueba de flujo de fluidos, (c) cambios necesarios, por ejemplo, cambio del núcleo de un laboratorio a otro o cambio del método de preservado, y (d) procedimientos inusuales en el laboratorio.

Por lo tanto el reporte de laboratorio deberá estar bien redactado para no dejar alguna duda o pregunta.

Los reportes de laboratorio para cualquier análisis de núcleo, se puede dividir en tres:

- 
1. **Reporte Tabular:** Este tipo de reporte comprende aquellas propiedades como la porosidad, permeabilidad, volumen de poro, etc. que pueden agruparse en tablas, y cuya presentación específica está determinada por el usuario y el análisis.
  2. **Reporte Gráfico:** La presentación gráfica son por lo general incluidas en los informes de laboratorio, para proporcionar al usuario un panorama visual de las distintas propiedades de los núcleos. A través de los avances en las técnicas gráficas, se han generados varios formatos de presentación disponibles para ver relaciones de propiedades, histogramas y/o registros geofísicos. Por ejemplo, las gráficas que tienen mayor aceptación para ser incluidas en cualquier reporte de análisis de núcleos son: gráfica de porosidad vs. permeabilidad, y las gráficas de registros geofísicos.
  3. **Reporte Digital:** Actualmente están surgiendo nuevas tecnologías en formato digital, que son de importancia para el registro de datos en un análisis de núcleos. La aplicación de software especializado ofrece una amplia selección para la recolección y almacenamiento de datos, por lo que representa un ahorro en tiempo y en recursos. La característica principal de un reporte digital es, la posibilidad de almacenar la información (como la presentada en las Tablas III.1 y III.2) en discos flexibles, CD, cintas magnéticas, y/o discos duros, permitiendo así una mejor accesibilidad y rapidez de la información.

Finalmente para realizar con éxito los procedimientos de análisis de laboratorio en núcleos, es necesario realizar una integración de las técnicas y métodos del laboratorio. Los pasos recomendados para realizar un adecuado control de los procedimientos de laboratorio son:

1. Dentro de este paso se recomienda, realizar un análisis o calibración de los aparatos e instrumentos de control; así como, asegurar que los datos de los núcleos estén dentro de los límites

---

de control. Y mantener los resultados y documentos de acuerdo a lo requerido.

2. Revisar los datos generales y los cálculos, y posteriormente evaluar los resultados por un re - análisis y observar si los resultados están dentro de los límites de control. Finalmente realizar un reporte final para ser presentado al jefe de laboratorio.
3. Por último, revisar el reporte final y compararlo con los reportes previos para observar convergencia, y analizar si la documentación satisface los requerimientos.

### **III.3 ATRIBUTOS Y PROPIEDADES NECESARIAS PARA EL ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS**

Básicamente esta sección consiste en describir cuáles son las características necesarias del núcleo, pozo y yacimiento para el análisis especial de núcleos. Así como el procedimiento y resultado de los experimentos empleados ó cualquier otro tipo de atributo que se desee especificar para iniciar un análisis especial de núcleos<sup>15</sup>.

Los atributos descriptivos del núcleo, pozo y yacimiento son los siguientes:

1. *Nombre de la muestra:* nombre destinado para el análisis especial.
2. *Observación general de la muestra:* textura, distribución del grano.
3. *Nombre del núcleo.*
4. *Litología de la formación:* arenisca o caliza.
5. *Nombre del pozo.*
6. *Nombre del yacimiento.*
7. *Zona del yacimiento.*
8. *Capa del yacimiento.*
9. *Profundidad a la que se obtuvo el núcleo.*

---

Ahora los atributos que especifican el tipo de experimento realizado a un núcleo son:

1. *Experimento realizado para obtener la permeabilidad relativa:* método de estado continuo o método de estado no - continuo.
2. *Experimento realizado para obtener la presión capilar:* método de la membrana semi - permeable, método de la centrifuga o método de inyección de mercurio.
3. *Fase desplazada.*
4. *Fase desplazante.*
5. *Notación sobre el gasto de inyección y presión diferencial.*
6. *Temperatura.*
7. *Saturaciones de fluidos:* saturación inicial, saturación residual y saturación crítica.
8. *Permeabilidad:* permeabilidad al aire, permeabilidad en la dirección x, y y z.
9. *Porosidad.*
10. *Viscosidades de los fluidos:* viscosidad del aceite, agua y gas.

Por último se describe la posibilidad de crear nuevos atributos que por lo general no son muy comunes, pero que permitan comparar curvas que puedan ser útiles para nuestro análisis, por ejemplo algunos atributos que se proponen son:

1. *Saturación de agua al rompimiento:* saturación de agua que señala el inicio de la producción de agua.
2. *Permeabilidad al gas a la saturación de aceite residual.*
3. *Permeabilidad del aceite al 100% de aceite.*
4. *Clasificación de la mojabilidad:* mojabilidad homogénea, heterogénea o mixta.

---

### III.4 GRÁFICAS ESPECIALES

Las graficas especiales, son una serie de curvas que se emplearon en esta tesis como herramientas para identificar posibles errores que causen problemas de convergencia durante la simulación, y para observar el comportamiento de las fases.

#### RAZÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Esta curva permite analizar y correlacionar el comportamiento del flujo, es decir, la razón de permeabilidad relativa expresa la habilidad que tiene un yacimiento para permitir el flujo de un sólo fluido, así como relacionar dicha habilidad para permitir el flujo de otro fluido bajo las mismas condiciones. La razón de permeabilidad relativa se expresa como la descripción matemática del flujo de dos fases.

Las dos razones de permeabilidades más útiles son  $k_{rg}/k_{ro}$  la permeabilidad relativa al gas con respecto al aceite y  $k_{rw}/k_{ro}$  la permeabilidad relativa al agua con respecto al aceite. Se debe comprender que ambos valores de razón de permeabilidades relativas son determinados simultáneamente para un yacimiento dado. La razón de permeabilidades relativas puede variar en magnitud desde cero hasta infinito (*ver referencia 14*).

En la descripción matemática para el flujo de dos fases, la razón de permeabilidad relativa ( $k_{rg}/k_{ro}$  ó  $k_{rw}/k_{ro}$ ) siempre es empleada en la ecuación de flujo fraccional. Debido a que existe un amplio rango de valores de la razón de permeabilidad relativa, ésta es generalmente graficada en papel en escala semi-log como una función de la saturación. Como en muchas curvas de razón de permeabilidad, la porción central o principal de la curva es totalmente lineal.

La Figura III.1 muestra una gráfica de  $k_{rg}/k_{ro}$  contra saturación de gas. Se ha convertido en una costumbre expresar la porción de línea recta de la relación de la siguiente forma analítica:

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = ae^{bs_r} \quad (III - 1)$$

Las constantes a y b pueden ser determinadas por la selección de las coordenadas de dos puntos diferentes sobre la curva y sustituirlos en la ecuación III.1. El resultado es un sistema de dos ecuaciones que puede ser resuelto simultáneamente por sustitución de la constante a o b.

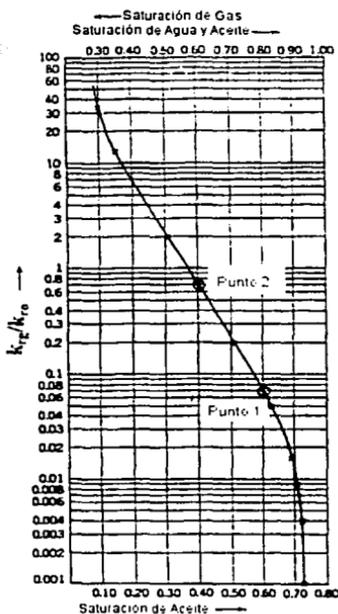


Figura III.1. Curva de  $k_{rg}/k_{ro}$  como una función de la saturación.

### GRÁFICA DE DERIVADAS DE PERMEABILIDADES

La grafica de derivadas de permeabilidad relativa, es una herramienta útil para la detección de problemas que puedan provocar divergencia durante la simulación.

Los simuladores de yacimientos son sensitivos a los cambios súbitos en la permeabilidad relativa, y esto se puede manifestar en problemas de convergencia. La grafica de derivas de permeabilidad, permite observar si existen valores que provoquen no – monotocidad\* a través de los súbitos cambios que se puedan presentar en la curva, esto se observa en la Figura III.2.

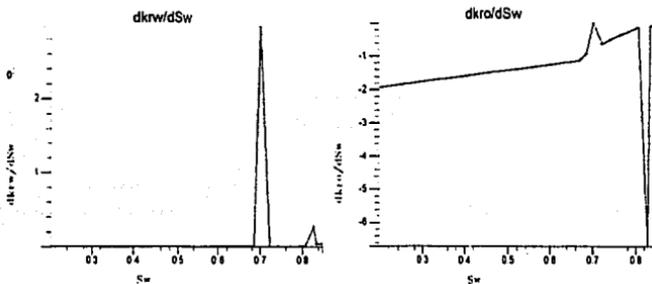


Figura III.2. Curvas de derivadas de permeabilidad relativa.

### GRÁFICA SEMI – LOG DE PERMEABILIDADES

Las relaciones de Novel<sup>16</sup> de drene e imbibición para la permeabilidad relativa, son expresiones algebraicas que son generalmente empleadas para reproducir curvas de permeabilidad relativa, o para aproximar valores de permeabilidad relativa cuando no hay datos experimentales (Figura III.3).

Las ecuaciones de drene para un sistema gas – aceite son las siguientes:

$$k_{ro} = \exp(-AR_R^L) \quad (III - 2)$$

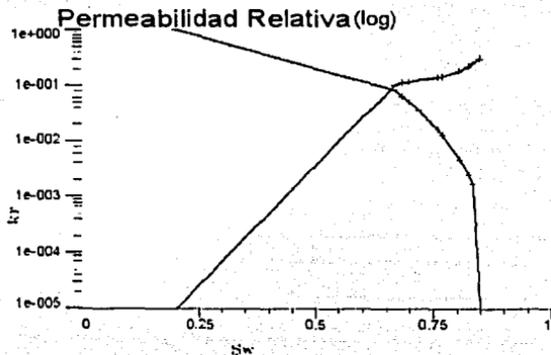
\*NOTA: Monotocidad: Valores de permeabilidad relativa que no presentan oscilaciones al incrementar o disminuir la saturación del agua.

$$k_{rR} = \exp(-BR_R^{-M}) \quad (III - 3)$$

Las ecuaciones de imbibición para un sistema agua – aceite son las siguientes:

$$k_{ro} = \exp(-AR_w^L) \quad (III - 4)$$

$$k_{rw} = \exp(-BR_w^{-M}) \quad (III - 5)$$



**Figura III.3. Curva de imbibición  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$ .**

### GRÁFICA DE FLUJO FRACCIONAL

En 1941, Leverett<sup>17</sup> en su trabajo presentó el concepto de flujo fraccional. A partir de la ley de Darcy para el agua y el aceite obtuvo:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{Q_r \mu_o} \left[ \frac{\partial P_r}{\partial L} - g \Delta \rho s \alpha_d \right]}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}} \quad (III - 6)$$

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

El gradiente de presión capilar puede expresar como:

$$\frac{\partial P_c}{\partial L} = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial L} \quad (III - 7)$$

Aunque es posible determinar el valor de  $\partial P_c / \partial S_w$  a partir de la curva de presión capilar agua - aceite, no puede obtenerse el valor del gradiente de saturación,  $\partial S_w / \partial L$ ; por lo que el término de presión capilar se desprecia de la ecuación III.6. Entonces la ecuación III.6 se simplifica a la siguiente forma:

$$f_w = \frac{1 - \frac{k_{ro}}{Q_T \mu_o} [g \Delta \rho s e n \alpha_d]}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_{ro}}{k_w}} \quad (III - 8)$$

Una simplificación adicional de esta ecuación, cuando el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal es la siguiente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_{ro}}{k_w}} \quad (III - 9)$$

El término  $f_w$ , es función de la saturación del agua, así como los términos  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  son también función de la saturación de agua. A mayores saturaciones de agua, disminuye el valor de  $k_{ro}$  mientras que aumenta el valor de  $k_{rw}$ , por lo que el valor de  $f_w$  aumenta.

Para el caso de la ecuación III.9 aplicable a un sistema horizontal, indica que para un conjunto de características de permeabilidad agua - aceite el valor de  $f_w$  depende de la magnitud de las viscosidades del aceite y del agua.

Con la relación de viscosidades agua – aceite, la curva de flujo fraccional para una roca mojada por agua es cóncava hacia arriba; ahora para una roca mojada por aceite, es cóncava hacia arriba para bajas saturaciones de agua y cóncava hacia abajo para saturaciones de agua altas. Sin embargo, la curva de flujo fraccional para rocas mojadas por agua toma un aspecto más parecido a la correspondiente a una roca mojada por aceite, a medida que aumenta la viscosidad del aceite.

Para yacimientos inclinados, la curva de flujo fraccional depende de la permeabilidad de la formación, del gasto total, de la diferencia de densidades y del ángulo de echado. La Figura III.4 representa la forma típica de una curva de flujo fraccional para un sistema agua – aceite.

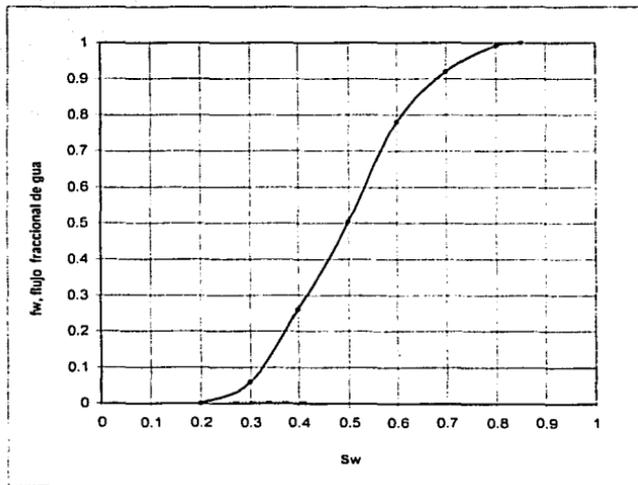


Figura III.4. Curva típica de flujo fraccional para un sistema agua – aceite.

---

## GRÁFICA DE MOVILIDAD

En la ley de Darcy existe un factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, que relaciona la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del fluido. Por lo tanto la movilidad del agua es  $k_w/\mu_w$  y la movilidad del aceite es  $k_o/\mu_o$ . El valor de movilidad depende de la saturación del fluido.

En 1952, Aronofsky fue el primero en hacer notar la importancia del efecto de la relación de movilidad sobre los patrones de inyección durante la invasión de agua.

Antes de 1957, en algunos trabajos la relación de movilidad del aceite con respecto a la del fluido desplazante, fue definida como la relación del fluido desplazante con respecto a la movilidad del aceite.

Después de la adopción de "Standard Letter Symbols" para la Ingeniería de Yacimientos ocurrida en 1957, la "relación de movilidad" quedó definida como:

$$M = \frac{k_d \cdot k_o}{\mu_d \mu_o} \quad (\text{III} - 10)$$

### III.5 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS

Esta parte del capítulo propone una secuencia de pasos para obtener una mejor calidad de datos de permeabilidad relativa y presión capilar proporcionados por el laboratorio. Las secciones que comprenden esta parte son: (1) Análisis de datos, en donde se ordena, clasifica la información del núcleo, pozo y yacimiento; (2) Depuración de datos, en donde se observa convergencia, se identifican problemas y se seleccionan datos útiles de núcleos; (3) Corrección y Ajuste de datos, en donde se presentan correlaciones y métodos para mejorar la calidad de los datos empleados en la simulación.

---

### III.5.1 ANÁLISIS DE DATOS

El primer paso para manejar datos de permeabilidad relativa y presión capilar medidos en laboratorio, es crear un registro que almacene la información necesaria del núcleo, yacimiento y de los procedimientos del laboratorio, como se explicó en la sección III.2.

Esta información es suficiente para crear un registro y proceder a construir las respectivas tablas y curvas de permeabilidad relativa o presión capilar contra saturación, que serán empleadas en las siguientes secciones.

Una vez formados los registros de los núcleos, como una buena opción es posible agrupar la información con respecto a un atributo o propiedad específica que sea de interés para el modelo de simulación. Esto significa la creación de nuevos grupos de registros caracterizados por algún atributo como por ejemplo, la porosidad, zonas del yacimiento, proceso de desplazamiento, profundidad del núcleo, litología, permeabilidad absoluta, etc., en la Figura III.5 se muestra un agrupamiento de registros de acuerdo a la porosidad y permeabilidad de cada núcleo.

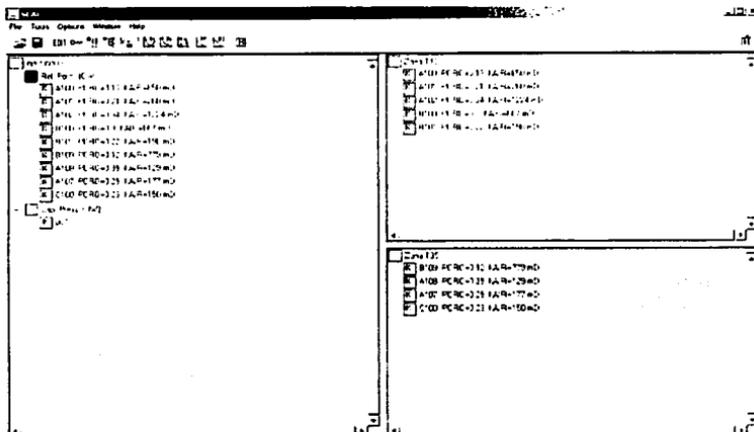


Figura III.5. Registro de núcleos de acuerdo a porosidad y permeabilidad.

### III.5.2 DEPURACIÓN DE DATOS

Esta parte tiene por objetivo, presentar una serie de pasos para determinar y controlar la calidad de los datos. Este control de calidad se hace a través de la identificación de posibles problemas o datos que se encuentren alejados, o que no sean monotónicos y que puedan causar problemas de convergencia en la simulación.

En el bloque anterior se mencionó la creación de un registro con la introducción de los datos de permeabilidad relativa y/o presión capilar. Una vez realizado esto, se procede a construir las curvas de permeabilidad relativa y curvas auxiliares para observar si en realidad los datos (por ejemplo de permeabilidad relativa contra saturación) son monotónicos. De no ser así se observan los valores de las curvas o de las tablas de permeabilidad relativa que no sean monotónicos, y se puede realizar una manipulación en las curvas de permeabilidad relativa contra saturación hasta lograr una mayor suavización en

---

las curvas de derivadas, ó realizar cambios en los valores de las tablas de permeabilidad relativa (por ejemplo si el valor de  $k_{ro}$  para la  $S_{wi}$  es mayor que 1, se cambia el valor a 1) con el fin de evitar problemas de convergencia durante la simulación.

### III.5.3 CORRECCIÓN Y AJUSTE DE DATOS

La corrección y ajuste de datos de permeabilidad relativa se realiza de la siguiente manera:

- Ajuste de los datos de permeabilidad relativa a través de una aproximación analítica, la cual necesita únicamente los valores de endpoints (valores finales de permeabilidad relativa).
- Encontrar una curva analítica la cual proporcione un buen ajuste a los datos experimentales de presión capilar.

En el primer punto se emplea una correlación, como por ejemplo la correlación de Corey, o alguna otra correlación como las presentadas en el Capítulo II y con el número de puntos y rango de saturación, es posible generar los valores de permeabilidad relativa.

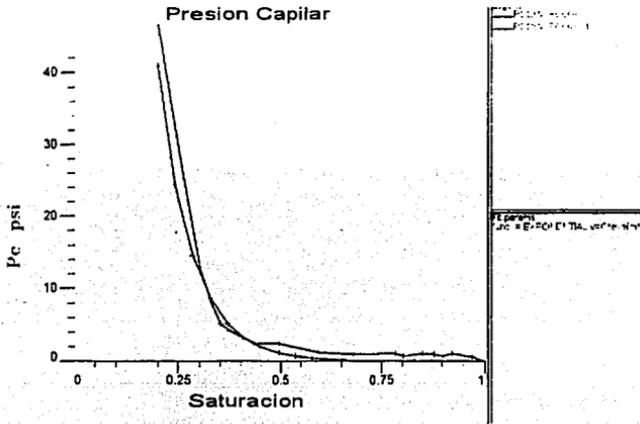
En el segundo caso, para la presión capilar contra saturación, es posible emplear alguna de las siguientes correlaciones analíticas para generar valores de presión capilar y lograr una curva que se aproxime y ajuste mejor a los datos experimentales, en la Figura III.6 se representa un ejemplo de esto.

$$y = ce^{mx} \quad (III - 11)$$

$$\ln(y) = \ln(c) + mx \quad (III - 12)$$

$$y = Cx^a \quad (III - 13)$$

$$y = \left( \frac{a}{S_{1w} - b} \right)^{1/\lambda} \quad (III - 14)$$



**Figura III.6.** Curva de presión capilar ajustada.

### III.6 NORMALIZACIÓN Y PROMEDIO DE CURVAS

Para un yacimiento de varios estratos y cada estrato con su respectivo juego de curvas de permeabilidades relativas, es posible tratar al yacimiento como un simple estrato o capa que este caracterizada por una porosidad, una permeabilidad absoluta promedio y por un juego de curvas de permeabilidad pseudo-relativas. Estas propiedades promedio son calculadas por la aplicación del siguiente juego de relaciones:

#### Porosidad Promedio

$$\phi_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \quad (III - 15)$$

---

### Permeabilidad Absoluta Promedio

$$\bar{k}_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N k_i h_i}{\sum h_i} \quad (III - 16)$$

### Permeabilidades Relativas Promedio para la Fase Mojante

$$\bar{k}_{rw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (III - 17)$$

### Permeabilidad Relativa Promedio para la Fase No-mojante

$$\bar{k}_{rnw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rnw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (III - 18)$$

El correspondiente valor de la saturación promedio deberá ser determinado a través de la Ecuación III.19 a la III.21:

### Saturación Promedio del Aceite

$$\bar{S}_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (III - 19)$$

### Saturación Promedio del Agua

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (III - 20)$$

### Saturación Promedio del Gas

$$\bar{S}_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (\text{III} - 21)$$

donde:

- n = número total de estratos
- $h_i$  = espesor del estrato i
- $k_i$  = permeabilidad absoluta del estrato i
- $k_{rw}$  = permeabilidad relativa promedio de la fase mojanje
- $k_{rnw}$  = permeabilidad relativa promedio de la fase no-mojante

Las curvas resultantes de la dinámica de las pseudo-permeabilidades relativas son por lo tanto empleadas en un modelo simple de un solo estrato (ver referencia 14). El objetivo del modelo simple de un solo estrato, es el de producir resultados similares a los que se obtienen en un modelo de sección transversal de múltiples estratos.

#### III.6.1 NORMALIZACIÓN Y PROMEDIO DE LOS DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

El resultado de pruebas sobre el comportamiento de permeabilidades relativas en varias muestras de núcleos de un yacimiento, son por lo general diferentes. Por lo que, se requiere hacer un promedio de los datos obtenidos de permeabilidad relativa de cada muestra; por ejemplo, antes de usar los datos de permeabilidad relativa para un proceso de recuperación mejorada, las curvas de permeabilidad relativa deberán primero ser normalizadas para remover los efectos de las saturaciones de agua inicial y de aceite crítico.

El método más utilizado generalmente ajusta todos los datos para reflejar los valores finales asignados, determina una curva de ajuste promedio y finalmente se construye una curva promedio para reflejar las condiciones del yacimiento. Estos procedimientos son comúnmente descritos como normalización y de-normalización de datos de permeabilidad relativa.

Para realizar el procedimiento de normalización, es útil mencionar los pasos para los cálculos de cada núcleo  $i$  en forma tabular como se muestra a continuación:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}}$	$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}}$	$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{oc}}}$

Tabla III.3. Datos de permeabilidad relativa para el núcleo  $i$

La siguiente metodología de normalización describe los pasos necesarios para un sistema agua-aceite como se describió en la tabla anterior.

**Paso 1.** Seleccionar varios valores de  $S_w$  comenzando con la  $S_{wc}$  (columna 1), y enlistar los valores correspondientes de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  en la columnas 2 y 3.

**Paso 2.** Calcular la saturación de agua normalizada  $S_w^*$  para cada juego de curvas de permeabilidad relativa y enlistar los valores calculados en la columna 4 por medio de la siguiente expresión:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \quad \text{(III - 22)}$$

donde

- $S_{oc}$  = saturación crítica de aceite
- $S_{wc}$  = saturación de agua congénita
- $S_w$  = saturación de agua normalizada

**Paso 3.** Calcular la permeabilidad relativa normalizada al aceite a diferentes valores de saturación de agua por medio de la siguiente relación (columna 5):

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_w}} \quad (III - 23)$$

donde  $k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite a diferentes  $S_w$ .  
 $(k_{ro})_{S_w}$  = permeabilidad relativa al aceite a una saturación de agua congénita.  
 $k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite normalizada

**Paso 4.** Normalizar las permeabilidades relativas del agua por la aplicación de la siguiente expresión y documentar los resultados de los cálculos en la columna 6

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_w}} \quad (III - 24)$$

donde  $(k_{rw})_{S_w}$  es la permeabilidad relativa al agua a una saturación crítica de aceite.

**Paso 5.** Usar un plano de coordenadas cartesianas y graficar la  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  normalizadas contra  $S_w$  para todos los núcleos utilizando la misma grafica.

**Paso 6.** Determinar los valores promedios normalizados de permeabilidad relativa al aceite y al agua como función de la saturación de agua normalizada por la selección arbitraria de valores de  $S_w$  y calcular el promedio de  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  por medio de la siguiente expresión:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (III - 25)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (III - 26)$$

donde  $n$  = número total de muestras o núcleos  
 $h_i$  = espesor de la muestra  $i$   
 $k_i$  = permeabilidad absoluta de la muestra  $i$

**Paso 7.** El último paso de esta metodología involucra la de-normalización de la curva promedio para reflejar las condiciones actuales del yacimiento y las condiciones de la  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$ . Estos parámetros son la parte más crítica de la metodología y, por lo tanto, se debe invertir un mayor esfuerzo en la determinación de los valores representativos. La  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$  son datos generalmente determinados por valores promedios obtenidos de los núcleos, registros geofísicos, o correlaciones, contra valores gráficos, tales como:  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  vs.  $S_{wc}$ ,  $(k_{rw})_{S_{or}}$  vs.  $S_{oc}$ , y  $S_{oc}$  vs.  $S_{wc}$  los cuales deberán ser graficados para determinar si existe alguna correlación representativa. Frecuentemente, las graficas de  $S_{wc}$  y  $S_{or}$  contra  $\log \frac{Zk}{\phi}$  pueden demostrar una correlación fiable para determinar el end-point de saturaciones. Cuando los valores representativos finales han sido estimados, es conveniente realizar los cálculos de de-normalización en forma tabular como se ilustra en la Tabla III.4:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
$S_w^*$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$(k_{ro}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^*(1 - S_{wr} - S_{or}) + S_{wr}$	$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} \left( \frac{k_{ro}}{k_{ro}^*} \right)_{S_{wr}}$	$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} \left( \frac{k_{rw}}{k_{rw}^*} \right)_{S_w}$

Tabla III.4. Datos de - normalizados de permeabilidad relativa

Donde  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  y  $(k_{ro})_{S_{oc}}$  son las permeabilidades relativas promedio al aceite y al agua, a una saturación de agua congénita y saturación de aceite crítico, respectivamente, y están dadas por:

$$\left( \bar{k}_{ro} \right)_{s_w} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{ro})_{s_w}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (\text{III} - 27)$$

$$\left( \bar{k}_{rw} \right)_{s_w} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{rw})_{s_w}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (\text{III} - 28)$$

## **CAPÍTULO IV**

### **EJEMPLO DE APLICACIÓN**

#### **IV.1 INTRODUCCIÓN**

Como se ha mencionado pocas son las muestras utilizadas para realizar un análisis especial de núcleos. Como un ejemplo de aplicación de un análisis especial de núcleos, en este capítulo se describen brevemente un par de casos y los efectos que tienen los resultados de estos análisis sobre el comportamiento del yacimiento empleando la simulación numérica. Como primer punto se describe cuál es el análisis de laboratorio que se realizó y algunas de las recomendaciones que se tomaron. Posteriormente se presentan los resultados que se obtuvieron mediante el manejo de un software para el análisis especializado de núcleos llamado SCAL (ver Apéndice B para mayor referencia). Y por último se presenta el análisis de sensibilidad de los resultados del efecto de los parámetros de permeabilidad relativa y presión capilar en la representación del comportamiento de flujo en un yacimiento.

Cabe resaltar que en este capítulo las dos primeras experiencias que se presentan, son de publicaciones técnicas en las cuales se hace mención del análisis especial de núcleos, debido a la poca disponibilidad de información que se tuvo para realizar un análisis detallado.

---

## IV.1 EJEMPLO 1: ANÁLISIS DE LABORATORIO

La formación productora de aceite Malay, es una formación de arenas someras localizada en la península de Malasia. Muchas de las formaciones productoras de este lugar, producen por empuje natural de agua. La mayoría de los datos de permeabilidad relativa, han sido obtenidos de núcleos cortados de las arenas E, H, I, J Y K de 32 pozos. A partir de los años 70's se tomó la decisión de cortar núcleos en la formación Malay para la medición de la permeabilidad relativa. Durante los años 80's se empezó a utilizar lodos base agua conteniendo lignosulfatos\* para ser empleados en el corte de los núcleos. Con base en las experiencias obtenidas del campo Malay y de otros campos cercanos, se comprobó que los lignosulfatos pueden alterar la mojabilidad y esto es negativo para la medición de la permeabilidad relativa en un sistema agua - aceite. Considerando esto, los lignosulfatos tuvieron que ser eliminados de los lodos, y actualmente se utilizan lodos con polímeros, geles o salmueras durante la perforación de núcleos. Los núcleos cortados con estos fluidos tienen una mejor representación de las condiciones de mojabilidad del yacimiento.

Debido a las posibles alteraciones en los resultados y de acuerdo a las experiencias del campo Malay, los análisis de preparación de núcleos y los procedimientos para las pruebas de permeabilidad relativa tuvieron que mejorar con el tiempo.

Hasta principios de los años 90's, se realizaba en la mayoría de los núcleos la extracción de fluidos como parte de la preparación para las pruebas de permeabilidad relativa. En este proceso de extracción todos los fluidos son removidos del núcleo con solventes, posteriormente los núcleos son secados y por último los fluidos son restaurados con una salmuera y con aceite del yacimiento. Ya para los años 90's este procedimiento fue cambiado, por lo que la mayoría de los núcleos fueron preparados utilizando ya sea la técnica de estado de restauración o técnicas de estado de preservación.

\*NOTA: Lignosulfatos: Producto derivado de la madera empleado como dispersante y adelgazador del lodo de perforación.

---

En las técnicas de estado de restauración los fluidos de los núcleos son primero extraídos, después se restaura el núcleo con la inyección de salmuera y aceite del yacimiento, y se deja en reposo por un par de semanas a una temperatura elevada antes de comenzar la prueba de permeabilidad relativa. La razón de dejar reposar al núcleo, es porque se pretende "restaurar" con la presencia del aceite las condiciones de mojabilidad del yacimiento.

En la técnica de estado de preservación los fluidos no son extraídos del núcleo, sino que son desplazados con una salmuera para remover además, cualquier filtrado de lodo. Posteriormente el núcleo es centrifugado con aceite, para establecer las condiciones iniciales para la prueba. El propósito de esta técnica es preservar las condiciones de "mojabilidad" del yacimiento por este tipo de manejo de núcleos.

También a principios de los años 90's, se realizaron dos cambios en los procedimientos para las pruebas de permeabilidad relativa.

El primer cambio fue el de realizar las pruebas de permeabilidad relativa con núcleos completos. Evidentemente los núcleos completos poseen una composición y un volumen mayor de poro a comparación de un tapón, y por consecuencia la medida de la presión y de la saturación son más precisas.

El segundo cambio fue el de introducir la técnica de flujo de estado continuo. Como se mencionó en el Capítulo II, este procedimiento consiste en inyectar una mezcla de agua - aceite a la entrada del núcleo y los gastos efluentes son monitoreados, hasta que el gasto de agua - aceite sea igual al gasto de entrada.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

Toda la información disponible de núcleos, del yacimiento y del tipo de experimento fueron introducidos a una base de datos. La Figura IV.1 presenta parte de la información general necesaria para cada registro de permeabilidad relativa, así como una curva de permeabilidad relativa de los datos insertados.

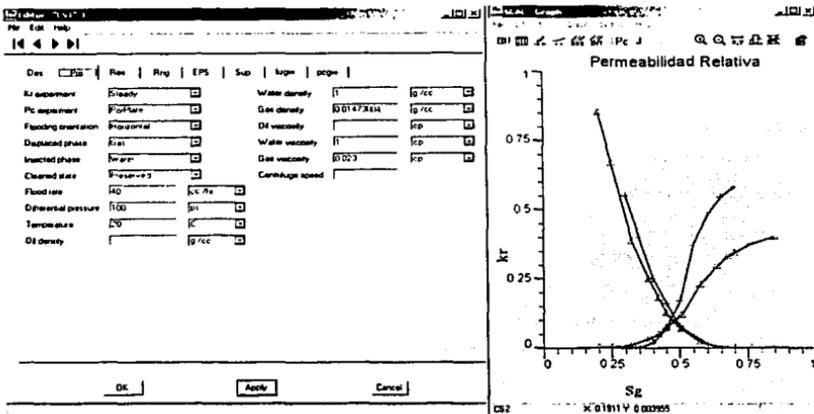


Figura IV.1. Información general y curva de permeabilidad relativa del laboratorio.

En esta parte del capítulo se describe la guía para cuidar la información de los resultados de permeabilidad relativa, y algunas recomendaciones propuestas para la medición de la permeabilidad relativa, todo esto con el fin de emplear los resultados en los estudios futuros de yacimientos.

La guía que se recomienda para cuidar la información de laboratorio es la siguiente:

- 
1. Los resultados de laboratorio de las pruebas de permeabilidad relativa deben ser agrupados, en tablas dentro de un archivo de hoja de cálculo o dentro de un software especializado. Posteriormente se debe realizar una observación en las curvas de permeabilidad relativa contra saturación, con esta revisión visual se pretende detectar aquellos núcleos que puedan ser clasificados como "no recomendables". Este término se aplica, por ejemplo, a los núcleos cuya permeabilidad relativa al agua permanece constante, o presentan una disminución al ir incrementando el valor de la saturación del agua. Este comportamiento se debe al movimiento que sufrió la muestra durante la realización del experimento de flujo.
  2. Aquellos núcleos donde fueron extraídos los fluidos antes de realizar las pruebas de permeabilidad relativa, serán clasificados como "no recomendables". La razón de esta decisión es que los núcleos clasificados como "extraídos", poseen una mayor afinidad a ser mojados por el agua como consecuencia de este proceso. Debido a que existe un pequeño tiempo de contacto entre el núcleo y los fluidos (agua y aceite), no es posible que se restauren las condiciones de mojabilidad representativas del yacimiento. Por lo tanto estos núcleos presentarán una mayor afinidad a ser mojados por el agua, sin considerar en verdad, si se tiene la existencia de estas condiciones en el yacimiento.
  3. Todos los experimentos realizados con núcleos recién cortados tomados de pozos donde se empleo lodo conteniendo lignosulfatos, serán considerados como "no recomendables". La razón es que este tipo de núcleos arrojan valores de permeabilidad relativa al agua y al aceite muy bajos.

---

Ahora las recomendaciones que se hicieron para la medición de la permeabilidad relativa, de acuerdo a las experiencias obtenidas son:

1. Utilizar núcleos preservados tomados de pozos perforados con lodos base agua.
2. Establecer una saturación de agua inicial en el núcleo, con una centrifuga de alta velocidad para asegurar una saturación de agua irreductible.
3. Antes de realizar las prueba de flujo, se debe hacer una prueba de compatibilidad de agua y de gastos de flujo para asegurar que no se presenten precipitaciones durante las pruebas de permeabilidad relativa.
4. Se recomienda utilizar agua o salmuera que contenga las mismas partes por millón que el agua de formación, y aceite del yacimiento.
5. Es recomendable al realizar la prueba de flujo, emplear la temperatura, presión, y valores netos del yacimiento de ser posible.
6. Se recomienda usar núcleos completos y no taponos de núcleos.
7. Realizar las mediciones de permeabilidad relativa con pruebas de estado continuo, o por lo menos medir los valores iniciales de permeabilidad relativa con una prueba de estado continuo y el resto de los valores con una prueba de estado no – continuo.
8. Se puede optar por realizar los experimentos de centrifuga para la medición de la permeabilidad relativa con núcleos completos.
9. Medir la permeabilidad al agua durante la prueba de permeabilidad relativa en la centrifuga, al final de la prueba.
10. Realizar pruebas de presión capilar de drene e imbibición para un sistema agua – aceite, utilizando los núcleos del paso 8.
11. Medir la permeabilidad al agua con los núcleos utilizados en la prueba de presión capilar, al final de la prueba.

Una vez que se ha realizado la base de datos de cada núcleo y la inspección visual de las curvas de permeabilidad relativa, el siguiente paso es el análisis con correlaciones o expresiones matemáticas.

El análisis con correlaciones o expresiones matemáticas se realiza para validar la información requerida. Para este caso de la formación de Malay, se realizó un análisis de los exponentes al agua y al aceite de la función de Corey calculados por la solución de las ecuaciones correspondientes. Las ecuaciones de Corey empleadas para permeabilidad relativa al agua y al aceite fueron las ecuaciones II - 34 y II - 35:

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad (II - 34)$$

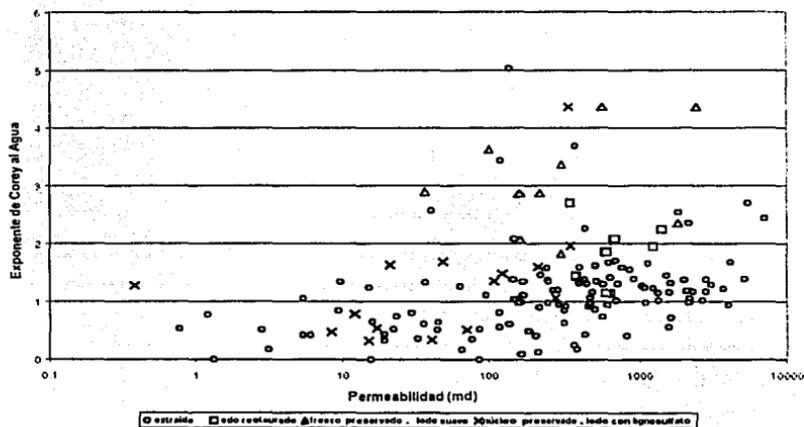
$$k_{rw} = k_{rwend} \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_w} \quad (II - 35)$$

Para estimar la  $k_{ro}$  a la  $S_{wi}$ , fue necesario obtener la saturación de agua al comienzo del flujo. La  $S_{orw}$  fue obtenida a través de los promedios de saturaciones mínimas alcanzadas en las pruebas de presión capilar, y en las pruebas de flujo de los procesos de drene e imbibición obtenidas del campo; y los valores de  $S_w$  fueron escogidos basándose en iso - valores registrados en el reporte de laboratorio de permeabilidad relativa. La obtención de los exponentes  $N_o$  y  $N_w$ , se realizaron con el uso de mínimos cuadrados. Todos los resultados reportados están basados con valores constantes de  $N_o$  y  $N_w$ .

Se comprobó con la información de laboratorio que la formación de Malay presenta una mojabilidad mixta, preferentemente mojada en la cima por agua. Una muestra del impacto que se tiene sobre la preparación del núcleo es la Figura IV. 2, en ella se presenta la influencia que tiene la preparación sobre los exponentes de Corey.

Mientras que los valores de los exponentes al aceite no cambian en los núcleos que han sido sometidos al proceso de extracción, los valores de los exponentes al agua presentan un valor notoriamente bajo. Normalmente los exponentes bajos al agua, están asociados con la roca mojada por aceite.

Estos exponentes bajos se deben a que el proceso de extracción fue realizado de manera incompleta, dejando una ligera capa de aceite en la superficie del grano, sabiendo que la roca es mojada por aceite. Además las muestras cortadas con lignosulfatos y utilizadas en la técnica de estado de preservación, presentan exponentes al agua de Corey bajos, ver Figura IV.2



**Figura IV.2.** Impacto de la preparación de una muestra de núcleo.

Otro tipo de análisis realizado, fue el evaluar el resto de las muestras por el impacto de la permeabilidad, por el tipo de prueba y de litología del yacimiento sobre los exponentes al aceite de Corey, esto se muestra en la Figura IV.3. El exponente al aceite de Corey, indica una ligera tendencia inversa con la permeabilidad. Por ejemplo el exponente disminuye de un valor de 5 con una permeabilidad de 100md, a un valor de 3 aproximadamente con una permeabilidad de 1Darcy. Diferentes zonas del yacimiento tienen diferentes exponentes al aceite.

Además los exponentes al aceite de Corey, poseen la misma magnitud y tendencia independientemente del tipo de prueba utilizada para medir la permeabilidad relativa en el laboratorio, aunque existen sus excepciones. Por ejemplo se utilizaron un par de muestras, en donde una se empleo para el proceso de esta continuo, exhibiendo valores bajos del exponente al aceite (con altos valores de permeabilidad), y la otra muestra se empleo para el proceso de estado no – continuo, exhibiendo valores muy altos del exponente al aceite. Finalmente, las pruebas de permeabilidad relativa fueron realizadas en muestras con el método de la centrifuga, ver Figura IV.4.

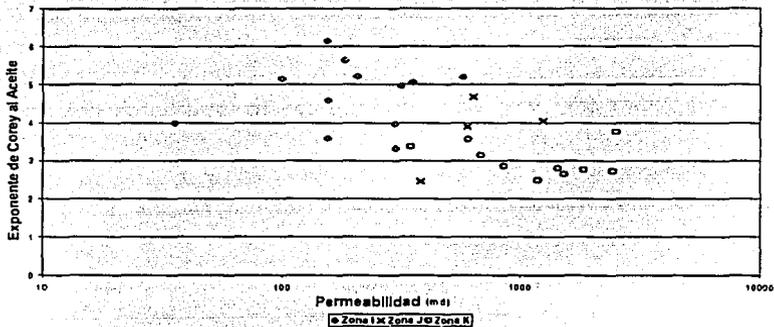


Figura IV.3. Impacto del tipo de litología o tipo de roca.

Ahora para el caso de los valores de permeabilidad relativa al agua, las muestras se utilizaron de la misma manera, exhibiendo exponentes de 1 a 4 como consecuencia de una tendencia no limpia basada en la permeabilidad o en la litología del yacimiento. Se observa que los exponentes de Corey obtenidos por el estado continuo, son más bajos que los obtenidos por el estado no-continuo.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Ciertas precauciones y observaciones son mencionadas con respecto a estos datos de laboratorio.

1. Los resultados reportados para este análisis están basados en mediciones de laboratorio hechas primeramente en núcleo con permeabilidades mayores de 100 md. Permeabilidades bajas de la roca pueden o no pueden tener características similares.
2. El exponente al aceite de Corey es dependiente del valor de la saturación de aceite residual usada en la curva de ajuste. El exponente disminuye con el incremento de la saturación residual del aceite.
3. El exponente al aceite y al agua de Corey son muy dependientes del valor de la saturación inicial de agua usada en la curva de ajuste. Usando un valor bajo de saturación de agua arroja un valor bajo del exponente al aceite de Corey, y un valor alto del exponente al agua de Corey. Si la saturación de agua inicial en el núcleo al inicio de la prueba de flujo no es verdaderamente la saturación de agua irreductible, entonces puede ser usada una estimación de la saturación de agua irreductible.

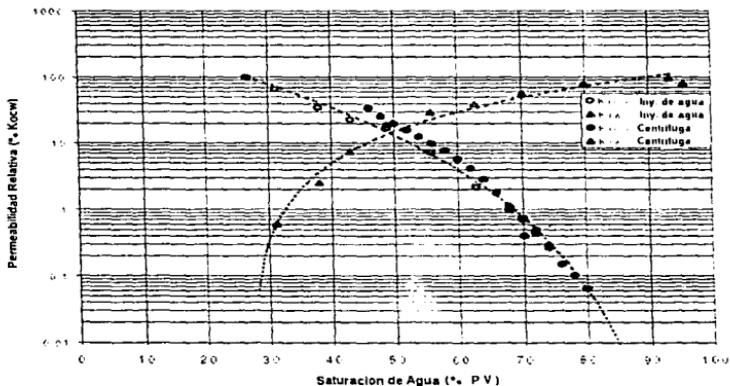


Figura IV.4. Comparación de los valores de permeabilidad relativa con diferentes experimentos.

---

Como conclusión se puede decir que es crítico considerar las condiciones bajo las cuales fueron obtenidos los núcleos y el tipo de pruebas de laboratorio realizadas. Se debe elegir el método pertinente para realizar el ajuste o revisión de los datos de laboratorio mediante el empleo de técnicas para el análisis especial de núcleos, (ver Capítulo III) y correlacionar la información con base a los parámetros que se estimen sean necesarios para obtener la mejor información petrofísica, todo esto debe ser considerado como parte de cualquier estudio de yacimientos.

#### **IV.3 EJEMPLO 2: ANÁLISIS DE NÚCLEOS CON SOFTWARE ESPECIALIZADO**

En febrero de 1998, el Departamento de Energía de Estados Unidos se interesó por los estudios hechos en el campo de aceite Elk Hills realizados por la compañía Occidental. Este campo se localiza en la parte central de California (ver Figura IV.5), posee tres anticlinales muy extensos: el 31S, el Noroeste Stevens y el 29R<sup>18</sup>.

La zona Stevens contiene varios estratos grandes de arenas mezcladas con arcillas dentro de una trampa estructural y estratigráfica.

Se han realizados varios estudios de yacimientos junto con análisis de simulación, para tener un mejor desarrollo y administración del yacimiento y en particular del Cuerpo Superior "B".

El reto de este trabajo, fue obtener una amplia descripción del yacimiento con la utilización e integración eficiente de la gran variedad de datos de laboratorio disponibles.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

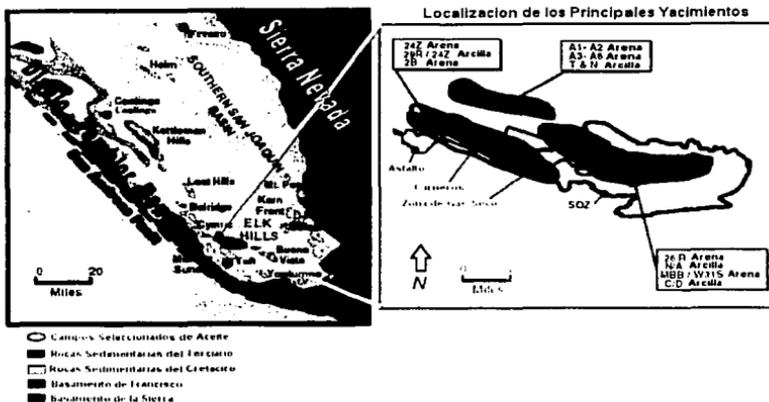


Figura IV.5. Ubicación del campo Elk Hills en California.

Del Cuerpo Superior "B", se tienen 42 curvas de presión capilar de 7 pozos, 29 curvas de permeabilidad relativa - agua - aceite de 5 pozos, y 19 curvas de permeabilidad relativa gas - aceite de 4 pozos. Los datos de presión capilar se obtuvieron con el método de inyección de mercurio para un sistema gas - agua. La mayoría de estos datos petrofísicos fueron obtenidos en la década de los 70's. Para tener un modelo más amplio, de esta compleja litología (yacimiento de turbiditas) fue necesario integrar hábilmente los datos de presión capilar y permeabilidad relativa.

Por medio del uso de software especializado para el análisis de núcleos, varias de las principales tareas fueron: preparar una base de datos para el análisis especial de núcleos, realizar un ajuste y control de calidad de los datos, realizar una conversión efectiva de los datos medidos para lograr una consistencia de unidades y condiciones de campo, generar la función J de Leverette, calcular la altura del contacto agua-aceite, agrupar capas de roca de



# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

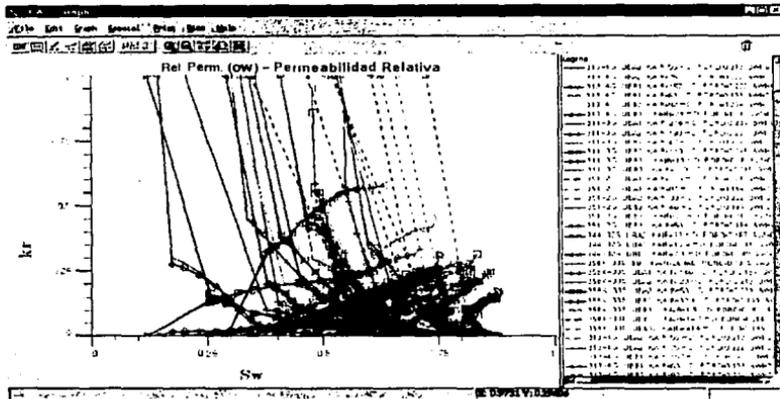


Figura IV.7. Información de permeabilidades relativas agua - aceite.

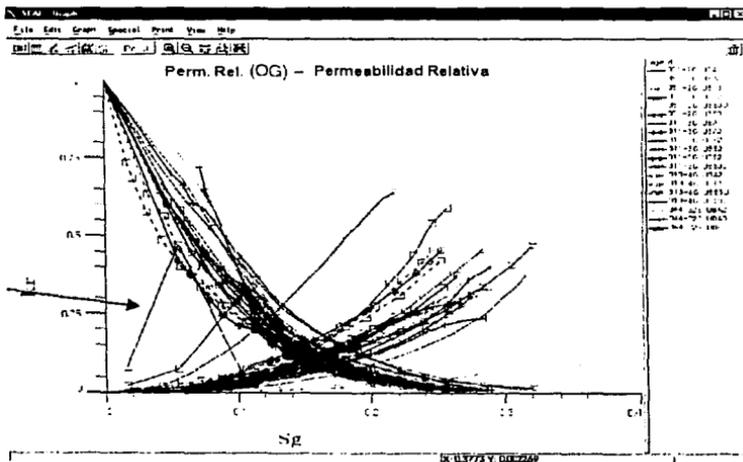


Figura IV.8. Información de permeabilidad relativa gas - aceite.

---

El empleo de graficas especializadas, como las curvas de derivadas, fueron utilizadas para realizar el control de calidad y para la validación de datos. Con esta herramienta y con el uso de funciones matemáticas llamadas macros se examinó la consistencia, monotocidad e identificación de datos malos (por ejemplo,  $K_r > 1$ ). Además algunas de las curvas fueron suavizadas como un resultado de este control de calidad.

Para un mejor estudio, las curvas de permeabilidad relativa tuvieron que ser agrupadas de acuerdo a un patrón en común. Por ejemplo las curvas se dividieron de acuerdo a la localización áreal; algunas áreas en la estructura 31S habían sido identificadas previamente por "sectores", ver Figura IV.9, por considerarse áreas con un comportamiento similar en producción.

En cambio algunas de las curvas de permeabilidad relativa fueron identificadas como representativas de áreas únicas, como por ejemplo el sector South East Nose ver Figura IV.10.

Otros grupos de datos fueron agrupados de acuerdo a propiedades del yacimiento, tales como la porosidad. Las curvas fueron agrupadas de acuerdo a alta porosidad, media porosidad y baja porosidad.

Por otra parte, se realizaron algunas manipulaciones con los datos de presión capilar para convertir las curvas a condiciones de yacimiento, además de crear algunas curvas promedio con la función - J de Leverette y con los puntos finales e iniciales de las curvas, y por consecuencia generar graficas de la altura del contacto agua-aceite.



Además para este análisis especial se empleo el concepto de los Indicadores de Zonas de Flujo (FZI), para realizar el grupo final y seleccionar cuáles curvas usar para el modelo de simulación. El Indicador de Zona de Flujo (FZI), es un parámetro utilizado como un buen indicador de las relaciones entre porosidad y permeabilidad. Las siguientes tres ecuaciones fueron usadas para cuantificar el Indicador de Zona de Flujo de la roca en el modelo con los datos de laboratorio:

Esencialmente un Índice de Calidad del Yacimiento está definido como:

$$RQI = 0.0314 \times \left( \frac{K}{\phi} \right)^{0.5} \quad (IV - 1)$$

donde K = permeabilidad al aire, md y  $\phi$  es la porosidad efectiva.

Y el Índice Normalizado de Porosidad (poroz) es:

$$poroz = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (IV - 2)$$

Entonces el FZI está definido como:

$$FZI = \frac{RQI}{poroz} \quad (IV - 3)$$

Las macros de SCAL fueron usadas para calcular el RQI, poroz, y FZI para cada muestra. La Figura IV.11 ilustra los valores calculados para los datos de  $K_{rw}$  y  $K_{ro}$ . Los valores de porosidad y permeabilidad de todo el modelo fueron leídos dentro de SCAL y se calcularon los modelos de RQI,  $\phi_z$ , y FZI para cada celda de acuerdo a los rangos observados de los datos de laboratorio, ver Figura IV.12. Esto a su vez, fue promediado y usado para el modelo de simulación; se observó que en el modelo completo del campo se presentaron tres principales grupos de FZI: el FZI bajo, el FZI medio, y el FZI alto. Estos grupos fueron usados para reunir y promediar los datos de laboratorio, ver Figura IV.13.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Well ID	Formation	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3
313-4G UBB1	POROS-013919795409	RQ1=0.779601261234	PZ1=0.79222308923229	
311-3G UBB1	POROS-02191219237996	RQ1=0.14146907612127	PZ1=0.7167039480211	
311-2G UBA2	POROS-0220480192374831	RQ1=0.3148994487569796	PZ1=0.742190817047515	
311-2G UBA3	POROS-02551818300828	RQ1=0.231713849766472	PZ1=0.7191801809196477	
313-4G UBA2	POROS-0270446008049533	RQ1=0.372166402993932	PZ1=1.00552394787166	
311-2G UBB2	POROS-0134089478891886	RQ1=0.3403820086951893	PZ1=1.00374791789167	
313-4G UBB2	POROS-01305418281872087	RQ1=0.3339806176429	PZ1=1.02640101131148	
313-4G UBA2	POROS-0281347002701799	RQ1=0.23282380588594	PZ1=1.07944637814176	
313-4G UBB3	POROS-021912191811983	RQ1=0.34684868787822	PZ1=1.211664002255644	
313-4G UBB1	POROS-028547045701979	RQ1=0.37101318428425	PZ1=1.3003110274226	
311-3G UBB2	POROS-01329787234041553	RQ1=0.482386467957884	PZ1=1.36338477382717	
311-2G UBA1	POROS-0161823784110282	RQ1=0.370077418785616	PZ1=1.39918074978743	
311-2G UBB1	POROS-01941726488888888	RQ1=0.379963811020187	PZ1=1.4240868264876	
311-2G UBA1	POROS-0140484780818186	RQ1=0.346332780930353	PZ1=1.43881853221011	
311-3G UBA1	POROS-0130548808271027	RQ1=0.4631609107731253	PZ1=1.51746863227556	
311-3G UBA2	POROS-01310619989151072	RQ1=0.327750099930739	PZ1=1.69968745251964	
311-3G UBB3	POROS-0278540004081633	RQ1=0.801053319775817	PZ1=1.81849870122704	
311-3G UBB1	POROS-01303000000000000	RQ1=0.917516418574481	PZ1=3.0566775630018	

Figura IV.11. Permeabilidad agua – aceite del sector South East Nose

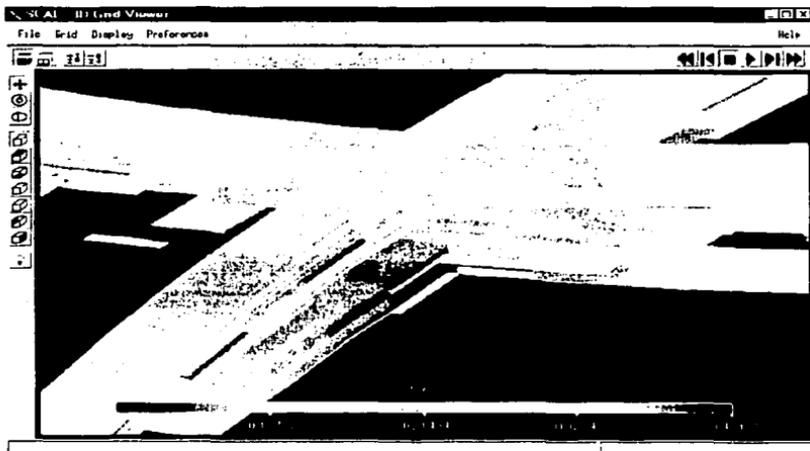
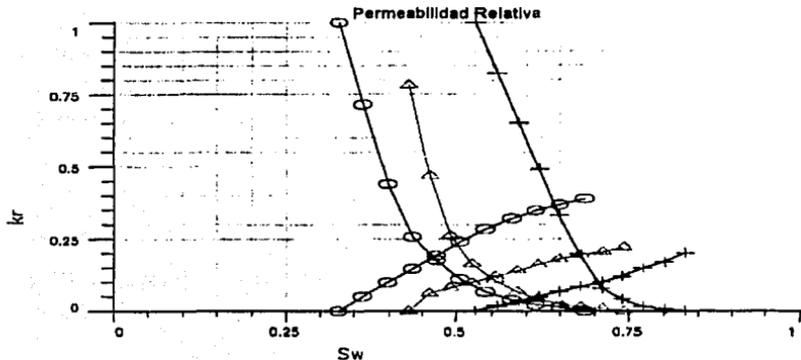


Figura IV.12. Permeabilidad agua – aceite del sector South East Nose.



**Figura IV.13.** Permeabilidad agua – aceite del sector South East Nose.

Como complemento SCAL transformó los datos de laboratorio a curvas disponibles para la simulación en ECLIPSE. Los datos promedios fueron proporcionados por SCAL para después incorporarlos dentro del modelo integral de simulación, tomando en cuenta el valor de FZI para cada celda. A su vez, se generaron las tablas correspondientes por ECLIPSE para cada familia de roca.

Con base a los resultados y procesos realizados se puede comentar que, el análisis especial de núcleos a través del empleo de software especializado logra un ahorro de tiempo significativo, por el empleo de bases de datos, por el agrupamiento, clasificación y manipulación de los datos para lograr una mejor calidad de los valores de permeabilidad relativa y presión capilar.

Además es posible lograr una mejor descripción del yacimiento por el agrupamiento de los datos de laboratorio de acuerdo a unidades de flujo hidráulico, o agrupar los registros de acuerdo a cualquier otro atributo del

---

yacimiento o del proceso de laboratorio empleado, que sea de utilidad para el simulador numérico.

Otra ventaja que hay que mencionar, es la posibilidad de ajustar los valores de permeabilidad relativa y de presión capilar ya sea con una función interna de SCAL o con funciones generadas por el usuario. El uso de las gráficas especiales es una gran herramienta para el control de calidad de la información de laboratorio y para observar el comportamiento de flujo de cada fluido.

#### **IV.4 EJEMPLO 3: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

La simulación de yacimientos es una herramienta que está siendo cada vez más utilizada, para el manejo o administración de un yacimiento. En un caso real un yacimiento dado puede estar produciendo por un sólo mecanismo. Con un modelo apropiado que contenga la descripción geológica y además la validación del ajuste histórico del yacimiento, se puede tener la oportunidad de generar diferentes escenarios de producción.

Los estudios de sensibilidad en la simulación de yacimientos, pueden dirigir la producción de un yacimiento hacia la dirección más apropiada. En general la simulación de yacimientos, se define como el uso de cálculos derivados de la ingeniería de yacimientos, tales como, la teoría de Buckley Leverett o ecuaciones de balance de materia para predecir el comportamiento de un yacimiento. La simulación es además, una herramienta poderosa por las siguientes razones:

1. Proporciona la habilidad para incorporar simultáneamente los efectos de numerosas variables tales como, el efecto de la gravedad, la movilidad de los fluidos, la heterogeneidad de la roca, la permeabilidad relativa, la presión capilar y las propiedades de los fluidos.

- 
2. El proceso de simulación proporciona un examen detallado de toda la información del yacimiento, para generar una visión sobre las variaciones del comportamiento del yacimiento y para mejorar la administración del mismo.
  3. Una vez que se ha realizado el traslado adecuado de los datos históricos de producción al simulador, los estudios de sensibilidad pueden iniciarse para mejorar la recuperación. Además, ciertas consideraciones operacionales como el tiempo de inyección de agua o los requerimientos de compresión de gas, pueden ser pronosticados en la simulación.

Como se ha mencionado anteriormente, las propiedades derivadas de los análisis de núcleos, tales como: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, contactos de fluidos, presión inicial del yacimiento, etc. son obtenidos únicamente durante la primera etapa de desarrollo. Estos datos obtenidos juegan un rol importante para evaluar las opciones de desarrollo del yacimiento. Por tal motivo, son también un componente vital para los estudios y análisis de sensibilidad de simulación de yacimientos.

Todo inicia con la construcción del modelo del yacimiento que involucra, definir físicamente al yacimiento, definir las condiciones de los fluidos a lo largo del yacimiento, así como establecer los límites del yacimiento y la interacción que tiene con el medio. Una vez introducida toda esta información en el modelo, se procede a seleccionar el código numérico que estudiará el comportamiento del yacimiento.

El mayor énfasis que hay en un análisis de sensibilidad, es que los datos recolectados pasen por un control de calidad. La adecuada descripción del yacimiento depende fuertemente de la calidad de los datos que se utilicen; por lo tanto, es indispensable que cuando se ajuste el comportamiento de un yacimiento se compare con el comportamiento actual. Así se puede estar seguro

---

de que se están usando los datos correctos para construir el modelo del yacimiento.

Otro punto importante para el análisis de sensibilidad, es el correcto examen sobre el modelo numérico empleado. Este examen revelará el tipo y número de datos requeridos para construir el modelo de simulación del yacimiento. Por ejemplo si se considera un modelo para un sistema de tres fases (agua, aceite y gas), algunos de los datos requeridos para construir el modelo son: La interacción entre la roca y los fluidos, es decir datos de permeabilidad relativa, presión capilar y mojabilidad.

Siempre se ha manejado a la permeabilidad relativa como una función de la saturación, y además una función no-lineal. Por lo tanto, dentro del modelo de simulación se introduce este mismo grado de no-linealidad dentro del término de transmisibilidad. La importancia de realizar esto, radica en que llega a ser más acentuado para un proceso de desplazamiento, porque el frente de desplazamiento está siendo propagado de una forma discontinua.

El ajuste histórico, se considera como el método o el proceso más común para realizar un modelo de validación del yacimiento. La meta del ajuste consiste en obtener el conjunto de parámetros que generen la mejor predicción del comportamiento histórico del yacimiento.

Actualmente existen modernos simuladores con un alto grado de automatización. Aunque hoy en día se realizan ajustes históricos de forma manual, esto quiere decir, que dependen de cierta manera del juicio, experiencia y visión del usuario. Mientras esto puede verse reflejado en un mayor tiempo y en una mayor inversión, esto representa al final, y quizás lo más importante, la fase del desarrollo del simulador. Además de que este paso representa el éxito, todos los pasos precedentes (modelo conceptual, el modelo matemático y la entrada de datos) pueden arrojar resultados inútiles.

---

El análisis sucesivo de un ajuste histórico manual consiste en: un estudio secuencial de cada parámetro, en el cual se estudiará los valores de salida; y en el ajuste de los valores para la siguiente corrida hasta que se obtenga el mejor juego de valores (es decir el juego de valores que produzcan el mejor ajuste con los datos actuales). Una ventaja de este análisis, es que permite una íntima interacción entre el usuario y el simulador.

Un problema inherente que puede asociarse con el ajuste histórico es la no singularidad, esto significa que existe una carencia de control en el ajuste de los parámetros y como consecuencia puede conducir a la estimación de valores poco realistas. Por tal motivo, para evitar este problema es necesario definir los límites dentro de los cuales se puede variar cada parámetro.

Por ejemplo para un sistema multicomponente y heterogéneo, existen muchos parámetros los cuales pueden afectar la historia del comportamiento. La consideración clave es identificar cuales de ellos (que puede ser uno o varios) tienen el mayor impacto, y ajustarlos durante el proceso de ajuste histórico. Entre los principales parámetros de arreglo en un ajuste histórico son:

- Capacidad de influencia del acuífero.
- Tamaño del acuífero.
- Permeabilidades Relativas.
- Presión Capilar.
- Distribución original de saturaciones.

De lo anterior es necesario tener un buen control de los datos del análisis de núcleos para tener una buena representación en nuestro modelo de simulación. A continuación se muestra como afecta la monotonicidad de las curvas en los problemas de convergencia del simulador.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## CONVERGENCIA EN LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN

La simple información de una celda es capaz de causar divergencia. Mientras se está incrementado el número de celdas dentro del simulador, también se incrementa la posibilidad de riesgo de que la celda cause divergencia.

Si se tiene solamente un modelo del yacimiento con una o dos celdas que están causando problemas, se tiene que revisar los datos que pueden causar divergencia. Por ejemplo, en una corrida de un modelo de aceite negro se obtuvo una depuración no-lineal, al colocar "NEWTON=2" en el reporte de corrida del simulador. Esto produjo los siguientes resultados:

IT= 0	CNV	CELL	MAT BAL	DPRESS	DSWAT	DSGAS
OIL	1.00424	( 28, 45, 3)	5.3D-03	0.00	0.00000	0.00000
WAT	-0.00288	( 9, 3, 3)	-1.3D-07	0.00	0.00000	0.00000
GAS	*****	( 5, 45, 1)	-1.3D-02	0.00	0.00000	0.00000
LINIT= 5 NSCHP= 6 NCHOP= 0 NSTAT1,2,3= 50 5400 0 NTRAN= 321						

IT= 1	CNV	CELL	MAT BAL	DPRESS	DSWAT	DSGAS
OIL	-1.99144	( 5, 45, 1)	4.3D-02	-24.89	0.00026	-0.20000
WAT	-0.16316	( 2, 4, 4)	-3.7D-06	-14.02	0.00490	0.00000
GAS	*****	( 5, 45, 1)	-3.1D-02	-24.89	0.00026	-0.20000
LINIT= 3 NSCHP= 195 NCHOP= 0 NSTAT1,2,3= 50 5370 30 NTRAN= 30						

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

IT= 2	CNV	CELL	MAT BAL	DPRESS	DSWAT	DSGAS
OIL	-0.62319	( 5, 45, 1)	1.7D-02	-21.15	0.00081	-0.01843
WAT	-0.04162	( 28, 5, 3)	-1.3D-04	-30.47	0.00139	0.04000
GAS	*****	(5, 45, 1)	-2.2D-02	-21.15	0.00081	-0.01843
LINIT= 3 NSCHP= 44 NCHOP= 3 NSTAT1,2,3= 50 5367 33 NTRAN= 25						

IT= 3	CNV	CELL	MAT BAL	DPRESS	DSWAT	DSGAS
OIL	-0.30993	( 5, 45, 1)	-8.9D-05	-26.44	0.00088	-0.21134
WAT	-0.04591	( 28, 4, 3)	-4.0D-05	-19.80	0.00666	0.11687
GAS	*****	( 5, 45, 1)	-1.4D-02	-26.44	0.00088	-0.21134

Estas cuatro iteraciones no – lineales (IT=0, IT=1, IT=2, IT=3) tienen problemas de convergencia. El título de la primera columna (IT = 0) corresponde al número de iteración, los siguientes encabezados de las restantes columnas son:

- **CNV** La peor saturación residual para el agua, gas y aceite.
- **CELL** La celda que tiene la peor saturación residual.
- **MAT BAL** El balance de material para esa celda, una medida precisa de la masa.
- **DPRESS** EL cambio de presión en esa celda desde la última iteración.
- **DSWAT** El cambio de saturación de agua desde la última iteración.
- **DSGAS** El cambio de saturación de gas desde la última iteración.

La saturación residual de gas en las cuatro iteraciones se muestra como \*\*\*\*\* esto significa, que el valor de saturación es más grande que el valor máximo imprimible. La celda que está causando problemas es la (5,45,1) porque posee un alto valor de saturación residual del gas y del agua en cada iteración.

Debajo de cada iteración, existe una fila que proporciona información sobre lo que está pasando dentro del modelo, el significado de cada atributo es:

- **LINIT** número de iteraciones requeridas para resolver las ecuaciones lineales.
- **NSCHP** número de cambios de saturación que fueron alteradas para suprimir posibles oscilaciones.
- **NCHOP** número de cambios en el tiempo de P, Rs, o Rv que fueron reducidos para incrementar la estabilidad.
- **NSTAT1,2,3** número de celdas en estado de solución 1,2,3

Estado de solución 1 significa que no hay aceite presente en la celda.

Estado de solución 2 significa que tanto aceite como gas están presentes en la celda.

Estado de solución 3 significa que no hay gas presente en la celda.

- **NTRAN** número de estados de transición desde la última iteración no-lineal.

Cualquier valor diferente de cero de NSCHP o NCHOP incrementa los errores en el balance de materia para la subsiguiente iteración no-lineal y por lo tanto reduce las oportunidades de convergencia.

La carencia de algunos valores de saturación pueden ser evitados por el correspondiente ajuste de las curvas de permeabilidad relativa, de tal manera que la saturación crítica no necesariamente tiene que ser la misma que el valor más bajo de saturación dentro de la tabla. Por ejemplo, en lugar de:

SWFN			ahora usando SWFN		
S <sub>w</sub>	k <sub>rw</sub>	P <sub>c</sub>	S <sub>w</sub>	k <sub>rw</sub>	P <sub>c</sub>
0.2	0	7	0.2	0	7
0.3	0.07	4	0.21	0	1*
0.4	0.15	3	0.3	0.07	4
0.5	0.24	2.5	0.4	0.15	3
0.6	0.33	2	0.5	0.24	2.5
0.8	0.65	1	0.6	0.33	2
0.9	0.83	0.5	0.8	0.65	1
1	1	0	0.9	0.83	0.5
			1	1	0

El nuevo valor de saturación de 0.21 puede ayudar a la convergencia. Sin afectar la saturación inicial de fluidos in situ, pero desafortunadamente reducirá ligeramente la movilidad del agua para una saturación de entre 0.2 y 0.3. Esto no puede ser de importancia para la precisión deseada.

Ahora observando las oscilaciones en el CNV para una fase; si una iteración tiene un valor positivo, la próxima iteración tendrá un valor negativo, y la siguiente un valor positivo, etc. entonces existe una no-linealidad en el sistema. Esto se asocia frecuentemente a los súbitos cambios que presenta la curva de permeabilidad relativa.

Si se tiene acceso al programa SCAL, se pueden graficar las curvas de permeabilidad relativa y las curvas auxiliares y por consecuencia se pueden observar las discontinuidades. Si sólo se tiene acceso a una hoja de cálculo sólo es posible calcular numéricamente y graficar las curvas de permeabilidad relativa. Hay que mencionar que simuladores de yacimientos como Eclipse, utilizan todos los valores de saturación y permeabilidad relativa que son proporcionados en tabla y que a su vez son suavizados. Por lo que deberían evitarse tablas como esta:

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

---

**SWFN**

$S_w$	$k_{rw}$	$P_c$
0.2	0	7
0.21	0	1*
0.3	0.07	4
0.301	0.07	4
0.398	0.14	3
0.4	0.15	3
0.401	0.17	3
0.402	0.19	3
0.5	0.24	2.5
0.6	0.33	2
0.8	0.65	1
0.9	0.83	0.5
1	1	0

La tabla anterior tiene valores de saturación que están bastante cercanos unos de otros y por lo tanto la curva de permeabilidad relativa presenta varios cambios. También se deberían de evitar tablas como esta:

**SWFN**

$S_w$	$k_{rw}$	$P_c$
0.2	0	7
0.3	0	4
0.5	0.01	2.5
0.51	0.60	2
0.8	0.68	1
0.9	0.83	0.5
1	1	0

---

Esta tabla tiene un súbito cambio en la  $k_{rw} = 0.01$  a la  $S_w = 0.5$  a  $k_{rw} = 0.6$  a la  $S_w = 0.51$  y ciertamente esto causará problemas de convergencia.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dentro de este trabajo se expresó la importancia de realizar un análisis especial de núcleos, para el estudio de las características de flujo de fluidos. Se hizo énfasis en dos propiedades especiales: la permeabilidad relativa y la presión capilar.

Entre los puntos más importantes a mencionar están:

El tener cuidado en realizar las mediciones de permeabilidad relativa o presión capilar en el laboratorio, realizándolas de acuerdo a los procedimientos planteados. La razón fundamental de seguir paso a paso los procedimientos, es para evitar valores de permeabilidad relativa o presión capilar que provoquen problemas durante el análisis especial y durante la simulación. Para lograr una mejor calidad de los valores medidos en laboratorio, se expuso el empleo de correlación como una herramienta para la mejor aproximación de los valores.

Gracias a las experiencias obtenidas en trabajos de análisis especial de núcleos, se puede mencionar que existen otros factores que pueden alterar fuertemente la medición de los valores de permeabilidad relativa. Entre los elementos que se deben cuidar están: evitar el movimiento del núcleo durante la realización de las pruebas de flujo para prevenir valores constantes de permeabilidad relativa; cuidar en los núcleos donde se extrajeron previamente los fluidos las condiciones de mojabilidad originales, para evitar valores alterados de permeabilidad relativa por los cambios de mojabilidad; evitar el empleo por

---

ejemplo de lignosulfatos durante la perforación de núcleos, para prevenir valores bajos de permeabilidad relativa.

Otro punto importante que debe mencionarse y que fue fundamental para la realización de esta tesis, fue el empleo de software especializado para el análisis especial de núcleos. Con el uso de software especializado se logra tener una mejor representación del comportamiento de un yacimiento, así como, lograr un mayor conocimiento sobre las condiciones de flujo de uno o más fluidos. Entre otras ventajas de emplear software especializado, están la manipulación y la flexibilidad de manejar la información agrupándola de acuerdo a algún atributo que deseemos representar. La generación de datos promedios o representativos de formaciones o zonas de un yacimiento, el empleo de correlaciones para obtener una aproximación y mejor calidad sobre los datos de laboratorio, la generación de valores a partir de los datos de los end – points, y la manipulación de las curvas de permeabilidad relativa con la ayuda de curvas auxiliares para conseguir una mejor suavización de curvas y valores monotónicos, para lograr convergencia durante el proceso de simulación.

Además el uso del software especializado ofrecer un ahorro significativo en tiempo, por todas las ventajas antes mencionadas y también otorga una mejor descripción del yacimiento útil para la simulación.

Entre las recomendaciones que se sugieren están: el empleo de núcleos completos para la medición de los valores de permeabilidad relativa o presión capilar. Procurar el uso de agua o salmuera que no ocasione precipitados en el núcleo, y mantener de ser posible las condiciones de presión y temperatura del yacimiento durante la prueba. Además se debe emplear lodos de perforación base agua que contengan polímeros, para evitar alteraciones de las condiciones de mojabilidad.

Otra recomendación que se sugiere para lograr una buena representación de los valores de permeabilidad relativa están: realizar las mediciones a través del método de estado continuo, a pesar de que es un método lento permite

---

obtener valores de permeabilidad relativa a valores muy bajos de saturación. Por lo menos los valores iniciales se recomienda obtenerlos a través de método de estado continuo, y el resto de los valores con el método de estado no – continuo.

Una recomendación importante es utilizar técnicas de restauración o de preservación en la preparación de núcleos. Como se mencionó, la extracción de fluidos en núcleos, puede alterar las condiciones de mojabilidad y por lo tanto causa influencia sobre el análisis especial, y como resultado otorgaría valores de condiciones de flujo no representativas del yacimiento. Por lo que un análisis especial de núcleos está en función de la manera en que prepare al núcleo, en el tipo de prueba de flujo a utilizar, y en la litología y contaminación de núcleo.

Por último se recomienda la realización de un análisis de sensibilidad con la realización del ajuste histórico del yacimiento, involucrando todos los parámetros descriptivos del yacimiento, los límites adecuados para cada propiedad, la depuración y ajustes de datos monotónicos (por ejemplo los valores de permeabilidad relativa y presión capilar), y la selección correcta del modelo numérico de escenarios de producción, y seleccionar el mecanismo adecuado para producir y administrar con éxito un yacimiento.

## NOMENCLATURA

- $A_s$  área de la superficie de la roca
- $A$  coeficiente de la exponencial de Novel (gas - aceite)
- $a$  área ( $\text{cm}^2$ )
- $B$  coeficiente de la exponencial de Novel (gas - aceite)
- $\bar{d}$  diámetro medio del poro
- $D_M$  masa del núcleo seco (gr)
- $d_p/d_L$  caída de presión por unidad de longitud ( $\text{atm/cm}$ )
- $f_o$  flujo fraccional del aceite
- $f_w$  flujo fraccional del agua
- $g_c$  constante de la gravedad ( $980 \text{ cm/s}^2$ )
- $(G_1)_{pv}$  vol. de gas acumulado inyectado expresado como vol. de poro [II - 84]
- $G_{ic}$  vol. de gas acumulado inyectado a la presión  $P_i$  [II - 84]
- $h$  altura del fluido mojante con respecto a la pared capilar (cm) [II - 88]
- $K$  permeabilidad absoluta (darcys)
- $k_{eo}$  permeabilidad efectiva al aceite (mildarcy)
- $k_{ew}$  permeabilidad efectiva al agua (mildarcy)
- $k_{eg}$  permeabilidad efectiva al gas (mildarcy)
- $k_{ro}$  permeabilidad relativa al aceite [para un sistema de 3 fases] (en fracción)
- $k_{rw}$  permeabilidad relativa al agua (en fracción)
- $k_{rg}$  permeabilidad relativa al gas (en fracción)
- $(k_{ro})_{swc}$  permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua congénita
- $(k_{ro})_{sc}$  permeabilidad relativa al aceite a la saturación de gas crítica
- $(k_{ro})_{suc}$  permeabilidad relativa al aceite a la saturación de aceite crítico
- $(k_{rw})_{sora}$  permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

$k_{rog}$	permeabilidad relativa al aceite en un sistema gas - aceite
$k_{row}$	permeabilidad relativa al aceite en un sistema agua - aceite
$k_{rg}/k_{ro}$	razón de permeabilidad relativa del gas al aceite
$k_{rwend}$	permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua residual
$k_{ro}^*$	permeabilidad relativa al aceite normalizada
$K_L$	constante de Kozeny
L	exponente de la exponencial de Novel (gas - aceite)
$LA_\phi$	volumen total de poros de la muestra
M	exponente de la exponencial de Novel (gas - aceite)
M	masa total del núcleo y de fluidos [11 - 82]
n	exponente de la correlación de Hustad - Holt
$n_o, n_g$	exponentes de las curvas de permeabilidad relativa
$n_w, n_{go}$	
$n_p$	exponente de la curva de presión capilar para el sistema agua - aceite
$(P_c)_{sic}$	presión capilar a la saturación crítica de líquido (psi)
pV	volumen de poros del núcleo (ml) [11 - 82]
$Q_o$	gasto de aceite (cm <sup>3</sup> /sec)
$Q_w$	gas de agua (cm <sup>3</sup> /sec)
$r_{11}$	radio hidráulico inferior (cm)
$S_f$	saturación de un fluido (en fracción)
$S_g$	saturación del gas
$S_g^*$	saturación de gas efectiva
$S_{g(av)}$	porcentaje de saturación de gas
$S_{gc}$	saturación de gas crítica
$S_{iw}$	saturación irreductible de la fase mojante
$S_{ic}$	saturación crítica total de líquido
$S_{nw}$	saturación de la fase no mojante
$S_o$	saturación del aceite
$S_o^*$	saturación de aceite efectiva
$S_{oc}$	saturación de aceite crítica
$S_{ocw}$	saturación de aceite crítica para un sistema agua - aceite

---

$S_{om}$	saturación de aceite movable
$S_{omin}$	saturación de aceite mínima
$S_{or}$	saturación de aceite residual
$S_{org}$	saturación de aceite residual para un sistema gas - aceite
$S_{orw}$	saturación de aceite residual para un sistema agua - aceite
$S_w$	saturación del agua
$S_{w(av)}$	porcentaje de la saturación de agua
$S_w$	saturación de agua efectiva
$S_{wc}$	saturación de agua congénita
$S_{wcrit}$	saturación de agua crítica
$S_{wi}$	saturación de agua irreductible
$u$	velocidad (cm/s)
$v$	gasto (cm <sup>3</sup> /sec)
$V_b$	volumen total de roca
$V_s$	volumen neto ocupado por sólidos
$V_p$	volumen de poros
$dV_b/dp$	variación del volumen de roca con respecto a la presión
$dV_p/dp$	variación del volumen de poros con respecto a la presión
$dV_s/dp$	variación del volumen de sólidos con respecto a la presión

### **Símbolos Griegos**

$\alpha$	multiplicador para un sistema de tres fases
$\alpha_d$	ángulo de desplazamiento (en grados)
$\beta$	multiplicador de la correlación de Hustad - Holt
$\beta_g$	multiplicador para un sistema de tres fases
$\beta_w$	multiplicador para un sistema de tres fases
$\phi$	porosidad expresada en por ciento
$\phi_a$	porosidad absoluta en por ciento

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

---

$\phi_e$	porosidad efectiva en por ciento
$\mu$	viscosidad de un fluido (cp)
$\mu_g$	viscosidad del gas (cp)
$\mu_o$	viscosidad del aceite (cp)
$\rho_g$	densidad del gas ( $\text{g/cm}^3$ )
$\rho_o$	densidad del aceite ( $\text{g/cm}^3$ )
$\sigma$	tensión interfacial (N/m)
$\theta$	ángulo (en grados)

## BIBLIOGRAFÍA

1. **Amyx, James.** Petroleum Reservoir Engineering, Mc Graw - Hill, USA, 1984.
2. **Anderson, Gene.** Coring and Core Analysis Handbook, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1975.
3. **Cole, Frank W.** Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing, Houston TX, 1969.
4. **Craft, B.C. and Hawkins, M.F.** Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice - Hall inc., New Jersey, 1959.
5. **Dapples, E.C.** Geología Básica en Ciencia e Ingeniería, Ediciones Omega, Barcelona, 1963.
6. **Exlog, Staff.** Coring Operations: Procedures for Sampling and Analysis of Bottomhole and Sidewall Cores, Exlog staff, Boston, 1985.
7. **Forrest, F. Craig.** Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Millet the Printer, New York, 1982.
8. **Schlumberger.** User Guide SCAL, s. ed., s. l., 2001.
9. **Smith, Charles and Tracy, G.W.** Applied Reservoir Engineering, OGCI Publications, Tulsa Oklahoma, 1992, (Vol. 1).
10. **Tarek, Ahmed.** Reservoir Engineering Handbook, GULF Publishing Company, Houston TX, 2000.
11. **Tiab & Donaldson.** Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, GULF Professional Publishing, Houston TX, 1999.

12. **Amaefule, Jude and Mehmet, Altunbary.** "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic Flow Units and Predict Permeability in Uncored Intervals / Wells", SPE, Houston TX, 1993.
13. **Chierici, Gian Luigi.** "Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities", SPE, Dallas Texas, October 1981.
14. **Hampton, Thomas.** "A Method of Integrating Capillary Pressure and Relative Permeability Data Into a Full Field Numerical Simulation of Main Body "B" Reservoir, Elk Hills Field, California", SPE, California, June 2000.
15. **Marek B.F., Hartman K.J., et al.** "Three - Phase Relative Permeability of Limestones Having Bimodal Pore - Size Distribution", SPE, Houston TX, November 1991.
16. **Stone, H.L.** "Probability Model for Estimating Three - Phase Relative Permeability", SPE - AIME, s.l., February 1968.
17. **Bolivar Perez, Medel.** Interpretación de los datos obtenidos de las pruebas de presión capilar y su aplicación en la caracterización de yacimientos petroleros, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 2002.
18. **De la Torre Ibáñez, Javier.** Análisis Petrofísico: Propiedades Básicas de los medios porosos y su medición en el laboratorio, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 1993.
19. **Lázaro de la Cruz, Adalberto.** Caracterización de Yacimientos Petrolíferos, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 1990.
20. **Solis Franco, Andrés.** Determinación de Propiedades Petrofísicas en el Laboratorio y su Aplicación en el estudio de Yacimientos, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 1987.

## REFERENCIAS Y APÉNDICES

### REFERENCIAS

1. **Anderson, G.** Coring and Core Analysis Handbook, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1975, p.p. 26 – 50.
2. **Dapples, E.C.** Geología Básica en Ciencia e Ingeniería, Ediciones Omega, Barcelona, 1963, p.p. 484 – 491.
3. **Exlog, S.** Coring Operations: Procedures of Sampling and Analysis of Bottomhole and Sidewall Cores, Exlog staff, Boston, 1985, p.p. 33 – 49.
4. **De la Torre, I. J.** Análisis Petrofísico: Propiedades Básicas de los medios porosos y su medición en el laboratorio, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 1987, p.p. 27,28.
5. **Lázaro de la C., A.** Caracterización de Yacimientos Petrolíferos, Tesis de Licenciatura, Fac. de Ingeniería, UNAM, 1990, p.p. 48 – 51.
6. **Smith, C. and Tracy G.W.** Applied Reservoir Engineering, OGC Publications, Tulsa Oklahoma, 1992, (Vol. 1), p.p. 2-1 – 2-20, 2-45, 2-46.

- 
7. **Cole, F.** Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing, Houston TX, 1969, p.p. 3 – 31.
  8. **Tiab & Donaldson.** Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, GULF Professional Publishing, Houston TX, 1999, p.p. 233 – 236, 247 – 260, 645 – 648, 662 – 671.
  9. Citado por Tiab & Donaldson: **Collins, R.E. and Cook, C.E., Jr.** Fundamental basis for the contact angle and capillary pressure, Trans. Faraday Soc., Vol. 55, 1959, p. 1,602.
  10. Citado por Tiab & Donaldson: **Benner, F.C. and Bartell.** The efect of polar impurities upon capillary and surface phenomena in petroleum production, Drilling and Production Practices, Am. Pet Inst., New York, 1941, p. 34.
  11. **Amyx, J.** Petroleum Reservoir Engineering, Mc Graw – Hill, USA, 1984, p.p. 165 – 177, 181 – 191.
  12. Citado por Tiab & Donaldson: **Rose, W. and Bruce, W.A.** Evaluation of capillary character in petroleum reservoir rocks, Trans. AIME, Vol. 186, 1949, p.p. 127 – 141.
  13. Citado por Tiab & Donaldson: **Carman, P.C.** Fluid Flow thorough granular beds, Trans. Inst. Chem. Engr., 1937, p.p. 150 – 166.

- 
14. **Tarek, A.** Reservoir Engineering Handbook, GULF Publishing Company, Houston TX, 2000, p.p. 281 –317.
  15. **Schlumberger.** User Guide SCAL, s. ed., s.l., 2001, p.p. 4-3 – 4-103, B-1 – B-48.
  16. **Chierici G.** "Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities", SPE, Dallas Texas, October 1981, p.p. 1 – 10.
  17. **Forrest, F.** Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Millet Printer, New York, 1982, p.p. 19, 20.
  18. **Hampton, T.** "A Method of Integrating Capillary Pressure and Relative Permeability Data Into a Full Field Numerical Simulation of Main Body "B" Reservoir, Elk Hills Field, California", SPE, California, June 2000, p.p. 1 – 15.

## APÉNDICE A

### EJERCICIOS

#### EJERCICIO A.1

Generar los datos de permeabilidad relativa (por proceso de drene) para un sistema agua – aceite y una arena no-consolidada usando la correlación de Wyllie & Gardner, y la correlación de Pirsón. Asumir los siguientes valores de saturaciones críticas:

$$S_{oc} = 0.3 \quad S_{wc} = 0.25 \quad S_{gc} = 0.05$$

#### SOLUCIÓN:

Para la solución de este ejercicio se utilizó SCAL para obtener las curvas de permeabilidad relativa y las tablas correspondientes de ambos métodos. Las correlaciones de Wyllie & Gardner y de Pirsón, corresponden a las ecuaciones II – 20, II – 29 y II – 30, respectivamente.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

#### Wyllie & Gardner

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^3$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^3$$

#### Pirson

$$k_{ro} = (1 - S_w^*) \left[ 1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w^*} \right]^{1.5}$$

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^{*3}$$

Para la realización de las curvas y de los valores de permeabilidad relativa se generaron los códigos para cada correlación, para ser introducido en la "Calculadora" de SCAL. Los códigos se presentan en el Apéndice B.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

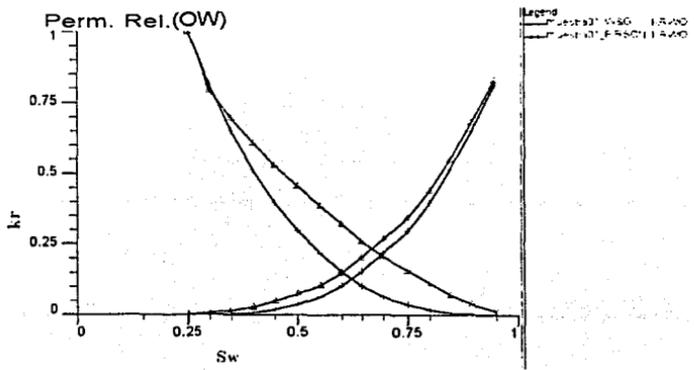
Las tablas resultantes de valores de permeabilidad relativa son:

**Wyllie & Gardner**

Sw	Krw	Kro
0.25	0.00000	1.00000
0.30	0.00030	0.82364
0.35	0.00237	0.64345
0.40	0.00800	0.51281
0.45	0.01896	0.39794
0.50	0.03704	0.29884
0.55	0.06400	0.21600
0.60	0.10163	0.15170
0.65	0.15170	0.10163
0.70	0.21600	0.06400
0.75	0.29630	0.03704
0.80	0.39437	0.01896
0.85	0.51200	0.00800
0.90	0.65096	0.00237
0.95	0.81304	0.00030

**Pirson**

Sw	Krw	Kro
0.25	0.00000	1.00000
0.3	0.00697	0.85742
0.35	0.01566	0.72453
0.4	0.02862	0.62768
0.45	0.04706	0.53534
0.5	0.07217	0.45349
0.55	0.10523	0.38429
0.6	0.14756	0.31990
0.65	0.20056	0.26026
0.7	0.26569	0.20539
0.75	0.34446	0.15544
0.8	0.43845	0.11069
0.85	0.54929	0.07157
0.9	0.67866	0.03879
0.95	0.82830	0.01366

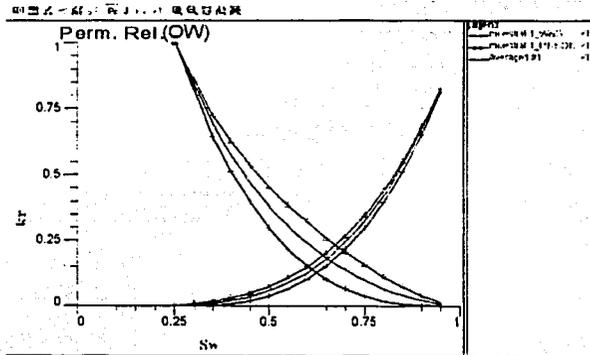


**Figura A.1.** Curvas de Permeabilidad Relativa con la correlación de Wyllie & Gardner y de Pirson.

La tabla y curva normalizada de ambas correlación son las siguientes:

**Tabla promedio**

Sw	Krw	Kro
0.25	0.00000	1.00000
0.3	0.00363	0.84053
0.3722	0.01315	0.63344
0.4444	0.03138	0.47815
0.5167	0.06461	0.35082
0.5889	0.11571	0.25010
0.6611	0.19051	0.17067
0.7333	0.29387	0.10906
0.8056	0.42910	0.06205
0.8778	0.60518	0.02912
0.95	0.82067	0.00698



**Figura A.2.** Curva promedio de permeabilidad relativa.

**EJERCICIO A.2**

Las mediciones de permeabilidad relativa que se realizaron para tres núcleos son las siguientes:

Núcleo # 1  
 $h = 1\text{ft}$   
 $K = 100\text{md}$   
 $S_{oc} = 0.35$   
 $S_{wc} = 0.25$

Núcleo # 2  
 $h = 1\text{ft}$   
 $K = 80\text{md}$   
 $S_{oc} = 0.28$   
 $S_{wc} = 0.30$

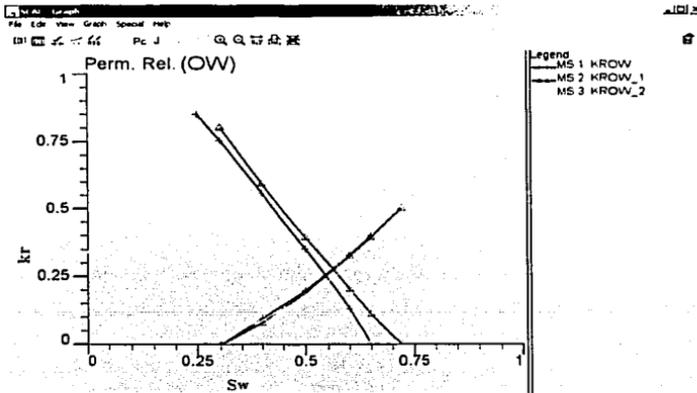
Núcleo # 3  
 $h = 1\text{ft}$   
 $K = 150\text{md}$   
 $S_{oc} = 0.35$   
 $S_{wc} = 0.20$

Núcleo # 1			Núcleo # 2		Núcleo # 3	
$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
0.20					1.000	0.000
0.25	0.850	0.000			0.924	0.008
0.30	0.754	0.018	0.800	0.000	0.839	0.027
0.40	0.557	0.092	0.593	0.077	0.663	0.088
0.50	0.352	0.198	0.393	0.191	0.463	0.176
0.60	0.131	0.327	0.202	0.323	0.215	0.286
0.65	0.000	0.400	0.111	0.394	0.000	0.350
0.72			0.000	0.500		

Los valores de agua congénita y de saturación de aceite crítico para la formación son de 0.27 y 0.30 respectivamente. Obtener las curvas normalizadas para cada núcleo, y la curva promedio utilizando las opciones de SCAL.

**SOLUCIÓN:**

Como primer paso se grafican los valores de permeabilidad relativa de cada núcleo, y se observa si existen valores no – monotónicos (Figura A.3).



**Figura A.3.** Curvas de permeabilidad relativa de los tres núcleos.

A través de la observación de las graficas de derivadas de permeabilidad relativa, se realiza el ajuste necesario para depurar los valores. Los valores y curvas resultantes son los siguientes:

$S_w$	Núcleo # 1		Núcleo # 2		Núcleo # 3	
	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$k_{ro}$
0.20					0	0.9993
0.25	0.00000	0.85			0.00603	0.98356
0.3	0.01729	0.754	0	0.8	0.01729	0.92725
0.4	0.07810	0.557	0.07811	0.59389	0.07134	0.70651
0.5	0.17946	0.352	0.17946	0.39344	0.14793	0.49254
0.6	0.32700	0.131	0.30784	0.20645	0.27405	0.23352
0.65	0.40000	0	0.38217	0.11864	0.35515	0
0.72			0.50831	0	1	0
1	1.00000	0	1	0		

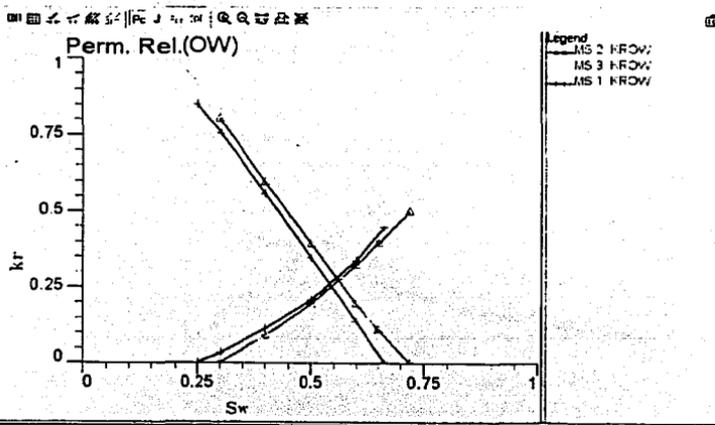


Figura A.4. Curvas de permeabilidad relativa ajustadas.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Ahora los valores y curvas normalizadas y promedio de permeabilidad relativa para los tres núcleos son los siguientes:

Tabla de Permeabilidad Relativa Normalizada

Núcleo #1			Núcleo #2			Núcleo #3		
$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$
0.000	0	0.85	0	0	0.8	0	0	0.9993
0.125	0.01729	0.754	0.2381	0.0781	0.5939	0.1111	0.00603	0.98356
0.375	0.07811	0.557	0.4762	0.17946	0.3934	0.2222	0.01729	0.92725
0.625	0.17946	0.352	0.7143	0.30784	0.2065	0.4444	0.07134	0.70651
0.875	0.327	0.131	0.8333	0.38217	0.1187	0.6667	0.14793	0.49254
1.000	0.4	0	1	0.50831	0	0.8889	0.27406	0.23352
						1	0.35515	0

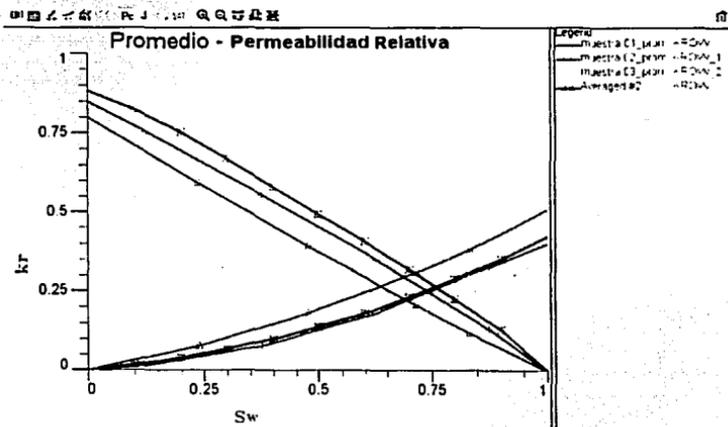


Figura A.5. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas y promedio.

Tabla de Permeabilidad Relativa Promedio

$S_w$	$K_{rw}$	$K_{ro}$
0.000	0.00000	0.88311
0.100	0.01736	0.82392
0.200	0.03873	0.75343
0.300	0.06684	0.66929
0.400	0.09860	0.58158
0.500	0.13719	0.49409
0.600	0.18017	0.40849
0.700	0.23024	0.31903
0.800	0.28924	0.22589
0.900	0.35213	0.12872
1.000	0.42115	0.00000

### EJERCICIO A.3

En el yacimiento R1 se realizaron operación de muestreo, donde en el pozo 1 - 1 se identificaron dos zonas productoras la ZT10 y ZT35. La profundidad de la ZT10 es de los 3000.06 ft a los 3004.95 ft, y la profundidad de la ZT35 es de los 3005.06 ft a los 3008.95 ft; los valores de permeabilidad relativa obtenidos en el laboratorio se presentan a continuación. Generar los registros correspondientes de los núcleos y sus respectivas curvas de permeabilidad relativa, con el empleo de SCAL y obtener una curva de permeabilidad relativa representativa para cada zona.

### SOLUCIÓN:

Primero se construye el grupo de registros de ambas zonas, las profundidades de los núcleos de acuerdo a cada zona son las siguientes:

Zona T10	
Núcleo	profundidad
A101	3000.06
A100	3000.17
A102	3001.17
B100	3003.05
B101	3004.95

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Zona T35	
Núcleo	Profundidad
B109	3005.06
A108	3005.95
A107	3007.92
C100	3008.92

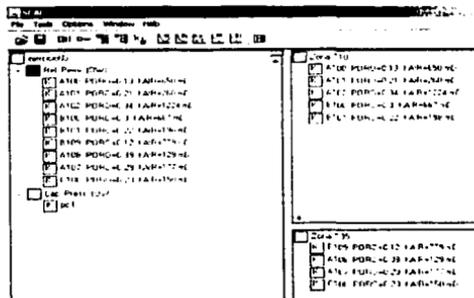


Figura A.6. Grupos de registros de las zonas T10 y T35.

En la Figura A.6 se muestran los registros correspondientes para cada zona, las curvas de permeabilidad relativa de ambas zonas se muestra en la Figura A.7 y A.8 respectivamente.

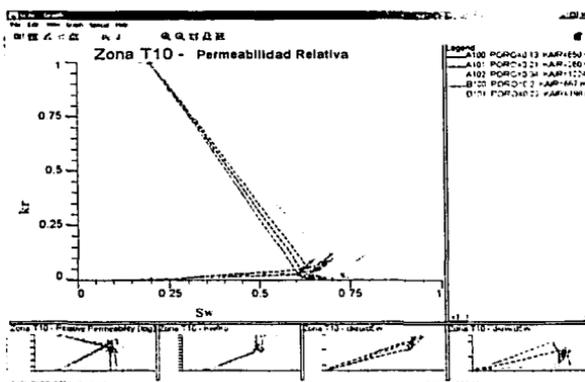
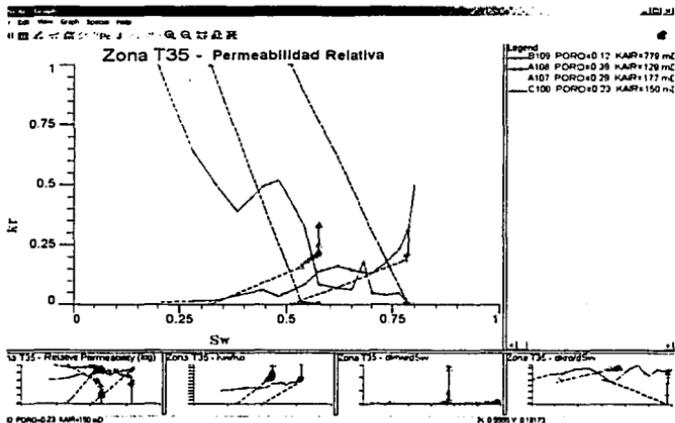


Figura A.7. Curvas de permeabilidad relativa de la zona T10

En la Figura A.7, se observa que todas las curvas de permeabilidad relativa de la zona T10 muestran un comportamiento semejante, excepto la curva de la muestra B101. Además observando las curvas auxiliares de derivadas de permeabilidad al aceite y al agua, se puede ver que existen datos no – monotónicos, por lo que es necesario depurar las curvas.

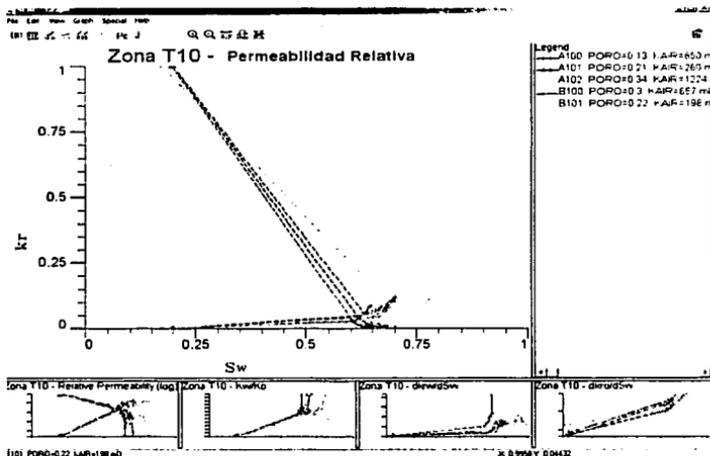


**Figura A.8.** Curvas de permeabilidad relativa de la zona T35.

En esta Figura A.8 se observa que todas las muestras presentan un comportamiento muy heterogéneo, y en algunos casos un comportamiento demasiado pobre y no – monotónicos en los datos de permeabilidad relativa (muestra C-100).

Como primera parte de la depuración de los datos de permeabilidad relativa se muestra en la Figuras A.9 para la zona T10.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN



**Figura A.9.** Curvas depuradas de la zona T10.

Se puede notar un comportamiento un poco más monótono en cada una de las muestras para esta zona. Para la zona T35, se realizará una depuración manual y conjunta de cada una de las muestras, con excepción de la muestra C100, que se realizará un ajuste por medio de la Calculadora<sup>17</sup>.

La Figura A.10, muestra el ajuste realizado al registro C100, se puede observar una notable diferencia en los datos. La Figura A.11 muestra el ajuste y depuración de todas las muestras de la zona T35.

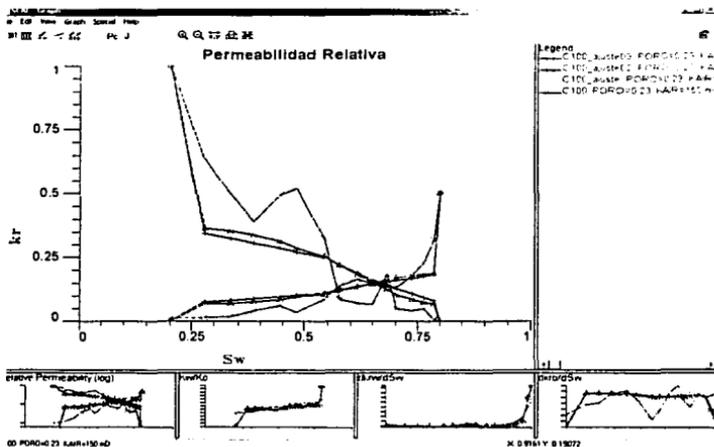


Figura A.10. Curvas de permeabilidad relativa depuradas del registro C100.

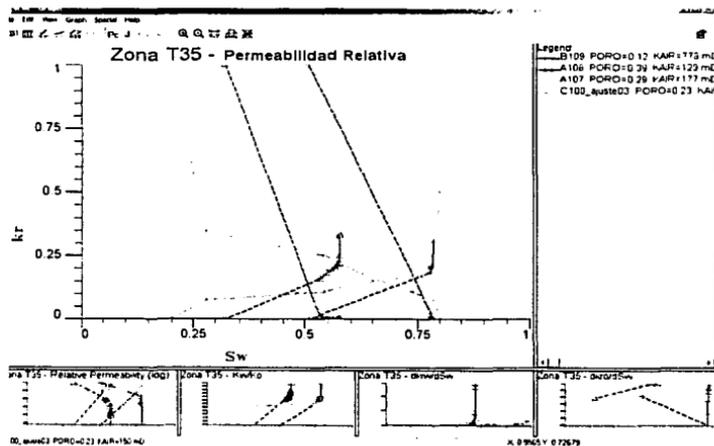


Figura A.11. Curvas de permeabilidad relativa depuradas de la zona T35.



---

Por último las tablas de valores de permeabilidad representativas para cada zona son las siguientes:

Zona T10

$S_w$	$K_{rw}$	$K_{ro}$
0.000	0.0000	1.0000
0.100	0.00452	0.88725
0.200	0.00904	0.77450
0.300	0.01356	0.66175
0.400	0.01809	0.54900
0.500	0.02261	0.43626
0.600	0.02713	0.32351
0.700	0.03165	0.21076
0.800	0.03617	0.09801
0.900	0.04695	0.01544
1.000	0.12026	0.00000

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Zona T35

$S_w$	$K_{rw}$	$K_{ro}$
0.000	0.0000	1.0000
0.100	0.02875	0.78517
0.200	0.04854	0.65395
0.300	0.06469	0.55938
0.400	0.08099	0.46554
0.500	0.09781	0.37045
0.600	0.11511	0.27367
0.700	0.13442	0.17199
0.800	0.18692	0.09956
0.900	0.22843	0.05273
1.000	0.38452	0.00000

EJERCICIO A.4

La ecuación obtenida de presión capilar obtenida en el laboratorio para un sistema agua - aceite, cuyos valores van de la saturación de agua congénita hasta la saturación de agua al 100% es la siguiente:

$$P_c = 22-20S_w$$

La saturación de agua congénita es del 30%. Utilizando el método de Wyllie y Gardner generar los datos de permeabilidad relativa para dicho sistema.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

SOLUCIÓN:

1. Integrar la ecuación de presión capilar dada:

$$I = \int_a^b \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \frac{1}{20(22 - 20S_w)} = \frac{1}{440 - 400S_w}$$

$$I = \frac{1}{440 - 400b} - \frac{1}{440 - 400a}$$

2. Evaluar la integral para los siguientes límites:

$$\int_{0.3}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400(1)} \right] - \left[ \frac{1}{440 - 400(0.3)} \right] = 0.02188$$

$$\int_{0.3}^{S_w} \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400S_w} \right] - \left[ \frac{1}{440 - 400(0.3)} \right] = \left[ \frac{1}{440 - 400S_w} - 0.00313 \right]$$

$$\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400(1)} \right] - \left[ \frac{1}{440 - 400S_w} \right] = \left[ 0.025 - \frac{1}{440 - 400S_w} \right]$$

3. Construir la tabla de permeabilidad relativa contra saturación, con las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^{S_c} dS_w / p_c^2}{\int_{S_w}^1 dS_w / p_c^2} =$$

$$k_{rw} = \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right]^2 * \frac{1}{0.02188} - 0.00313$$

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^1 dS_w / p_c^2}{\int_{S_w}^{S_c} dS_w / p_c^2} =$$

$$k_{ro} = \left[ \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right]^2 * \frac{0.025 - \frac{1}{440 - 400S_w}}{0.02188}$$

Tabla de Permeabilidad Relativa

$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$
0.3	0.0000	0.9998
0.4	0.0004	0.7195
0.5	0.0039	0.4858
0.6	0.0157	0.2985
0.7	0.0466	0.1574

**EJERCICIO A.5**

Usar las expresiones analíticas siguientes, para generar los datos de permeabilidades relativas y presión capilar. La siguiente información de un sistema gas – aceite y de un sistema agua - aceite está disponible:

$S_{wc} = 0.25$	$S_{orw} = 0.35$	$S_{gc} = 0.05$
$(k_{ro})_{swc} = 0.85$	$(k_{rw})_{sorw} = 0.4$	$(P_c)_{swc} = 20$ psi
$(k_{ro})_{sgc} = 0.60$	$(k_{rg})_{swc} = 0.95$	$n_p = 0.71$
$n_o = 0.9$	$n_w = 1.5$	$(P_c)_{sic} = 30$ psi
$n_{go} = 1.2$	$n_g = 0.6$	$S_{org} = 0.23$
$n_{pg} = 0.51$		

**SOLUCIÓN:**

1. Calcular  $S_{ic}$ :

$$S_{ic} = S_{wc} + S_{org}$$

$$S_{ic} = 0.25 + 0.23 = 0.48$$

2. Generar los datos de permeabilidad relativa y presión capilar para un sistema agua – aceite, con el uso de las siguientes ecuaciones:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{swc} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o}$$

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

$$k_{rw} = (k_{rw})_{\text{Sorw}} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w}$$

$$P_{cwo} = (P_c)_{\text{Swc}} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_p}$$

Tabla de valores de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$P_c$
0.25	0.850	0.000	20.00
0.30	0.754	0.018	18.19
0.40	0.557	0.092	14.33
0.50	0.352	0.198	9.97
0.60	0.131	0.327	4.57
0.65	0.000	0.400	0.00

3. Aplicar las siguientes ecuaciones para determinar las permeabilidades y la presión capilar para un sistema gas – aceite:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{\text{Sgc}} \left[ \frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{ro}}$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{\text{Swc}} \left[ \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{rg}}$$

$$P_{cgo} = (P_c)_{\text{Sic}} \left[ \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{ps}}$$

Tabla de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar

$S_g$	$K_{ro}$	$K_{rg}$	$P_c$
0.05	0.600	0.000	0.00
0.10	0.524	0.248	9.57
0.20	0.378	0.479	16.76
0.30	0.241	0.650	21.74
0.40	0.117	0.796	25.81
0.52	0.000	0.950	30.00

**EJERCICIO A.6**

Las pruebas de permeabilidad relativa para un sistema agua – aceite y gas – aceite fueron realizadas en un núcleo. La información obtenida de la prueba es la siguiente:

$$S_{gc} = 0.10 \quad S_{wc} = 0.15 \quad (k_{ro})_{S_{wc}} = 0.88$$

$$S_{orw} = 0.15 \quad S_{org} = 0.05$$

A los valores de saturación existentes de  $S_o = 40\%$ ,  $S_w = 30\%$ , y  $S_g = 30\%$ . Las permeabilidades relativas para dos fases están listadas abajo:

$$k_{row} = 0.403 \quad k_{rg} = 0.035$$

$$k_{rw} = 0.030 \quad k_{rog} = 0.175$$

Estimar las permeabilidades relativas para tres fases a la saturación existente utilizando:

- a) Modelo de Stone I
- b) Modelo de Stone II

**SOLUCIÓN:**

a) Modelo de Stone I

1. Calcular la  $S_{om}$  aplicando las Ecuaciones (capítulo 2) 5-57 y 5-58 para obtener:

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}}$$

$$\alpha = 1 - \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.05} = 0.625$$

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org}$$

$$S_{om} = (0.625)(0.15) + (1 - 0.625)(0.05) = 0.1125$$

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

2. Calcular las saturaciones normalizadas aplicando las ecuaciones (capítulo 2) 5-51 a la 5-53.

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} = \frac{0.40 - 0.1125}{(1 - 0.15 - 0.1125)} = 0.390$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} = \frac{0.30 - 0.15}{(1 - 0.15 - 0.1125)} = 0.203$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} = \frac{0.30}{(1 - 0.15 - 0.1125)} = 0.407$$

3. Estimar  $K_{ro}$  usando la ecuación 5-59.

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left( \frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right)$$

$$k_{ro} = \frac{0.39}{(1 - 0.203)(1 - 0.407)} \left( \frac{0.403 * 0.175}{0.88} \right) = 0.0661$$

b) Modelo Stone II

Aplicando la siguiente ecuación:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[ \left( \frac{k_{row}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rw} \right) \left( \frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} - k_{rg}) \right]$$

$$k_{ro} = (0.88) \left[ \left( \frac{0.403}{0.88} + 0.03 \right) \left( \frac{0.175}{0.88} + 0.035 \right) - (0.03 + 0.035) \right] = 0.0432$$

## APÉNDICE B

### MANUAL DE USO DE SCAL

#### CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DE SCAL

SCAL es un programa de computo especializado generado por Schlumberger y es una herramienta útil para la Ingeniería de Yacimientos, porque proporciona un uso más sistemático de los datos de permeabilidad relativa y presión capilar derivados de laboratorio para ser aplicados y mejorar los resultados en la simulación de yacimientos.

SCAL posee las siguientes características:

- Importación de datos de permeabilidad relativa y presión capilar derivados de laboratorio.
- Control de calidad en el comportamiento de datos (por ejemplo suavización de curvas, utilización de correlación).
- Agrupamiento de datos de acuerdo a parámetros como litología, porosidad, etc.

SCAL es un programa de ambiente gráfico desarrollado para los sistemas operativos LINUX y Microsoft Windows. Cuando se inicia SCAL se ejecuta la siguiente pantalla, ver Figura B.1. El entorno de SCAL consta de los siguientes elementos:

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

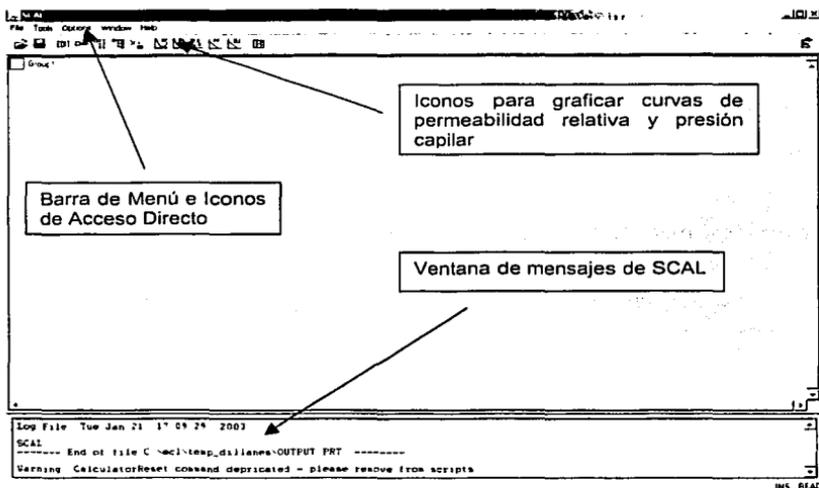


Figura B.1. Entorno Integrado de Desarrollo del programa SCAL.

## 1. CREACIÓN Y MANEJO DE REGISTROS

SCAL maneja el concepto de **registro**. Un registro es una colección de datos también conocidos como **atributos**. Los atributos son de varios tipos y pueden contener información tal como: el nombre de una muestra, litología de la muestra, mojabilidad de la muestra, permeabilidad relativa de la muestra, presión capilar de la muestra, etc. Por lo que un registro, puede ser considerado como una base de datos que almacena los resultados de la muestra que está siendo analizada.

Los registros tienen la característica de almacenar relaciones arbitrarias o correlaciones de datos. Dichas correlaciones son creadas por el usuario, como por ejemplo, la correlación entre porosidad y permeabilidad.

La creación de un registro, se hace a través de dar clic en el icono del Editor (EDIT), localizado en la pantalla principal, o a través de la siguiente ruta:

**Options | Edit Records ....**

La pantalla debe aparecer como la presentada en la Figura B.2, a partir de introducir los datos de la muestra y dar clic en el botón Apply automáticamente se genera un nuevo registro.

The screenshot shows a software window titled "Edit NEW RECORD". At the top, there is a menu bar with "File", "Edit", and "Help". Below the menu bar are navigation icons (back, forward, search) and a status bar with "Dir: | Prev | Next | Ring | EPS | Sep |".

The main area contains several input fields:

- Formal ID:** A text input field.
- Associated with:** A text input field with the value "no associated spec".
- Sample name:** A text input field.
- Description:** A text input field.
- Previous name:** A text input field.
- Core:** A text input field.
- Well name:** A text input field.
- Core name:** A text input field.
- Library:** A text input field.
- Layer:** A text input field.
- Core depth:** A text input field with a dropdown arrow.
- Log depth:** A text input field with a dropdown arrow.
- TVDS:** A text input field with a dropdown arrow.
- HALW:** A text input field with a dropdown arrow.
- SOLRCE:** A text input field.
- Andocast:** A text input field.

At the bottom of the window, there are four buttons: "Ok", "Apply", "Cancel", and "Help".

**Figura B.2.** Ventana del panel del Editor.

El panel del Editor, es un agrupamiento de información referente a la muestra, a los experimentos de laboratorio, al yacimiento, o cualquier otro atributo deseado. Las características generales del Editor son:

- Panel de Descripción (Des): Este panel almacena la información básica acerca de la localización y tipo de núcleo, del pozo y del yacimiento.
- Panel de Procedimientos (Pro): Este panel permite especificar el tipo de experimento realizado a la muestra.
- Panel de Resultados (Res): Este panel permite especificar los resultados de los experimentos, tales como saturaciones en los end – points, permeabilidad absoluta, porosidad, etc.
- Panel de Rangos (Rng): Este panel permite especificar los rangos apropiados del modelo de simulación para los datos de los registros.
- Panel de Suplementos (Sup): Este panel permite especificar atributos que no están disponibles dentro de los atributos incorporados de SCAL.
- Iconos de flechas: Estos iconos permiten ir de un registro a otro, sin la necesidad de cerrar alguno de los paneles.

La introducción de los valores de permeabilidad relativa y/o presión capilar para formar las tablas correspondientes de cada muestra, se realiza de la siguiente manera:

1. En la ventana del Editor: **File | New | Table**; Esta operación permite desplegar el panel para seleccionar el tipo de tabla que se desee crear, por ejemplo para un sistema aceite – gas donde el gas es la fase desplazante, se selecciona la tabla (KRG0), ver Figura B.3.

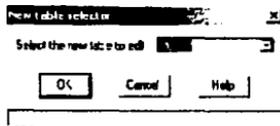
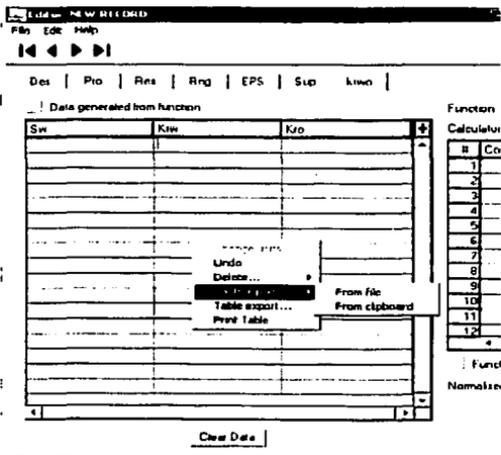


Figura B.3. Ventana para seleccionar el tipo de tabla.

2. Dar clic en el botón **OK**, esto genera un nuevo panel en el Editor, donde contiene una tabla vacía de tres columnas para la permeabilidad relativa contra la saturación llamada KRGO.
3. La introducción de los valores de permeabilidad relativa y/o presión capilar, se puede realizar por una de las siguientes maneras:
  - Introducir los valores de forma directa dentro de la tabla.
  - Dar clic con el botón derecho del mouse sobre la tabla vacía, y seleccionar **Table Import ....** ; y escoger la ruta donde se encuentre el archivo con los valores correspondientes para la tabla. Así como se muestra en la Figura B.4. De querer introducir otra tabla con otros valores, se realiza la misma operación las veces que se desee.



**Figura B.4.** Ventana para importar datos de permeabilidad relativa.

Una vez creado el registro con sus datos correspondientes de la muestra y tabla de permeabilidad relativa y/o presión capilar, como una opción para introducir nuevos valores de permeabilidad relativa y/o presión capilar, sin estar introduciendo una vez más los mismos valores de la muestra, del pozo y del

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

yacimiento se copia el primer registro. Los pasos para copiar registros son los siguientes:

1. En el Editor seleccionar: **File | New | Copy of Record**. El registro que se encuentre actualmente cargado en el Editor lo copia y coloca en la parte superior de la ventana la leyenda de **NEW RECORD**.
2. Dentro del panel de Descripción, aparece el nombre de la muestra como **Copy of ...**, por lo que es necesario cambiar el nombre de la muestra y el número de registro correspondiente.
3. Dar clic en botón **Apply** del Editor para que el nuevo registro aparezca en el árbol de registros o grupo de registros.
4. Seleccionar la tabla de permeabilidad relativa y/o presión capilar, del nuevo registro y dar clic en el botón de **Clear Data** para remover los datos de la tabla y que esté lista para la importación de los nuevos valores que se introducirán en la tabla.
5. La introducción de los valores o creación de una tabla se realiza de la misma manera como se explicó en la parte anterior.

Ya que se han creado dos o más registros, al conjunto de registros es denominado árbol de registros o Grupo de registros. En la Figura B.5 se representa un grupo de tres registros con sus correspondientes datos y valores.

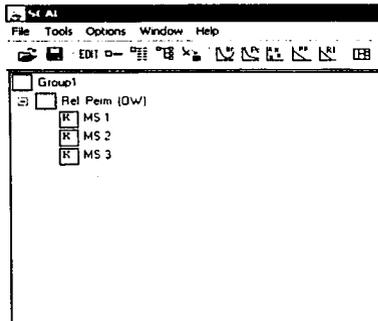


Figura B.5. Diagrama de un árbol de registros de núcleos.

Para guardar la información del proyecto se realiza la siguiente operación:

1. Seleccionar de la ventana principal: **File i Save**
2. Introducir el nombre del archivo.
3. Dar clic en **Save** o en **OK**.

Para imprimir los valores de las tablas de permeabilidad relativa y/o presión capilar en un archivo externo, se da clic en el icono de **Keywords** y se selecciona **Tables** como tipo de dato a procesar y como tabla clave se escoge **SWFN** o **SGFN**.

Un agrupamiento o división de registros se puede realizar de acuerdo a algún atributo que se desee estudiar por ejemplo se puede agrupar los registros de acuerdo a: porosidad, permeabilidad, zona del yacimiento, prueba de flujo, etc. Para realizar este agrupamiento se realizan las siguientes operaciones:

1. Para mostrar el atributo que se desea en el grupo de registros se realiza:  
(1) arrastrar el grupo de registros al icono de **Record Labeller**, el cual abrirá la siguiente pantalla (Figura B.6). (2) En el espacio de atributo de campo, se coloca (después del nombre de la muestra) el atributo que se desee ver dentro del grupo de registros. (3) Por último se da clic en **OK** para observar los valores en el grupo.
2. Posteriormente se arrastra el grupo de registros dentro del icono **Record Selector**, esto desplegará una pantalla donde se colocará el nombre del nuevo grupo en la sección **Target group**, la acción a aplicar en **Action on apply** (copiar o mover), seleccionar el atributo y por último seleccionar el valor. La Figura B.7 muestra la pantalla del Record Selector, para generar un grupo de acuerdo a la zona del yacimiento.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

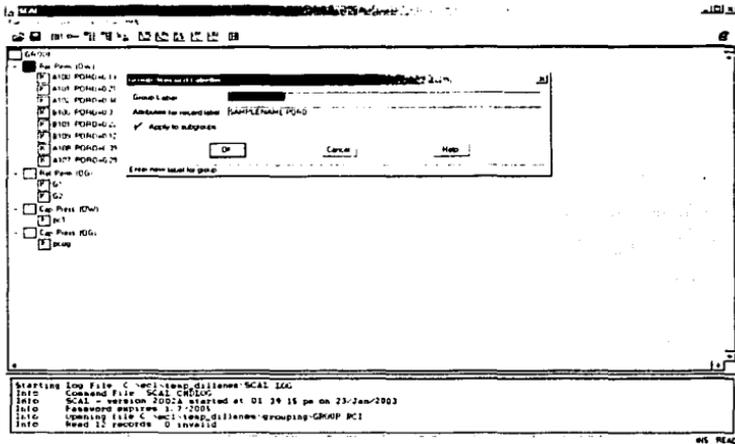


Figura B.6. Ventana del Record Labeller.

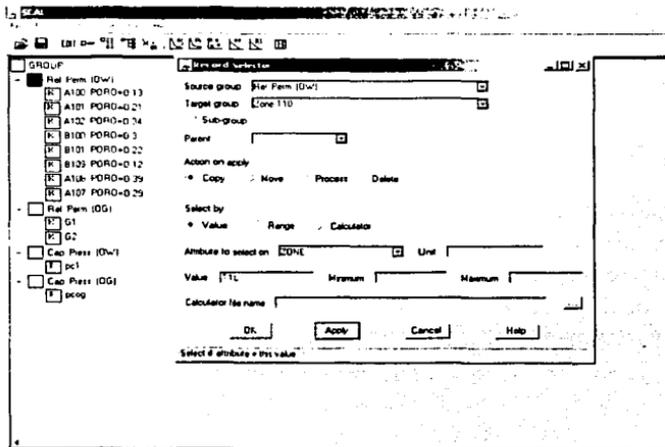


Figura B.7. Ventana del Record Selector.

Como parte final de esta primera sección, la operación de graficar curvas de permeabilidad relativa y/o presión capilar se realiza de la siguiente manera:

1. Dentro de la ventana principal: **Options | Settings | Input....** esto abre la ventana de restricciones para detectar valores que no sean monotónicos. Por ejemplo dentro de las advertencias se puede escoger que: (1) No permita valores de  $K_r > 1$ ; (2) que marque un mensaje de advertencia para valores no monotónicos; y (3) que permita cualquiera de los casos mencionados. La Figura B.8 muestra la ventana Input:

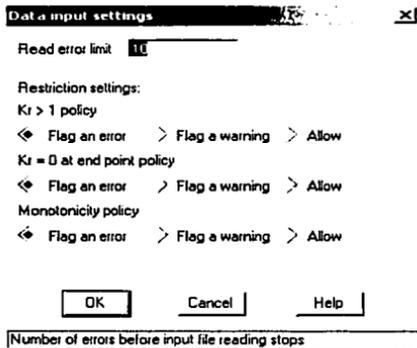


Figura B.8. Ventana de mensajes Input.

2. Ahora para mostrar las curvas auxiliares dentro de la ventana de Graficas se realiza los siguientes pasos: (1) En la ventana principal **Options | Settings | Graph....**; (2) Seleccionar todas las opción de **Derived data for ...** y las opciones de **Flood front saturation** y de **Axis marker preferences**. La Figura B.9 muestra la ventana de **Graph settings**.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

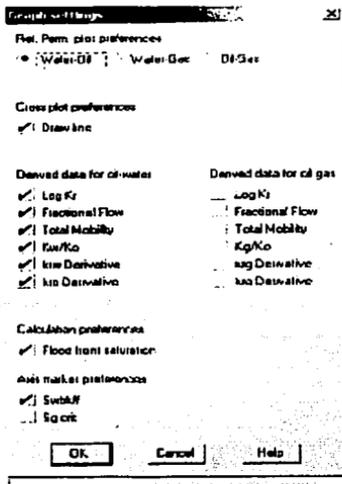


Figura B.9. Ventana de Graph settings.

Ya que se realizaron las operaciones de advertencias y de presentación de curvas auxiliares, la graficación de curvas de permeabilidad relativa y/o presión capilar se realiza con el simple arrastre del registro dentro del icono "Kr plot" o dentro del icono "Pc plot".

## 2. DEPURACIÓN DE LOS VALORES EN TABLAS

Como primer punto se describirá como manejar las curvas auxiliares y el panel de Graficas (**Graph**). En la Figura B.10 se presenta una ventana típica del **Graph** con una curva de permeabilidad relativa y con las curvas auxiliares.

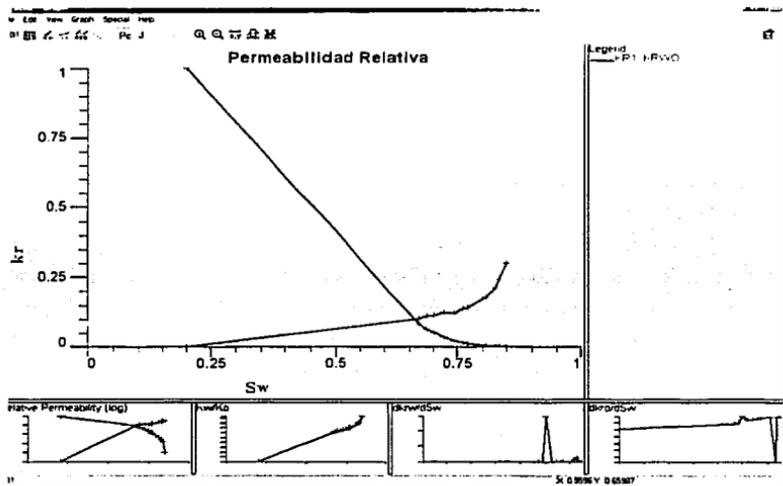


Figura B.10. Ventana típica del Graph con una curva de permeabilidad relativa.

Para presentar las curvas auxiliares dentro de la ventana principal del Graph, solo es necesario hacer doble clic sobre la curva que se desee presentar.

La manera para poder depurar los datos que forman parte de la curva de permeabilidad relativa y/o presión capilar se hace de la siguiente manera:

1. Presentar la tabla de valores a través de **Graph: Edit | Table**.
2. Ver los posibles mensajes de error que se muestran en la parte inferior de la pantalla en la ventana de mensajes. Por ejemplo si existen valores de  $K_{ro}$  mayores que 1, se debe cambiar dicho valor a 1.

- 
3. Para aquellos valores que primero son ascendentes y posteriormente descendentes (es decir monotónicos), se realiza lo siguiente **Graph: Edit I Y edit**. Esto permite arrastrar con el mouse los puntos de la curva de permeabilidad relativa y/o presión capilar en forma vertical.

Para realizar una correcta manipulación de los puntos de las curvas de permeabilidad relativa, se recurre a las curvas auxiliares de derivadas de permeabilidad relativa. Por ejemplo en la Figura B.10 en la parte inferior derecha están las curvas de  $dK_{rw}/dS_w$  y la  $dK_{ro}/dS_o$ , el criterio para manipular los puntos consiste en que tan suavizadas se encuentren los puntos dentro de las curvas de derivadas, si las curvas no presentan altibajos muy pronunciados, entonces se dice que los valores de permeabilidad relativa son monotónicos.

Como una opción adicional dentro del **Graph** de SCAL existe la posibilidad de generar curvas normalizadas de permeabilidad relativa y curvas promedio que pueden servir de representativas dentro de un grupo de registros. Para generar curvas normalizadas y promedio se realiza lo siguiente:

1. **Graph I Special I Normalize ...**, con esto se muestra el panel **Normalize Graph Data** para normalizar la curva actual entre los valores de  $S_{wi}$  y  $S_{wr}$ , estos valores se encuentran como default. Posteriormente se da clic en el panel para que realice la operación. La Figura B.11, muestra el panel de normalización.

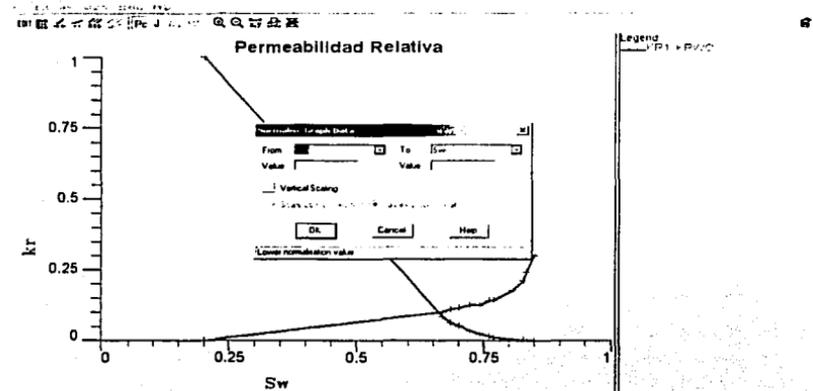


Figura B.11. Ventana para normalizar curvas de permeabilidad relativa.

2. Para generar curvas promedio se realiza **Graph: Special | Average | Horizontal ...**, esto permite crear una nueva curva la cual será el promedio de las otras curvas; para esto es necesario especificar por lo menos: el número de puntos y el método para promediar. Además automáticamente se genera un nuevo registro con los datos de la curva promedio.

### 3. AJUSTE DE LOS VALORES DE TABLAS

Esta última parte del manual de uso de SCAL explicará como generar datos de permeabilidad relativa con los valores finales o end – points y con el uso de correlaciones, así como clonar grupos para emplear correlaciones internas y cómo crear nuevas relaciones de atributos.

La generación de valores de permeabilidad relativa a través de los datos de end – points, se realiza de la siguiente manera:

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

1. Arrastrar el registro dentro del icono del Editor.
2. Seleccionar el panel de **Resultados**, y colocar los valores de saturación correspondiente de:  $S_{oi}$ ,  $S_{wi}$ ,  $S_{gi}$ ,  $S_{or}$ ,  $S_{wr}$  y  $S_{gr}$ . La Figura B.12 muestra el panel de Resultados.
3. Posteriormente se crea una nueva tabla con Editor: **File | New | Table**.
4. Se selecciona el tipo de tabla, por ejemplo para un sistema gas- aceite se escoge la tabla **KRGO**, y además se selecciona la función de **COREY\_GAS\_OIL** dentro de la lista de funciones.
5. Se colocan los coeficientes correspondientes de los valores de los **end - points** que no estén por **default**.
6. Se especifican los rangos de saturación dando clic en **Fit Settings ...** en el panel de **KRGO**; se coloca el rango de generación dando clic en **Generate Settings...** también dentro del panel **KRGO**.
7. Se da clic en el botón **Generate** y por último se da clic en **Apply** para guardar los datos generados. La Figura B.13 muestra valores de permeabilidad relativa generados por la función de Corey.

The screenshot shows a software interface titled "NEW RECORD". It features a menu bar with "File", "Edit", "View", "Tools", and "Help". Below the menu bar, there are several data entry sections:

- Permeability Table:** A table with two columns: "Permeability" and "KRD". It has 5 rows for data entry.
- KRD Table:** A table with two columns: "KRD" and "KRD". It has 5 rows for data entry.
- Parameter Fields:** A series of input fields on the right side, including:
  - Porosity
  - Permeability
  - Contact angle
  - Interfacial Tension
  - Wettability
  - Formation factor
  - Lorentzian constant
  - Capillary number
  - Areal oil
  - Water
- Buttons:** At the bottom of the window, there are three buttons: "Apply", "Cancel", and "Help".

Figura B.12. Ventana del panel de Resultados.

Figure B.13 shows a screenshot of the SCAL software interface. The main window displays a table titled "Data generated from function" with three columns: "So", "log", and "Fno". The data rows are as follows:

So	log	Fno
0.02480	2.100000	0.2480
0.05000	2.100000	0.4533
0.1294	2.100000	0.1294
0.4476	2.100000	0.4476
0.2742	2.100000	0.2742
0.2887	2.100000	0.2887
0.3374	2.100000	0.3374
0.3306	2.100000	0.3306
0.4500	2.100000	0.4500

On the right side of the interface, there is a "Calculator" window with a table of "Coeff. numbers" and "Exponents":

#	Coeff. numbers	Exponents	Alt
1	0.2480	0.2480	F1
2	0.4533	0.4533	F2
3	0.1294	0.1294	F3
4	0.4476	0.4476	F4
5	0.2742	0.2742	F5
6	0.2887	0.2887	F6
7	0.3374	0.3374	F7
8	0.3306	0.3306	F8
9	0.4500	0.4500	F9
10			F10
11			F11
12			F12
13			F13
14			F14
15			F15

Figura B.13. Tabla de valores de permeabilidad generados por la función de Corey.

Una opción adicional de esta última sección es la "clonación de registros". Esta opción se realiza cuando se tienen datos muy pobres y no monotónicos de permeabilidad relativa; para realizar el ajuste se recurre al empleo de correlaciones ejecutadas a través de la CALCULADORA (CALCULATOR).

Como una alternativa adicional dentro de SCAL, se encuentra la creación de relaciones entre atributos que no forman parte de las relaciones incorporadas. Por ejemplo para crear una relación entre porosidad y permeabilidad se realiza lo siguiente:

1. En la ventana principal de SCAL seleccionar el icono del Editor o SCAL: **Options | Edit Records...**
2. Después **Edit Records: File | New | Supplement Table**.
3. Dar clic en **Define...** para abrir la ventana de **Attribute Table Definer**.
4. Colocar los nombres de los atributos en las secciones de columna X y columna Y, que formaran parte de la nueva relación.
5. Por último dar clic en **OK** para la nueva tabla con los atributos generados y así colocar el nuevo registro en el grupo.

---

La representación grafica de la relación creada se realiza a través de arrastrar el registro al icono de "Cross plot".

## APÉNDICE C

### MANUAL DE USO DE LA CALCULADORA

La Calculadora o Calculator es una herramienta utilizada para interpretar lenguajes de programación. Se pueden escribir programas propios en un lenguaje similar al BASIC, C O FORTRAN.

La Calculadora puede ser ejecutada desde un archivo ya sea con un algoritmo interno o por un algoritmo generado por el usuario.

El lenguaje de la Calculadora es un lenguaje de programación fácil de acceder que soporta mucha de las construcciones de programación tales como arrays y variables. Además comprende unidades, y tiene un gran número de funciones incorporadas.

Las aplicaciones de la Calculadora pueden definirse de tres formas:

- Por la publicación de variables internas en la Calculadora que se pueden acceder.
- Por la instalación de "comandos", los cuales están disponibles en la Calculadora y por instrucciones para ser aplicadas en tareas específicas.
- Por la llamada de la Calculadora y por la definición de un cierto número de puntos para realizar las corridas de una cierta tarea.

Con el uso de Calculadora, no es necesario escribir grandes líneas de programas o expresiones para generar una rutina. SCAL permite construir librerías propias y pequeñas rutinas.

---

El lenguaje de definición consiste de la siguiente manera:

### **Oraciones**

El lenguaje de la Calculadora consiste de oraciones. Esto quiere decir que hay una oración por línea.

### **Comentarios**

Los comentarios son introducidos por --. El texto que va seguido de -- lo considera como un comentario.

### **Estructura**

La estructura del lenguaje consiste de bloques. Por ejemplo "if" debe estar finalizado con endif, while con endwhile etc.

Los tipos de variables que soporta son las siguientes:

- Número de puntos flotante (doble precisión)
- Cadena de constantes
- Variables de punto flotante
- Variables de cadena
- Vector de punto flotante

## **UTILIDAD DEL EMPLEO DE LA CALCULADORA**

La Calculadora tiene las siguientes funciones:

- Con el uso de la Calculadora se pueden mejorar algunos datos pobres de permeabilidad relativa.
- Usar la Calculadora para la selección de registros complejos.
- Implementación de una función que no es parte de la ecuaciones internas de SCAL.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

---

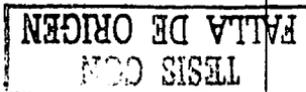
Para la construcción de rutinas en SCAL, las variables siguen un orden. Las funciones permitidas son:

- Una para datos con tres columnas, por ejemplo la permeabilidad relativa.
- Una para datos con dos columnas, por ejemplo presión capilar o una correlación generada.
- Cuando SCAL necesita evaluar una función, correr la Calculadora con el archivo específico para cada valor de  $x$ .
- SCAL asigna valores para la construcción en variables **x\_value** y **coeff** para el programa de la Calculadora. La Calculadora actualiza las variables **y1\_value** y **y2\_value** en la devolución. Se debe notar la Calculadora sólo actualiza el valor de la variable **y2\_value** si es una función de 3 columnas.
- El valor para la variable **x\_value** son los valores de  $x$  de los datos que están siendo ajustados.
- La variable "**coeff**" es un vector el cual los elementos correspondientes a los coeficientes en el panel de funciones. Por ejemplo, el elemento **coeff(0)** contiene el valor para el coeficiente #1; **coeff(1)** contiene el valor para el coeficiente #2, etc.
- Se puede tener el juego de los valores en la variable **coeff**, o SCAL puede colocarlos como un resultado de un función de ajuste para dato. Hay que notar que el script de la Calculadora no deberá actualizar el valor de **x\_value** y las variables **coeff**.
- Los valores de las variables **y1\_value** y **y2\_value** están relacionadas a los datos de la segunda y tercera columna de la tabla respectivamente.

Algunos ejemplos de la Calculadora generados para esta tesis son:

```
-- funcion de Wyllie & Gardner para permeabilidades relativas
```

```
--  
-- krw = swn^3  
-- kro = (1-swn)^3  
-- los simbolos de la interfase son  
-- x_value = saturation  
-- y1_value = krw  
-- y2_value = kro  
-- c1 = coeff[0] = swc  
-- i = 0  
-- l = vlen(coeff)  
-- while ( i < l )  
--   print "coeff[",i,"] = ",coeff[i]  
--   i = i + 1  
-- endwhile  
swn = (x_value - coeff[0]) / (1 - coeff[0])  
-- print "saturation = ",x_value," swn = ", swn  
-- specials for the end points  
if ( swn < EPSILON )  
  y1_value = 0  
  y2_value = 1  
else  
  if ( 1.0 - swn < EPSILON )  
    y1_value = 1  
    y2_value = 0  
  else  
    -- krw  
    y1_value = swn^3  
    -- kro  
    y2_value = (1-swn)^3  
  endif  
endif  
print  
-- print "krw = ",y1_value, "kro = ",y2_value
```



# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

```
-- Correlacion de Pirson (Drene) permeabilidades w/o
--
-- krw = swn^0.5 * sw^3
-- kro = (1-swn) * (1 - swn^0.25 * sw^0.5)^ 0.5

-- los simbolos de la interfase son
-- x_value = saturation
-- y1_value = krw
-- y2_value = kro

-- c1 = coeff[0] = swc

-- i = 0
-- l = vien(coeff)
-- while ( i<l )
--   print "coeff[" ,i, "] = ",coeff[i]
--   i = i + 1
-- endwhile

swn = (x_value - coeff[0]) / (1 - coeff[0])
-- print "saturation = ",x_value," swn = ", swn

-- specials for the end points
if ( swn < EPSILON )
  y1_value = 0
  y2_value = 1
else
  if ( 1.0 - swn < EPSILON )
    y1_value = 1
    y2_value = 0
  else
    -- krw
    y1_value = swn^0.5 * x_value^3

    -- kro
    y2_value = (1-swn) * (1 - swn^0.25 * x_value^0.5)^0.5

  endif
endif

print
-- print "krw = ",y1_value," kro = ",y2_value
```

Por último la ejecución de los algoritmos creados o incorporados en la Calculadora se realiza de la siguiente manera:

- 
1. Dentro de la ventana del Editor, en el panel de tabla (por ejemplo KRGO) se selecciona en la lista de **Function** la opción de **Calculator**, en la Figura B.13 se puede observar la lista de **Function** con la función **COREY GAS\_OIL** seleccionada.
  2. En el botón de **Browse** se busca la ruta y se escoge el archivo con el algoritmo y con la extensión **.CAL**.
  3. Se introducen los coeficientes que no se cargaron por default en la tabla de coeficientes.
  4. Se da clic en el botón **Fit Settings....** para introducir el número máximo de iteraciones y el factor de escala.
  5. Se da clic en el botón **Generate Settings....** para introducir el límite máximo superior y el límite mínimo inferior.
  6. Por último se da clic en el botón de **Generate** para generar los valores dentro de la tabla, y se da clic en **Apply** para guardar los nuevos valores en el registro.