

1

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD  
CON BASE EN DATOS DE  
REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

EDGAR JESUS ALBARRAN CASTILLO

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MEXICO, D.F.,

ABRIL DE 2001.



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.



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-931

**SR. EDGAR JESUS ALBARRAN CASTILLO**

Presente

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

**DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN DATOS DE REGISTROS  
GEOFISICOS DE POZOS**

**RESUMEN**

**INTRODUCCION**

- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS**
- II DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE  
CORRELACIONES: REGISTROS GEOFISICOS-NUCLEOS**
- III DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE  
REGISTROS GEOFISICOS EXCLUSIVAMENTE**
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES  
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA**

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 HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, a 17 de julio del 2000

EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### TESIS: DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN DATOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

**ALUMNO:** EDGAR JESÚS ALBARRÁN CASTILLO

**NUMERO DE CUENTA** 8832360-6

**DIRECTOR DE TESIS:** ING MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

#### JURADO:

**PRESIDENTE:** ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

**VOCAL:** ING MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

**SECRETARIO:** M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

**1er SUPLENTE:** M.I MARIO BECERRA ZEPEDA

**2do SUPLENTE:** M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PEREZ

Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Salvador Macías Herrera, Manuel Villamar Viguera, Néstor Martínez Romero, Mario Becerra Zepeda, and José Martínez Pérez.

CD. UNIVERSITARIA, D.F., MARZO DE 2001

A mis padres:

Gloria y Rafael, quienes con su apoyo y amor incondicional, a lo largo de mi vida, me han dado la oportunidad de superarme y lograr una más de mis aspiraciones. Asimismo, permítanme reiterarles mi más profundo agradecimiento, hoy y siempre, por creer en mi y darme lo mejor de ustedes, en todo momento, aún cuando todo alrededor vacilaba.

A mis hermanos:

Irma, Raúl, Rafael, Jaime, Hilda, Antonio, Héctor, Patricia y Elsa. Con cariño, por ser parte fundamental de mi vida, pasado, presente y futuro. Gracias por ser un estímulo de una u otra forma en mi vivir.

A mi familia:

No cito aquí a todos, pero ustedes saben que les quiero y agradezco mucho el que ustedes me quieran y apoyen; este esfuerzo es pensando en ustedes también, espero les brinde algún aliciente en determinado momento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, máxima casa de estudios, Facultad de Ingeniería, conjunto a los excelentes profesores que tuve la oportunidad de conocer y tratar, doy las gracias por contribuir a mi formación profesional.

Al Ing. Manuel Villamar Viguera, en especial, mi más profundo agradecimiento por su tiempo, apoyo y dedicación en la dirección del trabajo de tesis.

A mis amigos y amigas, agradezco su amistad, aliento y cariño desinteresado, de todo corazón; así como el tiempo que me han brindado, lo cual es un verdadero tesoro para mí, gracias nuevamente...

Si omito algo o a alguien, no es mi intención, considérese así mi más absoluto agradecimiento, de antemano.

Y sobre todo, doy gracias a Dios por darme la enterredza de reconocer y agradecer todo lo que me ha dado y dará...

# CONTENIDO

|  |            |
|--|------------|
| <b>RESUMEN</b>   | ii         |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>  | iii        |
| <b>1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.</b>   | <b>1</b>   |
| 1.1 Porosidad.   | 1          |
| 1.2 Saturación de fluidos.   | 9          |
| 1.3 Permeabilidad.   | 14         |
| 1.4 Otros conceptos.   | 22         |
| <b>2 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE<br/>CORRELACIONES: REGISTROS GEOFÍSICOS – NÚCLEOS.</b> | <b>28</b>  |
| 2.1 Métodos empíricos.   | 34         |
| 2.2 Métodos estadísticos.  | 58         |
| <b>3 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE<br/>REGISTROS GEOFÍSICOS EXCLUSIVAMENTE.</b>           | <b>80</b>  |
| 3.1 Determinación cualitativa de la permeabilidad mediante<br>registros geofísicos de pozos.           | 82         |
| 3.2 Determinación cuantitativa de la permeabilidad mediante<br>registros geofísicos de pozos.          | 95         |
| <b>4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>   | <b>124</b> |
| <b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.</b>   | <b>130</b> |

# RESUMEN.

El presente trabajo pretende presentar y ofrecer, mediante diversos métodos, las diferentes posibilidades que se tienen para estimar la permeabilidad de una formación de forma práctica, económica y rápida, para lo cual se ha dividido en cuatro capítulos, los que a continuación se citan de manera breve

En el Capítulo 1 se señalan y revisan propiedades de las rocas (porosidad y saturación de fluidos, por ejemplo), relacionadas a la permeabilidad, para comprender mejor su efecto sobre este parámetro.

En el Capítulo 2 se tratan diversos métodos que permiten estimar la permeabilidad, mediante el uso de correlaciones obtenidas de datos de registros geofísicos de pozos y de núcleos. Debe aclararse que los registros geofísicos de pozos considerados son, en su mayoría, de uso común en el campo. Las correlaciones son abordadas de manera tal que se subdividen en dos grandes grupos: 1) Métodos empíricos, y 2) Métodos estadísticos.

Por otro lado, el Capítulo 3 se refiere a la estimación de la permeabilidad tomando en cuenta sólo el uso de registros geofísicos de pozos. De acuerdo con esto, la permeabilidad se estima en dos formas: 1) cualitativamente, y 2) cuantitativamente. En el primer caso se emplean registros convencionales, como son los registros eléctricos, mientras que en el segundo caso, los registros considerados son más especializados, desde el punto de vista técnico, como lo es el registro magnético nuclear (NML), por ejemplo.

Para finalizar, en el Capítulo 4 se presentan las conclusiones y las recomendaciones derivadas de este trabajo.



## Capítulo IV. Proceso de auditoría ambiental

|  |    |
|--|----|
| 4.1 Planeación .....                               | 65 |
| 4.1.1 Selección de la empresa a auditada .....     | 67 |
| 4.1.2 Selección de los auditores ambientales ..... | 67 |
| 4.1.3 Elementos del Plan de Auditoría .....        | 68 |
| 4.2 Ejecución .....                                | 69 |
| 4.2.1 Reunión inicial.....                         | 70 |
| 4.2.2 Desarrollo de la auditoría .....             | 70 |
| 4.2.3 Reunión final .....                          | 74 |
| 4.3 Reporte.....                                   | 74 |
| 4.3.1 Resumen ejecutivo.....                       | 75 |
| 4.3.2 Informe de auditoría.....                    | 76 |
| 4.3.3 Anexos.....                                  | 79 |
| 4.4 Seguimiento y cierre .....                     | 80 |

## Capítulo V. La auditoría ambiental y la contaduría

|   |    |
|---|----|
| 5.1 Compatibilidad de la Contaduría cuando se realiza una auditoría ambiental .....   | 91 |
| 5.1.1 La Teoría contable y la auditoría ambiental .....   | 92 |
| 5.1.2 Comparación entre los distintos tipos de auditoría, desde el punto de vista de la contaduría y la Auditoría Ambiental ..... | 96 |

|                    |     |
|--------------------|-----|
| Conclusiones ..... | 108 |
|--------------------|-----|

## Anexos

|   |     |
|---|-----|
| 1. Tratados ambientales internacionales .....                                       | 114 |
| 2. Empresas con Certificado de Industria Limpia en los años 1997, 1998 y 1999 ..... | 119 |
| 3. Ramas que la auditoría ambiental revisa .....                                    | 124 |
| 4. Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental .....                            | 126 |

|  |     |
|--|-----|
| Bibliografía, Hemerografía y Otras fuentes ..... | 130 |
|--|-----|

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

|               | Pág.  |     |
|---------------|---|-----|
| Cuadro 1      | Desarrollo institucional .....  | 27  |
| Organigrama 1 | Estructura interna de la SEMARNAP .....                                       | 28  |
| Organigrama 2 | Estructura interna de la PROFEPA .....  | 33  |
| Cuadro 2      | Requisitos que se cumplen con la realización de una auditoría ambiental ..... | 44  |
| Cuadro 3      | Aspectos normados y aspectos no normados .....                                | 46  |
| Cuadro 4      | Clasificación de auditoría ambiental .....                                    | 47  |
| Cuadro 5      | Clasificación de auditoría ambiental (Conesa Fernández) .....                 | 48  |
| Cuadro 6      | Objetivos de la auditoría ambiental en México .....                           | 50  |
| Cuadro 7      | Ejemplos de papeles de trabajo de una auditoría ambiental .....               | 54  |
| Cuadro 8      | Etapas del proceso de auditoría ambiental .....                               | 65  |
| Cuadro 9      | Actividades auditables reguladas por la legislación ambiental .....           | 71  |
| Cuadro 10     | Actividades para el desarrollo de la auditoría ambiental .....                | 73  |
| Cuadro 11     | Contenido de la identificación del informe de auditoría .....                 | 77  |
| Formato 1     | Registro de auditoría ambiental .....   | 82  |
| Formato 2     | Formato de avance de auditoría ambiental .....                                | 83  |
| Formato 3     | Registro de deficiencias .....  | 84  |
| Formato 4     | Registro para disposición de deficiencias .....                               | 85  |
| Formato 5     | Registro de deficiencias y soluciones propuestas .....                        | 86  |
| Formato 6     | Formato de registro de capacitación de personal .....                         | 87  |
| Formato 7     | Formato de dictamen de auditoría ambiental .....                              | 88  |
| Formato 8     | Formato de presentación del plan de acción .....                              | 89  |
| Cuadro 12     | Concepto de auditoría .....   | 101 |
| Cuadro 13     | Objetivo de auditoría .....   | 102 |
| Cuadro 14     | Alcance de auditoría .....  | 103 |
| Cuadro 15     | Normas de auditoría .....   | 104 |
| Cuadro 16     | Procedimientos de auditoría .....   | 105 |
| Cuadro 17     | Técnicas de auditoría .....   | 106 |
| Cuadro 18     | Proceso de auditoría .....  | 107 |
| Cuadro 19     | Tratados internacionales en materia ambiental .....                           | 114 |
| Cuadro 20     | Empresas certificadas 1997 .....  | 119 |
| Cuadro 20     | Empresas certificadas 1997 (continuación) .....                               | 120 |
| Cuadro 21     | Empresas certificadas 1998 .....  | 121 |
| Cuadro 21     | Empresas certificadas 1998 (continuación) .....                               | 122 |
| Cuadro 22     | Empresas certificadas 1999 .....  | 123 |
| Cuadro 23     | Ramas que la auditoría ambiental revisa .....                                 | 124 |
|               | Normas oficiales Mexicanas en materia ambiental .....                         | 126 |

# INTRODUCCIÓN.

En la industria petrolera, específicamente en la explotación de yacimientos de aceite y gas, es de primordial importancia conocer muy bien las características del espacio poroso relativas al yacimiento que se trata de explotar o que se está explotando, para su óptima administración. Por lo tanto, para el ingeniero petrolero ha quedado clara la importancia de caracterizar el yacimiento de forma adecuada para explotarlo eficientemente y maximizar su producción, en todo momento.

Así, una de las propiedades petrofísicas más importantes de los yacimientos petroleros es la permeabilidad. Su importancia estriba en que es uno de los parámetros esenciales, claves, en el flujo de fluidos de la formación al pozo. En caso de que un pozo se esté perforando, dependerá de la permeabilidad de la formación, entre otros parámetros, si el pozo se termina y se incorpora a la producción y desarrollo de un campo. Asimismo, otras de las aplicaciones de la permeabilidad son, por ejemplo: ayuda a optimizar las terminaciones y el diseño de los disparos, ayuda a definir el espaciamiento óptimo (de acuerdo al radio de drenaje) entre pozos, así como a definir el comportamiento de afluencia de los pozos, también ayuda a definir mejor los patrones de inyección en un campo, cuando se piensa aplicar algún método de recuperación secundaria o mejorada (EOR).

De tal forma que es evidente la importancia de determinar la permeabilidad de una formación para tomar mejores decisiones al desarrollar o explotar un campo. Por tales motivos, a lo largo de los años, mediante diversas técnicas y métodos se ha buscado obtenerla en forma práctica, lo más acertada, económica y rápidamente posible. Principalmente, o de manera general, se tienen tres técnicas para conocer la permeabilidad, que son: 1) análisis de núcleos, 2) interpretación de registros geofísicos de pozos y 3) interpretación de las pruebas de producción o de presión en pozos. Las permeabilidades obtenidas mediante estas fuentes

puede diferir entre sí, ya que mientras la permeabilidad obtenida de núcleos y registros geofísicos es la absoluta ( $k$ ), la permeabilidad obtenida de pruebas en pozos es la efectiva ( $k_{ef}$ ). Asimismo, se debe tomar en cuenta que la permeabilidad obtenida mediante núcleos es *medición directa*, mientras que por medio de registros geofísicos se obtiene en forma indirecta o inferida

Por otro lado, debe señalarse que el análisis de núcleos y las pruebas en pozos son técnicas mucho más costosas y conllevan a su vez más tiempo en su análisis e interpretación, además de que la toma de núcleos y la realización de pruebas en pozos no son operaciones tan comunes que se realicen en todos los pozos, como debería de ser. En cambio, la toma de registros geofísicos es algo común que se practica al perforar o terminar un pozo e implica menos costos, aunado a una mayor rapidez; por lo tanto, hay una mayor información de registros geofísicos disponible en todo el campo. Sin embargo, la *permeabilidad obtenida de núcleos* sigue siendo el estándar para comparar o verificar las permeabilidades determinadas mediante otras técnicas o métodos diferentes a las mediciones directas en núcleos.

Con este trabajo se pretende proporcionar una amplia visión de lo que pueden ofrecer los métodos que utilizan datos de registros geofísicos de pozos para estimar la permeabilidad de una formación, desde un punto de vista económico, más ágil y práctico. Además, se comenta el grado de confiabilidad que pueden ofrecer las mediciones de los registros geofísicos, conforme avanza la tecnología de las herramientas, computadoras y sistemas, en la industria petrolera

# CAPITULO 1.

## DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

### *1.1 Porosidad ( $\phi$ ).*

La porosidad es uno de los parámetros de la roca que más interesan al Ingeniero de Yacimientos por lo que con más frecuencia se determina. Esto es debido a que da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

Esta porosidad que se encuentra en arenas y carbonatos (rocas principalmente asociadas a la producción de hidrocarburos) es formada después de uno o varios procesos geológicos que se llevan a cabo en la roca. Las capas formadas por granos de arena o fragmentos de carbonatos nunca se acomodarán en forma perfecta. Aún con la presión de sobrecarga que experimentan estas capas, debida a los estratos suprayacentes, no será suficiente para lograr una compactación perfecta. A estos espacios vacíos que quedan en la roca se les llaman poros, intersticios, espacio poroso o, bien, estructura porosa. Este espacio poroso provee el lugar para almacenar los fluidos que se tengan en la formación (aceite, gas, agua) Entonces, dependiendo del tamaño y de la forma del grano y de su ocurrencia será la porosidad que se tenga en la roca sedimentaria.

Cabe aclarar que la porosidad también se puede tener en los otros dos tipos de rocas existentes en la corteza terrestre. Aparte de presentarse en las rocas sedimentarias, comúnmente asociadas a la producción comercial de hidrocarburos, también llega a presentarse en las rocas ígneas y metamórficas. Aunque rara vez son de interés comercial estos tipos de formaciones, existen ejemplos interesantes de ellos en algunas partes del mundo

### 1.1.1 Definición.

Las definiciones existentes varían, desde unas muy simples a otras más elaboradas, pero en esencia todas indican lo mismo. Es decir, coinciden en que es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella. Así, la porosidad es definida como la relación del espacio vacío en la roca al volumen total de ella. Esto es, como el volumen de poros por unidad volumétrica de roca o como la fracción del volumen total de una muestra ocupada por poros o huecos. Siendo así una medida del espacio vacío en la roca, expresado como fracción o porcentaje del total de la roca misma. Esta relación se puede expresar como sigue:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_r - V_g}{V_r} \quad (1-1)$$

donde.

$V_r$  = Volumen de roca.

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_g = V_s$  = Volumen de granos o sólidos.

Para expresarla en porcentaje sólo basta multiplicar por cien la expresión anterior. Para tener una idea de la variación de porosidad, por ejemplo, el vidrio tiene una porosidad de cero mientras que la de una esponja es muy grande. Entonces, se puede decir que un material denso y uniforme en su composición tendrá una porosidad menor a la de otro no tan denso y uniforme

Así, las arenas y areniscas tienen un rango de porosidades del 8 al 39%, con un promedio, en el mundo, de 18%. Los carbonatos tienen un rango mucho menor de porosidad, varían del 3 al 15%, con un promedio del 8%, más o menos. Las lutitas pueden llegar a tener porosidades tan altas como un 40%, pero los yacimientos que llegan a producir en este tipo de rocas tienen una porosidad efectiva, con sistemas de fracturas, del 1 al 4%<sup>1</sup>.

### 1.1.2 Clasificación de la porosidad.

Hablando propiamente de la acumulación de hidrocarburos, se hace necesario tener clasificaciones de porosidad atendiendo a diversos aspectos, como se verá a continuación

Se puede decir que se tienen dos clasificaciones en general. Una de ellas se refiere al modo de origen o tiempo de depósito y la otra a la cantidad de material cementante o distribución y forma de los poros (Fig. 1-1). Considerando esta última, se tienen las siguientes porosidades

- Porosidad absoluta (total). Se define como el porcentaje del espacio total disponible respecto al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si estos espacios (poros) están interconectados o no. Se puede expresar como sigue

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (1-2)$$

donde.

$V_{pc}$  = Volumen de poros conectados

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no conectados

$V_r$  = Volumen de roca

- Porosidad efectiva. Puede definirse como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Se le expresa como

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1-3)$$

Esta porosidad efectiva es la que interesa al Ingeniero Petrolero realmente, por la comunicación de los fluidos en el yacimiento. Visto de otra forma, es una medida de la capacidad que tiene la roca para manejar un volumen de fluidos. Así, entonces, se podrán tener porosidades absolutas grandes, pero esto no sirve de nada si no existe comunicación entre los poros de la roca. A estas porosidades se puede agregar la "porosidad no efectiva", es decir, la debida a poros no comunicados o espacios porosos aislados.

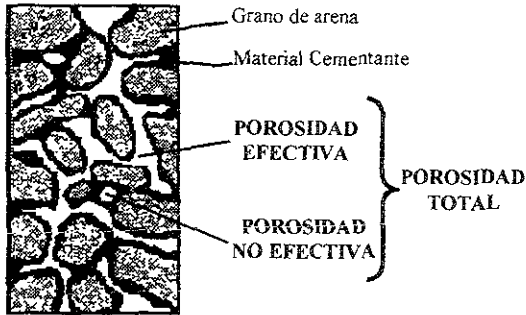


Fig. 1-1 Porosidad total, efectiva y no efectiva

Desde el momento en que se forman las rocas dejan espacios vacíos dentro de ellas. Algunos de estos poros quedan aislados por diversos factores geológicos al formarse la roca y otros, al paso del tiempo, son aislados por fenómenos que se presentan en la roca. Así es que, atendiendo al tiempo de depósito o modo de origen y a fenómenos posteriores, se tienen las siguientes porosidades:

- **Porosidad Primaria** Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagenesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular, sucrosica o de matriz.
- **Porosidad Secundaria.** Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Estos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que éste ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

Si se asocia a la porosidad primaria y secundaria con los diferentes tipos de rocas, la porosidad primaria es típica de arenas, aunque también los carbonatos pueden presentar este tipo de porosidad. En las arenas es tipificada por la porosidad intergranular mientras que en las calizas se ejemplifica por las porosidades intercrystalina y oolítica. La porosidad secundaria se presenta principalmente en rocas calizas y dolomitas o cualquier otra roca con presencia de fracturas, fisuras y plegamientos, como se observa en algunas lutitas también.



Los fenómenos químicos mencionados se deben principalmente a la acción de las aguas subterráneas que reaccionan con la roca. Cabe mencionar que la porosidad primaria es importante en las calizas, ya que coadyuva a la acción de las aguas subterráneas en el trabajo de solución y depositación de minerales. En tanto que los fenómenos mecánicos, son fenómenos tectónicos o de diastrofismo que se llevan a cabo en el medio ambiente y afectan a la roca.

Como se ve, el desarrollo de estas porosidades en las distintas rocas antes mencionadas es muy diferente. Por ejemplo, las areniscas tienen una continuidad lateral grande, mientras que en las calizas el desarrollo de la porosidad es limitado tanto horizontal como verticalmente.

En cuanto a los carbonatos, es importante señalar que los poros o vacíos que se tienen son conformados por los siguientes espacios. 1) *intergranulares*, 2) *intercristalinos*, 3) *fisuras y fracturas*, 4) *vugulares*. Todos éstos pueden estar presentes o no al mismo tiempo en la roca, agruparse paralelamente o en serie, o como combinación de ambos. Por ello es difícil analizar o predecir el comportamiento en los carbonatos.

#### *1.1.2.1 Clasificación de Archie (1951).*

Archie propuso otra clasificación de la porosidad para los carbonatos de una “forma sencilla”, tomando en cuenta la apariencia de la roca y definió tres tipos:

- Porosidad Cristalina – Compacta. La roca con tal porosidad, posee lustre brillante y una apariencia resinosa en las fracturas recién hechas. Generalmente, su volumen poroso es de un 5%, con una permeabilidad de 0.1 md. Para que sean atractivas desde el punto de vista comercial, en estas rocas debe haberse desarrollado porosidad secundaria. Debido a esto, la porosidad observada será del 7 al 10 %.
- Porosidad Cretácea o tipo creta. Se caracteriza por la apariencia opaca y terrosa de la roca. Para ser comercialmente explotable, requiere de una porosidad grande. Con una

porosidad del 10 % tiene una permeabilidad de 0.1 md, por tanto con una porosidad del 15 % esta podría ser ya atractivamente comercial.

- Porosidad Granular - Sacaroidal Se caracteriza por la apariencia gruesa de los granos de la roca, siendo similar a los de azúcar. Esta roca requerirá una relación de porosidad similar a la cristalina, para que sea comercialmente explotable.

Aunque se menciona la forma de los cristales y sus características, en algunas rocas se podrán distinguir mientras que en otras no. Por tal motivo, esta clasificación parece ser un poco subjetiva ya que dependerá de quien lleve a cabo el análisis.

### ***1.1.3 Factores que afectan o modifican la porosidad.***

La porosidad de una roca es influenciada y/o afectada, en mayor o menor grado, por los fenómenos que a continuación se mencionan. Dichos factores pueden actuar individual o conjuntamente en la roca.

- Cementación (tipo de cementante: sílice, arcilla y carbonato). Reduce la porosidad al depositarse material cementante entre los poros. Se ha encontrado que el sílice es el cementante que reduce más la porosidad, mientras que la arcilla y el carbonato no la afectan tan severamente. La cementación puede reducir el porcentaje de porosidad inicial de un 30 ó 40% hasta un 10 ó 20% final<sup>2</sup>.
- Recristalización. Este fenómeno puede disminuir grandemente la porosidad existente debido a que convierte la roca en un agregado denso de cristales entrelazados. Aunque por otra parte se dice que este factor no tiene mucha influencia en las arenas.
- Granulación y molimiento. Este efecto se presenta en los granos de la roca conforme aumenta la profundidad, disminuyendo, o incluso eliminando la porosidad. Así, entonces, al aumentar la profundidad y la compactación, las rocas sufren granulación, manifestándose los efectos de la presión en el molimiento de los granos minerales.

- Fracturamientos (fisuras). Estas contribuyen a aumentar la porosidad en ciertas formaciones más o menos compactas, aunque en los carbonatos a lo que ayudan más es a incrementar el flujo de fluidos en la roca.
- Lixiviación (acción química) La porosidad se incrementa o disminuye dependiendo de las aguas circulantes en el medio poroso. Aguas ligeramente ácidas pueden disolver los sólidos y agrandar los espacios porosos. Aguas con alto contenido de minerales tienden a disminuir la porosidad. Aguas ricas en sales de magnesio pueden sustituir al calcio, reduciéndose el volumen de la matriz y aumentando el volumen poroso.
- Arreglo o empaque. La porosidad varía dependiendo del empaque de los granos que la roca posee. Por ejemplo, considerando empaques con esferas uniformes, no importa el tamaño, un empaque cúbico tiene una porosidad aproximada del 47.6%, mientras que en uno romboedral la porosidad se verá disminuida a un 25.9%<sup>3</sup>, más o menos (Fig. 1-2). Por tanto, al incrementarse el ángulo del empaque mayor será la porosidad del mismo. Este ángulo variará entre 60 y 90 grados, para estos empaques en laboratorio, marcando así valores límite superiores de porosidad que puede llegar a tener una roca (arenas)
- Distribución, tamaño y forma del grano. Estos afectarán la porosidad dependiendo de la uniformidad de los granos, así como de la distribución de éstos. Por ejemplo, si los granos de la roca son más redondeados que angulosos la porosidad puede ser mayor. Si el tamaño de éstos varía mucho, entonces la porosidad se puede ver disminuida grandemente. Si no existe una distribución uniforme de los granos (en sus lados planos), la porosidad se puede ver incrementada bastante. En la Fig. 1-9 se pueden apreciar estos factores del último punto en forma gráfica, solo que visto para el caso de la permeabilidad que se analiza también más adelante.

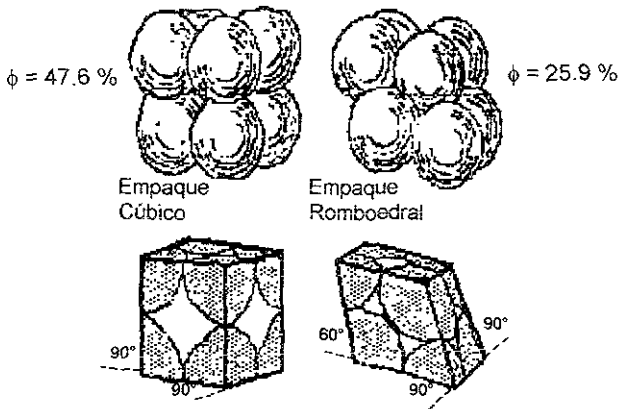


Fig. 1-2. Empaques cúbico y romboedral con esferas de tamaño uniforme.

Debe considerarse que las altas temperaturas y la presencia de soluciones alcalinas ayudan a la compactación y cementación de la roca y por lo tanto alteran la porosidad también. De la cementación, es importante mencionar que para materiales intergranulares con una cementación pobre a moderadamente buena, la porosidad total ( $\phi_t$ ) es prácticamente la misma que la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ); en tanto que para materiales con un grado más alto de cementación, y para calizas, la diferencia entre tales porosidades puede ser considerable

## ***1.2 Saturación de fluidos ( $S_f$ ).***

La saturación de fluidos es otra propiedad que interesa al Ingeniero Petrolero dado que es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos en la roca. Así pues, es importante conocer los tipos y las cantidades de los fluidos contenidos en el yacimiento, sean estos: aceite, gas y agua

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua. Posteriormente, esta agua fue desplazada por los hidrocarburos (aceite y gas) al quedar éstos atrapados en la roca. Realmente, el agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos ya que siempre queda algo de ella en la roca. Así, al tenerse más de un fluido en el yacimiento se dice que se tienen dos fases o más en él. Refiriéndose a dos fases, por ejemplo agua y aceite, la saturación en conjunto siempre debe dar 1 o 100% ( $S_w + S_o = 1.0$ ) y lo mismo para tres fases.

El término saturación de fluidos puede usarse para indicar la cantidad de los fluidos en el espacio poroso. El concepto saturación de fluidos está relacionado a otras características del yacimiento, que se mencionan más adelante, en las que influye sobremanera. Por ejemplo, tiene gran influencia en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas.

### ***1.2.1 Definición.***

La saturación de un fluido se define como el porcentaje o fracción del volumen poroso ocupado por un fluido determinado y se expresa como.

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen de poros}}$$

Expresado de otra forma, se puede definir a la saturación de un fluido en el medio poroso como el cociente que se tiene de dividir el volumen de fluido contenido en el medio

poroso, medido a condiciones del mismo medio poroso, entre el volumen del espacio poroso.

Así, se tiene que para los diferentes fluidos en el yacimiento, la saturación será.

$$S_o = \frac{V_o @C.Y.}{V_p @C.Y.}, \quad S_g = \frac{V_g @C.Y.}{V_p @C.Y.}, \quad S_w = \frac{V_w @C.Y.}{V_p @C.Y.} \quad (1-4)$$

donde.

$S_o, S_g, S_w$  = Saturaciones de aceite, gas y agua respectivamente

$V_o, V_g, V_w$  = Volúmenes de aceite, gas y agua respectivamente

$V_p$  = Volumen de poros.

@C Y. = a condiciones de yacimiento

Como ya se mencionó la sumatoria de estas tres saturaciones debe dar la unidad o el 100% ( $\Sigma S = 1$ ). Si se tuviera un sólo fluido en el medio poroso, entonces el volumen poroso (@C.Y.) será igual al volumen de fluido (@C Y.), ésto es

$$S_f = \frac{V_f @C.Y.}{V_p @C.Y.} = 1 \quad (1-5)$$

Así entonces, una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, es decir que  $S_w < 1$ , y suponiendo que se tienen dos fases en el sistema (agua y aceite), implicaría una saturación de hidrocarburos igual a un 100% menos la saturación del agua contenida en el sistema ( $S_o = 1 - S_w$ ). Para un sistema de tres fases se expresaría en forma semejante, añadiendo solamente el otro término, o sea el gas.

### ***1.2.2 Tipos de saturación.***

De la definición vista anteriormente, puede hacerse una clasificación de saturación primeramente de acuerdo al tipo de fluido. Teniéndose entonces las saturaciones antes mencionadas: saturación de aceite ( $S_o$ ), saturación de gas ( $S_g$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ).

A éstas hay que agregar algunos otros conceptos de saturación muy importantes en la ingeniería de yacimientos. Ya se dijo anteriormente que no es posible que los hidrocarburos

hayan desplazado toda el agua contenida originalmente en el yacimiento; por tanto, siempre se va a tener una saturación de agua en él, ésta puede ser mínima pero existirá. Así, a la saturación de agua que se tiene en el momento de iniciar la explotación de un yacimiento se le conoce como saturación de agua congénita ( $S_{wc}$ ) (o intersticial). Teniéndose que en muchos casos la saturación de agua irreductible, ( $S_{wi}$ ), es generalmente la misma; aunque algunos investigadores discrepan en cuanto a ello. Algunos argumentan que la saturación de agua congénita, es la saturación que tiene originalmente el yacimiento, es decir sin explotar aún. Mientras que la saturación de agua irreductible, la definen también como la saturación mínima de agua que queda en el espacio poroso del yacimiento bajo condiciones normales de explotación y que no se moverá por lo tanto más ante la diferencia de presiones ( $\Delta P$ ).

Asimismo, también es imposible extraer todos los hidrocarburos existentes en la formación con la tecnología y políticas económicas actuales de explotación. Por lo que, la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) puede definirse como la saturación de aceite que queda en el yacimiento después de haberse explotado, considerándose un sistema inmisible normal (mojado por agua). Implicando también técnicas de explotación primaria, secundaria o mejorada, teniéndose así que la  $S_{or}$  o volumen de aceite que queda en el yacimiento podrá ser recuperado o no dependiendo de que los factores mencionados, como la tecnología, mejoren.

Otro tipo de clasificación es atendiendo a la mojabilidad del medio o bien a la posición que adoptarían las fases en el medio poroso que se trate. Se considerará un sistema preferentemente mojado por agua y dos fases en él (agua y aceite). Así, se pueden distinguir tres tipos principalmente de saturación:

- **Saturación Pendular.** Cuando la saturación del agua (fluido mojante) es baja, se forman círculos alrededor de los contactos de los granos de roca, llamándoles círculos pendulares (en forma de roscas). Si la saturación de agua es muy baja, los círculos no están en contacto o comunicados entre sí, o tal vez por medio de una película muy fina de agua, de espesor molecular. No habiendo transferencia de presión entre ellos, por lo que los círculos pendulares son inmóviles.

- **Saturación Funicular.** Se tendrá cuando la saturación del agua aumenta a tal grado que ya los círculos pendulares formaron redes continuas. Es decir, cuando se tenga una saturación mayor a la crítica de la fase mojante. Así, el fluido mojante podrá moverse también bajo la diferencial de presión que exista, siendo controlado el caudal del fluido mojante por su saturación y la tortuosidad del medio poroso. Mientras que el fluido no mojante permanece en la mitad de los canales y fluye sobre una membrana de fluido mojante, más fácilmente.
- **Saturación Insular.** Aquí la saturación de agua ha seguido aumentando y la saturación de petróleo (fase no mojante) ha disminuido hasta el punto en que esta fase deja de existir como fase continua y se dispersa como partículas (glóbulos), buscando los espacios más grandes para residir ahí. El movimiento del aceite (fase no mojante, dispersa ya) dependerá aquí de las presiones diferenciales existentes a través de los globulos de aceite dentro del fluido mojante, móvil ahora.

A estas saturaciones se pueden agregar otras dos que se presentan en el medio poroso y que también son importantes de mencionar. Estas son: 1) la saturación crítica o de equilibrio de la fase mojante, que es el momento de transición entre la saturación pendular y la saturación funicular; y 2) la saturación crítica o de equilibrio de la fase no mojante, la cual se tiene en el momento de transición de la saturación funicular a la insular de esta fase. De forma general, la saturación crítica de un fluido, puede definirse como la mínima saturación del fluido para que éste adquiera movilidad en el medio poroso. Estas saturaciones y las otras mencionadas se pueden representar en las curvas de permeabilidades relativas, ya que estas curvas están en función de la saturación de la fase mojante.



### 1.2.3 Factores que afectan la saturación.

Al perforarse el pozo, generalmente la columna del fluido usado ejerce una presión mayor a la de la formación, ocasionando que el filtrado del fluido utilizado en la perforación invada la formación de interés. Esto desplazará los fluidos originales contenidos en el yacimiento, alterando así los fluidos en los primeros centímetros de la roca. Esto se debe tomar en cuenta cuando se utilizan los registros geofísicos. También, al ser llevada la roca a superficie, en el camino experimentará cambios en su contenido interno, es decir, los fluidos experimentarán cambios en su volumen dentro de la roca. Al disminuir la presión, el gas, cuyo coeficiente de expansión es mayor desplaza a los fluidos existentes en la roca. Como resultado, en superficie se tienen volúmenes diferentes a los contenidos en el yacimiento.

Botset, en sus investigaciones, encontró que la litificación es la propiedad más importante influyendo respecto al punto de transición entre la saturación pendular y la saturación funicular del fluido mojannte. En tanto que para el fluido no mojannte dicha propiedad no le afectará tanto a la saturación crítica de la fase no mojannte. Esto se explica por el hecho de que al depositarse nuevamente material cementante y a la consolidación de éste, el espacio antes ocupado por el fluido mojannte ahora es reducido. Los estudios de Botset se pueden ver resumidos en las siguientes gráficas (Fig. 1-3 y Fig. 1-4)

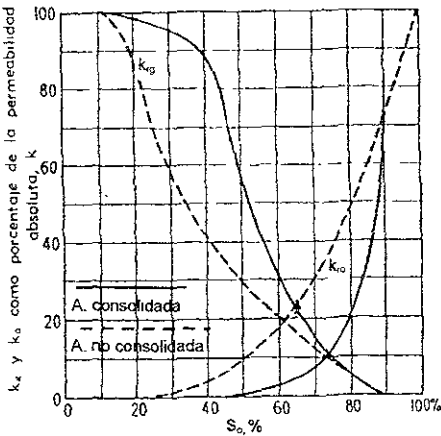


Fig. 1-3  $k_{rg}$  y  $k_{ro}$  vs.  $S_o$

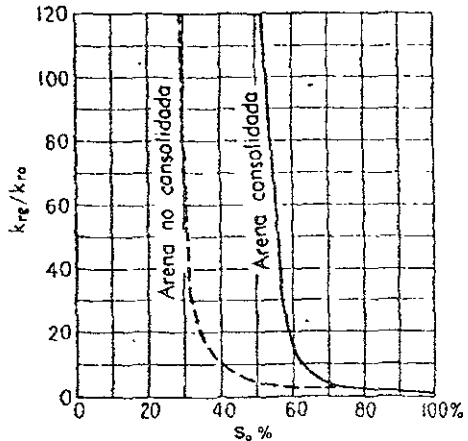


Fig 1-4 Relación de  $k_r$ 's vs  $S_o$

### ***1.3 Permeabilidad (k).***

Así como la porosidad, la permeabilidad es uno de los parámetros de las rocas que más frecuentemente se determinan en la Ingeniería Petrolera. Es tan importante como lo es la porosidad para el Ingeniero de Yacimientos, debido a que no solamente interesa saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento, sino también la facilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo. El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

La permeabilidad está ligada, entonces, a la porosidad pero a la porosidad efectiva porque para que exista permeabilidad debe haber interconexión de los espacios vacíos. Los espacios pueden ser fracturas o poros en la roca pero siempre interconectados, dado que la roca puede tener porosidad mas no necesariamente permeabilidad. Generalmente, se piensa que a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, pero ésto no es una regla. Por ejemplo, hay formaciones altamente porosas pero con granos muy pequeños, como algunas arenas, por lo que sus conductos tenderán a ser muy pequeños, lo cual disminuye la permeabilidad. Sin embargo, otras formaciones con porosidades no muy grandes tienen algunas veces permeabilidades muy altas debido a los sistemas de fracturas que probablemente contienen, como es el caso de formaciones calcáreas fracturadas.

Observaciones hechas en laboratorio sobre rocas sedimentarias, han encontrado que la permeabilidad en el sentido horizontal es mayor que en el sentido vertical. Más aún, se ha determinado que la permeabilidad es una propiedad altamente direccional en la mayoría de los yacimientos. Es decir, si la permeabilidad se mide en dirección paralela al plano de estratificación de la roca, se ha notado que su valor llega a variar bastante cuando es medida en diferentes direcciones, con respecto a un mismo nivel de referencia.

### 1.3.1 Definición.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, la cual es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos, entonces, se puede decir que la permeabilidad es una medida de la conductividad de una roca. También puede definirse como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo a la facilidad que presente para el paso de fluidos a través de ella

Ya se dijo que Darcy fue el primero en utilizar y estudiar el término permeabilidad (resultado de un descubrimiento empírico) Experimentando con filtros de arena (Fig. 1-5) encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido ( $\rho gh$ ), más una presión ( $P$ ) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud ( $L$ ) dada, a través de una sección transversal de área ( $A$ ) perpendicular a la dirección de flujo. La constante de proporcionalidad ( $k$ ) es la permeabilidad

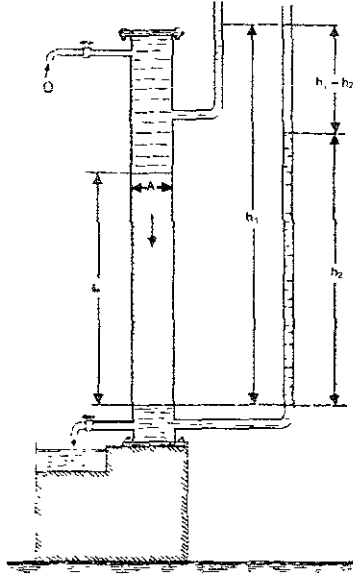


Fig. 1-5 Dibujo esquemático del filtro utilizado por Darcy en su experimento.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es

$$q = -Ak \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L} \quad (1-6)$$

donde  $h$  es la altura medida sobre un nivel constante de referencia,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $g$  la aceleración de la gravedad. Darcy sólo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados con el flujo de fluidos. Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad ( $\mu$ ). Introduciendo este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma más general

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L} \quad (1-7)$$

Ahora si  $L$  se mide en una cierta dirección y el ángulo de buzamiento con la horizontal es  $\alpha$  entonces  $h = L(\text{sen}\alpha)$  y la ecuación queda como sigue:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \left( \frac{\Delta P}{L} + \rho g \text{sen} \alpha \right) \quad (1-8)$$

donde  $\Delta P / L$  es el gradiente de presión en la dirección de flujo y a  $\alpha$  se le considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo. En esta ecuación de flujo presentada, la velocidad que se obtiene al dividir al gasto por el área, no es la velocidad real, es sólo aparente ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido. Ahora, si se quiere conocer la velocidad de flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad

Otra expresión de la ecuación de Darcy, en su forma general, es la presentada en el Código 27 del API que se muestra a continuación:

$$v_s = - \frac{k}{\mu} \left[ \frac{dP}{ds} - g\rho \frac{dz}{ds} \right] \quad (1-9)$$

donde:  $s$  = distancia en la dirección de flujo

$v_s$  = movimiento de un volumen a través de un área unitaria del medio poroso por unidad de tiempo en la dirección de flujo  $s$

$dP/ds$  = gradiente de presión a través de  $s$  en el punto al cual  $v_s$  es referido

$dz/ds = \text{sen}\theta$ , donde  $\theta$  es el ángulo entre  $s$  y la horizontal

Es importante mencionar que Darcy estableció su ecuación con base en las siguientes premisas: 1) Roca Homogénea, 2) Roca o medio no reactivo, 3) medio saturado 100% por un fluido homogéneo en una fase, 4) Fluido Newtoniano, 5) Flujo incompresible, 6) Flujo laminar, 7) Estado estacionario y 8) Temperatura constante.

Un análisis dimensional de la ecuación 1-9, considerando flujo lineal horizontal muestra que la unidad resultante para la constante de proporcionalidad  $k$  del medio poroso es  $L^2$ . En el Sistema Internacional de unidades (SI, o métrico) su unidad es el metro cuadrado ( $m^2$ ), que es una unidad muy grande para medir la permeabilidad. Por tanto, en la industria petrolera, por cuestiones prácticas, se adoptó al Darcy como unidad estándar ( $1 \text{ Darcy} = 0.987 \times 10^{-12} m^2$ ).

Un Darcy es la unidad que se tiene cuando en un medio poroso saturado 100% por un fluido de viscosidad igual a 1cp, éste fluye a un gasto de  $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$  a través de una sección transversal de  $1 \text{ cm}^2$ , bajo una caída de presión de 1 atm por centímetro o un gradiente hidráulico equivalente. Como el Darcy es una unidad muy grande, se acostumbra utilizar el milidarcy (mD o md), para indicar la permeabilidad de las rocas de los yacimientos petroleros. Estas permeabilidades pueden variar desde 0.1 md hasta cantidades tan grandes como 10,000 md (Tabla 1-1). La Sociedad de Ingenieros Petroleros (Society of Petroleum Engineers, SPE) ha sugerido el uso de las unidades del SI en lugar de las unidades de campo, teniéndose que las unidades sugeridas SPE en el SI para la permeabilidad son micro-metros cuadrados ( $\mu m^2$ ).

| <b>Clasificación</b> | <b>k (md)</b> |
|----------------------|---------------|
| Pobre a razonable    | 0.1 – 15      |
| Moderada             | 15 – 50       |
| Buena                | 50 – 250      |
| Muy buena            | 250 – 1000    |
| Excelente            | 1000 o más    |

Tabla 1-1. Rangos de Permeabilidad en los yacimientos de petróleo.

### 1.3.2 Clasificación.

La permeabilidad, como los otros parámetros vistos, puede ser clasificada de acuerdo al contenido de fluidos en la roca y también de acuerdo a la forma de flujo que se tiene. El primer criterio considera tres tipos de permeabilidad, en general, y a continuación se describen

- **Permeabilidad Absoluta ( $k$ ).** Es aquella en la cual sólo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio. A este tipo de permeabilidad se le llama también permeabilidad específica o intrínseca, permeabilidad al líquido o de Klinkenberg (cuando se mide utilizando gas) y es una propiedad exclusiva de la roca.
- **Permeabilidad Efectiva ( $k_{ef}$ ).** Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Cuando se tiene esta permeabilidad los fluidos en la roca se interfieren en lo que respecta a su flujo. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que se tengan. Se ha encontrado que.  $0 \leq k_{ef} \leq k$
- **Permeabilidad Relativa ( $k_{rf}$ ).** Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) a la permeabilidad absoluta ( $k_{rf} = k_{ef} / k$ ). Se expresa en fracción pues nunca es mayor a uno ( $0 \leq k_{rf} \leq 1$ ). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparado con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

### ***1.3.3 Factores que modifican a la permeabilidad.***

Existen diversos factores que modifican la permeabilidad y la mayoría son factores que afectan la porosidad efectiva. La porosidad efectiva es debida a la interconectividad de los poros en la roca, por lo que se relaciona directamente con la permeabilidad. Por tanto, la permeabilidad es afectada de la misma forma que la porosidad efectiva. A continuación se mencionan los factores que tienen mayor influencia en la permeabilidad:

- Tamaño y forma de los granos. Estas son importantes características que determinan la medida de las aberturas entre los granos (Fig. 1-9)
- Distribución (orientación). Puede reducir o incrementar de manera significativa la permeabilidad. Por esto se dice que la permeabilidad es una propiedad direccional
- Arreglo o empacamiento. Este puede decirse que es la relación del espaciamiento de los granos o de su distribución en el espacio (Fig. 1-8).
- Grado de cementación y consolidación (Litificación).
- Fracturamiento de la roca. Incrementa definitivamente los canales de flujo del sistema.

Estos factores ya se han mencionado anteriormente, ahora son tomados para el caso de la permeabilidad. Dichos factores, generalmente actúan conjuntamente en la roca. Para ejemplificar su influencia considerense los siguientes ejemplos

Atendiendo a la forma de flujo, se dice que se tiene una permeabilidad horizontal y una vertical en el yacimiento. Generalmente, la permeabilidad horizontal tiende a ser mayor (considerando capas paralelas) que la vertical. Esto podría variar dependiendo de las características del yacimiento, es decir, si es fracturado y las fracturas se tienen en la misma dirección (verticalmente) o si se tiene una segregación gravitacional fuerte, actuando en él

Si se tienen granos elongados y grandes, uniformemente acomodados, con las superficies mayores depositadas horizontalmente, entonces la permeabilidad en el sentido horizontal será algo grande mientras que en el sentido vertical ésta será de media a grande, pero siempre menor a la horizontal.

Si el grano es más redondeado y uniforme, la permeabilidad puede ser grande en ambos sentidos y más o menos la misma. Considerando granos más pequeños, la permeabilidad se ve disminuida generalmente, si ningún otro factor influye, debido a que los canales de flujo se ven reducidos, dificultando así el flujo. Si los granos son de forma más o menos plana y son depositados con sus lados planos no uniformemente posicionados y en direcciones arbitrarias, entonces la permeabilidad puede llegar a ser grande. Estos ejemplos se pueden ver gráficamente en las siguientes figuras.

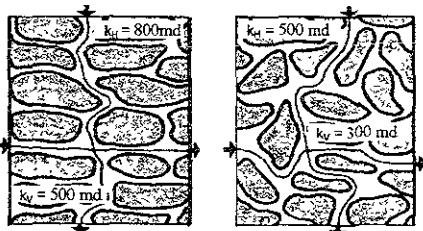


Fig. 1-8. Variación de k con el arreglo

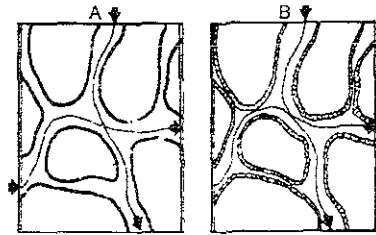


Fig. 1-10. Variación de k con material cementante.

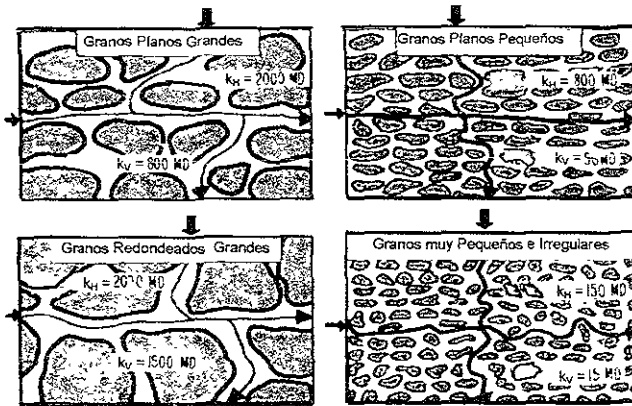


Fig. 1-9 Efectos de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad

El material cementante afecta a la permeabilidad, dependiendo del grado o cantidad de tal material depositado, así como de la distribución de éste a través del medio poroso (Fig 1-10). Si se tiene una distribución uniforme del material cementante, la permeabilidad disminuye pero en igual grado disminuye la porosidad del sistema, en cambio, si el material



es acumulado principalmente en las entradas de los poros, entonces la permeabilidad será grandemente afectada mientras que la porosidad puede permanecer prácticamente inalterada

También es de gran importancia considerar la presencia de arcillas, así como la cantidad, el tipo y la distribución de éstas en la roca. Generalmente, las arcillas se hidratan en presencia de agua, lo que restringe el flujo, por tanto la permeabilidad disminuye. Si se tiene agua dulce en el medio poroso, ésta tiende a reaccionar con las arcillas, especialmente del tipo montmorillonita, lo cual reduce en forma substancial la permeabilidad si es que no se obstruyen totalmente los canales de flujo. En cambio, si se tiene agua salada o salobre, ésta tiene una salinidad semejante a la del agua congénita, por tanto esta agua no reaccionará con las arcillas

El pH del agua también influye considerablemente en la floculación de las arcillas, así aguas con un pH bajo causan floculación en las arcillas generalmente. También se ha visto que la permeabilidad a aguas de bajo pH es mayor que a aguas alcalinas

## ***1.4 Otros conceptos.***

### ***1.4.1 Ondas.***

En la naturaleza se tienen diversos fenómenos relacionados con las ondas y los diferentes tipos de éstas. El tipo de movimiento que se desea comentar es el movimiento ondulatorio, relacionado a algunas técnicas que se verán más adelante que sirven para estimar la permeabilidad de una formación. Por tanto, se presentan algunos conceptos y características relacionados a este tipo de movimiento.

#### ***1.4.1.1 Movimiento Ondulatorio, definición y conceptos básicos relacionados.***

Una onda es un fenómeno que implica la propagación o transferencia de energía ocasionada por una perturbación física sin que haya transferencia de materia en el proceso. Entonces, a la energía de la perturbación que se propaga en el medio de un lugar a otro, y no el material del medio, se denomina movimiento ondulatorio. Estas ondas son denominadas mecánicas también debido a que la energía se transmite a través de un medio material sin el movimiento de masa por parte del medio. Así, en cualquier punto a lo largo de la trayectoria de transmisión ocurre un desplazamiento periódico u oscilación cerca de una posición neutral. La oscilación, por ejemplo, puede ser de moléculas de aire, como el caso del sonido viajando a través de la atmósfera; moléculas de agua, como en las olas sobre la superficie del océano.

La única forma de movimiento ondulatorio que no requiere de un medio material para la transmisión de la energía es la onda electromagnética, dado que el desplazamiento es de electricidad y campos magnéticos de fuerza en el espacio. Cabe hacer notar que antes el término sonido pertenecía o era algo restringido generalmente a las ondas vibratorias del aire. Sin embargo, en la física moderna se extiende el término para incluir las vibraciones similares en medios líquidos o sólidos.

### ***1.4.1.2 Tipos de movimiento ondulatorio (ondas).***

Las ondas se clasifican de acuerdo a la dirección del desplazamiento de la partícula con respecto a la dirección del movimiento de la onda en sí. De forma general, se tienen dos tipos de ondas, las ondas longitudinales y transversales, que se describen a continuación.

#### **Movimiento ondulatorio longitudinal.**

Se considera un movimiento ondulatorio u onda longitudinal, si la vibración es paralela a la dirección del movimiento, ver Fig. 1-17a. La onda longitudinal siempre es mecánica porque resulta de compresiones y expansiones sucesivas del medio, es decir las partículas se mueven hacia delante y hacia atrás con la misma dirección de la onda. Las ondas de sonido o las de un resorte son típicas de este tipo de movimiento. También son conocidas como compresionales o primarias (P), dado que son las primeras en registrarse. Se pueden propagar en los tres estados básicos de la materia: sólidos, líquidos y gases.

#### **Movimiento ondulatorio transversal.**

Se considera un movimiento transversal cuando las vibraciones de las partículas se dan en ángulos rectos con respecto a la dirección del movimiento, es decir la energía en el medio es desplazada perpendicularmente a la dirección de viaje de la onda, Fig. 1-17b. Como un ejemplo tenemos a las ondas que se pueden generar en una cuerda atada en un extremo. Este tipo de ondas también son denominadas cortantes debido a la acción de fuerzas cortantes en el medio o secundarias (S) (por su arribo posterior a las ondas P). Estas ondas sólo se propagan en los sólidos, dado que los líquidos y gases no soportan un esfuerzo cortante puro.

Las ondas pueden propagarse tanto transversal como longitudinalmente, teniéndose por tanto que analizar a veces ondas complejas en términos de una combinación de muchas ondas viajeras. Por tal motivo, se emplea el principio de superposición o se toman en cuenta otras

propiedades como la interferencia y la resonancia, o la reflexión y refracción. Todo esto con el fin de poder estudiar las ondas resultantes que se dan o se pueden producir en la naturaleza.

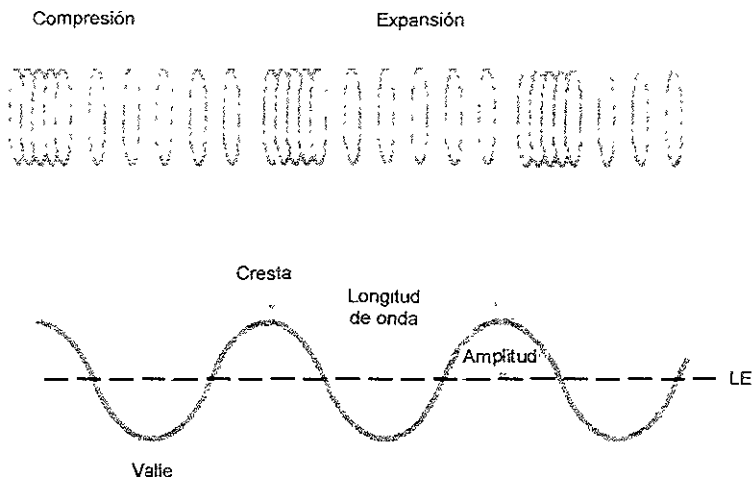


Fig. 1-17. Tipos de movimiento ondulatorio (ondas longitudinal y transversal).

En la Fig. 1-17 se aprecian algunos de los términos que son usados comúnmente para describir y analizar una onda, a continuación se definirán algunos de estos términos de manera breve

El término LE se empleará para definir la línea de equilibrio. Es la línea de referencia a partir de la cual se establecen los puntos máximos o mínimos que puede alcanzar una onda.

La amplitud ( $A$ ) se define como la elongación máxima de la onda o bien como el valor máximo del desplazamiento. La cresta, se define como el punto máximo que puede tomar la onda. El valle representa lo opuesto de la cresta.

Longitud de onda ( $\lambda$ ). Para una onda transversal, es la distancia que existe entre dos crestas sucesivas; para las longitudinales, es la distancia de compresión a compresión o de expansión a expansión.

Frecuencia ( $f$ ). Usada en física para denotar el número de veces que cualquier fenómeno regularmente recurrente ocurre en un segundo, o bien la frecuencia de una onda es el número de vibraciones por segundo

La frecuencia, la velocidad y longitud de onda están íntimamente relacionadas, esto se puede apreciar en la siguiente expresión:

$$v = \lambda f \quad (1 - 16)$$

donde:  $v$  = velocidad (m/s),  $f$  = frecuencia, Hz (ciclo/seg), y  $\lambda$  = longitud de la onda (m/ciclo) De la ecuación anterior, cualquiera de los parámetros puede conocerse si se conocen los otros dos. La velocidad del movimiento ondulatorio ( $v$ ), se refiere a la rapidez con que se produce un ciclo; dicha velocidad depende de la elasticidad y densidad del medio.

### **Tren o secuencia de ondas.**

Desde la perspectiva de los registros geofísicos, las ondas que se utilizan para obtener datos de una formación son las ondas acústicas. Una onda acústica, llamada también elástica o sísmica, es una onda de sonido donde la energía propagada a través de un medio produce una deformación elástica del medio mismo.

Así la emisión de un pulso acústico en un sistema elástico, mediante una herramienta de registros, producirá una sucesión de diferentes tipos de ondas acústicas; llamándose a esto también tren de ondas (Fig. 1-18). Este es detectado por uno o más detectores, en este caso receptores, montados en la sonda (herramienta), y está compuesto en sí por varios modos de transferencia de energía

Como ya se mencionó, el primer arribo u ondas registradas usualmente resulta de las ondas compresionales viajando en la formación. La segunda forma de transferencia de energía en ser registrada se identifica como ondas de corte viajando en la formación también.

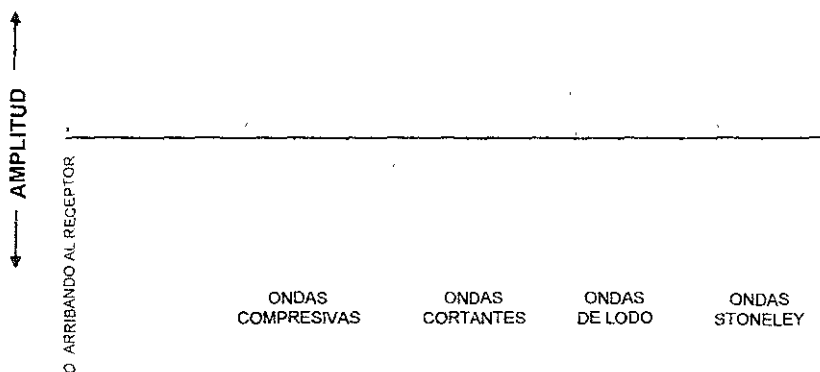


Fig. 1-18. Tren de ondas idealizado

Las ondas que vienen en dicho paquete son ricas en todas frecuencias, pero aquellas con frecuencias altas son atenuadas rápidamente en su tránsito a través de la formación a causa de la absorción inelástica y conversión a calor

### Ondas Stoneley.

Aparte de las ondas mencionadas anteriormente también se tienen a las ondas de superficie que son de frecuencias relativamente bajas. Estas viajan a lo largo de la pared del agujero a velocidades menores que las antes ya vistas y son usualmente llamadas ondas tubo o Stoneley. A continuación se definirá y se darán algunas características de las ondas Stoneley que serán utilizadas de cierta forma más adelante (capítulo tres) para estimar la permeabilidad en un pozo o en el yacimiento

Las ondas Stoneley son el resultado de la interacción de ondas guadas, compresionales en el líquido y cortantes en los sólidos, propagadas cerca de la interfase del agujero con las formaciones de roca alrededor. Estas ondas acústicas también son llamadas de frontera o límite por ser generadas en la interfase sólido-líquido del pozo. Asimismo, por definición las ondas Stoneley deben tener una longitud de onda más pequeña que el diámetro del agujero.

Se tiene también que al ser ondas guiadas asociadas con la interfase sólido-líquido en la pared del pozo, su amplitud (atenuación) decae de manera exponencial al alejarse de la interfase tanto en el fluido como en la formación.

La velocidad de las ondas Stoneley es menor a la de las ondas compresionales en el fluido o la de las ondas cortantes en los sólidos. A bajas frecuencias las ondas Stoneley se convierte en “ondas tubo”; pero los términos de ondas Stoneley y ondas tubo son frecuentemente usados de forma indistinta en los registros acústicos debido al dominio de la frecuencia. Aunque bien pueden diferenciarse por medio de su longitud de onda, ya que la longitud de onda de una onda tubo es mucho mayor que el diámetro del pozo, mientras que la de las ondas Stoneley es menor, como se mencionó con anterioridad

Las actividades realizadas en las ciudades generan gran cantidad de residuos sólidos, mejor conocidos como basura, se clasifican en municipales, industriales y especiales. Los residuos municipales incluyen los desechos generados en los hogares y ciertos desechos de pequeños comercios e industrias, de mercados y jardines que son recolectados por los organismos de limpia municipales.

"En México el proceso de manejo de residuos sólidos municipales se define como: el control de la generación y operación de las etapas de almacenamiento, recolección, barrido, transporte, transferencia, procesamiento y disposición final de los mismos, de acuerdo con los lineamientos y criterios de ingeniería para el cuidado de la salud y el ambiente."<sup>5</sup>

El incremento en la generación de desechos sólidos se debe al enorme crecimiento de las ciudades y con ellas de la cantidad de empaques, envolturas y envases en que se expenden los productos para protegerlos o conservarlos; en 1996 se estimó que la generación de residuos sólidos por habitante era de 0.917 Kg / día; estos desechos se acumulan en los tiraderos al aire libre provocando, además de la contaminación del suelo, malos olores de residuos en proceso de descomposición, lo que atrae a roedores e insectos transmisores de enfermedades; además a los tiraderos llegan desechos de hospitales, laboratorios y rastros que contienen grandes cantidades de gérmenes patógenos.

Los tiraderos de basura son focos de infección y además cuando sube la temperatura, la presencia de gases inflamables pueden provocar incendios y por lo tanto humo, que junto con el polvo y los malos olores, también contaminan la atmósfera.

La región centro del país es donde se produce la mayor proporción de residuos sólidos municipales, representando el 46.2% del total de residuos entre 1995 y 1996; le siguen la región norte con del 10 al 20% entre 1992, 1995 y 1996, y el Distrito Federal registra en forma anual, el 13.7% en desechos industriales, el 14.4% en desechos de comercio y el 14.3% en desechos de servicios.

"De acuerdo con la Dirección de Residuos Sólidos de la SEDESOL, de 1993 a 1996 el 52.4% de la basura generada en nuestro país continúa siendo orgánica... mientras que alrededor del 14% es papel y cartón, el 5.9% vidrio, el 4.4% plásticos, 1.5% textil, el 2.9% son metales y de hojalata, y el 18.9% está constituido por basura variada (residuos finos, hule, pañales, toallas sanitarias, etc.)...".<sup>6</sup>

Los residuos sólidos tienen un enorme potencial económico ya que entre un 30 y un 40% de éstos son considerados como insumos para la industria (vidrio, papel, cartón, metales y plásticos). En cuanto a la materia orgánica ésta "... se puede transformar en eficaz fertilizante y muchos de sus componentes tienen un alto

<sup>5</sup> Ibidem, p. 251.

<sup>6</sup> Ibidem, p. 252



contenido energético que puede ser recuperado en plantas termo-eléctricas especializadas..."<sup>7</sup>

La industria es otra fuente importante de contaminación del suelo debido a los diversos compuestos que arroja: químicos, residuos tóxicos y peligrosos, productos farmacéuticos, los aceites usados o las pilas con mercurio. El tratamiento que se les da a los residuos tóxicos y peligrosos es la incineración, el tratamiento físico-químico, el depósito de seguridad y la recuperación, pero esto puede traer consecuencias a la atmósfera derivado de los gases generados en la combustión. En ocasiones estas industrias, además de sus emisiones generadas normalmente, tienen fugas de combustibles en sus instalaciones, o también, como en el caso de la industria del petróleo, los hidrocarburos son derramados accidentalmente durante su extracción o su transporte, ya sea por falta de mantenimiento del equipo o de los contenedores, o como consecuencia de situaciones que no fueron previstas.

La actividad minera también es fuente de contaminación, provoca la destrucción de los suelos al destruir la vegetación del área circundante a la beta, lo que trae como consecuencia la erosión del suelo y su contaminación por los desechos generados, residuos minero metalúrgicos, además del ruido y del polvo.

En nuestro país la generación de residuos sólidos peligrosos es mayor en el D.F. con el 23.4% del total del país, le siguen el Estado de México y Nuevo León con el 18.5 y el 10.1% respectivamente.

Las sustancias químicas utilizadas en la industria, en los servicios y en el campo, contienen propiedades que las hacen peligrosas, corrosivas, explosivas, reactivas y tóxicas; su uso trae beneficios al combatir plagas, preservar alimentos, combatir enfermedades y permite el avance en multitud de áreas; pero en contraparte, esas mismas sustancias ponen en peligro a los ecosistemas, los bienes y a la salud humana.

### 1.3.2.2. Contaminación del agua

La contaminación del agua tiene su origen en los desechos industriales (sustancias químicas y sustancias tóxicas), petróleo, detergentes, ácidos, limpiadores, restos de pintura, cadmio, cianuro y mercurio; por aguas residuales urbanas y aguas de origen agrícola; también tiene lugar una contaminación del agua de tipo biológico por la presencia de organismos patógenos que se multiplican y alteran el equilibrio de los ecosistemas; y por último las aguas negras son otra fuente de contaminación.

"México posee 314 cuencas hidrográficas de las cuales fluyen numerosos ríos y arroyos del país... la Comisión Nacional del Agua... ha agrupado tales cuencas en 37 regiones hidrográficas para hacer más eficaz la administración de los recursos hidrográficos".<sup>8</sup> De estas 37 cuencas hidrográficas 29 están calificadas

<sup>7</sup> Ibidem, p. 257

<sup>8</sup> Ibidem, p. 153

como contaminadas, siendo de extrema urgencia el saneamiento de los ríos: Lerma-Santiago, Pánuco, San Juan, Balsas, Blanco, Culiacán, Colorado, Fuerte, Nazas, Jampa, La Antigua, Sonora, Armería, Coahuayana, Tijuana, Bravo, Valle de México, Mayo, Coatzacoalcos y Papaloapan.

El agua de mar es contaminada por las corrientes de los ríos que llegan hasta ella sin tratamiento alguno, al igual que por las aguas residuales de las zonas urbanas y de las industrias ubicadas en las costas, por los derrames de petróleo y demás combustibles arrojados por embarcaciones comerciales y turísticas; y por la basura que arrojan los habitantes de las regiones y por los turistas.

Las descargas directas de sólidos y líquidos en las corrientes de agua son de 30.55 Km<sup>3</sup> anuales, de los cuales:

- o El sector agrícola genera el 69.4%, los contaminantes que arroja son residuos de agroquímicos y restos de suelos desprendidos por erosión.
- o La industria no integrada al sistema municipal genera el 6.7%, arrojando mucha gama de compuestos que contaminan.
- o Las descargas municipales contribuyen con el 23.9%, descargando desechos orgánicos bacterias y algunos tóxicos producidos por la industria.

Los problemas que ocasiona la contaminación son la pérdida de grandes recursos pesqueros, se interfiere con la fotosíntesis, los peces y mariscos son infectados y al ser ingeridos por el hombre pueden provocarle enfermedades hídricas como el cólera, la tifoidea, la amibiasis; también provoca enfermedades cardiovasculares cuando el agua contiene nitratos o nitritos o la enfermedad llamada del minimato que afecta al sistema nervioso, cuando el agua que se ingiere contiene mercurio; también se pueden contraer enfermedades en la piel y en los ojos.

Para mitigar este tipo de problemas el gobierno ha instalado plantas tratadoras de agua (en 1996 habían 786), sin embargo, éstas no son suficientes, pues la mayoría de las fuentes de líquidos está contaminada y la necesidad de líquido es creciente en todo el país.

### 1.3.2.3. Contaminación de la atmósfera

"La contaminación de la atmósfera es generada por residuos o productos secundarios gaseosos, sólidos o líquidos, que pueden poner en peligro la salud del hombre y la salud y bienestar de las plantas y animales, atacar a distintos materiales, reducir la visibilidad o producir olores desagradables. Entre los contaminantes atmosféricos emitidos por fuentes naturales, sólo el radón, un gas radiactivo, es considerado un riesgo importante para la salud."<sup>9</sup>

Las fuentes de contaminación atmosférica son la combustión de carbón, petróleo y gasolina; la siderurgia y las acerías, las fundiciones de zinc, plomo y

<sup>9</sup>Contaminación atmosférica", Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

cobra, las incineradoras municipales, las refinerías de petróleo, las fábricas de cemento y las fábricas de ácido nítrico y sulfúrico.

"La concentración de los contaminantes se reduce al dispersarse éstos en la atmósfera, proceso que depende de factores climatológicos como la temperatura, la velocidad del viento, el movimiento de sistemas de altas y bajas presiones y la interacción de éstos con la topografía local, por ejemplo las montañas y valles. La temperatura suele decrecer con la altitud, pero cuando una capa de aire frío se asienta bajo una capa de aire caliente produciendo una inversión térmica, la mezcla atmosférica se retarda y los contaminantes se acumulan cerca del suelo. Las inversiones pueden ser duraderas bajo un sistema estacionario de altas presiones unido a una baja velocidad del viento"<sup>10</sup>. Un periodo de tan sólo tres días de escasa mezcla atmosférica puede llevar a concentraciones elevadas de productos peligrosos en áreas de alta contaminación y, en casos extremos, producir enfermedades e incluso la muerte ("... en 1948 una inversión térmica sobre Donora, Pennsylvania, produjo enfermedades respiratorias en más de 6.000 personas ocasionando la muerte de veinte de ellas; en Londres, la contaminación por isocianato de metilo a la atmósfera durante una inversión térmica fue la causa del desastre de Bhopal, India, en diciembre de 1984, que produjo al menos 3.300 muertes y más de 20.000 afectados"<sup>11</sup>). Los grupos de riesgo son los niños, los ancianos, los fumadores, los trabajadores expuestos al contacto con materiales tóxicos y quienes padecen enfermedades pulmonares o cardíacas. Otros efectos adversos de la contaminación atmosférica son los daños que pueden sufrir el ganado y las cosechas.

A menudo los primeros efectos perceptibles de la contaminación son de naturaleza estética y no son necesariamente peligrosos. Estos efectos incluyen la disminución de la visibilidad debido a la presencia de diminutas partículas suspendidas en el aire, y los malos olores, como por ejemplo los producidos por el sulfuro de hidrógeno que emana de las fábricas de papel y celulosa.

Entre los materiales que participan en un proceso químico o de combustión, puede haber ya contaminantes (como el plomo de la gasolina), o éstos pueden aparecer como resultado del propio proceso. El monóxido de carbono, por ejemplo, es un producto típico de los motores de explosión.

Los métodos de control de la contaminación atmosférica incluyen la eliminación del producto peligroso antes de su uso, la eliminación del contaminante o la formación de la alteración del proceso para que no produzca el contaminante o lo haga en cantidades insignificantes. Los contaminantes producidos por los automóviles pueden controlarse consiguiendo una combustión lo más completa posible de la gasolina, haciendo circular de nuevo los gases del depósito, el carburador y el cárter, y convirtiendo los gases de escape en productos inocuos

<sup>10</sup> Loc. cit.

<sup>11</sup> Loc. cit.

por medio de catalizadores. Las partículas emitidas por las industrias pueden eliminarse por medio de ciclones, precipitadores electrostáticos y filtros. Los gases contaminantes pueden almacenarse en líquidos o sólidos, o incinerarse para producir sustancias inocuas.

"En años recientes, las opiniones de los científicos sobre la calidad del aire de la atmósfera que cubre nuestro país son cada vez más preocupantes; en especial en las zonas metropolitanas con acelerados procesos de urbanización tales como las ciudades de México, Guadalajara y Monterrey, la composición del aire es cada vez más enrarecido y denso, encontrándose en él además de nitrógeno, oxígeno, argón, vapor de agua y anhídrido carbónico como componentes principales, una significativa cantidad de elementos tóxicos, especialmente los derivados del plomo y el azufre, que deterioran la capacidad del aire en dichas áreas."<sup>12</sup>

El problema de la contaminación atmosférica es tan alarmante en la ciudad de México, que desde aproximadamente una década, se ha implementado el programa de "Hoy no circula" para los automovilistas, y en días de contingencia ambiental, es decir, cuando los IMECAS se incrementan a 241 puntos, se aplica el "Doble Hoy no circula" para los automotores; y las industrias inscritas en la Fase I del Plan de Contingencias Ambientales, tienen la responsabilidad de reducir entre 30 y 40 por ciento su actividad productiva cuando se decreta dicha fase.

Una vez revisados los datos contenidos en el presente capítulo, podemos observar que, derivado de su ubicación geográfica y la interrelación de los elementos físicos y biológicos de su territorio, nuestro país posee una gran variedad de climas, suelos, minerales y caudales de agua, que favorecen la existencia de gran cantidad de especies de flora y fauna. Éstos elementos son importantes recursos naturales para los mexicanos, al ser fuente de insumos que son utilizados por todas las actividades económicas desarrolladas en nuestro país, para la producción de bienes y servicios necesarios para satisfacer las necesidades de la población y también para la exportación. Debido al fenómeno de crecimiento de la población en México, y con ello el de sus necesidades elementales, se experimenta la expansión de sus actividades económicas, lo que ha provocado el incremento de los requerimientos de recursos naturales, por lo que éstos actualmente sufren problemas de explotación excesiva, peligro de extinción o agotamiento, y si además se agrega la contaminación que se ejerce sobre ellos, se puede entender la urgente necesidad de tomar las medidas necesarias para que quienes utilizan los recursos, realicen una explotación racional y acorde con las características naturales de cada región y que además realicen las acciones necesarias para protegerlos y garantizar que estén siempre disponibles.

Las entidades económicas realizan actividades que extraen y transforman los recursos naturales para elaborar productos, que a su vez serán utilizados como insumos por otras entidades dedicadas a la comercialización o prestación de

<sup>12</sup> INEGI-SEMARNAP, Op. cit., p.32.

servicios, y que están dirigidos a satisfacer las necesidades de nuestra población. La industrialización, si bien permite la agilización de la producción y el mejor aprovechamiento del tiempo debido a la rapidez, también es una de las principales fuentes de contaminación, pues muchas entidades se dedican a la industrialización de sustancias químicas, hidrocarburos, minerales, etc., y durante el proceso emiten desechos (sólidos, líquidos o gaseosos) que en muchas ocasiones no tienen un adecuado tratamiento y/o confinamiento. Las actividades económicas, en las ciudades y en el campo, al utilizar productos en su estado natural o industrializados para el desarrollo de sus procesos, o para la alimentación, salud, esparcimiento, etc., arrojan diariamente al ambiente desechos orgánicos, tóxicos, hospitalarios, empaques, vidrio, papel, cartón, plásticos, muebles, juguetes, combustibles, textiles, gases, etc.; todos ellos fabricados directa o indirectamente con recursos naturales que se usan y se desechan en depósitos que en muchas ocasiones no cuentan con los controles adecuados, lo cual provoca que se generen focos de infección que afectan tanto al aire, al agua, al suelo y, del mismo modo, a la salud humana.

Por lo anterior, se hace necesaria una reglamentación del manejo que deben tener los recursos naturales al ser manipulados por las entidades, indicando qué recursos podrán ser explotados y en qué condiciones, y los que no podrán serlo debido a su escasez, además de que también se debe de reglamentar la obligación de incluir en sus manuales de procedimientos las medidas que se deben tomar durante sus procesos productivos para prevenir contingencias y proteger o mitigar el daño que se provoca al ambiente.

## CAPITULO 2.

# DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE CORRELACIONES: REGISTROS GEOFÍSICOS – NÚCLEOS.

Como ya se mencionó, la permeabilidad es uno de los parámetros más importantes en la caracterización de yacimientos. Por tanto, se han desarrollado diversos métodos para estimar o medir la permeabilidad, de forma directa o indirecta. Los más conocidos o usados en general son: 1) mediante el análisis de núcleos, 2) mediante registros geofísicos y 3) mediante pruebas de pozo (producción).

Emplear registros geofísicos es común en la mayoría de los pozos a nivel mundial. Es decir, se corren registros casi en todos los pozos al ser perforados o durante su explotación, ya sea que cuenten éstos con tubería de revestimiento o no. En cambio, sucede lo opuesto con la toma de muestras de la roca atravesada por el pozo; ya que obtener núcleos para su análisis no es una tarea tan cotidiana que se lleve a cabo en todos los pozos. Solamente se practica en algunos pozos especialmente seleccionados, muestreándose sólo los intervalos de interés para el análisis de la formación atravesada. Lo mismo sucede con las pruebas de pozos, en las cuales se abarca una determinada extensión o área del yacimiento, utilizándose para esto uno o más pozos, en los cuales se generan cambios abruptos en el flujo; cambios que posteriormente se interpretarán en superficie y que darán a conocer ciertos parámetros de interés, como es la permeabilidad, tema de este trabajo. Esto tampoco es una práctica muy común que se lleve a cabo en la mayoría de los pozos, como pudiera o debiera ser en realidad

Ahora, sí se analiza desde el punto de vista económico, el uso de correlaciones de permeabilidad con otros parámetros obtenidos mediante registros geofísicos, es la técnica más accesible de todas para obtener la permeabilidad, sólo que es una forma indirecta.

A continuación se presenta una tabla en la que se muestra el costo de aplicar cada una de estas técnicas en la adquisición de datos para definir un perfil de permeabilidades <sup>4</sup>

| <b>Actividad</b>                 | <b>Longitud (ft)</b> | <b>Costo (dls)</b> |
|----------------------------------|----------------------|--------------------|
| Corte y Análisis de Núcleos      | 1000                 | 100,000 – 125,000  |
| Realización y Análisis de prueba | 1000                 | 50,000 – 75,000    |
| Análisis de Registros            | 1000                 | 5,000 – 10,000     |

Tabla 2-1 Comparación de costos entre diversas técnicas para estimar permeabilidad.

El inconveniente que señalan algunos investigadores acerca de la obtención de la permeabilidad solamente con datos de registros geofísicos de pozos es la precisión o exactitud de los resultados, lo cual se ha mejorado con el paso de los años debido a los importantes adelantos logrados en el desarrollo de las herramientas utilizadas para este propósito (como pueden ser los métodos y los equipos para procesar la información).

### ***Factores a considerar para correlacionar las diversas técnicas.***

Se debe considerar que entre las técnicas, por sus formas tan diferentes de obtener la permeabilidad y la naturaleza de las mismas, existen diversos factores que se tienen que tomar en cuenta para lograr correlacionarlas. Asimismo, se debe considerar el tipo de permeabilidad que se obtiene con cada técnica. Tomando todo ésto en cuenta, se puede tener una buena correlación entre los datos de registros geofísicos y núcleos. Para el tema que se va a tratar en el trabajo, la permeabilidad absoluta es la que se considerará de aquí en adelante. Una vez establecido esto, en forma ideal, los factores a tomarse en cuenta para todo estudio en el que se busque lograr una buena correlación entre las diversas técnicas, para obtener permeabilidad o cualquier otro parámetro, son los siguientes:

- **Escala.** Todas las técnicas miden o investigan diferentes volúmenes de roca. Por ejemplo, los núcleos miden sólo unos cuantos centímetros cúbicos de roca; los registros geofísicos unos cuantos decímetros cúbicos y las pruebas de pozo pueden llegar a comprender miles de metros cúbicos de roca. Sin embargo, esto no significa que no se puedan correlacionar las permeabilidades obtenidas por un medio con las de otra técnica. Algunos investigadores han hecho esfuerzos por agrupar o conceptualizar en grupos, diferentes volúmenes promedio de medios porosos (escalas en la caracterización de yacimientos). Así, se tienen cuatro grupos, a saber, según Haldorsen: 1) *Microscópico*, relacionado a los poros y granos de arena; 2) *Macroscópico*, el cual se refiere a la escala de las muestras de núcleos; 3) *Megascópico*, relacionado a la escala de bloques en los modelos de simulación, siendo representado por la escala de medición de los registros; y 4) *Gigascópico*, relacionado a la formación total o escala regional, representado por las pruebas de pozos.

Las escalas que se atenderán serán solamente la macroscópica y la megascópica, es decir sólo los datos de núcleos y de registros geofísicos, para la obtención de la permeabilidad por medio de la correlación entre las fuentes ya mencionadas. También se toma en cuenta la naturaleza heterogénea del yacimiento. A continuación se presenta en forma esquemática (Fig 2-1) el concepto de las escalas presentado por Haldorsen

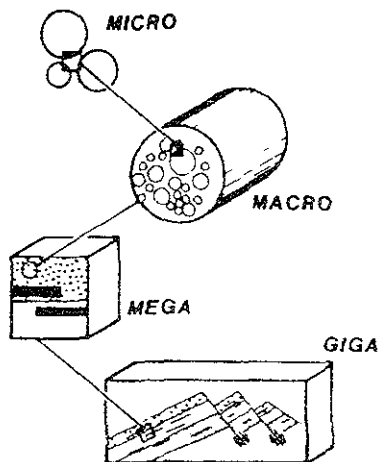


Fig 2-1 Concepto de escalas asociado a ciertos volúmenes promedio de medios porosos <sup>5</sup>



- **Medios ambiente y físico de la medición.** En realidad son dos factores, pero debido a la estrecha interrelación que guardan éstos, se analizan de forma conjunta. Estos factores consideran el estado del medio ambiente de medición en la roca, esto es, condiciones de saturación, dirección de flujo y en general la susceptibilidad de las variables medidas que intervienen en la obtención o estimación de la permeabilidad.

Considerando esto, se observa que la mayoría de los métodos de registros geofísicos usados satisfacen las condiciones in-situ, con la posible excepción de la saturación de fluidos; esto debido a la invasión de fluidos. Así, la mayoría de los registros calculan la permeabilidad con base al movimiento del fluido invasor al 100%. Por lo que las permeabilidades calculadas son cercanas a las permeabilidades absolutas.

El análisis de núcleos, por su parte, es realizado generalmente a condiciones estándar de laboratorio (condiciones controladas). Algunas pruebas son realizadas simulando el esfuerzo efectivo in-situ y probablemente temperatura; ya que la saturación es raramente simulada correctamente. El que se simule o no la temperatura apropiada de la formación no afecta significativamente la medición de la permeabilidad. Sin embargo, si no se simulan las condiciones de la presión in-situ, la medición puede variar grandemente, es decir que los valores de permeabilidad sean mayores. La saturación es algo difícil de simular correctamente, como ya se mencionó, por lo cual se recurre a complicadas técnicas que no la hacen de uso común en la práctica.

Ahora que ya se han visto los factores que diferencian a las diversas técnicas disponibles para obtener la permeabilidad, se hace patente la necesidad de tener cuidado al comparar o utilizar los valores de una técnica con otra. Por tanto, no es conveniente usar la permeabilidad obtenida de cierta técnica sin tomar en cuenta si es propio o no aplicarla en la solución de cierto problema, ya que puede conducir a algo erróneo o simplemente puede ser un esfuerzo en vano. Así, debe quedar claro que la permeabilidad estimada mediante técnicas individuales puede variar de una fuente a otra o dentro la misma técnica utilizada.

### *Datos aportados por las escalas macroscópicas y megascópicas.*

Datos aportados por las escalas, se refiere a los volúmenes investigados y a la forma de relacionar una simple muestra a un volumen mayor empleando la misma técnica. También se utilizan para relacionar o escalar un volumen al pasar de una técnica a otra.

Así, se tiene que el volumen representado por un tapón extraído de un núcleo (muestra de 1.5 pg de longitud y 1 pg<sup>2</sup> de área) tendrá un volumen del orden de  $6.82 \times 10^{-4}$  ft<sup>3</sup> (V1). De esta forma, generalmente, la permeabilidad medida así ( $k_c$ ) representará a una muestra de un pie de longitud. Ahora si se obtiene el volumen de la muestra representada (1 ft longitud, 4 pg de diámetro), se tiene un volumen del orden de  $8.73 \times 10^{-2}$  ft<sup>3</sup> (V2). Entonces, se tiene que la relación entre dichos volúmenes es de 129, por tanto, el volumen del tapón sólo representa 1/129 del núcleo entero. Así, parece un tanto arriesgado seleccionar al azar un tapón para representar la permeabilidad promedio de una roca con un volumen 129 veces mayor.

Entonces, para comparar permeabilidades de volúmenes de roca mayores a los que representa la  $k_c$ , el volumen será:  $V_3 = n \times V_2$ , donde n es el tamaño en pies del núcleo completo ahora comparado. Pero conforme el tamaño del volumen promedio se incrementa, fuera del rango del núcleo completo (1 ft longitud), se comienza a pasar los límites de la escala macroscópica, para adentrarse en la escala megascópica. Estos volúmenes megascópicos de núcleos no pueden ser medidos directamente pero la medición se logra mediante un promedio aritmético, armónico o geométrico de las mediciones de núcleos (a nivel macroscópico), disponibles dentro del volumen megascópico prescrito.

En el caso de la escala megascópica, como ya se vió, los datos que se tratarán son los correspondientes a aquellos volúmenes que abarcan los registros geofísicos (específicamente los relacionados con la estimación de permeabilidad) Así, se tiene que la profundidad de investigación de estos registros varía de 6 a 12 pulgadas, aproximadamente. En este estudio se toman 9 pulgadas para realizar los cálculos.

Entonces, el volumen que se tendrá representado, refinándose a los registros usados en la estimación de permeabilidad, considerando que verticalmente abarcan 2 ft y 9 pg adentrándose en la formación, es de aproximadamente  $66 \text{ ft}^3$ . Ahora, viendo la relación del volumen abarcado por el registro al núcleo ( $R_{L.C}$ ) se tiene que es de 9660. Por lo que, como se vio anteriormente entre los mismos núcleos, aquí sería más arriesgado tomar la permeabilidad de un núcleo para representar estos 2 pies que el registro abarca verticalmente. Para librar esto se puede entonces tomar el trabajo estadístico de Haldorsen y Collins (realizado en un yacimiento homogéneo) con respecto a la distribución normal o Gaussiana de porosidad, y aplicarle a la distribución de permeabilidad de los registros. Así la desviación estándar de permeabilidad ( $\sigma_k$ ) de la distribución de permeabilidad puede verse que varía en forma inversamente proporcional a la raíz cuadrada del volumen ( $V$ ) por muestra ( $S$ ). Como se muestra a continuación

$$\sigma_k = \sqrt{V_S} \cdot \bar{k} \quad (a)$$

donde  $\bar{k}$  es la permeabilidad promedio.

Entonces, para relacionar permeabilidades entre registros y núcleos, la desviación estándar teórica de permeabilidades estimadas de registros  $\sigma_{k(\log)}$ , es dada por:

$$\sigma_{k(\log)} = \sqrt{\frac{V_c}{V_{\log}}} \cdot k_c = 1021 \times 10^2 k_c \quad (b)$$

Así como también se tiene la desviación estándar teórica de la permeabilidad medida de núcleos,  $\sigma_{(e/\log)}$ , a la permeabilidad de registros es:

$$\sigma_{(e/\log)} = 98.38 k_{\log} \quad (c)$$

Una vez que ya se han visto estos factores y datos aportados de las escalas, se tienen las bases para establecer una buena correlación entre las diversas técnicas para estimar la permeabilidad. Antes se debe mencionar que todas las técnicas dentro de los registros geofísicos usan métodos indirectos para inferir la permeabilidad. Así todas las técnicas involucradas siempre tienen tendencia al medio ambiente local. Estos valores, sin embargo, presentan un valor relativo bueno para correlacionar entre zonas o capas

## 2.1 Métodos empíricos.

Como ya se ha planteado, idealmente sería bueno obtener la permeabilidad de una manera rápida, confiable y, por supuesto, más económicamente. Por tanto, han surgido diversas técnicas, métodos o procedimientos para su estimación de forma indirecta mediante los registros geofísicos de pozos. Dentro de los métodos empíricos, varios investigadores han tratado de encontrar un modelo de aplicación general para determinar la permeabilidad, sin encontrar hasta ahora tal. Entonces, encontrar una relación universal entre la permeabilidad y los diversos parámetros físicos determinados mediante los registros es prácticamente una utopía. Sin embargo, cada uno de estos métodos ha ayudado a tener una mejor comprensión de los factores que controlan a la permeabilidad y han sido exitosos en las formaciones para las cuales se desarrollaron o en formaciones con características similares.

Para estos modelos empíricos se encuentran diferentes clasificaciones o agrupaciones en la literatura técnica consultada. Mientras que algunos autores hacen la agrupación de los modelos en forma cronológica otros lo hacen atendiendo a las características petrofísicas del yacimiento. Aunque en esencia es lo mismo, dado que se relaciona a la permeabilidad con otras propiedades petrofísicas, como son la porosidad y la saturación de agua irreductible, principalmente, y la resistividad, por citar. A continuación se presenta en la Tabla 2-2 una serie de correlaciones, en forma más o menos cronológica.

| Autor (Año)                    | Correlación  |
|--------------------------------|--|
| Kozeny (1927)<br>Carman (1938) | $k = \phi^3 / [5 A_g^2 (1 - \phi)^2]$                |
| Timur (1968)                   | $k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_w^2}$                 |
| Berg (1970)                    | $k = 0.0053 \phi^3 D_g^2$                            |
| Coates (1974)                  | $k^{1/2} = \frac{C \phi^{2w}}{w^4 R_w / R_o}$        |
| Coates (1981)                  | $k^{1/2} = 100 \phi_c^2 \frac{(1 - S_{wr})}{S_{wr}}$ |

Tabla 2-2 Correlaciones en orden cronológico (formaciones con permeabilidad alta)

Los trabajos de Tixier o Wyllie y Rose no se incluyen, ya que éstos fueron desarrollados para formaciones de baja permeabilidad. Ahora, se mencionarán brevemente y en forma cronológica algunas de las correlaciones empleadas para estimar la permeabilidad. Kozeny fue el primero en proponer una ecuación que relacionase propiedades mensurables de la roca con la permeabilidad. Posteriormente Carman la modificó, quedando así

$$k = \phi^3 / (5A_g^2(1 - \phi)^2) \quad (2-1)$$

donde  $A_g$  es el área de la superficie de los granos expuesta al fluido por unidad volumétrica de material sólido. Siendo el mayor problema de ésta que  $A_g$  sólo es determinado mediante el análisis de núcleos. Aun más, esta relación demostró que por sí sola la porosidad no puede predecir la permeabilidad confiablemente.

Posteriormente, investigaciones más a fondo de Tixier, Wyllie y Rose, concluyen que  $A_g$  es aproximadamente igual a la  $S_{wi}$  en arenas limpias. Timur extiende el empirismo de Wyllie y Rose, basado en estudios de laboratorio en 155 núcleos de areniscas. Hasta aquí se tenían dos limitaciones principalmente: 1) dificultad en obtener  $S_{wi}$  de registros y 2) que  $k = 0$  cuando la  $S_{wi}$  se aproxima a 100% y cuando el  $\phi$  se aproxima a cero. Las derivaciones vistas sólo validaban el caso del límite de porosidad para la aproximación de cero permeabilidad.

Así, después Coates-Dumanoir aparecen con su “modelo de fluido libre”, aportando con esto una corrección a las limitaciones anteriormente citadas. Coates-Dumanoir colocaron las dos condiciones en la siguiente correlación

$$k^{1/2} = 100\phi_e^2 [(1 - S_{wi}) / S_{wi}] \quad (2-2)$$

donde  $\phi_e$  es la porosidad efectiva. Posteriormente se encontró que era más fácil predecir el volumen de agua irreducible neto de la roca (por parte de Morris y Biggs),  $V_{bwi} = \phi_i S_{wi}$ , que el valor real de la  $S_{wi}$ . Así, la ecuación 2-2 se puede modificar ligeramente multiplicando tanto el numerador como el denominador por la porosidad total ( $\phi_i$ ), quedando así:

$$k^{1/2} = 100\phi_e^2 \left( \frac{\phi_i - V_{bwi}}{V_{bwi}} \right) \quad (2-3)$$

Se puede inferir que el uso de estas correlaciones empleando porosidad efectiva tiene aplicación limitada dentro de los carbonatos. Esto debido a que los carbonatos poseen generalmente porosidades efectivas muy bajas en contraste con sus permeabilidades. A esto se puede agregar que la porosidad en los carbonatos no es intergranular en la mayoría de los casos, teniéndose así no muy buenos resultados al utilizar  $A_g$  de las rocas.

Teniendo en cuenta el punto de vista de la asociación de la permeabilidad a otras propiedades petrofísicas de la formación se hará una breve descripción de algunos métodos más comúnmente usados, así como de otros. Para esto, como ya se mencionó, la mayoría de los métodos empíricos correlacionan a la permeabilidad con la porosidad y la saturación de agua irreductible, principalmente. Los modelos o métodos más usados en general son los de Tixier, Timur, Coates-Dumanoir y Coates-Denoo. Sin descartarse el uso de otros modelos ya que pueden resultar útiles para ciertos campos u áreas. A continuación se presentan algunas correlaciones que relacionan a la permeabilidad con otros factores.

### 2.1.1 *Correlacionando con porosidad.*

Algunos campos, principalmente aquellos compuestos de rocas sedimentarias, reportan un comportamiento lineal, o bilinear al graficar el  $\log k$  vs  $\log \phi$  (gráfica log-log) o, en algunos casos, el  $\log k$  versus  $\phi$  (gráfica semilog); en la práctica éstas últimas son más utilizadas. Diversas correlaciones que relacionan a la porosidad con la permeabilidad se encuentran al revisar la literatura, de tal manera, que comúnmente se expresan como:

- $k = AB^\phi; \quad \log k = A' + B' \cdot \phi \quad (2-4)$

- $k = A\phi^B, \quad \log k = A' + B' \cdot \log \phi \quad (2-5)$

Donde  $A' = \log A$  y  $B' = \log B$ , las constantes  $A'$  y  $B'$  no tienen valores específicos o límites para alguna formación en especial. Como ya se dijo, obtener permeabilidad tan solo de la porosidad no arroja resultados muy fiables, ya que los modelos son muy simplificados y a menudo no representativos de las rocas reales. Por lo que, cualquiera de las ecuaciones anteriores se puede usar propiamente.

Como se puede apreciar en la Fig. 2-2, las tendencias lineales pueden variar de uno a otro tipo de roca, o más bien, varían en la realidad. Si se puede establecer dicha tendencia para un tipo de roca en particular, entonces se puede tener una estimación de permeabilidad como resultado de usar parámetros obtenidos de los registros (buscando evaluar la porosidad).

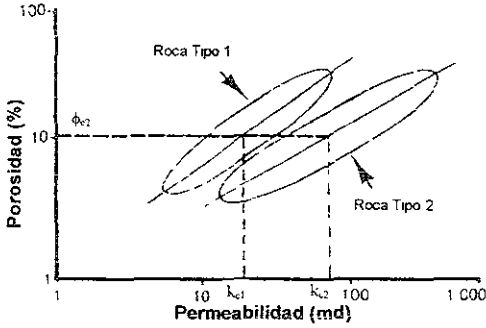


Fig. 2-2 Tendencias típicas de la relación porosidad - permeabilidad, para diferentes rocas.

Considere que la ecuación desarrollada por Kozeny, modificada por Carman, entra en esta clasificación al relacionar a la porosidad con la permeabilidad, aunque como se puede ver la ecuación 2-1 introduce el concepto de  $A_g$ . Esta ecuación, sin embargo, presenta una gran desventaja ya que solo se relaciona o aplica a arenas limpias con una buena selección de granos, además de lo mencionado anteriormente.

### 2.1.2 Correlación con porosidad – saturación de agua irreductible.

Se tienen varias correlaciones de este tipo, aunque la mayoría son de aplicación restringida, siendo generalmente aplicables para las formaciones o campos en que se desarrollaron. Tales correlaciones usualmente presentan la siguiente forma:

$$k = C\phi^x / (S_{w_i})^y \quad (2-6)$$

De forma más general y siguiendo la forma presentada por la ecuación anterior, Wyllie y Rose presentan esta:

$$k^{1/3} = C\phi^3 / S_{w_i} \quad (2-7)$$

Donde el valor de C dependerá del tipo de hidrocarburo que se considere y de su densidad, tomándose el valor de 250 para aceites de densidad media, mientras que para el gas seco, 79. Tanto la porosidad como la saturación irreductible de agua están expresadas en fracción, siendo esta última calculada arriba de la zona de transición (dado que en esta zona se le considera a la saturación irreductible como una función de porosidad y permeabilidad), obteniéndose la permeabilidad en milidarcies (md). Para facilitar el uso de la ecuación 2-7 se presenta el nomograma de la Fig. 2-3, que la representa gráficamente. La porosidad y la saturación se pueden obtener de núcleos o de la interpretación de los registros. Si la saturación de agua calculada de la forma sugerida es diferente a la saturación irreductible de agua, entonces el valor de permeabilidad estimado mediante la expresión mostrada arriba sería incorrecto, siendo el valor obtenido de la permeabilidad demasiado pequeño. Esto como se puede ver es otra limitación de este método o correlación en su aplicación, además de que esta ecuación se aplica a arenas limpias. Por otro lado, este nomograma resulta útil, al poder obtener la saturación de agua irreductible si se conoce la permeabilidad mediante el análisis de núcleos u otro medio

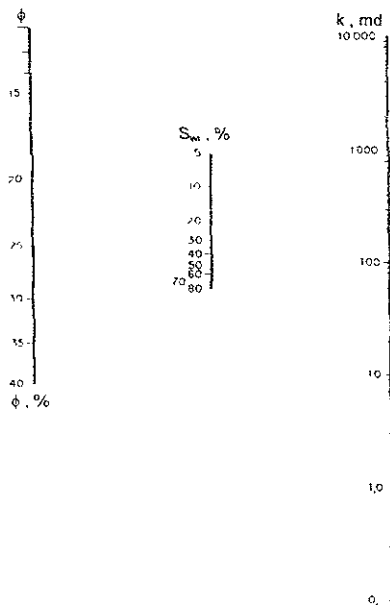


Fig. 2-3 Correlación empírica entre porosidad, saturación de agua irreductible y permeabilidad



Posteriormente, la compañía Schlumberger aporta otra modificación a la ecuación anterior basada en las observaciones de campo, pero una de las correlaciones más ampliamente usadas ha sido la de Timur (en su momento considerada la mejor en su tipo) relacionando a los tres parámetros que se están considerando en este punto. Basada en el estudio anteriormente mencionado sobre núcleos, la ecuación queda de la siguiente forma

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wr}^2} \quad (2-8)$$

Esta ecuación la representó en forma gráfica de tal forma que es parecida a las cartas de interpretación de registros utilizadas por la compañía Schlumberger, como se puede ver a continuación en la Fig. 2-4.

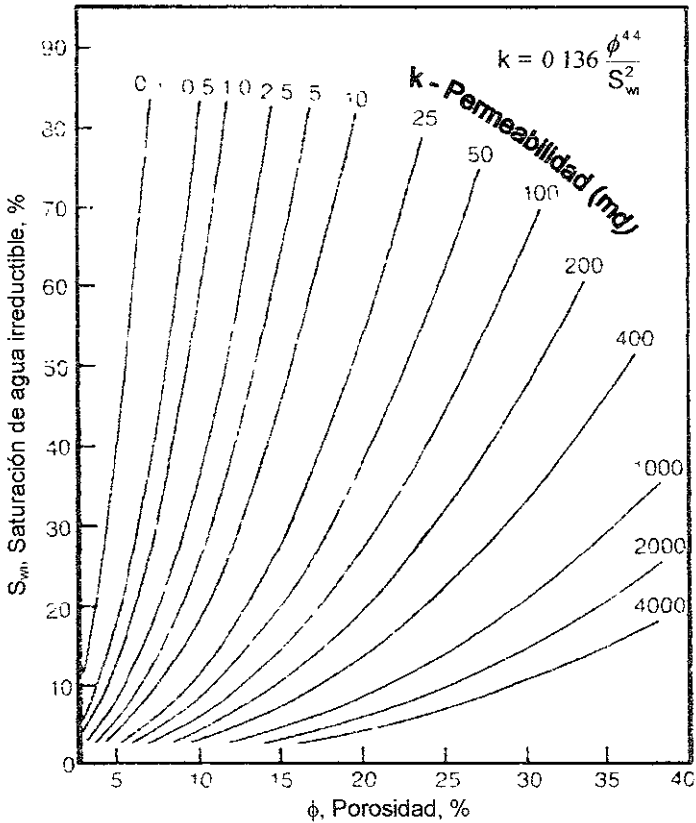


Fig. 2-4. Permeabilidad como función de porosidad y saturación de agua Irreducible (Timur)

Dentro de esta misma línea trabajaron Coates-Dumanoir, que posteriormente desarrollaron una correlación empírica para relacionar a la permeabilidad (modelo de fluido libre) con los parámetros en cuestión, para asegurar así cero permeabilidad a cero porosidad y 100% saturación de agua irreductible. Tal correlación se presenta a continuación y su representación gráfica puede verse en la Fig. 2-5.

$$k^{1/2} = \frac{C}{w^A} \frac{\phi^{2n}}{R_w / R_n} \quad (2-9)$$

Así, es de notarse que todos los métodos anteriores, a excepción del de Coates-Dumanoir, tienen la similitud de ser aplicables a formaciones de arenas limpias donde existen las condiciones de saturación de agua residual (irreductible), además de que asumen ciertos valores para los exponentes de saturación y de cementación. En cambio este modelo, con el soporte de estudios sobre núcleos y registros adopta un exponente  $w$  para los exponentes arriba mencionados (el de saturación ( $n$ ) y el de cementación ( $m$ )). Este método es aplicable tanto a formaciones con condiciones de saturación de agua irreductible ( $S_{wr}$ ) o no y a formaciones con intercalaciones de lutitas (arcillosas o bituminosas)

Los valores para los exponentes  $m$  y  $n$  no se requieren dado que se obtienen como resultado de los cálculos realizados. Por lo que se soluciona uno de los mayores problemas en la determinación de permeabilidad por medio de modelos empíricos, ya que estos exponentes son una de las mayores fuentes de incertidumbre en la estimación de permeabilidad. Estos pueden obtenerse en el laboratorio como a menudo se realiza o aproximarse, de acuerdo a algunas referencias generales y/o de práctica.

Coates-Deno posteriormente colocan estas correcciones, hechas en el modelo de fluido libre (Coates-Dumanoir) a los inconvenientes planteados con anterioridad, en una correlación, cuya expresión matemática se puede ver en la ecuación 2-2. Dicha correlación se presenta gráficamente en la Fig. 2-5 (diagrama inferior derecho). A su vez, en dicha figura se compara el modelo de fluido libre con modelos que le antecedieron (como son el de Tixier y Timur) en la estimación de permeabilidad.

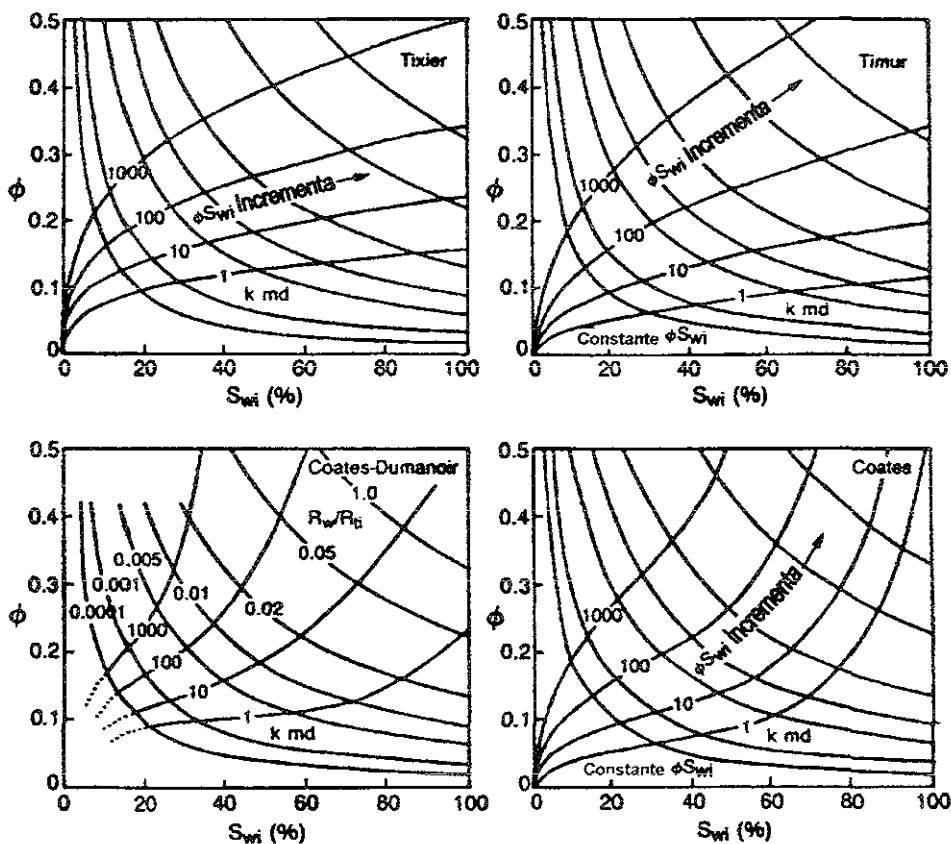


Fig. 2-5 Diagramas para estimar la permeabilidad de datos de porosidad y saturación de agua irreducible

Claramente se puede observar la diferencia en el patrón de las curvas al incrementarse la saturación de agua irreducible y acercarse al cien por ciento. Estas relaciones suponen aceites de densidades medias. Si no es así, se tiene que aplicar un factor de corrección, con base en las densidades de los fluidos presentes y en la elevación con respecto al nivel de agua libre (h), a la saturación de agua irreducible antes de introducirla a las gráficas (especialmente a aquellas que resuelven las ecuaciones de Timur y Coates)

### 2.1.3 Correlación con otros parámetros de la formación (resistividad).

Aquí, el trabajo de Tixier es uno de los de más relevancia, aunque se tienen otros también Tixier es mencionado en la clasificación anterior, debido a que del trabajo realizado por él, surge la ecuación de Wyllie y Rose y otras más

El método de Tixier, así como los anteriores, es aplicable sólo a aquellas formaciones que contienen hidrocarburos. Entonces, se asume que se tiene una zona de hidrocarburos en la parte superior y una zona de agua en el fondo, existiendo una zona de transición entre ambas. La altura de esta zona de transición dependerá de la permeabilidad de la formación, esto es, si esta zona es grande la permeabilidad de la formación es baja y se tendría lo contrario en una zona de transición pequeña. En dicha zona de transición (si es lo bastante grande) se observa que la resistividad aumenta progresivamente de una zona 100% saturada de agua ( $R_o$ ) a otra zona donde se tiene la máxima saturación de aceite ( $R_i$ ), es decir donde se tiene saturación de agua irreductible. Esto es más fácil de apreciar si la formación es homogénea, observándose así que la resistividad en la zona de transición tiene una tendencia lineal con respecto a la profundidad o bien la resistividad es una función lineal de profundidad (Fig 2-6)

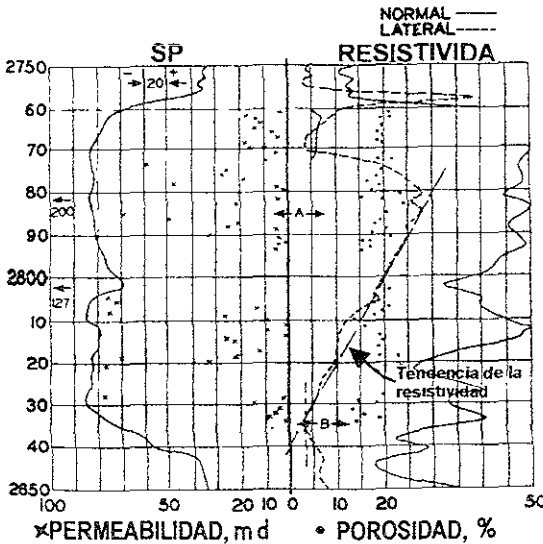


Fig 2-6 Ejemplo de un registro eléctrico donde se aprecia el gradiente de resistividad.

Se hace uso de tres correlaciones conocidas primera, la correlación entre la resistividad y la saturación de agua; segunda, la correlación entre la saturación de agua y la presión capilar, y, tercera, la correlación entre la presión capilar y la permeabilidad. Por último se relaciona la permeabilidad al gradiente de resistividad de la siguiente forma

$$(k/C)^{1/2} = a \frac{2.3}{\rho_w - \rho_o} \quad (2-10)$$

o bien  $k = C \cdot \left( a \frac{2.3}{(\rho_w - \rho_o)} \right)^2$ ; donde  $a = \frac{\Delta R}{\Delta h} \frac{1}{R_o}$ , que se conoce como el gradiente básico de resistividad. El valor de C generalmente es de 20, aunque puede ser mayor en algunos casos. Así, la ecuación 2-10 se representa por varios arreglos de curvas para diferentes densidades de hidrocarburos y salinidades del agua de formación (Fig. 2-7).

Así, se tiene la oportunidad de estimar la permeabilidad si se conoce el gradiente básico de resistividad, a, y la diferencia de densidades,  $\rho_w - \rho_o$ , de los fluidos presentes a las condiciones de yacimiento y conociendo, a su vez, la salinidad del agua de formación.

Como se puede apreciar, el método presenta varias limitantes pero quizá la más importante de todas es que se aplica sólo a formaciones que presenten grandes zonas de transición, para apreciar el gradiente de permeabilidad. Probablemente su punto más débil sea la ecuación que relaciona la presión capilar a la permeabilidad a cualquier saturación, que es una forma simplificada del caso general presentado por Leverett, es decir la función J. Además, se puede agregar que las densidades deben obtenerse a las condiciones propias del yacimiento en su estado original. Sin embargo, no se le debe restar mérito a este método dado la importancia que tiene en el desarrollo de la investigación con miras a estimar la permeabilidad utilizando datos de registros geofísicos de pozos.

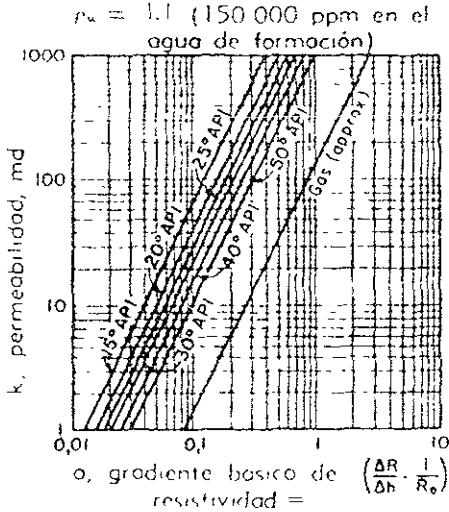
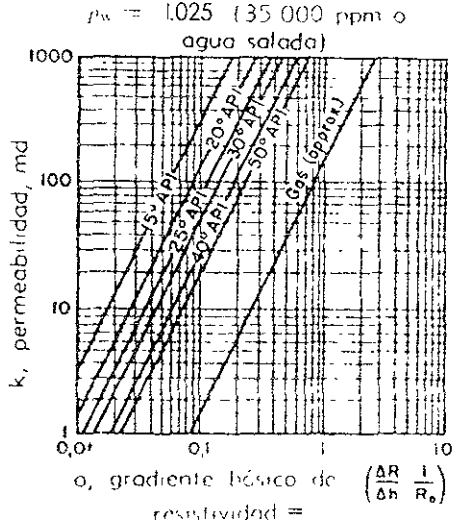
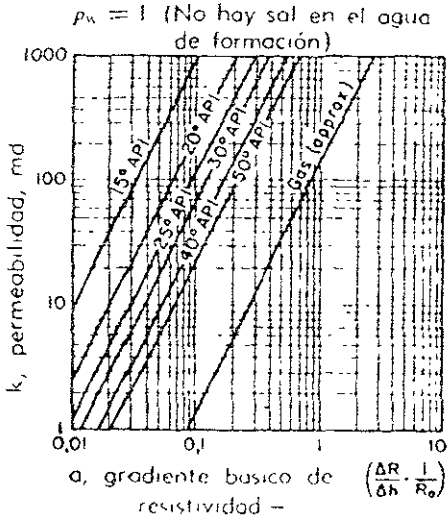


Fig. 2-7 Diagramas para estimar la permeabilidad mediante el gradiente de resistividad.

### 2.1.3.1 Correlación con el factor de formación.

Relacionado con el punto anterior, se tiene la siguiente correlación que es obtenida con la información de varias fuentes:

$$F\phi = 5.55 \times k^{-0.108} \quad (2-11)$$

donde F es el factor de formación;  $\phi$ , porosidad en fracción; y k la permeabilidad (md). Así, F puede obtenerse del análisis de núcleos, de medidas de porosidad y descripción litológica o por evaluación del registro en una zona saturada al 100% de agua (debe conocerse su salinidad). La porosidad se obtiene de núcleos, de recortes o de la evaluación de registros geofísicos, para dicho fin. De tal manera que al conocer estos dos parámetros se puede estimar la permeabilidad. Debe aclararse que de esta correlación sólo se obtiene una aproximación de la permeabilidad. Esto se puede apreciar al verla en forma gráfica, dado que la tendencia de la curva (línea) es bastante inclinada. Por lo que, aunque la variación sea pequeña en el producto ( $F\phi$ ), la variación de la permeabilidad estimada será muy sensible. Así tal correlación sólo debe tratarse como una idea general de la magnitud de la permeabilidad.

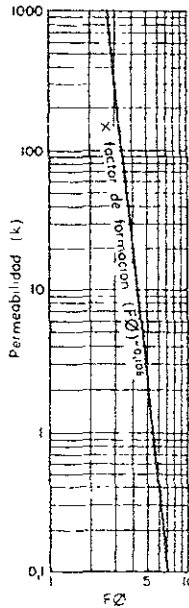


Fig 2-8 Relación entre el producto  $F\phi$  y la permeabilidad

Debe aclararse que todos los métodos vistos anteriormente son sólo aplicables a zonas con hidrocarburos. Por lo cual Oyibo en un esfuerzo por estimar la permeabilidad de las zonas conteniendo agua (para fuentes de energía geopresurizadas), presenta una correlación de forma más o menos similar a la representada en la Fig 2-8. La correlación que presenta está basada en investigaciones anteriores como las de Archie, Carothers y Winsauer, principalmente, con lo cual establece o remarca la existencia de una relación entre el factor de formación (F) y la permeabilidad (k), como se muestra a continuación

$$F = A k^{-B} \quad (2-12)$$

Donde A y B son coeficientes que varían según la formación que se trate, dependiendo por tanto del tipo de poros. Para llegar a esta ecuación plantea tres correlaciones: primero, establece la relación entre el factor de formación (F) y la tortuosidad ( $\tau$ ),  $\tau = F^b$ , donde b es un factor que depende de la textura de la roca (cementación, distribución del tamaño de poros, etc.); segundo, propone la relación entre la permeabilidad y la tortuosidad,  $k \propto (1/\tau)$ , para llegar finalmente a su correlación, ecuación 2-12, en la que combina ambas ecuaciones de las relaciones ya mencionadas. Así, entonces puede verse que tanto la permeabilidad como la resistividad (o la conductividad) del medio poroso están en gran parte determinadas por la tortuosidad.

Esta correlación es apoyada, tanto en forma teórica como experimental, por los trabajos de los investigadores mencionados (Archie, Carothers, etc.). En todos estos trabajos se observa una tendencia similar con respecto a la línea que se ajusta al conjunto de datos (F y k) en una gráfica log – log. Como ya se mencionó, los coeficientes A y B varían de una formación a otra, éstos pueden obtenerse experimentalmente utilizando núcleos. Idealmente éstos deberían obtenerse de las mediciones de permeabilidad y del factor de formación; sin embargo, tales mediciones no son análisis de rutina sino obtenibles de análisis especiales de núcleos. El análisis convencional de núcleos incluye medición de porosidad y permeabilidad pero no del factor de formación. Por tanto, cuando se tiene solamente el análisis convencional es recomendable usar los valores calculados del factor de formación de los datos reportados de porosidad (Oyibo toma en consideración ambos casos en sus ejemplos).



Usando el análisis especial (se hacen mediciones de resistividad en los núcleos para obtener F), y una vez obtenidos los valores de F y k los grafica en una hoja doble logarítmica. Los puntos graficados son ajustados a una línea recta y los valores de A y B, son el valor de la ordenada al origen y la pendiente, respectivamente (Fig 2-9), quedando la expresión de la siguiente forma:

$$F = 213.6 k^{-0.211} \quad \text{o}$$

$$k = 1.1 \times 10^{11} / F^{4.74} \quad (2-13)$$

En tanto que utilizando el análisis de núcleos convencional, que como ya se mencionó, se obtienen los valores de porosidad y permeabilidad teniendo así que obtenerse el factor de formación de la porosidad utilizando para esto una de las correlaciones existentes F -  $\phi$ . La expresión queda de la siguiente manera:

$$F = 17.17 k^{-0.087} \quad \text{o}$$

$$k = 1.56 \times 10^{14} / F^{11.49} \quad (2-14)$$

Igualmente los valores de A y B son obtenidos de la gráfica F vs k (Fig 2-10).

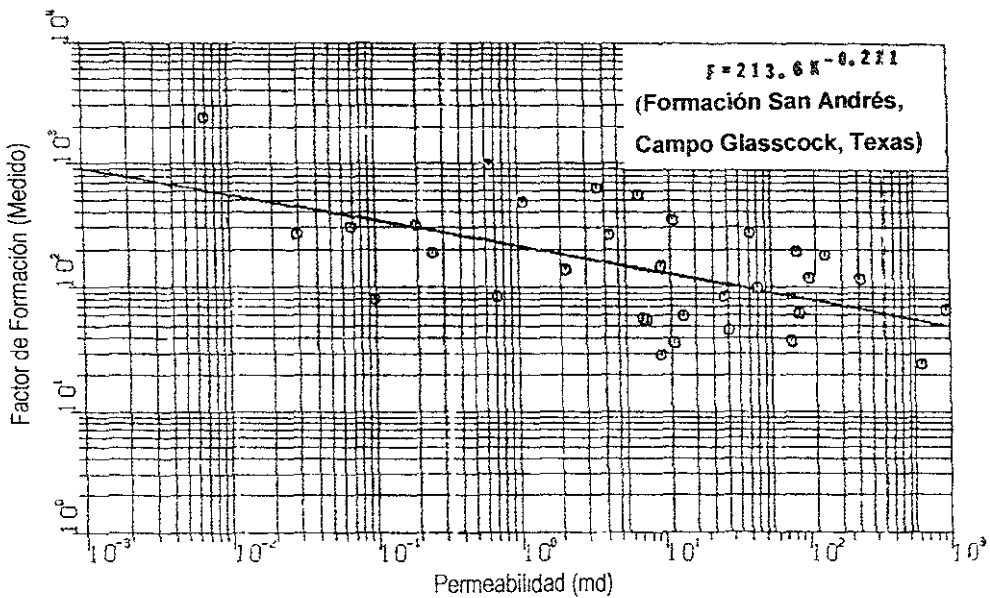


Fig. 2-9 Determinación de los coeficientes A y B del análisis de núcleos especial.

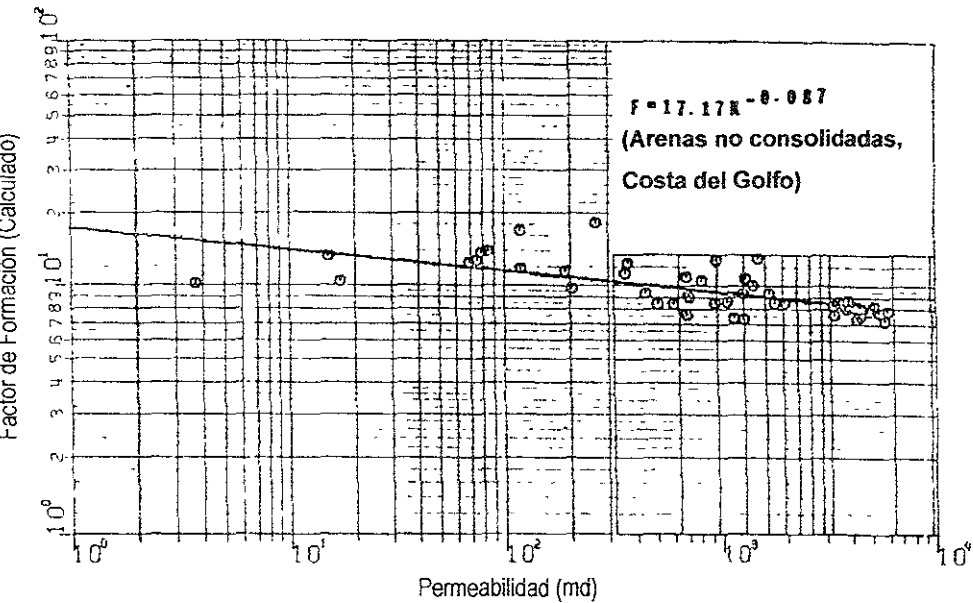


Fig. 2-10. Correlación Factor de Formación-Permeabilidad de análisis convencional de núcleos

A continuación se presenta la Tabla 2-3, en la cual se pueden ver los valores de los coeficientes reportados en todos los estudios que se revisan por parte de Oyibo<sup>6</sup>.

| Correlación Reportada por    | Coeficientes |        | Formación(es) donde se obtuvieron los núcleos    | Observaciones  |
|------------------------------|--------------|--------|--|--|
|                              | A            | B      |  |  |
| Archie                       | 63.18        | 0.169  | Arenisca Eoceno Wilcox (Costa del Golfo)         | Los valores de A y B son obtenidos de la Fig. 9 de la referencia 7.                            |
| Carothers                    | 92.38        | 0.222  | Varias Areniscas Carbonatos                      | A y B son calculadas de las ecuaciones 3.12 y 3.13.  |
|                              | 227.49       | 0.274  |  |  |
| Autor usando datos de Humble | 47.5         | 0.204  | Varias formaciones – areniscas, carbonatos, etc. | Valores determinados de los datos reportados de las muestras por Winsauer et al. <sup>19</sup> |
| Autor                        | 213.06       | 0.211  | Formación San Andrés, Campo Glasscock, Texas.    | Datos proporcionados por la compañía Sun Oil.  |
| Autor                        | 17.17        | 0.087* | Areniscas no consolidadas (Costa del Golfo)      | Datos tomados de los archivos de producción de AMOCO.  |

Tabla 2-3 Valores sugeridos para los coeficientes A y B para la correlación propuesta de F - k

Señala Oyibo que, el valor tan bajo del parámetro B, señalado por el asterisco en la Tabla 2-3, puede deberse a la naturaleza misma de la formación. Así, propone que en la ausencia de datos de núcleos se utilicen coeficientes de correlación generales, como los que se presentan en la Tabla 2-3, teniéndose en cuenta que ésto puede conllevar a desviaciones significativas, como las que se pueden apreciar en la Fig. 2-11.

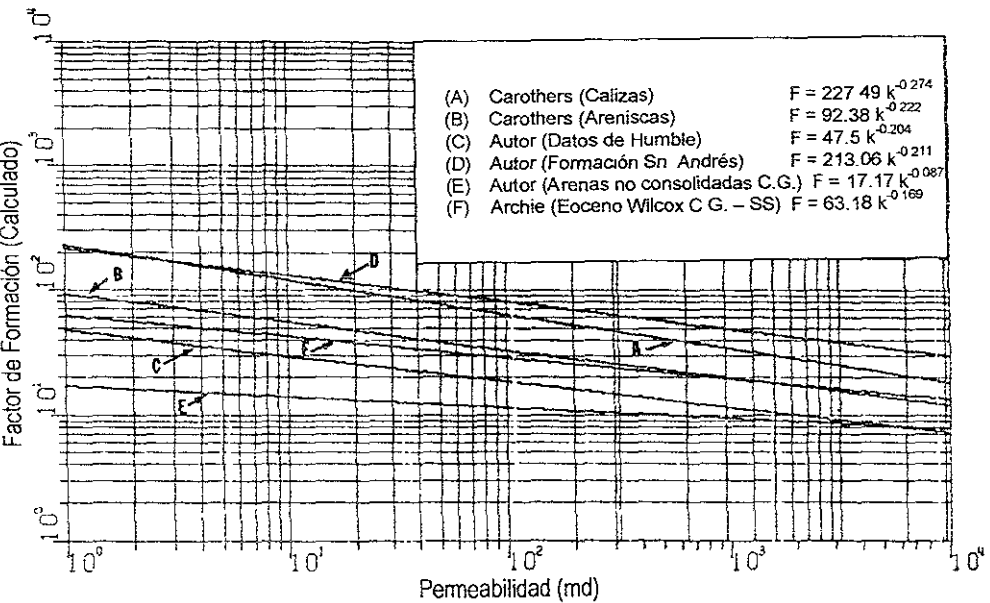


Fig 2-11. Comparación de las correlaciones comentadas de la forma.  $F = A k^B$  (ver Tabla 2-3).

Para finalizar, cabe aclarar que en su aplicación a ejemplos de campo la correlación entre  $F$  y  $k$  arroja buenos resultados, tanto cualitativa como cuantitativamente (Fig. 2-12), habiéndose aplicado tanto a arenas como a carbonatos. Se utilizaron para esto, correlaciones del "tipo general" (Carothers y la obtenida de los datos de Winsauer et al) y utilizando los datos de registros convencionales, como pueden ser los eléctricos o los de inducción y densidad compensado, en las correlaciones propuestas para su aplicación. Asimismo, se debe recalcar que el método presentado por Oyibo es aplicable tanto a formaciones conteniendo hidrocarburos como a formaciones conteniendo agua.

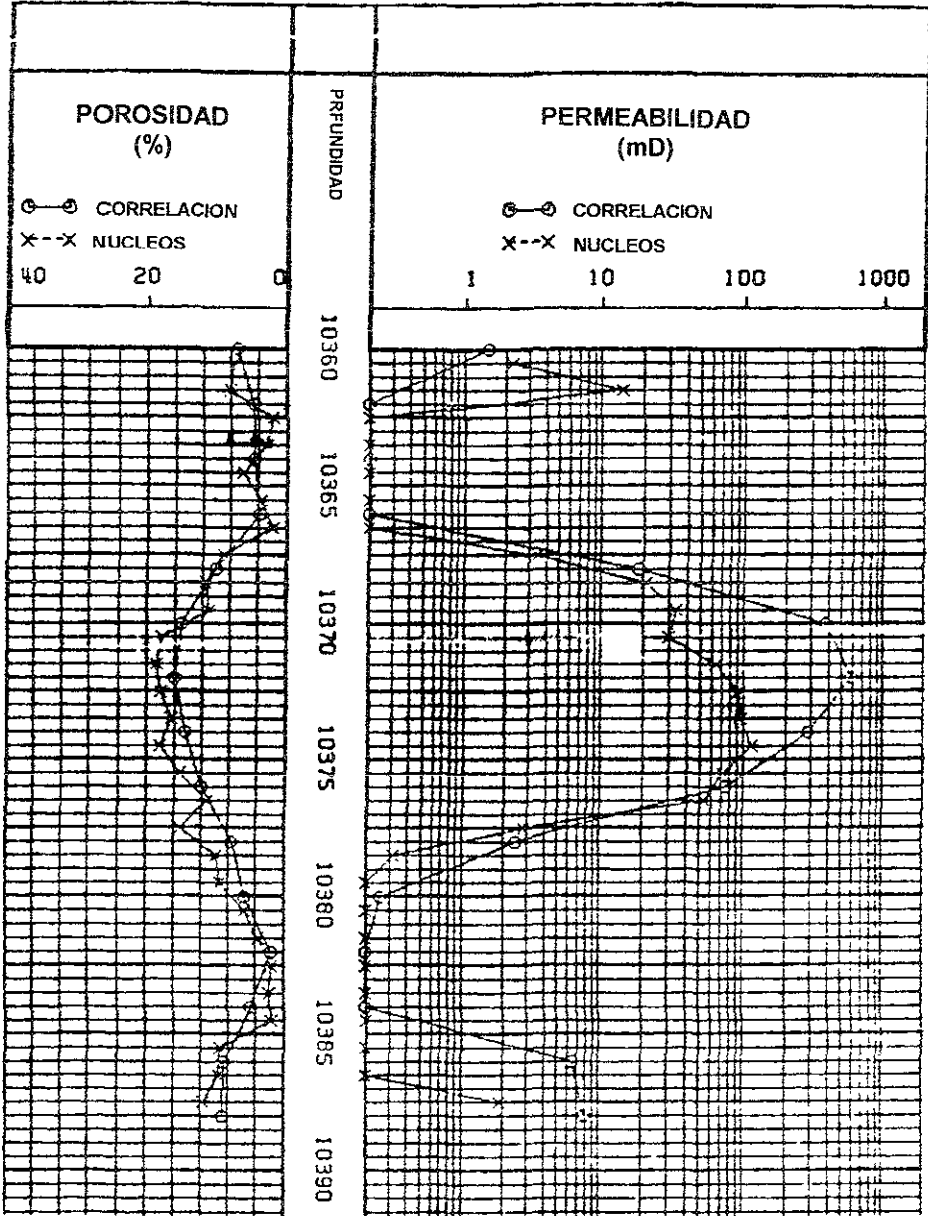


Fig. 2-12. Aplicación de la correlación de Oyibo a una formación de carbonatos (Campo, Bayou Middle Fork, Louisiana)<sup>6</sup>.

### 2.1.3.2 Correlacionando con $F$ y $S_w$

Otro método que también puede aplicarse a todas las zonas, ya sea que contengan o no hidrocarburos (zona de transición y zonas de acuíferos), es el presentado por Salih Saner, et al<sup>7</sup>. Fue desarrollado para un yacimiento Saudi Árabe de carbonatos, empleando 75 muestras de núcleos a los cuales se les midió la porosidad y permeabilidad (de diversos rangos). También se midió la resistividad a los núcleos a diferentes saturaciones. Se propone, entonces, una correlación entre la permeabilidad, la saturación de agua y la resistividad de la roca. Así, entonces, conociendo dos de estos parámetros (cualesquiera) se puede obtener el tercero, por lo cual puede usarse para inferir la permeabilidad

En este método, como el presentado por Oyibo, se hace uso del factor de formación para relacionar a las propiedades de flujo (permeabilidad y resistividad o conductividad), ya que como se sabe la permeabilidad y la resistividad son funciones de porosidad y de la interconectividad de los poros. Así, cuando se está tratando de resistividad o conductividad, la porosidad y la interconectividad de los poros están representadas por un factor que se conoce como el factor de resistividad de la formación  $F$  (al que de aquí en adelante se referirá como factor de formación solamente), el cual es definido, como ya se ha visto, por la relación entre la resistividad de la roca saturada 100% de agua,  $R_o$  (en este caso salmuera) y la resistividad del agua de formación,  $R_w$  (salmuera). También puede definirse como el cociente de la tortuosidad,  $\tau$ , a la porosidad,  $\phi$ , estas expresiones pueden verse a continuación:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{\tau}{\phi} \quad (2-15)$$

Dado que el factor de formación no puede ser obtenido directamente de registros eléctricos en zonas de hidrocarburos, para este método se emplea lo que se llama el factor de formación aparente. Este factor de formación aparente es representado por el cociente entre la resistividad de la roca parcialmente saturada de agua,  $R_t$ , y  $R_w$ , como se puede apreciar

$$F_a = \frac{R_t}{R_w} \quad (2-16)$$

Pero  $R_t$ , como expone Archie, es una función de  $F$ ,  $R_w$ , la saturación de agua,  $S_w$ , y el exponente de saturación,  $n$ . Por tanto  $R_t$  se puede expresar analíticamente así

$$R_t = F \frac{R_w}{S_w^n}, \text{ o bien, despejando } F, \text{ tenemos } F = S_w^n \frac{R_t}{R_w} \quad (2-17)$$

Así, tomando la ecuación anterior y sustituyendo la ecuación 2-16 en ella, se tiene que

$$F = F_a S_w^n \quad (2-18)$$

De este modo, se establece una relación entre en el factor de formación aparente y la saturación de agua ( $F_a = FS_w^{-n}$ ) para todas las rocas teniendo el mismo valor de  $F$ . Dado que  $F$  es función de la porosidad y de la tortuosidad, como ya se vió, entonces, la permeabilidad debe ser una función de  $F$ . Así, si la permeabilidad puede representarse como una función de  $F$ , entonces también puede representarse como función de  $F_a$  y  $S_w^n$ , teniéndose que:

$$k = f(F_a, S_w^n) \quad (2-19)$$

Con base en esta correlación establecida, la permeabilidad puede ser estimada si se cuenta con datos de resistividad y saturación de agua. Con datos de laboratorio se obtienen gráficas de los parámetros medidos,  $k$  vs  $\phi$  y  $k$  vs  $F$ , obteniéndose un coeficiente de correlación ( $r^2$ ) ligeramente mejor al usar  $F$  en lugar de  $\phi$  en la relación con permeabilidad (0.83 y 0.81 respectivamente) Así sugieren un procedimiento similar al utilizado en las curvas de presión capilar, para estimar  $k$ . Con los datos disponibles elaboran curvas de  $P_c$  vs  $S_w$ , de las cuales se saca la siguiente observación.

- Las curvas de presión capilar para las muestras con permeabilidad alta muestran presiones de desplazamiento bajas y mesetas casi horizontales, mientras que las curvas para permeabilidades bajas las presiones de desplazamiento son mayores y las mesetas inclinadas.
- Las curvas de presión capilar para las muestras de alta permeabilidad muestran saturaciones de agua irreductible menores, comparadas con las obtenidas en muestras de menor permeabilidad.

Estas características, entre otras, dan un arreglo regular de las curvas de presión capilar de menor a mayor permeabilidad (ver Fig 2-13A).

De la misma forma, se puede observar que al graficar el factor de formación aparente,  $F_a$ , vs  $S_w$ , las curvas observan patrones similares a las curvas de presión capilar (Fig. 2-13B). Así también, las muestras más permeables presentan menores factores de formación, saturaciones de agua irreductible menores y mesetas casi horizontales, mientras que en las muestras menos permeables se observa lo contrario (con sus mesetas inclinadas). Como se observa en la Fig 2-13B para cada conjunto de datos se ajusta una ecuación, las cuales son regresiones lineales de los datos de  $F_a$  vs  $S_w$  graficados en una escala log – log. Una ecuación general para ese conjunto de datos tiene la siguiente forma

$$\log(F_a) = -n \cdot \log(S_w) + c \quad (2-20)$$

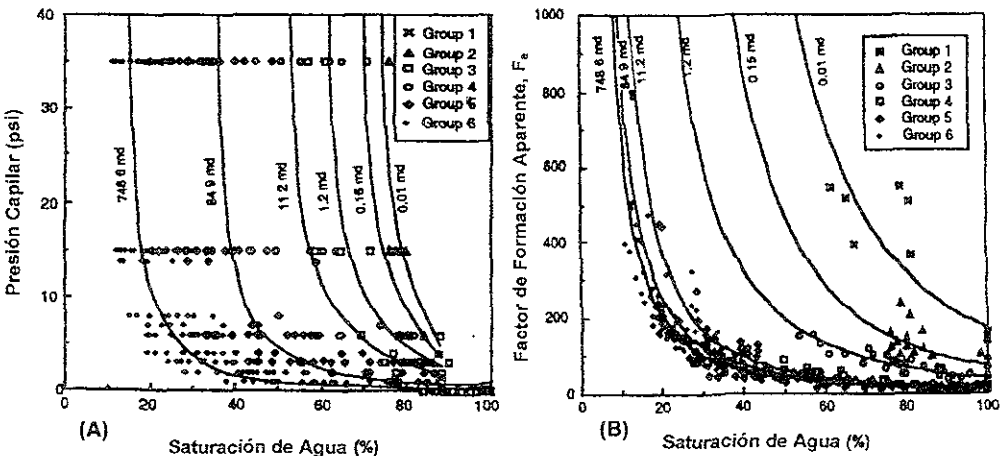
donde  $n$  es la pendiente de la tendencia lineal y  $c$  es la ordenada al origen. De hecho  $c$  es el factor de formación aparente de la roca con una saturación del 100%, lo que corresponde de esta forma a ser el factor de formación, por lo tanto, la ecuación anterior puede representarse como sigue:

$$\log(F_a) = -n \cdot \log(S_w) + \log(F) \quad (2-21)$$

que empleando logaritmos queda así:

$$F_a = F S_w^{-n} \quad (2-22)$$

la cual es similar a la ecuación 2-18, por lo tanto  $n$  corresponde al exponente de saturación.



Figs. 2-13A y 2-13B Familias de curvas de presión capilar y factor de formación aparente

Entonces, introduciendo en la Fig. 2-13B el valor de la saturación de agua en el eje de las abscisas y el valor de  $F_a$  en el eje de las ordenadas (cuando se cuenta con los valores de  $S_w$  y resistividad) se puede obtener  $k$  gráficamente. Para valores intermedios de permeabilidad se interpola el punto definido entre las dos curvas de permeabilidad más cercanas. En este caso (utilizando dicha gráfica) se observa que la estimación de permeabilidad es mejor para el caso de las muestras con baja permeabilidad (en el rango de 0.01 a 100 md). Esto es debido a que los arreglos de las curvas con permeabilidades altas están muy cercanos, provocando así incertidumbre en la estimación de permeabilidad. El método es aplicable en el rango de saturaciones del 100% a saturaciones de agua irreductible; sin embargo, se concluye que se obtienen mejores resultados cuando se cae en el rango de saturaciones intermedias. Por lo tanto, cuando se usan datos de registros se recomienda obtener lecturas de herramientas de resistividad somera y sus correspondientes saturaciones de agua.

Para obtener una ecuación de permeabilidad, lo que se hace es convertir la gráfica de  $F_a$  vs  $S_w$  a otra de  $k$  vs  $S_w$  en función de  $F_a$ , en escala  $\log - \log$ , haciéndose el mejor ajuste de curvas posible. Tal gráfica se construye de la siguiente forma: se toman los valores de permeabilidad y saturación de agua correspondientes a un valor constante de factor de formación aparente, en este caso de la Fig. 2-13B, y se realiza la regresión lineal para el conjunto de datos de  $k$  vs  $S_w$ , obteniendo así las relaciones de permeabilidad para cada uno de los valores constantes del factor de formación aparente.

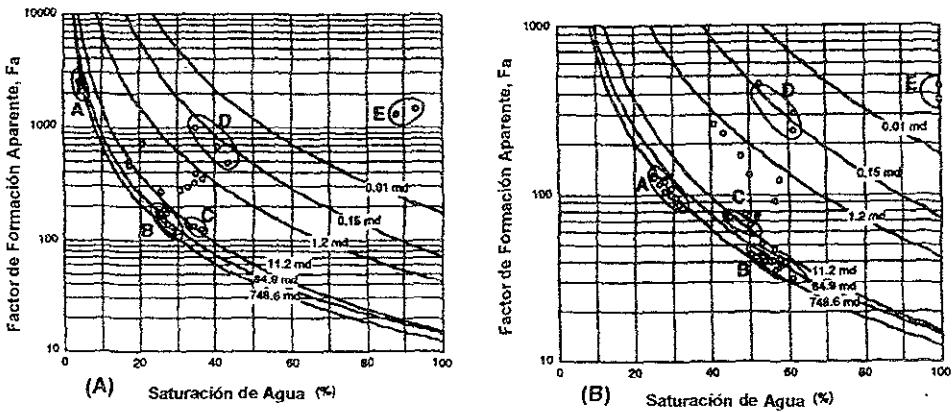
De este método también puede verse la implicación de la profundidad de investigación de la herramienta utilizada al emplear las lecturas correspondientes de resistividad cuando se estima la permeabilidad. Esto estará influenciado por la homogeneidad o heterogeneidad del yacimiento también, ya que al cambiar las propiedades de la roca influirá en la resistividad de la misma y en los demás parámetros petrofísicos dependientes de la resistividad. Las correlaciones establecidas con los datos de laboratorio ( $F_a$  vs  $S_w$ ), se usan para estimar la permeabilidad de datos de registros. Aquí las correlaciones para diferentes permeabilidades se grafican en escala semilog para tener una mejor resolución a valores de resistividad bajos.



Tal gráfica se utiliza entonces para estimar permeabilidad. Se utilizan dos herramientas de resistividad, una somera ( $R_{xo}$ ) y otra profunda ( $R_t$ ). Los datos de registros seleccionados fueron aquellos a cuyas mismas profundidades se disponían de los núcleos con sus mediciones de permeabilidad. El procedimiento se aplicó dos veces para el mismo conjunto de datos, como se indica a continuación:

1. Usando datos de resistividad profunda,  $R_t$ , y saturación de agua,  $S_w$  (Fig. 2-14A).
2. Usando datos de resistividad de la zona invadida,  $R_{xo}$ , y saturación de agua de la zona invadida,  $S_{xo}$  (Fig. 2-14B).

Tales distribuciones de puntos se muestran en las siguientes gráficas



Figs. 2-14A y 2-14B. Estimación de permeabilidad usando datos de resistividad,  $R_t$  y  $R_{xo}$ , respectivamente.

Como se observa, los mismos puntos de datos permanecen para las mismas curvas de permeabilidad a pesar de estar en otras coordenadas. Los círculos A, B, C, D y E, indican conjuntos de datos, de puntos, que cambian sobre las curvas de permeabilidad, conforme la saturación de agua cambia. Esto que se menciona aquí, como la gráfica de la Fig 2-15, indican que el yacimiento estudiado es lateralmente homogéneo y que las profundidades de investigación de los registros no influyen de manera significativa en la estimación de permeabilidad. También se puede observar que las permeabilidades estimadas con  $R_t$  y  $R_{xo}$  conservan una tendencia similar a la obtenida de mediciones en núcleos, a pesar de que la permeabilidad de núcleos es ligeramente mayor (ver Fig. 2-16).

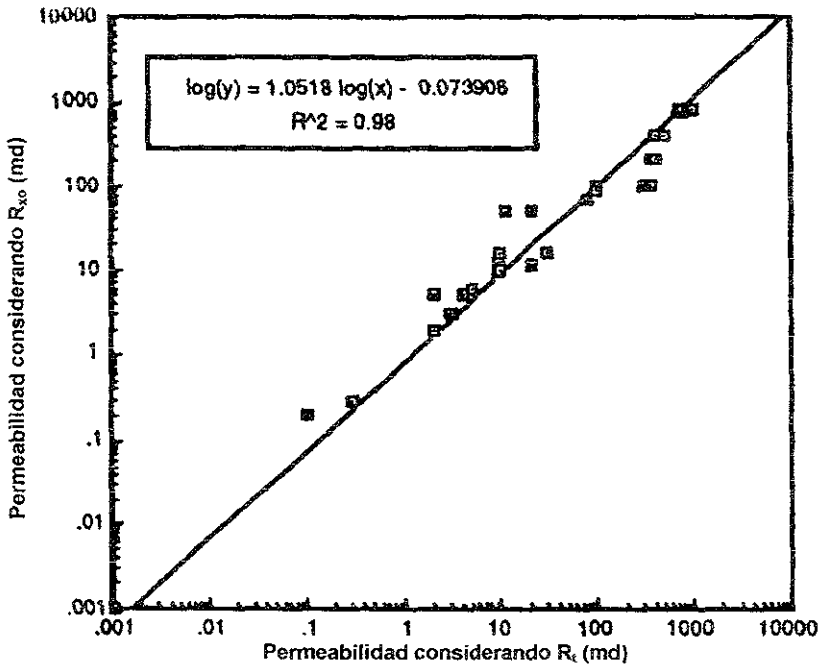


Fig. 2-15. Correlación entre permeabilidades estimadas usando datos de resistividad,  $R_t$  y  $R_{vo}$ .

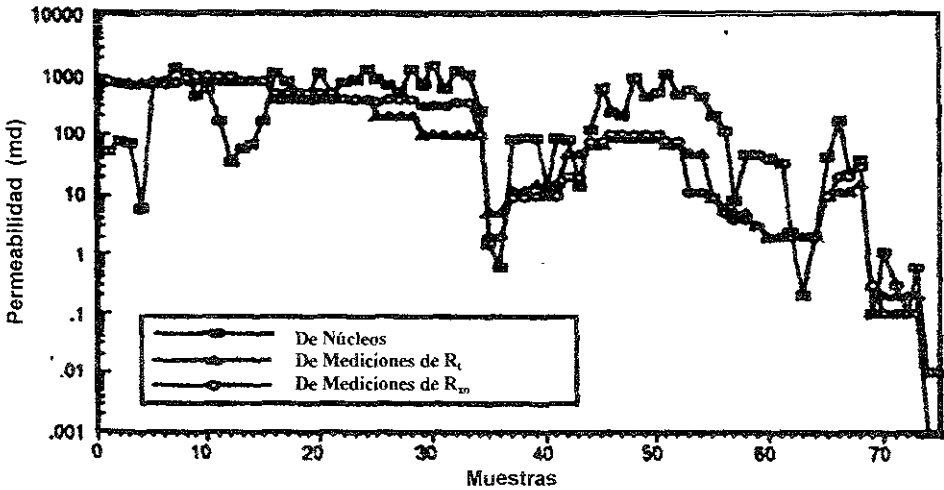


Fig. 2-16. Comparación de las permeabilidades estimadas, de datos de  $R_t$  y  $R_{vo}$ , con las permeabilidades medidas de núcleos.

Por último, con respecto a este método debe señalarse que las saturaciones de agua deben ser obtenidas de otros registros que no sean los de resistividad y porosidad, porque entonces la permeabilidad se hace una función del factor de formación, y, como ya se explicó, lo que se busca es que no sea función directa del factor de formación. Al calcular la saturación de agua con otros registros (por ejemplo: el de resonancia magnética nuclear (NMR), el de tiempo de decaimiento termal (TDT) y los de propagación electromagnética), es necesario seleccionar algún registro de resistividad con una profundidad de investigación similar a la del empleado para el cálculo de saturación de agua, para estimar permeabilidad.

Lo anteriormente visto, en este método, trata de probar por tanto que la estimación de permeabilidad es posible cuando se conocen los otros dos parámetros involucrados en la correlación entre la permeabilidad, la resistividad de la roca y la saturación de agua. Lo mismo se aplica para estimar cualquiera de los otros parámetros, si se desea conocerle.

## **2.2 Métodos estadísticos.**

Como ya se mencionó, utilizar las correlaciones que surgen de la integración de datos del análisis de núcleos y de la interpretación de registros geofísicos resulta de gran utilidad al estimar la permeabilidad, reduciendo costos y tiempo; sin embargo, a los métodos empíricos deben agregarse otros métodos más sólidos y éstos son los estadísticos.

### **2.2.1 Permeabilidad con datos de registros geofísicos en agujero descubierto.**

Hasta ahora, la mayoría de los métodos que se han visto han sido desarrollados para formaciones con permeabilidades relativamente altas. El método que se comentará se desarrolló para formaciones con permeabilidades bajas, en las que generalmente la presencia de un mayor contenido de arcillas disminuye la permeabilidad del yacimiento.

Con este método se busca ligar la respuesta de algunos registros (para agujero descubierto) a la permeabilidad obtenida de núcleos, tratando de eliminar en el modelo desarrollado la necesidad de contar con los datos de  $S_{wi}$  o del diámetro de grano ( $D_g$ ) para la estimación de la permeabilidad, que en conjunto con la porosidad se utilizan en otras correlaciones (algunas de ellas ya revisadas en el punto anterior). El propósito de eliminar estos parámetros del modelo surge como consecuencia de la dificultad que representa obtenerles para cada capa o estrato en el campo. En vista de que el modelo se desarrolló para arenas arcillosas de baja permeabilidad, también se debe de considerar el volumen de arcilla presente, es decir el efecto que causan las arcillas en la permeabilidad del yacimiento. Esto no implica o restringe al modelo para que se aplique a otros yacimientos, pero para ello se debe contar con datos de la permeabilidad obtenida de núcleos de, al menos, una parte del pozo en el yacimiento de interés. Posteriormente puede aplicarse a otros intervalos sin la necesidad de contar con la información de núcleos, incluso se puede aplicar a otros pozos cercanos al área, según señalan Yao y Holditch en su investigación<sup>4</sup>.

La correlación que obtienen se logra a partir del siguiente modelo que proponen

$$k = U f(\phi, V_{sh}, R_{ld}/R_{sf}, S_w) \quad (2-23)$$

Es decir, la permeabilidad es representada como una función de la porosidad, el volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), la relación de las lecturas de resistividad larga y corta ( $R_{ld}/R_{sf}$ ) y la saturación de agua.  $U$  es una constante de proporcionalidad que convierte las unidades de la ecuación a milidarcies (mD), aparte considera efectos del agujero que puedan afectar las lecturas. Dicha constante también varía dependiendo de la formación que se analiza o incluso del estado del pozo.

Los parámetros se obtienen de los registros geofísicos de pozos. La porosidad se puede obtener de cualquiera de los siguientes registros. el registro de densidad, el neutrón, el sísmico o mediante gráficas de correlación. El volumen de arcilla puede obtenerse también de formas diversas; por ejemplo, si se cuenta con los registros de densidad y neutrón, se utiliza la relación:  $V_{sh} = \frac{(\phi_N - \phi_D)}{(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})}$ ; donde  $\phi_D$  es la porosidad del registro de densidad,  $\phi_{Dsh}$  la porosidad del registro de densidad pero en una zona de arcillas,  $\phi_N$  es la porosidad del registro de neutrón,  $\phi_{Nsh}$  la porosidad del neutrón pero en zona de arcillas. Asimismo, se puede obtener mediante un registro de rayos gamma y correlaciones donde se incluye el índice de rayos gamma [ $I_{GR} = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$ ] para dicho fin. El  $I_{GR}$  varía de 0 a 1, donde cero sería el valor para una formación limpia y uno para una zona arcillosa. El valor de la saturación de agua puede calcularse de la ecuación de Archie, que se presenta enseguida:  $S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}$ , donde  $a$  es la constante de Archie y generalmente su valor es uno.

En valor de  $R_t$  en la práctica puede estimarse mediante la resistividad leída de  $R_{ld}$ . Así se realizan los siguientes reemplazos en la ecuación 2-23: el valor del  $I_{GR}$  por  $V_{sh}$  y la relación  $R_{ld}/R_w$  por  $S_w$ , de donde el modelo queda como sigue.

$$k = U f(\phi, R_{ld}/R_{sf}, I_{GR}, R_{ld}/R_w) \quad (2-24)$$

Este modelo, señalan Yao y Holditch, debe ser utilizado para formaciones sedimentarias donde el GR refleje acertadamente el contenido de lutita (arcilla). Si el yacimiento de areniscas contiene material radiactivo, como feldespatos o potasio, se debe utilizar otro registro diferente al GR para calcular el  $V_{sh}$

Así, del estudio realizado en tres pozos, en los que se cuenta con todo un paquete de información tanto de registros geofísicos como de análisis de núcleos, se obtuvo para el campo en estudio la correlación general siguiente:

$$k = U \phi^{e1} (1 - I_{GR})^{e2} R_{ld}^{e3} / (R_{ld} / R_{sf})^{e4} \quad (2-25)$$

donde: U = factor de conversión

$$e1 = 5.87 - 6.89$$

$$e2 = 0.2 - 0.3$$

$$e3 = 1.18 - 2.54$$

$$e4 = 1.08 - 1.65$$

Como ya se mencionó, U varía de acuerdo con el yacimiento para el que se desarrolle la correlación, además del sistema de lodos que se utilice en el pozo. Esto es debido a que U se ve afectado por diversos factores como lo son: la variación del tamaño de poros, el contenido de minerales, y las propiedades tanto del fluido invasor como las del fluido del yacimiento. Los valores de los coeficientes y exponentes (U y e's) en la ecuación 2-25 se obtienen mediante una técnica de regresión lineal multi-parámetros

Para aplicarse a cualquier área, primero que nada se deben de relacionar o igualar los datos de núcleos y registros, es decir para las mismas profundidades, teniéndose así la seguridad de que los valores tomados son los adecuados. Así, los valores de k conocidos de núcleos se relacionan a los valores obtenidos de la correlación para la misma profundidad en unas cuantas capas, antes de aplicarla a otros intervalos o pozos adyacentes para estimar sus perfiles de permeabilidad. En la siguiente imagen (Fig. 2-17) se puede observar la buena correspondencia que se tiene en los perfiles de permeabilidad generados con los datos de los registros, en la correlación, a los datos de permeabilidad de núcleos.

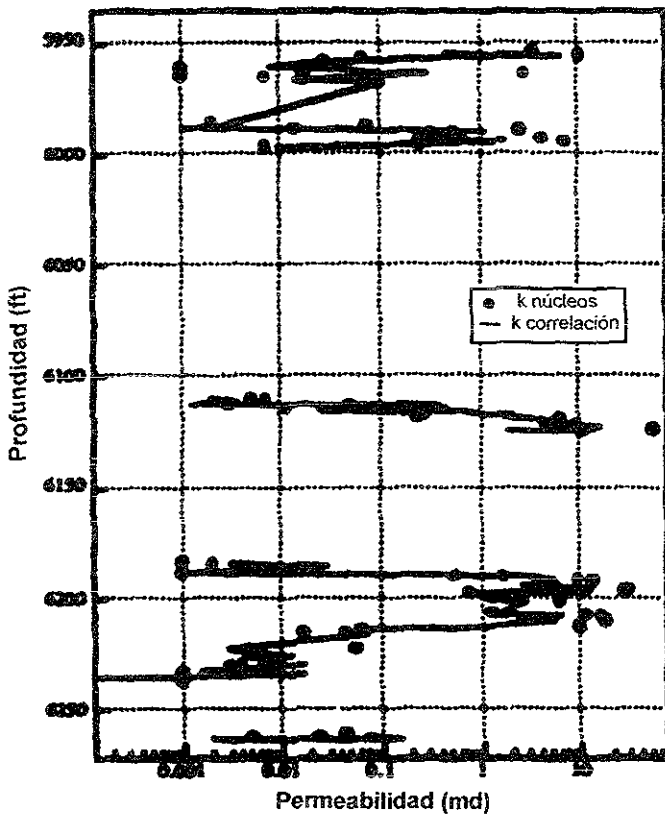


Fig. 2-17 Correspondencia entre las permeabilidades obtenidas mediante núcleos y registros en un pozo

### 2.2.2 *Relación de la permeabilidad con la identificación de zonas hidráulicas o litofacies (electrofacies) a respuestas específicas de registros geofísicos en el yacimiento.*

En este punto se consideran trabajos encaminados a estimar la permeabilidad mediante la correlación de juegos de registros geofísicos comunes a los pozos con las características específicas de una formación. Estas características, propiamente dicho, son las llamadas zonas hidráulicas (o de flujo) y las litofacies que posee o pueden atribuirse a un campo petrolero. A continuación se tratan brevemente algunos trabajos para ampliar lo anteriormente dicho.

En su investigación, Johnson<sup>8</sup> básicamente identifica o agrupa zonas hidráulicas (ZH) con estructuras porosas únicas, con los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de núcleos. Además, se seleccionan registros que presenten respuestas o reaccionen de forma única en cada zona hidráulica. Se construyen bases de datos para cada zona hidráulica, con las permeabilidades de núcleos y las respuestas de los registros, relacionando así las permeabilidades de núcleos a las respuestas de los registros para tales zonas, en pozos clave seleccionados. Posteriormente dicha correlación se puede utilizar para estimar la permeabilidad con los registros donde no se cuentan con datos de núcleos del campo en estudio. Este método fue aplicado tanto en arenas como en carbonatos y en ambos mostró resultados consistentes, aunque en las arenas mostró mejores resultados no quiere decir que no se pueda utilizar en carbonatos, solo que éstos de preferencia deben de poseer una porosidad oolítica para que se tenga un mejor resultado.

El arreglo de registros que se emplea es un arreglo común, así, para el desarrollo de esta técnica se utilizó un juego de tres registros: el rayos gamma, uno de resistividad somera (normal corta) y el de densidad. Estos aportan una respuesta única de identificación para cada valor de permeabilidad (0.1 hasta 1000 md para este estudio). En palabras llanas, el GR tiende a medir las propiedades de las gargantas de los poros; el registro de densidad mide las propiedades de la matriz (roca) y el de resistividad mide atributos de los poros. El éxito para la elaboración de estas bases de datos es el representar el rango completo de los valores de permeabilidad, con los valores asociados de los registros, sin tener conflicto alguno de la información en la base de datos. En caso de que una combinación particular del juego de registros se relacione a varias permeabilidades a la vez, se saca un promedio de los valores de permeabilidad en conflicto y se reporta ese promedio cada vez que se presente esa combinación de valores de los registros. Para ejemplificar esto, considerese que 1, 15 y 540 md corresponden a un mismo juego de valores de los registros, por lo que  $556/3 = 185$  md, así, esta permeabilidad promedio se reportará cada vez que se tenga la misma combinación de valores del juego de registros.



En el desarrollo de su correlación, Johnson señala que las correlaciones empíricas propuestas hasta entonces, generalmente empleando  $\phi$  y  $S_{wv}$ , no consideran directamente el tamaño de la garganta del poro. Esto constituye un problema ya que según señala las gargantas tienen más influencia sobre la permeabilidad que cualquier otro atributo del sistema poroso. Dentro de su investigación, Johnson indica que el primero en tratar de considerarla es Tiab, como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\phi^3}{H_c(1-\phi)^2} \quad (2-26)$$

donde la propiedad hidráulica ( $H_c$ ) es una variable que incluye el efecto de la reducción de la garganta del poro en el medio, el radio hidráulico;  $A_g$  y la tortuosidad (T).  $H_c$  puede obtenerse mediante relaciones porosidad-permeabilidad, o medirse mediante el análisis de imágenes petrográficas (PIA), datos de presión capilar o mediciones de adsorción de la superficie.

Como se sabe, los yacimientos son divididos en capas para poder ser descritos y modelados mediante la computadora y predecir así el comportamiento del yacimiento, pero la integración requerida de la ingeniería del modelo de flujo con el modelo de las facies geológicas resulta algo difícil. Así, el yacimiento puede subdividirse en capas ya sea con el conocimiento geológico o matemáticamente conociendo  $H_c$ . Entonces, cada facie tendrá un  $H_c$  único, con respuestas similares de registros y características del flujo de los fluidos

Por tanto, la ecuación 2-26 puede modelarse de tal forma que ofrezca una explicación matemática para tener una metodología que use mediciones de porosidad y permeabilidad para agrupar los yacimientos dentro de zonas hidráulicas. Dividiendo entonces por la porosidad ambos lados de la ecuación 2-26, se tiene.

$$\frac{k}{\phi} = \frac{\phi^2}{(1-\phi)^2 H_c} \quad (2-27)$$

si se saca raíz cuadrada en ambos miembros de la ecuación, se obtiene lo siguiente.

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{\phi}{(1-\phi)} \cdot \frac{1}{H_c^{0.5}} \quad (2-28)$$

La raíz cuadrada de  $k/\phi$  representa el radio hidráulico medio de Leverett, que es una aproximación del tamaño medio de la garganta del poro en el núcleo del cual la permeabilidad fue medida. Ahora, si se aplican logaritmos a cada lado de la ecuación:

$$\log \sqrt{\frac{k}{\phi}} = \log \frac{\phi}{(1-\phi)} + \log \frac{1}{H_c \delta_s} \quad (2-29)$$

Esta ecuación tiene la forma de una ecuación de línea recta ( $y = mx + b$ ), donde la posición de  $y$  es controlada por el tamaño de la garganta de los poros (raíz de  $k/\phi$ ) mientras que la posición de  $x$  es controlada por el volumen poroso dividido por el volumen neto ( $\phi/(1-\phi)$ ), y  $b$  es definida por  $H_c$ . Así, entonces los datos de porosidad y permeabilidad son graficados en una gráfica log-log, agrupándoseles así dentro de zonas hidráulicas con límites de pendiente igual a uno. El agrupamiento en zonas hidráulicas es importante dado que pone restricciones en cómo se seleccionan las zonas hidráulicas, además, así se determina cuántas bases de datos de permeabilidad se necesitan construir. Dichas zonas hidráulicas seleccionadas así de los datos de porosidad y permeabilidad de núcleos deben de concordar con las descripciones geológicas de núcleos. En general, no se tienen más de cuatro zonas hidráulicas percibibles con el uso de los registros, estas capas son: macro-poros, meso-poros, micro-poros y sin flujo

Una vez determinado el número de capas, éstas son relacionadas a las respuestas de los registros permitiendo así que las permeabilidades puedan ser estimadas directamente de ellos. Las bases de datos deben de contar con información de cada una de las zonas hidráulicas o tipo de roca encontrada en el yacimiento, así como también debe incluirse el rango completo de permeabilidades, con lo cual los valores de permeabilidad estimados no serán ni mayores ni menores que los encontrados en las bases de datos. Generalmente, se emplea un conjunto de 20 a 30 valores de permeabilidad para cada zona hidráulica, por lo que se tendrán un total de 120 ecuaciones de permeabilidad comúnmente para un yacimiento con 4 zonas hidráulicas. Por supuesto, a este rango de valores de permeabilidad existentes en la base de datos, existirán otros más, para lo cual se desarrollo un método (Kriging) para estimar las permeabilidades que son diferentes de las que se tienen en la base de datos.

A continuación se presenta el método, en forma resumida, aplicado a un yacimiento de areniscas:

1. Se realiza un análisis de la calidad de los datos de permeabilidad y porosidad obtenidos de laboratorio. Por ejemplo, usar una gráfica estándar de porosidad-permeabilidad (Fig. 2-18) para separar datos malos, es decir que no contribuyan y que puedan aumentar el error.
2. Usar la ecuación 2-29 para agrupar los datos de porosidad y permeabilidad dentro de zonas hidráulicas (Fig. 2-19).
3. Presentar las respuestas de los registros (Fig. 2-22) con las zonas hidráulicas estimadas de registros para asegurarse de que los registros están respondiendo a las diferencias en el tipo de poro. Comparar el carril 4 del registro de la proporción de cada zona hidráulica con las descripciones de núcleos, estas ZH deben coincidir con las descripciones geológicas de núcleos, donde éstos estén disponibles.
4. Construir una base de datos predictiva de permeabilidad con respuestas únicas de los registros para cada permeabilidad de los núcleos (Fig. 2-20). La base de datos contendrá 3 ó 4 valores de registros para cada nivel de profundidad y una permeabilidad medida en el laboratorio.
5. Estimar la permeabilidad con los valores de registros mediante la comparación de éstos a los valores de los registros almacenados en la base de datos (Fig. 2-21). Debe existir correspondencia entre las permeabilidades obtenidas de registros y de los núcleos en todos los rangos de permeabilidad. Así, cuando exista una correspondencia entre todos los valores de los registros a un nivel de profundidad dado y aquellos valores almacenados en la base de datos, entonces la permeabilidad es estimada. Cuando los valores de los registros no coinciden con los encontrados en la base de datos la permeabilidad se estima como se mencionó previamente, utilizando la técnica de Kriging<sup>9</sup>.

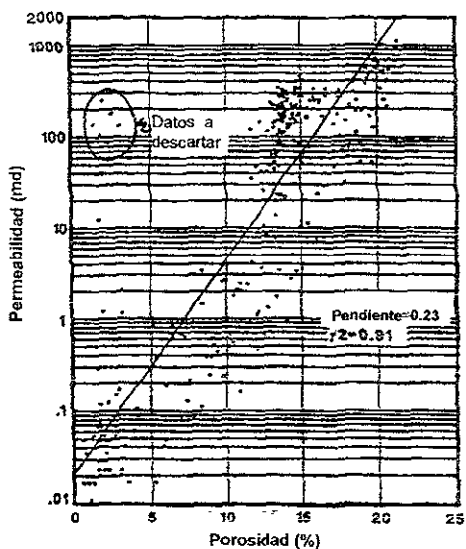


Fig. 2-18. Gráfica k vs  $\phi$  con datos de núcleos.

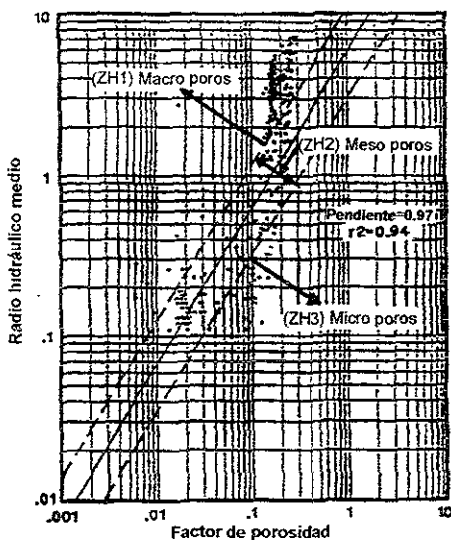


Fig. 2-19. Gráfica de zonas hidráulicas

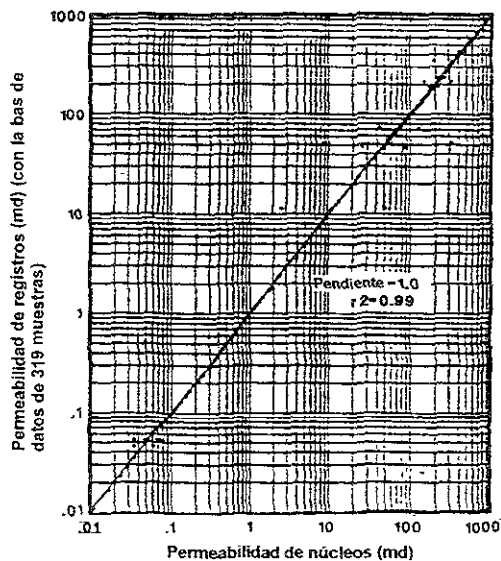


Fig. 2-20. Estimación estadística

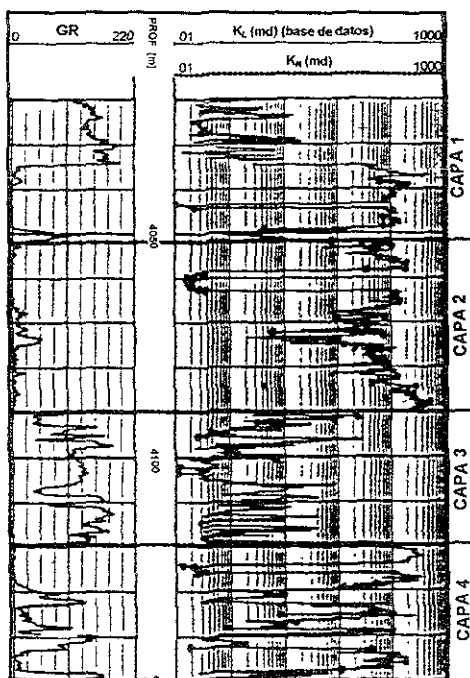


Fig. 2-21. Gráfica de  $k_N$  y  $k_L$  en forma de registro.

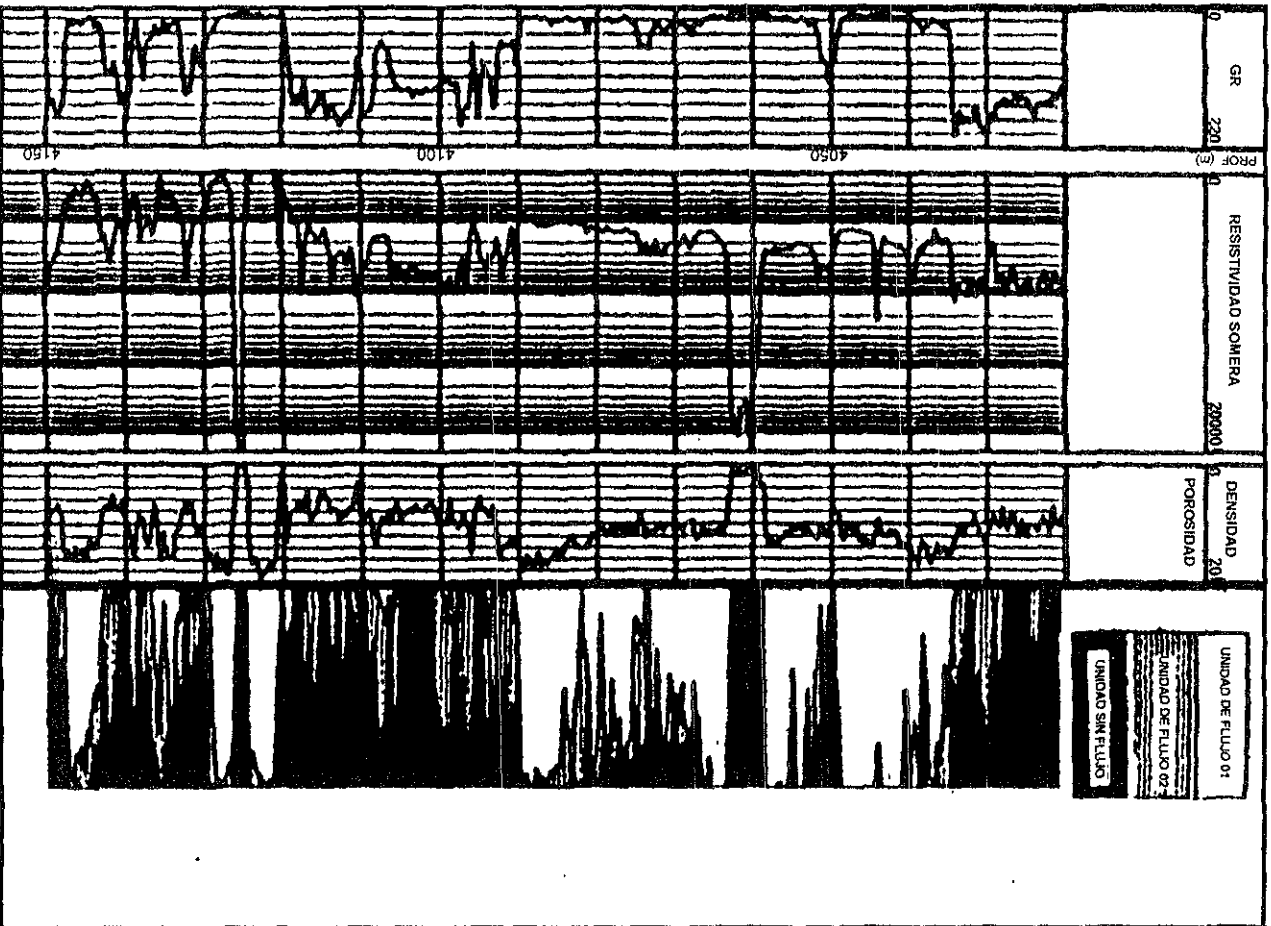


Fig. 2-22 Registro mostrando las respuestas de los registros y las zonas hidráulicas.

Para mostrar las bondades de los métodos estadísticos contra los empíricos se compararon resultados con los obtenidos mediante la correlación de Timur que es de las más ampliamente usadas para estimar valores de permeabilidad. Los resultados que mostró el método son muy superiores a los que se obtienen al utilizar la correlación de Timur (aún en las arenas y no se diga en los carbonatos).

Esto se puede ver en las figuras 2-23 y 2-24. En la Fig. 2-23 se muestra la permeabilidad de registros (mediante la correlación de Timur) vs la permeabilidad de núcleos, observando que el ajuste no es tan bueno como el que se tiene utilizando el método de Johnson; mientras que en la Fig. 2-24 se puede observar una comparación en forma de registro entre los dos métodos y por mucho el método de Johnson, o sea el estadístico, sobresa le en su exactitud. Y aunque no se aprecian los datos de núcleos en esta última figura, en la Fig. 2-21 si se observan. Dicha comparación entre resultados obtenidos puede apreciarse mejor de forma numérica en la Tabla 2-4.

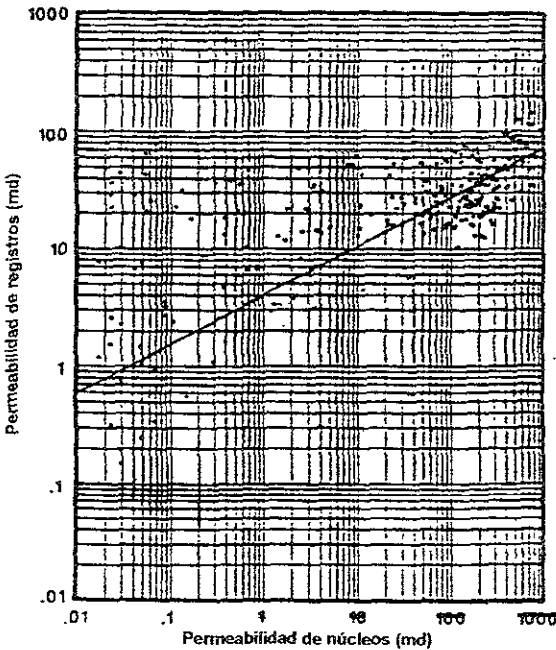


Fig. 2-23 Gráfica de  $k_l$  vs  $k_N$ , utilizando la ecuación de Timur para estimar  $k_l$ .

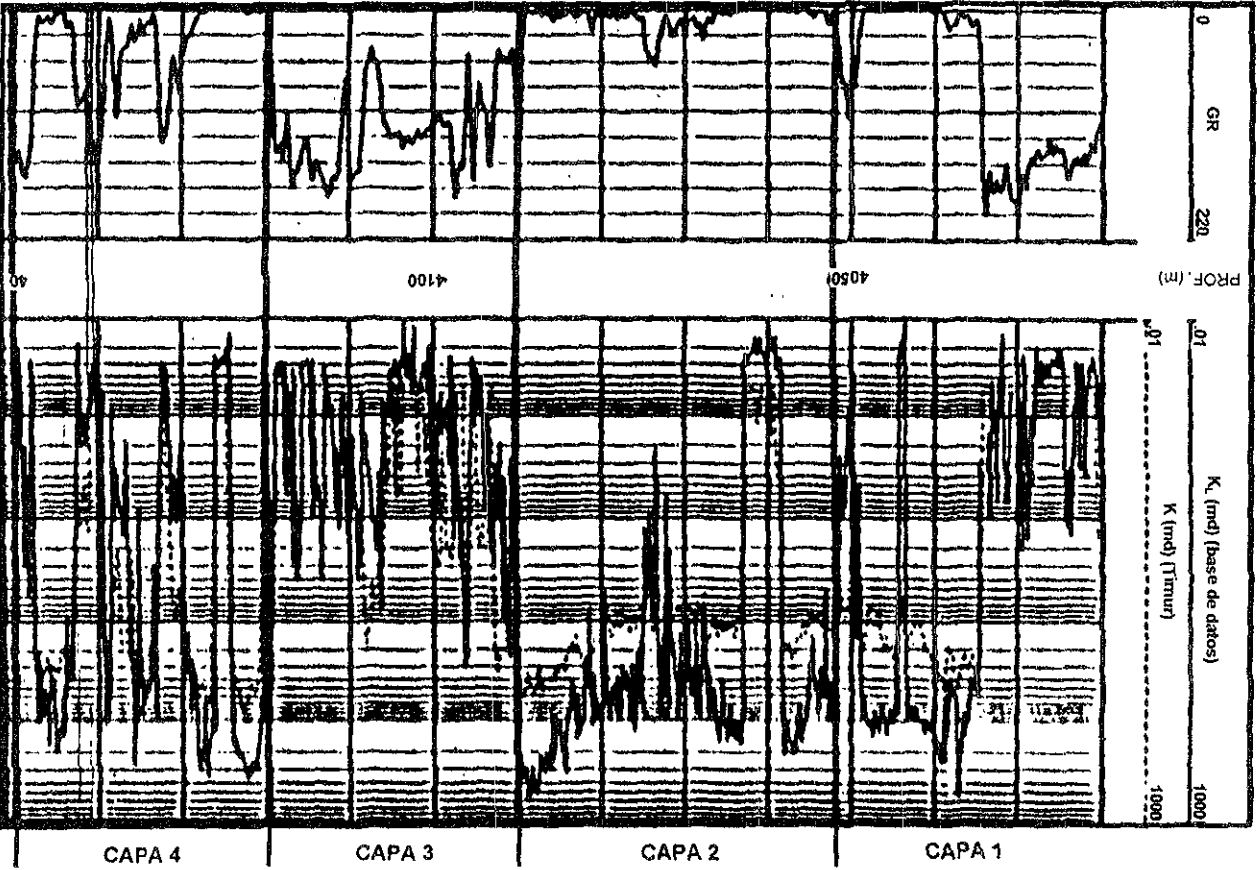


Fig. 2-24 Permeabilidades estimadas, estadísticas vs empíricas, en forma de registro.

| Yacimiento de Areniscas | $k_N$ (*, Número de muestras) | $k_{base}$ de datos | $k_{Timur}$ |
|-------------------------|-------------------------------|---------------------|-------------|
| Capa 1 4030 - 4052 m    | 160 (34*)                     | 126                 | 29          |
| Capa 2 4052 - 4090 m    | 184 (108*)                    | 160                 | 30          |
| Capa 3 4090 - 4120 m    | 25 (20*)                      | 8                   | 7           |
| Capa 4 4120 - 4150 m    | 95 (52*)                      | 120                 | 37          |

Tabla 2-4. Permeabilidades promedio de las capas, con núcleos y registros geofísicos de pozos.

Asimismo, algunas investigaciones también considerando el uso de los registros geofísicos para estimar la permeabilidad en yacimientos heterogéneos, surgen en este punto sobre las mismas bases de relacionar la permeabilidad a la respuesta de un juego de registros geofísicos que a su vez se identifican con una zona productora en especial.

Así, Lin y Salisch<sup>10</sup> desarrollan una técnica que se basa en la identificación de litofacies de acuerdo con la respuesta de los registros utilizados para dicho propósito y caracterización de la formación. Cada litofacé es caracterizada por relaciones entre la porosidad ( $\phi$ ) y los tiempos de transito ( $\Delta t$ ) del registro acústico, así como también entre la porosidad y la permeabilidad. Siendo así cada correlación diferente de litofacé a litofacé. Por tanto la permeabilidad no sólo se relaciona a la porosidad sino también a las características intrínsecas de cada litofacé.

Este método es desarrollado para formaciones de arenas litológicamente complejas, con un cantidades significativas de arcilla, entre ellas la glauconita. Del análisis de núcleos (306 muestras) se identificaron nueve capas estratigráficas, cada capa separada por arenas cementadas por carbonatos impermeables, mientras que mediante los registros se lograron identificar cinco facies distintas. Se seleccionaron tres pozos piloto (A, B, C), y un cuarto (D) para probar la técnica, asegurándose que éstos contaran con un paquete más o menos razonable de registros geofísicos para probar la técnica. Dicho paquete de registros geofísicos fue el siguiente: registros de resistividad (Doble laterolog), registros sónico (BHC), registros de densidad/neutrón (LDT/CNL), así como las curvas del SP, GR y del caliper.



### **Identificación de las litofacies.**

Lo primero que se hace, como se mencionó, es identificar las litofacies y ésto se logra mediante el análisis de los componentes principales de los registros (de resistividad, sísmico y GR) y del análisis de la función discriminante de Bayes (ésto se hace con el fin de diferenciar entre los cinco tipos de rocas), así entonces, se puede decir que las respuestas de estos registros son utilizadas como base para la diferenciación de las facies

Con lo anterior se concluyó que los yacimientos fueron agrupados en cinco tipos de litofacies<sup>10</sup> basados en el análisis de los registros; indicando así que cada litofacie es distinta en sus propiedades geofísicas como: las características eléctricas, acústicas y radiactivas.

### **Estimación de porosidad.**

El siguiente paso del método es calcular la porosidad y ésto se hace con ayuda de los registros sísmicos, dado que son los únicos registros disponibles en todos los pozos del campo en estudio. Dado la heterogeneidad de los yacimientos que se tienen, es claro que los parámetros petrofísicos no permanecerán constantes para un intervalo completo. Así, los principales problemas para predecir la porosidad de registros en estos yacimientos son los efectos de los carbonatos y arcillas que forman parte de la roca, así como los efectos de las diferentes litofacies. Para estimar la porosidad de los registros se usó una técnica en la que se obtienen distintas correlaciones entre  $\phi$  y  $\Delta t$  para cada litofacie; por lo tanto, se tendrán cinco ecuaciones para determinar la porosidad con datos del tiempo de tránsito. Lo que se hace aquí básicamente es encontrar los modelos que funcionen mejor para calcular la porosidad, es decir, aquellos con los mejores coeficientes de correlación y errores estándar más pequeños.

Antes de pasar a la estimación propiamente de la permeabilidad, dado que ya se cuenta con la porosidad, es necesario mencionar que para refinar la clasificación de las litofacies se usaron varios modelos, ésto con el fin de seleccionar el mejor modelo tanto para las estimaciones de porosidad como de permeabilidad. Así, se tienen tres grandes grupos o modelos 1) el modelo de “un sólo grupo”, que agrupa o abarca al intervalo completo en una

categoría, 2) el modelo de “dos grupos”, agrupando al intervalo en dos categorías y 3) el modelo de “cinco grupos”, que hace la división en cinco categorías. El modelo de “dos grupos” tendrá dos secciones, Sección 1 y Sección 2, donde la primera sección contendrá a las facies 1, 2 y 3, compuestas principalmente por arenas y lutitas, la sección 2 estará compuesta por las facies 4 y 5, con elementos de carbonatos cementados, mientras el modelo de “cinco grupos” contendrá cinco secciones, que corresponderán a las cinco facies determinadas, respectivamente. Más adelante se podrá ver que el mejor modelo es el de cinco grupos.

### Estimación de la permeabilidad.

Resta sólo estimar la permeabilidad. En este método propuesto, como ya se vio, se tendrá una correlación distinta entre la porosidad y la permeabilidad para cada litofacies también. Las correlaciones para dicho fin, se desarrollaron también de forma estadística por medio de una técnica de regresión

En la Fig. 2-25 se puede observar que al graficar los datos de núcleos de  $\phi$  vs  $k$ , se tienen los puntos graficados en dos áreas prácticamente, dentro de las cuales se pueden llegar a apreciar o diferenciar las facies también. Una de las áreas compuesta de arenas y lutitas y la otra por componentes de carbonatos cementados, como ya se había dicho antes. Esto confirma más aún que se deben aplicar diferentes relaciones entre la permeabilidad y la porosidad para cada litofacies, demostrándose así también la relación que guarda la permeabilidad con las características de cada litofacies

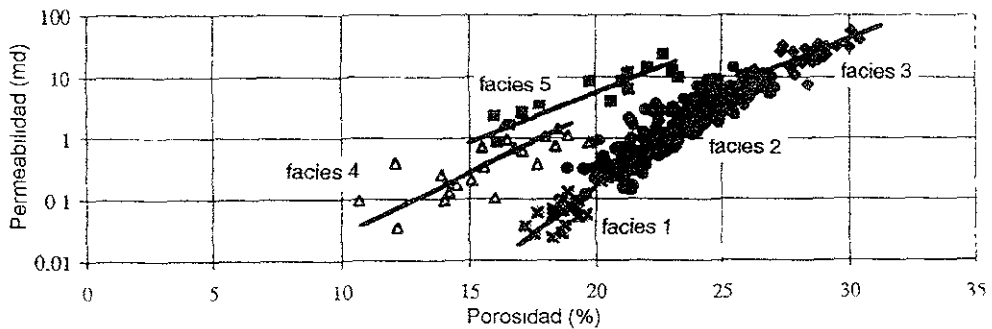


Fig 2-25 Gráfica de  $\phi$  vs  $k$ , con datos de núcleos

De las diferentes correlaciones que analizaron donde se estima a la permeabilidad con datos de  $\phi$ , de  $A_g$  y de  $S_{wv}$ , arguyen que si la litología de la formación no varía, entonces la permeabilidad será función de la porosidad solamente, para cada litofacie distinta. Así entonces, para lograr lo anteriormente planteado un yacimiento con variaciones en la litología, estructura u otras características puede ser subdividido frecuentemente en varias litofacies discretas. A lo cual añaden que, mientras mayor sea el número de litofacies en que se divide el yacimiento, mejor será la correlación resultante entre permeabilidad y porosidad para la estimación acertada de la permeabilidad mediante registros. Sin embargo, por otro lado, mientras más litofacies se tengan para un intervalo dado más difícil será la identificación de las litofacies por análisis discriminante por medio de los registros

Las correlaciones se obtienen mediante el uso de ciertos modelos semi-log o doble-logarítmicos, ajustados de forma estadística a cada litofacie (cinco). Dichos modelos, ya señalados anteriormente en el capítulo como las ecuaciones 2-4 y 2-5, son los siguientes:

- $\log(k) = A' + B' \cdot \phi$
- $\log(k) = A' + B' \cdot \log\phi$

La selección de las ecuaciones correspondientes a cada litofacie se hizo mediante el análisis del modelo como en el caso de la porosidad, utilizando los coeficientes de correlación (R) y el error estandar (SE), adecuando así la mejor correlación para cada litofacie. En este caso se aplica el modelo doble logarítmico para las facies 1, 2 y 3, mientras que el modelo semi-logarítmico se aplica a las facies 4 y 5. Solo cabe recordar que para cada facie se tendrán distintos coeficientes, debido a sus características mismas. De la comparación de modelos, es decir las agrupaciones que ya se comentaron, el que resultó ser más acertado es el modelo de “cinco grupos”, dado que presenta los coeficientes de correlación más altos y los errores estandar más bajos, como se muestra en la Tabla 2-5.

| Modelo<br>Variable<br>Estadística | Un solo grupo | Dos grupos | Cinco grupos |
|-----------------------------------|---------------|------------|--------------|
| R                                 | 0.7960        | 0.9413     | 0.9530       |
| SE                                | 0.4255        | 0.2373     | 0.2130       |

Tabla 2-5 Resultados del análisis del coeficiente de correlacion y error estandar para los tres modelos, basado en las 306 muestras

Esto puede verse más claramente en las siguientes gráficas donde se muestran los resultados de la estimación de permeabilidad para uno de los pozos piloto y un cuarto pozo fuera del área piloto original, Fig. 2-26 y Fig 2-27, respectivamente

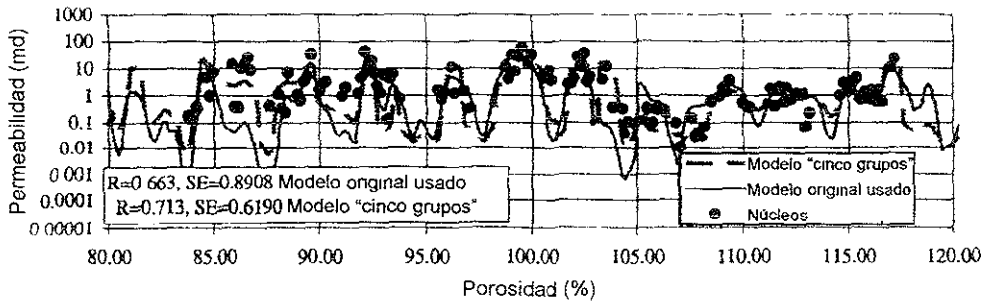


Fig 2-26. Comparación de resultados entre el modelo de "cinco grupos" y el modelo original del campo citado, pozo B

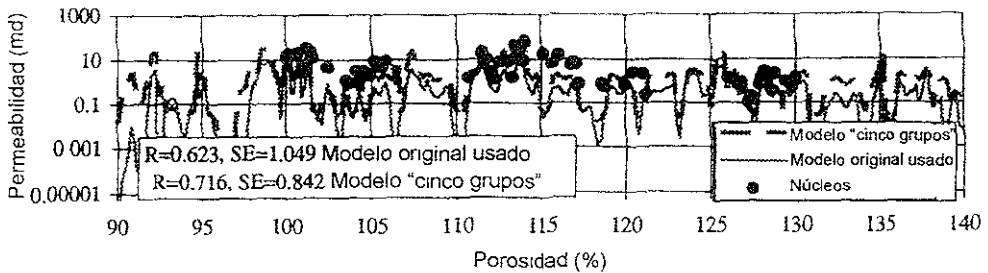


Fig. 2-27 Comparación de resultados entre el modelo de "cinco grupos" y el modelo original del campo citado, pozo D.

Por lo que el modelo que se utilizó en principio en el campo para la evaluación de los yacimientos mediante registros geofísicos, utilizando una ecuación de la forma semi-log para

todo el intervalo (modelo de “un sólo grupo”), dio resultados inferiores a los reportados con la nueva técnica (modelo de “cinco grupos”); es decir con la nueva técnica los resultados fueron mucho más apegados a los datos reportados por los núcleos

Siguiendo dentro de este punto de métodos estadísticos, se tienen otros métodos que van por el mismo camino, y a continuación se mencionan. De acuerdo con su trabajo Molnar, Aminian, y Ameri<sup>11</sup>, tratan de demostrar la posibilidad, una vez más, de estimar la permeabilidad de registros geofísicos e interpretaciones geológicas aplicado a yacimientos que presentan formaciones heterogéneas, lo cual representa un problema para la estimación de la distribución de permeabilidades en los yacimientos, como ya se sabe.

Para ésto, como en los métodos anteriormente vistos, lo que se hace es una integración del análisis de datos geológicos con las respuestas de los registros geofísicos (GR, DIL, y el de densidad), para subdividir la formación en varias zonas, tratando con ésto de obtener una correlación confiable para obtener la permeabilidad. El método lo plantean en cinco pasos: 1) Recolección e interpretación de los datos de los registros geofísicos, 2) Mediciones de permeabilidad y porosidad hechas sobre núcleos obtenidos de la formación, 3) Identificación de la zonas, 4) Desarrollo de la correlación, y 5) Verificación o aplicación del método.

La heterogeneidad existente también se verifica con el análisis de los registros geofísicos, los cuales son usados también para estimar la porosidad y la saturación de agua en el campo. Aunque se cuenta con información de un gran número de núcleos en el campo no se pudo establecer una buena correlación para estimar la permeabilidad, ésto es atribuido al hecho de que un análisis de núcleo de diámetro completo tiende a ignorar los rápidos cambios en las propiedades de la roca, que son comunes en las formaciones heterogéneas. Para solucionar ésto seleccionaron algunos pozos del campo (6, 2 para desarrollar la correlación y 4 para probarla) a los que se les realizó un análisis detallado de los núcleos, esta vez las muestras en los núcleos de diámetro completo se tomaron cada 6 pg.

La identificación de las zonas así como el desarrollo de la correlación se llevó a cabo considerando las variaciones de la permeabilidad como una función de las respuestas de los registros. En si, la relación que se tiene entre los valores de la permeabilidad y la respuesta del registro de densidad (indicador de porosidad) es la que va a dar la correlación que se busca, ésto en la principal zona productora del campo. Más aún del estudio de las respuestas de los registros y de las mediciones de permeabilidad en los pozos en estudio, se observa mucha similitud en las respuestas de éstos. Por ejemplo, el GR en ambos pozos muestra una tendencia a incrementarse gradualmente, un incremento más o menos rápido a una forma de pico seguido por una declinación más o menos rápida, un periodo donde es plano (que es el intervalo más productivo), y un rápido incremento hacia el fondo (Fig. 2-28).

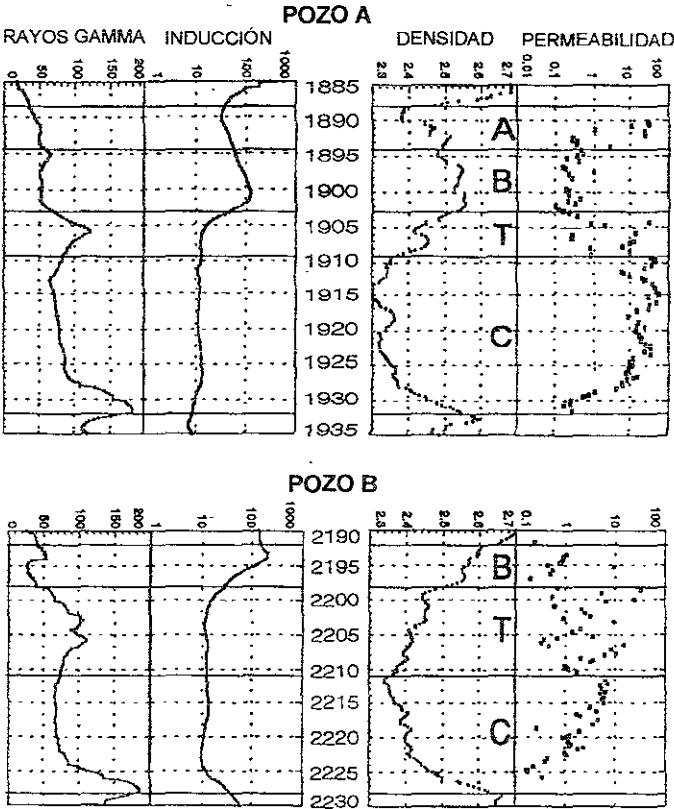


Fig. 2-28. Respuestas de los registros y valores de permeabilidad medidos de núcleos

El registro de inducción profunda (DIL), por su parte, aunque no tan definitivo, sigue un patrón más o menos similar, aunque no a las mismas profundidades. El de densidad sigue también el mismo patrón, con tendencias similares en cada pozo. Además, al incluir a la permeabilidad en la evaluación se observa una aparente relación con la respuesta del registro de densidad (ver Fig. 2-28), como ya se señaló anteriormente. Como resultado de las tendencias de las respuestas de los registros y la permeabilidad se delinearón varias zonas en el estudio, en términos de las respuestas de los registros, llamadas "GRID" porque involucran a los tres registros.

Así, señalan que esta técnica de delimitación de zonas es muy ventajosa dado que no se necesita de los núcleos para la identificación de las zonas, y se verifica a lo largo del campo, demostrando que las zonas GRID pueden ser identificadas consistentemente en el campo. Sin embargo, también advierten que es necesario integrar las descripciones geológicas de las distintas zonas, las respuestas de los registros y las tendencias de las variaciones de la permeabilidad, para definir así de forma cuantitativa las zonas, de tal modo que se pueda obtener una correlación confiable.

La correlación desarrollada para estimar la permeabilidad resulta de la obvia relación que existe entre los datos graficados de permeabilidad contra los del registro de densidad, la línea continua ajustada a ese conjunto de datos es el resultado de la regresión lineal a la que se sometieron los datos graficados y por tanto esa línea nos da la ecuación para estimar la permeabilidad (Fig. 2-29). Debe aclararse que la permeabilidad, en la zona de estudio, es *particularmente dependiente* de la porosidad no de la densidad de la roca, ya que ésta se utiliza aquí como un indicador de porosidad. Por tanto, si se asume una determinada densidad de la roca para la correlación desarrollada, ésta no será efectiva si el pozo donde se aplica es caracterizado por una densidad de roca diferente. Así que, entonces, los valores de la densidad de la roca deben ser ajustados para obtener los valores correctos de porosidad primero y ya posteriormente aplicar la correlación sin tener problema alguno.

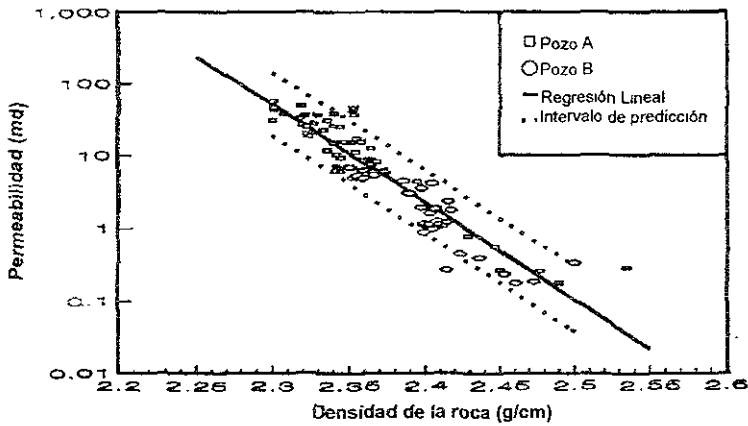


Fig. 2-29. Correlación de permeabilidad versus densidad de la roca, con la densidad ajustada

Por otro lado, se tiene a Davies y Vessell<sup>12</sup>, cuyo trabajo se mencionará brevemente. Proponen un método similar al de Lin y Salisch, tratándose ahora de una zona de arenas con  $\phi$  alta. Como se vio anteriormente, en este método se plantea la posibilidad de obtener o relacionar la permeabilidad a la porosidad de una formación y al tipo de roca en sí misma. Así entonces la estimación de la permeabilidad se realizará a partir del cálculo de la porosidad e identificación del tipo de roca. Se considera también que el campo posee diferentes intervalos posibles productores, con cambios en la litología de uno a otro estrato productor.

Como en los otros estudios, hacen una integración de los datos de núcleos con los de los registros geofísicos. Haciéndose énfasis en la medición de las características geométricas de los poros, ya que como bien se sabe el entender las características geométricas de los poros es muy importante para la caracterización, dado que el desplazamiento de los hidrocarburos es controlado al nivel de poros. La identificación del tipo de litología y obtención de la porosidad se puede lograr también mediante un juego o conjunto de registros comunes, sin requerirse ninguna herramienta especial o la toma de nuevos registros para esto. Dichos registros son los más comúnmente usados (o con los que más se cuenta), como por ejemplo, el SP, GR, alguno que ofrezca perfiles de resistividad, así como el de densidad y el neutrón



Con base en que la porosidad y el tipo de roca pueden ser identificados por medio de la respuesta arrojada por los registros, (considerando que la permeabilidad se relaciona a la porosidad y a un tipo de roca o zona hidráulica de flujo) entonces la permeabilidad puede ser también estimada de la respuesta de los registros (Fig. 2-30). Para tal fin obtienen una ecuación general, que se presenta a continuación:

$$k = 10^{[(C_1 * \phi) \pm C_2]} \quad (2-30)$$

Donde  $C_1$  y  $C_2$  son constantes que dependen de las características de la formación y debe entenderse que para cada tipo de roca identificado, como en los métodos mencionados anteriormente, corresponde una ecuación diferente para estimar la permeabilidad

Este último método, señalan los autores, puede aplicarse a intervalos parcialmente nucleados y en pozos que no fueron nucleados (adyacentes o de áreas semejantes), lo mismo que el método de Lin y Salisch anteriormente citado. Además, presenta la ventaja de que al no requerirse nuevos pozos, o de registros especiales, ni el cierre del pozo, hace que este método sea de aplicación rápida y económica, ya que utiliza datos existentes

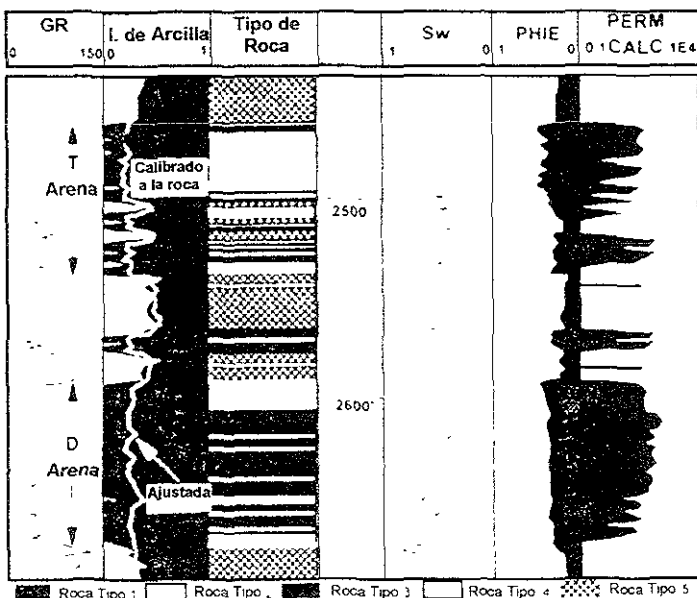


Fig 2-30 Perfiles de las respuestas de los registros y de la estimación de permeabilidad en un pozo

## CAPITULO 3.

# DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE REGISTROS GEOFÍSICOS EXCLUSIVAMENTE.

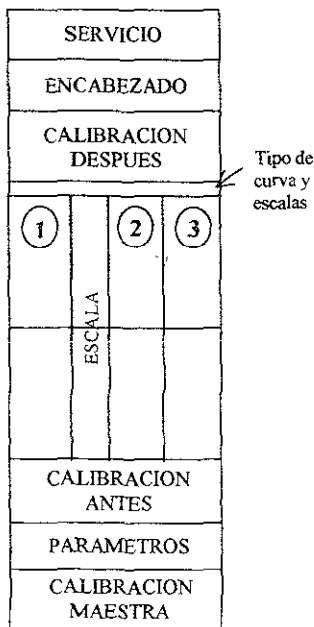
Sin lugar a dudas una de las herramientas más usadas y útiles dentro de la industria petrolera son los registros geofísicos de pozos. Utilizados en la caracterización de yacimientos, son de mucha ayuda apoyando otras técnicas, como el análisis de núcleos, al caracterizar un pozo o un yacimiento. Incluso, algunas veces son el único medio disponible que aporta información acerca del pozo o yacimiento. Sin contar con que son mucho más económicos (comparados con otras técnicas) como ya se mencionó en el capítulo anterior.

Los registros pueden proporcionar, de forma directa o indirecta, la información petrofísica necesaria de la formación para realizar el trabajo de yacimientos requerido. Dentro de los parámetros que se pueden medir directamente se tienen los siguientes: la resistividad, el tiempo de tránsito, la densidad y la radioactividad natural. Otros parámetros deben ser inferidos a partir de los que arriba se mencionan, por ejemplo: la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad, la litología, etc. Sin embargo, algunas veces deben ser corregidos con respecto al medio ambiente de medición para obtener mejores resultados.

Conviene mencionar que tanto las herramientas de registros como la capacidad de las computadoras para realizar cálculos han evolucionado muy rápidamente en los últimos años. Esta evolución ha permitido obtener resultados más acertados de los parámetros calculados, teniéndose acceso a ellos en el mismo pozo, mediante microcomputadoras. Dichos resultados dan una idea rápida para las decisiones que se podrían tomar en el pozo.

Los datos procesados en el sitio de la toma del registro son posteriormente evaluados más a fondo en un centro de cómputo, obteniéndose así una mejor interpretación del registro. Sin embargo las técnicas “manuales” de interpretación (que corresponden a la primer generación de equipos) se siguen utilizando. Esto podría ser visto como una forma de analizar individual y de manera rápida los resultados arrojados por la computadora en el pozo.

Un registro geofísico de pozo es una representación gráfica digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La interpretación del registro puede ser tanto cualitativa como cuantitativa. Brevemente se mencionarán las partes que conforman un registro tradicional, presentándose también en forma esquemática en la Fig. 3-1.



- El encabezado contiene tres tipos de datos: 1) del pozo, 2) de la perforación, 3) del lodo. También se pueden incluir observaciones.
- Calibración: Se refiere a la herramienta. Los valores de la calibración antes y después deben de coincidir más o menos con la calibración maestra.
- Tramo Repetido. Se realiza con la finalidad de verificar que las curvas obtenidas sean idénticas. Generalmente son 30 m. (este punto y el anterior verifican el buen funcionamiento de la herramienta).
- Escalas de presentación del registro. Pueden ser clasificadas así; escala Regional: 1:1000, 1:500, 1:200, y la escala de Detalle: 1:40 y 1:20
- En los carriles 1, 2 y 3 se presentan las curvas.

Fig. 3-1 Esquema de las partes que componen un registro geofísico de pozo.

Este capítulo está dedicado a comentar cómo se puede obtener la permeabilidad con el uso de registros únicamente o, en su defecto, hacer uso de ellos en una mayor proporción, ya sea de forma cualitativa o cuantitativa, como se verá más adelante

### ***3.1 Determinación cualitativa de la permeabilidad mediante registros geofísicos de pozos.***

Aquí se incluirán todos aquellos registros que señalen o permitan inferir que las capas atravesadas son formaciones permeables. Se tienen diversos criterios para identificar capas permeables, como por ejemplo el uso del SP, la invasión del filtrado durante la perforación y el enjarre formado en las paredes del pozo. Hay que decir que básicamente se tratan cinco casos en el pozo, esto es: los registros tomados en lodos base agua (lodos dulces y salados), o base aceite (emulsión inversa), en agujeros vacíos (o un gas inerte) y/o agujeros entubados. A continuación se citan algunos registros usados para determinar la permeabilidad en forma cualitativa y se indican algunas de sus características.

#### ***3.1.1 Registro de potencial espontáneo (SP).***

Este registro es uno de los que más se corren en un pozo, siendo generalmente tomado en combinación con otros registros en una sola herramienta. El SP, a groso modo, se define como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo y otro electrodo móvil dentro del pozo.

##### **Utilidad y características del SP.**

Se utiliza principalmente para identificar capas permeables y sus límites, correlacionar formaciones, determinar la resistividad del agua de la formación ( $R_w$ ), y estimar el volumen de arcilla en la roca. El registro da buenas respuestas en formaciones preferentemente de baja a moderada resistividad y lodos dulces. Sin embargo, aún en formaciones muy resistivas es capaz de identificar lutitas y capas permeables, como en los carbonatos, pero no define los límites adecuadamente.

El SP es medido en capas permeables, en las cuales el agua contenida tiene una salinidad inferior o mayor que la del lodo usado en la perforación. Así, su amplitud es

asociada con la diferencia en salinidad, y por tanto la presencia de SP es solamente una indicación cualitativa de permeabilidad. En otras palabras, para formar la curva de SP se requieren las siguientes condiciones: un agujero que contenga un fluido conductor, una capa permeable y entre dos capas de lutitas. Por tanto, el registro de SP no puede usarse en lodos no conductivos, como los base aceite, o cuando se utilizan fluidos de perforación muy ligeros, como el aire o la espuma. Como ya se mencionó anteriormente, se toma junto con otros registros, los cuales son, generalmente, registros de resistividad convencionales y el de inducción.

### Descripción de la curva del SP.

La curva del SP, que se tiene en superficie, es el resultado de las variaciones del potencial espontáneo que se genera en las formaciones y se presenta en el carril I del registro. De una forma esquemática, se puede apreciar a continuación.

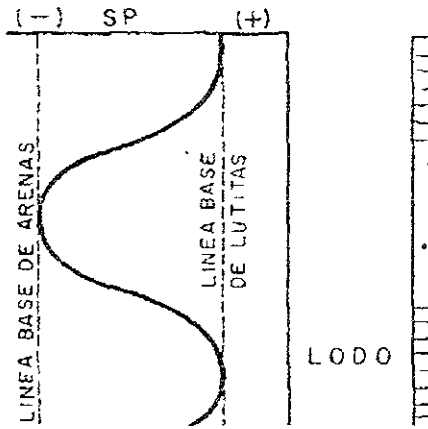


Fig. 3-2. Esquema representativo de una curva de SP en una formación permeable

Se tiene la línea base de lutitas (correspondiente a su potencial) a partir de la cual se hacen las lecturas de potencial de una capa porosa y permeable. La deflexión de la curva, ya sea de forma positiva (a la derecha,  $R_{mf} < R_w$ ) o negativa (a la izquierda,  $R_{mf} > R_w$ ), sólo indica cómo es el potencial, siempre partiendo de la línea base de lutitas. Generalmente la

curva del SP no alcanza la línea base de arenas, pero si es el caso, sería el máximo SP que una capa libre de lutitas genera, el cual es conocido como potencial espontáneo estático (SSP)

En general, el registro del SP tiene lecturas menores al SSP debido a las impurezas presentes en la arena. Cuando se tienen intercalaciones de lutita (arenas arcillosas) en la formación, al potencial se le conoce como potencial espontáneo pseudoestático (PSP). Asimismo, su amplitud es menor en formaciones con espesores delgados, adquiriendo a veces la curva una forma puntiaguda. Cuando se tienen capas delgadas (espesores menores a 3 m) es a veces necesario corregir el valor leído. Asimismo, formaciones altamente resistivas afectan la deflexión de la curva. También se tiene que el diámetro del agujero y la invasión del filtrado afectan la deflexión del SP; sin embargo, Hilchie señala que los efectos son muy pequeños y en general pueden ser ignorados.

### ***3.1.2 Registro de rayos gamma (GR).***

Este registro, como el SP, puede ayudar a distinguir zonas permeables también, sólo que de una forma más burda se puede decir. Esto es, en palabras llanas, distingue lutitas de no lutitas, asumiéndose así que con las lutitas bien definidas, las demás capas pueden ser zonas productoras (claro, ésto dependerá en parte del conocimiento que se tenga de la estratigrafía local). Esta distinción se puede apreciar mejor en conjunción con los registros laterolog (LL), y microlaterolog (MLL)

Así, bajo ciertas condiciones el GR es de gran ayuda, como por ejemplo en lodos muy salados, lodos base aceite o formaciones de carbonatos donde el SP y los registros eléctricos no dan muy buenas respuestas. El registro de rayos gamma, a diferencia del SP, mide la radioactividad natural emitida por la roca. La forma de la curva es muy similar a la del SP, es por ello que fácilmente puede correlacionarse con otros registros del área en estudio, frecuentemente

### 3.1.3 Registros de resistividad.

Dentro de estos registros se tienen básicamente dos grupos: los eléctricos y los de inducción (o electromagnéticos) Así, la resistividad de las formaciones es medida de dos formas: 1) enviando corriente a la formación y midiendo su facilidad para fluir a través de ella (registros eléctricos), y 2) induciendo corrientes eléctricas en la formación y midiendo qué tan grandes son las respuestas de la formación (registros de inducción)

Estos registros, señalados arriba, están diseñados para medir diferentes distancias de investigación dentro de la formación, analizándose así las diferentes zonas de interés de una formación atravesada (Fig. 3-3). De forma general, se puede decir que ambos se toman en agujero descubierto, a excepción del inducción sencillo (IL) que puede correrse en agujero entubado. Además, los registros eléctricos se corren en lodos conductores, mientras que los de inducción, en lodos no conductores, generalmente. En la tabla siguiente se incluyen algunos de los registros que miden la resistividad en todas las formaciones de interés petrolero.

| Zona Lavada ( $R_{10}$ )      | Zona Invasada ( $R_i$ )   | Zona Virgen o no alterada ( $R_c$ ) |
|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|
| Microlog (ML)                 | Normal Corta (SN)*        | Normal Larga (LN)*                  |
| Microlaterolog (MLL)          | Laterolog 8 (LL8)         | Laterolog (LL3)                     |
| Registro de Proximidad (PL)   | Esférico Enfocado (SFL)   | Inducción Profunda (ILD)**          |
| Microesférico Enfocado (MSFL) | Inducción Media (ILM)**   | Laterolog Profundo (LLD)***         |
|                               | Laterolog Somero (LLS)*** | Laterolog 7 (LL7)                   |
|                               |                           | Inducción Sencillo (IL)             |

Tabla 3-1 Registros geofísicos de acuerdo a su radio de investigación.

Los asteriscos (\*) que se ponen en la Tabla 3-1, indican curvas propiamente dicho. Y señalan lo siguiente: \*Estas dos se obtienen del eléctrico convencional (EL) \*\*Registro doble inducción (DIL). \*\*\*Registro doble laterolog (DLL).

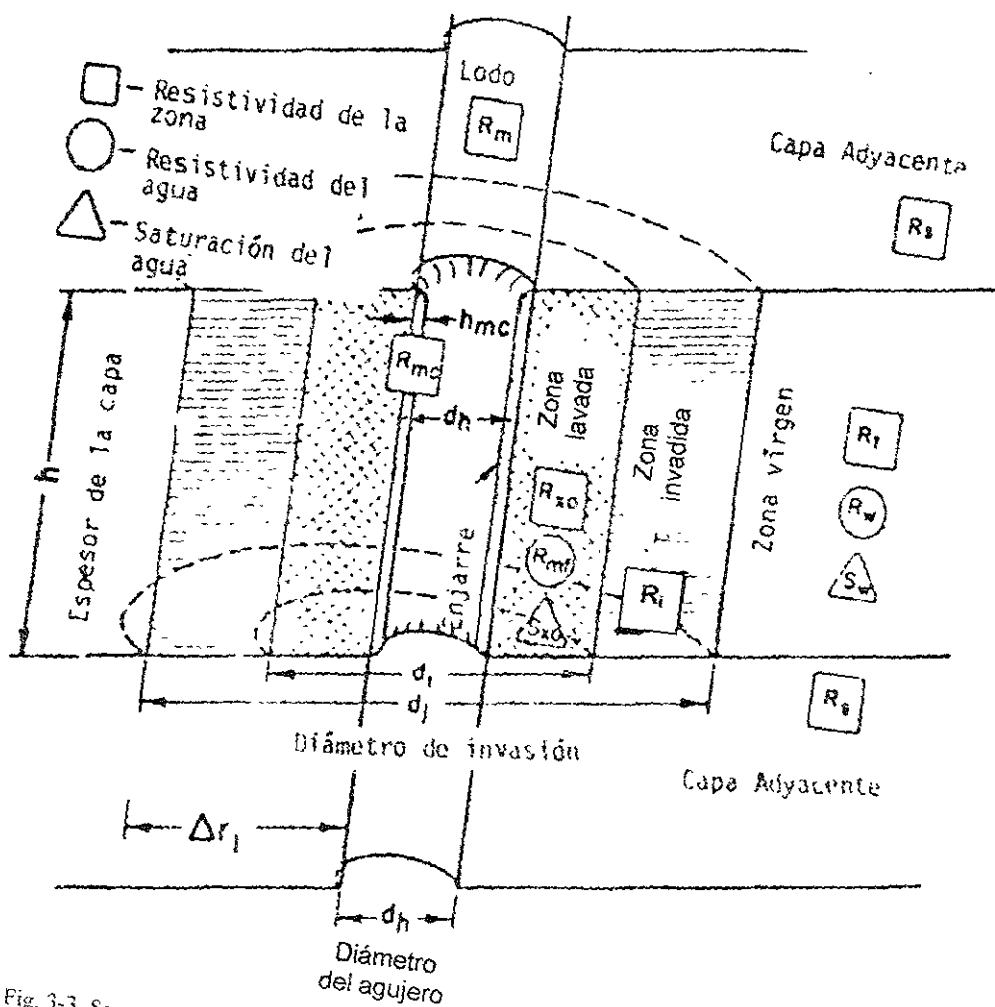


Fig. 3-3. Sección transversal, en forma esquemática, de la vecindad de un pozo<sup>13</sup>.

A continuación, se presentarán algunos registros o métodos en los que se utiliza alguno de estos registros ya señalados arriba, para ayudar a identificar las capas o zonas permeables en un yacimiento, esto es, para tener así una indicación cualitativa de permeabilidad.



### *Invasión de la formación por el filtrado del lodo.*

La invasión de la formación por el filtrado del lodo se refleja por las lecturas de resistividad (profunda) y microrresistividad que toma la herramienta. Es decir, las dos curvas utilizadas no leen los mismos valores de resistividad; por ejemplo, la separación que puede observarse entre las curvas de inducción profunda (o cualquier otro registro para resistividad profunda) y la de resistividad somera. Entonces, dependiendo de si la resistividad del filtrado del lodo,  $R_{mf}$ , es mayor o menor que la resistividad del agua de la formación,  $R_w$ , las lecturas de herramientas con radios de investigación someros serán mayores o menores que aquellas con radios de investigación profundos, en formaciones con agua. En formaciones con hidrocarburos la separación depende de los cocientes  $R_{mf}/R_w$  y  $S_w/S_{xo}$ . Esta separación generalmente existe, pero puede tenerse en una dirección u otra. (Ver Fig. 3-4A).

Este método no es aplicable o recomendable para formaciones con resistividades altas, ésto debido al efecto del agujero. Aunque, por otro lado, dependiendo del arreglo de registros que se utilice estas condiciones adversas pueden minimizarse

Se pueden tener, por ejemplo, los siguientes juegos de registros para detectar la invasión de una formación: DIL – SFL, siendo el SFL la curva de resistividad somera en este arreglo; donde la relación entre  $R_{ILM}/R_{ILD}$  es una indicación de la invasión. También debe notarse lo siguiente, cuando una  $R_{mf} > R_w$ , invasión creciente más allá de una profundidad moderada, causará que la relación  $R_{ILM}/R_{ILD}$  se incremente, mientras que la relación  $R_{SFL}/R_{ILD}$  decrece. Cuando se observa un cambio en la resistividad, acompañado por un decremento en la separación entre las curvas  $R_{SFL}$  y  $R_{ILD}$ , indica un incremento de hidrocarburos o una invasión extremadamente profunda. Aquí con el SFL los efectos del agujero son prácticamente despreciables. Puede usarse otro registro enfocado en lugar del SFL, si no se cuenta con él.

Por otro lado, se puede tener el DLL – MSFL (o cualquier otro que mida  $R_{co}$ ), para esta combinación su principal aplicación puede ser la de determinar  $R_t$ , no obstante se puede acoplar al caso que se está analizando.

Para estas combinaciones, y casi de forma general, se deben de aplicar las siguientes correcciones en los registros eléctricos y de inducción: 1) efecto del agujero, 2) efecto del espesor de capa y 3) por efectos de invasión. Tómese en cuenta que las correcciones deben de realizarse en el orden indicado.

### ***Registro microlog (ML).***

Este es particularmente efectivo en varios tipos de formaciones al revelar invasión cuando se usan lodos base agua dulce; así, cuando se tiene una separación positiva, por ejemplo,  $R_{5cm} > R_{2.5 \times 2.5cm}$  ( $R_{2"} > R_{1" \times 1"}$ ), indica una zona permeable, ver Fig 3-4B. Como se puede apreciar, este registro cuenta con dos curvas de diferentes profundidades de investigación, proveyendo así información de la resistividad de un volumen muy pequeño de enjarre y de la formación inmediata a la pared del pozo Detectando así rápidamente la presencia de cualquier enjarre que se tenga, indicando por tanto la invasión de la formación y por consiguiente que la capa es permeable.

A la curva de  $R_{2"}$  se le conoce como micronormal (llamémosle R2) y la curva de  $R_{1" \times 1"}$  se le conoce como microinversa (llámesele R1), teniendo R2 una profundidad de investigación mayor R2 mide  $R_{\infty}$  (de 3 a 4 pg dentro de la formación) mientras que R1 mide la  $R_{mc}$ , es decir la resistividad del enjarre. Debe aclararse que la separación positiva que se menciona en el párrafo anterior sólo ocurre cuando  $R_{mc} > R_m > R_{mf}$ . Por otro lado, la presencia de zonas impermeables (lutitas) se determina porque no se presenta separación entre las curvas o por una separación negativa (ejemplo  $R2 < R1$ ). Como dato adicional, se dice que cuando la formación investigada presenta resistividades veinte veces mayores a  $R_m$ , la formación es regularmente muy densa para poder producir los hidrocarburos, no importando la separación positiva de las curvas de resistividad, como se señala arriba

Otras funciones de este registro son: definir acertadamente el espesor efectivo de la formación, registrar las variaciones en el diámetro del agujero y estimar  $R_{\infty}$ . Debe

mencionarse que para que el valor de  $R_{vo}$  sea confiable se deben tener o alcanzar las siguientes condiciones

1. La relación  $R_{vo}/R_{mc}$  debe ser inferior a 15.
2. El espesor del enjarre ( $h_{mc}$ ) debe ser menor a media pulgada.
3. El diámetro ( $d_i$ ) debe ser mayor a 4 pg., porque de otra forma las lecturas de la herramienta son afectadas por  $R_i$ .

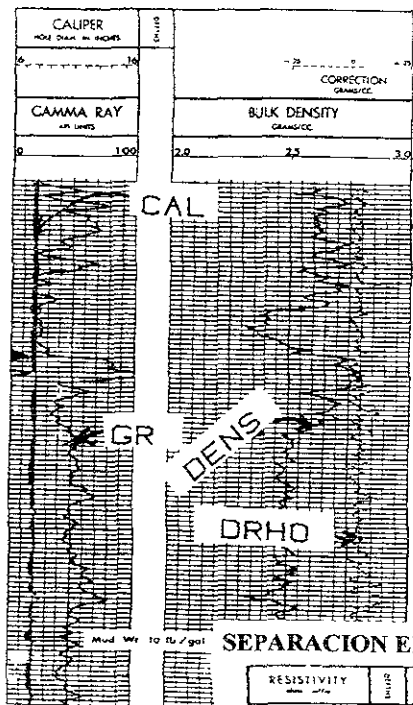
### ***Registro caliper (CALI).***

A pesar de que no es un registro propiamente eléctrico, si no más bien mecánico, se incluye aquí, porque al abrirse el patin envia diferencias de potencial a la superficie que son traducidas en medidas de longitud; además de servir como método para indicar, de forma indirecta, la presencia de permeabilidad.

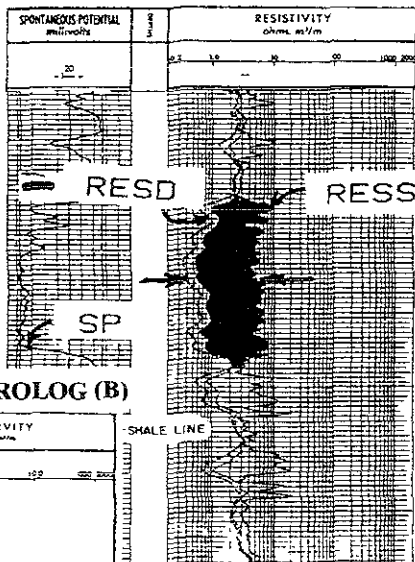
El caliper puede ayudar a la localización de zonas permeables dada su característica para determinar el espesor del enjarre formado en la pared del pozo, más aún, si las formaciones adyacentes a éstas son aproximadamente del tamaño de la barrena utilizada al perforarla. El enjarre se forma, o incrementa en las formaciones permeables, debido a que los sólidos incorporados al lodo se acumulan en la pared del pozo mientras parte del fluido se filtra en la formación. Este hecho origina, por tanto, que aumente de espesor el enjarre en formaciones permeables (Fig. 3-4C). Formaciones como las lutitas tienden generalmente a erosionarse más que las capas permeables o duras impermeables; así, mediante el caliper se puede inferir o identificar tales formaciones.

Hay que considerar que el espesor del enjarre es delgado cuando se están utilizando lodos salados en formaciones con resistividades moderadas a altas. Por tanto, es afectado como otros registros ya mencionados, y no es posible detectar capas permeables; sin embargo, aún es capaz de detectar las lutitas erosionadas. Otros factores también pueden influir, al inferir el espesor del enjarre disminuyéndole, como lo es la alta presión ejercida por el patin de la herramienta en la pared del pozo.

### INCREMENTO DEL ENJARRE (C)



### SEPARACIÓN DE RESISTIVIDADES (A)



### SEPARACION EN EL MICROLOG (B)

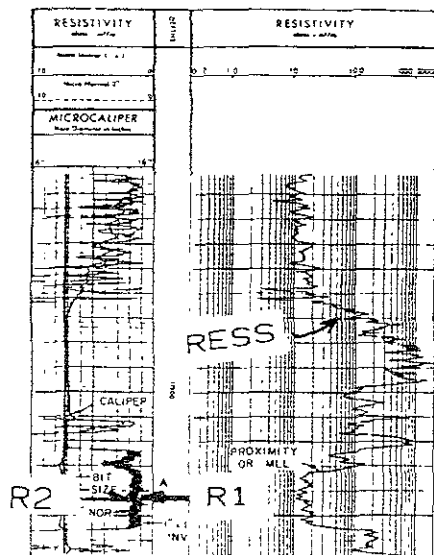


Fig 3-4 Registros indicando la existencia de permeabilidad en forma cualitativa.

### 3.1.4 Otros métodos para estimar cualitativamente la permeabilidad.

Dentro de este punto se considera un método que permite estimar la permeabilidad en forma cualitativa con la ayuda o combinación de varios registros geofísicos. Así, el método podría definirse como Determinación de permeabilidad en forma cualitativa, asociándole al gradiente observado en las graficas de  $\Delta t$  vs  $\phi$ , los datos de registros geofísicos A continuación se describe brevemente

Javali e Iverson<sup>14</sup>, desarrollaron un método para estimar la permeabilidad de forma cualitativa. Hacen uso de los gradientes observados en las gráficas del tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) de un registro sónico versus la porosidad ( $\phi$ ) obtenida de los registros de densidad y neutrón. Se hace una distinción cualitativa entre zonas de alta y baja permeabilidad o entre pozos con una buena producción y pozos no productivos o que son abandonados posteriormente a su perforación. Esto se logra analizando las pendientes de la rectas ajustadas a los datos en la gráfica mencionada arriba. Así, de acuerdo con sus observaciones, si la recta tiene una pendiente baja (pequeña) entonces la arena será permeable; mientras que, si la pendiente es grande se tienen formaciones poco permeables o impermeables. Por ejemplo, en la Fig 3-5 con el análisis de la pendiente, se predice una permeabilidad mayor para el pozo Arch 123 mientras que para el pozo Arch 120 la permeabilidad será menor

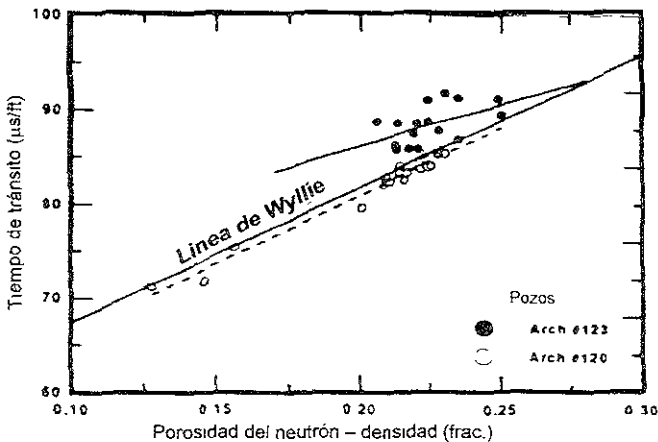


Fig 3-5. Gráfica de datos sónicos vs porosidad

La tendencia promedio de tipo lineal de la ecuación de Wyllie para obtener la porosidad de registros sónicos (de aquí en adelante línea de referencia) se ajusta promediándose de manera combinada al conjunto de datos de ambos pozos y se usa como referencia para comparar las pendientes obtenidas al ajustar cada recta, mediante una regresión lineal, al conjunto de datos para cada pozo.

De la misma manera, para un conjunto de pozos que analizaron, concluyen que a valores mayores de las pendientes y valores más pequeños para las ordenadas al origen se tienen pozos secos, no explotables; mientras que si se tiene lo contrario, los pozos son productores o con posibilidades. Esta conclusión a la que llegan es gracias a la observación que sacan de los datos presentados, de pozos productores y no productores, en las graficas ya mencionadas de  $\Delta t$  vs  $\phi$ , ver figuras 3-6 a 3-8, y que se verifican con los datos del campo mismo. En la Fig. 3-6 se observa que las pendientes de las rectas ajustadas a los datos de los diferentes pozos son inferiores a la de la línea de referencia, siendo todos estos pozos productores

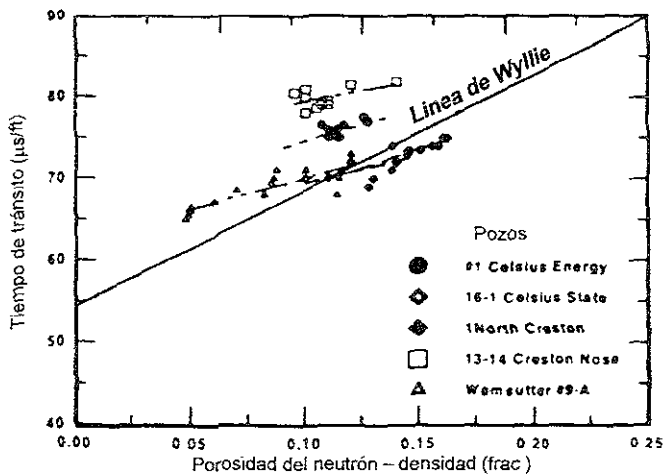


Fig 3-6 Gráfica de datos sónicos vs porosidad. Pozos mostrando pendientes menores que la de la línea de Wyllie.

En tanto que, en la Fig. 3-7 las pendientes que se observan son similares a la de la línea de referencia y dichos pozos también se pueden considerar medianamente productores para el campo en estudio, de forma particular.

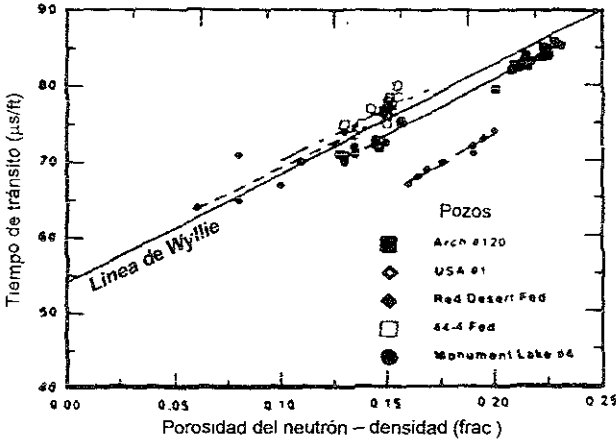


Fig 3-7. Gráfica de datos sísmicos vs porosidad Pozos mostrando pendientes similares a la de la línea de Wyllie

Mientras que, en la Fig. 3-8, como puede verse, las pendientes que se observan son mayores a la de la línea de referencia. De acuerdo con la información que poseen, dichos pozos fueron pozos perforados y abandonados.

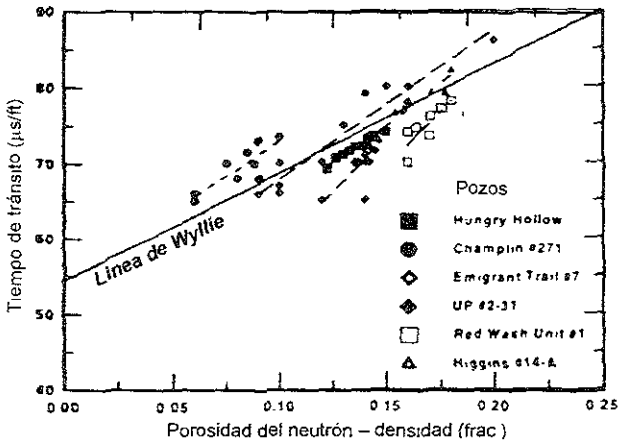


Fig 3-8. Gráfica de datos sísmicos vs porosidad. Pozos mostrando pendientes mayores que la de la línea de Wyllie.

En pocas palabras, si la pendiente observada es menor o igual a la de la línea de Wyllie entonces existe permeabilidad en la formación y los pozos son productores o medianamente productores. Dichas pendientes, es decir su variabilidad, pueden entenderse en términos de los siguiente parámetros: la distribución del tamaño de granos, fluido contenido en los poros, contenido de arcillas afectando cambios tanto en la porosidad como en la permeabilidad y el tiempo de tránsito sínico.

La meta de este estudio realizado por Javali e Iverson es demostrar, por tanto, cómo al ser graficados los datos  $\Delta t$  de los registros sínicos y la porosidad del juego de registros neutrón-densidad, ofrecen una correlación muy fuerte con la permeabilidad y hasta con la productividad del pozo. Tal relación fue estudiada y puede aplicarse a diversas formaciones, rocas sedimentarias, de diferentes medios ambiente de depósito. Por otro lado, como todo método tiene sus limitaciones y debe ser utilizado con sus restricciones correspondientes, como lo es el que exista una buena correlación entre el tiempo de tránsito del registro sínico y la porosidad del juego de registros neutrón-densidad. Así, también esta interpretación será mejor dependiendo de la experiencia de la gente involucrada en el proceso de interpretación de las gráficas.



### ***3.2 Determinación cuantitativa de la permeabilidad mediante registros geofísicos de pozos.***

Estimar la permeabilidad mediante el uso exclusivo de registros geofísicos de pozos, es algo que los investigadores han buscado obtener desde tiempo atrás. Sólo que hasta ahora no se ha tenido éxito en su totalidad, es decir que sea 100% confiable, cubriendo de manera universal toda formación productora. Sin embargo, hay algunos métodos o técnicas que reclaman poder estimar la permeabilidad sólo mediante registros (o en su mayor parte).

Dentro de estos registros se tienen dos principalmente

- Registros que emplean la Resonancia Magnética Nuclear (NMR).
- Registros que emplean las ondas Stoneley.

De acuerdo a esto, entonces, esta parte del trabajo será dedicado a las técnicas que utilizan tales registros.

#### ***3.2.1 Resonancia Magnética Nuclear (NMR).***

La resonancia magnética nuclear se emplea en la industria petrolera y en otras áreas, como lo es la ciencia de la medicina. Tocante a la industria petrolera, este aspecto tiene principalmente las siguientes aplicaciones:

- Mide la porosidad, tanto efectiva como total (sin los efectos de minerales)
- Mide los volúmenes de fluidos, únicamente de manera acertada.
- Determina la Permeabilidad.
- Determina el tipo de hidrocarburos.
- Determina cambios en la viscosidad del aceite.
- Determina contacto de fluidos

Existen algunas otras aplicaciones como lo es la identificación de zonas productoras pasadas por alto, capas de baja resistividad / bajo contraste, e identifica intervalos productores libres de producción de agua

A continuación, se presentan algunos de los métodos o trabajos conocidos que utilizan la resonancia magnética nuclear para determinar la permeabilidad, poniéndose un poco de mayor atención al trabajo de Seevers, dada su importancia por ser el primero en utilizar la NMR como medio para obtener la permeabilidad a partir de registros

### **Principios.**

Seevers<sup>15</sup> presenta un trabajo (1966) donde relaciona la ecuación de Kozeny-Carman (K-C) con parámetros medibles de un registro de resonancia magnética nuclear (NMR), para obtener la permeabilidad de areniscas.

Así, basado en el trabajo de Purcell y Brooks obtiene la permeabilidad de las muestras utilizadas. La permeabilidad se calculó usando la ecuación K-C y se comparó con los valores medidos reportados. Demostrándose, del trabajo de Purcell que tal ecuación (K-C) es confiable cuando se trata de finos (empacamientos de polvo) o de formaciones no consolidadas; mientras que cuando se ha aplicado a formaciones consolidadas la correlación entre los valores calculados y los valores medidos de permeabilidad es muy baja.

Con la teoría de relajación de la polarización del spin nuclear para fluidos en contacto con superficies sólidas (Korringa, et al.), Seevers expresa la ecuación de K-C en términos de los parámetros medidos por la técnica nuclear magnética (Índice de fluido libre, FFI, y el tiempo de relajamiento observado,  $T_1$ ). Entonces, considerando primeramente que la técnica es aplicada a un sistema confiable para la ecuación de K-C (empacamientos de polvo de tamaños uniformes) se evalúa qué tan efectiva es dicha correlación obtenida. Posteriormente, se aplica dicha técnica a areniscas consolidadas, donde se asume lo siguiente: 1) La ecuación de K-C funciona, si se restringe únicamente a la parte “relevante” de la distribución del tamaño de poros; y 2) la información obtenida del registro es relacionada solamente a la parte “relevante”. Dicha parte “relevante” son las superficies que intervienen en el flujo del fluido. A continuación se presenta el modelo matemático y físico para relacionar las mediciones de NMR a la ecuación de K-C.

Empacamientos de finos (*tamaño de poro uniforme*).

Estableciendo primeramente la ecuación de Kozeny ya conocida

$$k = \frac{\phi^3}{T(1-\phi)^2 S^2} \quad (3-1)$$

donde.

k = permeabilidad (cm<sup>2</sup>)

φ = porosidad (fracción)

S = área de la superficie específica (cm<sup>2</sup> de superficie / cm<sup>3</sup> de sólidos)

T = tortuosidad o textura (adim)

Carman determina que el valor de T es 5 ±10% para empacamientos de polvo con tamaños de partículas uniformes. Como ya se mencionó esta ecuación con el factor de 5 introducido por Carman (ahora Kozeny-Carman) se adapta bien y de manera confiable al caso que se está señalando arriba.

De los estudios realizados por Seevers et. al se presenta y analiza un modelo (ver Fig. 3-9) acerca del tiempo de relajamiento, T<sub>1</sub>, para la polarización del spin de los protones en líquidos hidrogenados, en el poro de un sólido, teniéndose así la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_B} = \frac{V_S}{V_B} r_s \quad (3-2)$$

donde:

T<sub>1</sub> es el tiempo de relajamiento observado

T<sub>B</sub> es el tiempo de relajamiento bruto para el líquido

V<sub>S</sub> es el volumen de líquido en contacto con la superficie del sólido o poro

V<sub>B</sub> es el volumen de líquido lo suficientemente retirado de la superficie del sólido

T<sub>1s</sub> es el tiempo de relajamiento para V<sub>S</sub>

r<sub>s</sub> es la razón que caracteriza una interfase sólido-líquido, quedando definida de la

siguiente forma  $r_s = \frac{1}{T_{1s} + \tau}$  ;

τ es el tiempo medio de permanencia de las moléculas en V<sub>S</sub>

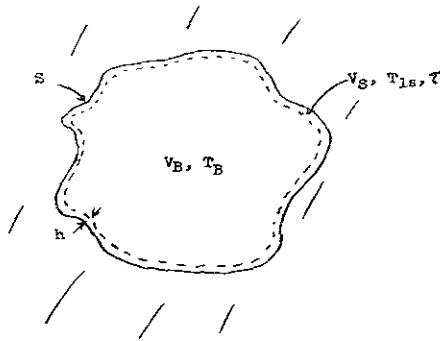


Fig. 3-9 Esquema del modelo asumido por Korringa et. al.

Los parámetros señalados aquí como  $h$  y  $S$  corresponden al espesor de la capa modificada y al área de la superficie específica, respectivamente. Así, la ecuación 3-2 es correcta para el modelo presentado, si se considera que  $V_S$  es muy inferior a  $V_B$  y que el diámetro del poro es menor que la longitud de difusión de las moléculas del líquido.

Por lo tanto para un sistema poroso con un tamaño de poro uniforme, se puede expresar a  $V_S$  de la siguiente forma:

$$V_S = SV_T(1-\phi)h \quad (3-3)$$

donde  $V_T$  se refiere al volumen total del sistema poroso y, por tanto  $V_T(1-\phi)$  es el volumen de la parte sólida. Haciendo la misma consideración de arriba tenemos que  $V_B$  es:

$$V_B = V_T \phi \quad (3-4)$$

Ahora, sustituyendo las ecuaciones 3-3 y 3-4 dentro de la ecuación 3-2, se tiene lo siguiente:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_B} = \frac{S(1-\phi)}{\phi} h r_s$$

o bien expresada así: 
$$\frac{\phi}{(1-\phi)S} = h r_s \frac{T_1 T_B}{(T_B - T_1)} \quad (3-5)$$

Si se eleva al cuadrado esta última ecuación y se sustituye en la ecuación 3-1, se obtiene la siguiente expresión

$$k = A \phi \frac{(T_1 T_B)^2}{(T_B - T_1)^2} ; \text{ donde } A = \frac{(h r_s)^2}{T} \quad (3-6)$$

De las mediciones magnéticas nucleares se obtiene la porosidad a partir de la fuerza de la señal,  $T_1$ , y  $T_B$  de mediciones de relajamiento (en el laboratorio y por separado) Así, entonces el único parámetro desconocido será A, el cual es una característica de la interfase sólido-líquido, así como de la tortuosidad

En el experimento realizado se midió la permeabilidad de manera convencional y  $T_1$  en un aparato para medir la polarización del spin. En la Fig. 3-10 se presenta el resultado de las mediciones en una muestra. La porosidad se obtiene al interceptarse la curva con el eje de las ordenadas; ajustándose el sistema de tal manera que la amplitud de la señal con valor 1.0 correspondiese a las dimensiones de una muestra de agua, en este caso de  $\frac{3}{4}$  pg.  $\times$   $\frac{3}{4}$  pg  $T_1$  se obtiene de la pendiente de la curva y  $T_B$  se midió teniéndose el valor de 2.7 segundos, para la muestra seleccionada. Así de las mediciones hechas se calcula el producto de la ecuación 3-6 (exceptuando A) y se compara con la permeabilidad medida (Fig. 3-11). Como puede verse la correlación obtenida es muy buena; aun más, verificando el valor de T obtenido es de 5.6, lo cual cumple con el rango de error citado por Carman, por lo tanto, se puede concluir que la ecuación 3-6 es una relación válida para obtener k en empacamientos de polvo (finos)

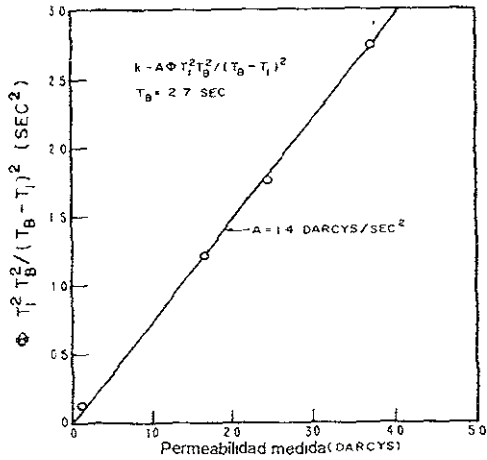
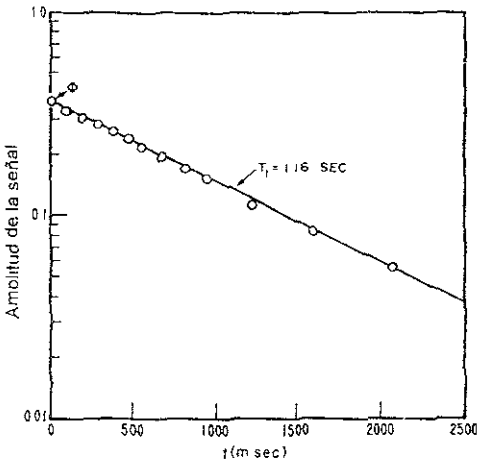


Fig. 3-10. Mediciones de la relajación magnética termal para los protones del agua contenidos en los poros de los empacamientos de polvo de cuarzo, tamaño de grano uniforme.

Fig. 3-11. Comparación de la permeabilidad obtenida en laboratorio y la calculada.

Ahora se verá su aplicación en rocas consolidadas (*Poros no uniformes, Areniscas*).

A diferencia de lo visto anteriormente, para el caso de rocas consolidadas la relajación de la polarización del spin nuclear para protones del agua en los poros de la roca no es simplemente exponencial, como en el caso de los empacamientos de polvo. En rocas consolidadas la señal observada es la suma de las señales de cada uno de los espacios porosos; así, la señal estará representada como.  $\text{señal} \propto \phi \sum_i f_i \exp(-t/T_{1i})$

donde  $f_i$  es la fracción de la porosidad total,  $\phi$ , que tiene un tiempo de relajamiento  $T_{1i}$ . La Fig 3-12 es un ejemplo de esto, como se verá a continuación. El rápido decaimiento inicial que se observa (0 - 40  $\mu\text{s}$ ) es debido al agua presente en regiones de una alta relación de superficie a volumen, como lo son pequeñas hendiduras o regiones asociadas con arcillas, por ejemplo. Pero como ya se señaló, el modelo que se está utilizando considera que estas regiones no son una parte importante del sistema de flujo. Debe mencionarse que todos los equipos de registros magnéticos nucleares (por lo menos en ese tiempo) tienen un tiempo llamado "muerto" de 40 mili-segundos. Esto debido a que la herramienta no registra la señal en ese lapso de tiempo, por tanto, señales de la región con un decaimiento rápido no son observadas.

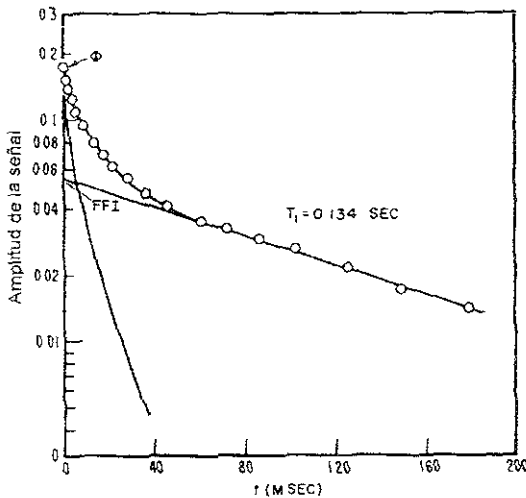


Fig 3-12. Medición de la relajación magnética termal para los protones del agua contenida en los poros de una roca consolidada

De la Fig 3-12 se puede observar también que se obtiene un  $T_1$  de 0.134 segundos, el cual es muy inferior al tiempo observado en los empacamientos de polvo. FFI se obtiene extrapolando las señales mayores al tiempo muerto hasta cero segundos; así, para el ejemplo de la Fig 3-12, el registro indicaría un FFI de 5.4% y un  $T_1$  de 0.134 seg, ya mencionados.

Entonces, la hipótesis de Seevers planteada es que esta fracción del espacio poroso y el tiempo de relajamiento asociado con él, pertenecen a la parte relevante del sistema poroso para el flujo del fluido y que la permeabilidad es alcanzable con la ecuación de Kozeny. Como se verá es similar a la ecuación 3-6, sólo que en lugar de utilizar  $\phi$ , utiliza FFI.

$$k = A \text{ FFI} \frac{(T_1 T_B)^2}{(T_B - T_1)^2} \quad (3-7)$$

Así, esta ecuación es para areniscas consolidadas, donde  $T_1$  es el tiempo de relajación para la componente larga y corresponderá a aquel medido por el registro, así como FFI

Para verificar la validez de tal ecuación, se midió la permeabilidad en forma convencional a más de 60 muestras, de 5 pozos, y también se hicieron mediciones magnéticas nucleares. Se abarcó un amplio rango de permeabilidades y tamaño de grano. Los resultados que presentan son los casos extremos, es decir aquellos con los rangos más bajos y altos de permeabilidad. En las siguientes figuras (3-13 y 3-14) se muestran dos gráficas comparativas, en las que se puede apreciar una buena correspondencia entre la permeabilidad medida y la calculada utilizando las mediciones magnéticas nucleares, para muestras de los pozos A y B.

En el pozo A, a tres muestras se les midió ambas permeabilidades (vertical y horizontal), y la permeabilidad vertical se aleja de la curva de correlación. Las constantes de proporcionalidad (A) varían para todos los pozos estudiados (11 y 0.23 darcy/seg<sup>2</sup>, para los pozos A y B, respectivamente, mientras que para los otros es de 0.63 darcy/seg<sup>2</sup>). Sin embargo, para un pozo dado, un valor en particular es aplicable para toda la formación. Sólo en pocos casos la permeabilidad medida fue mucho más grande que la calculada, en dichos casos se encontró que los núcleos estaban fracturados

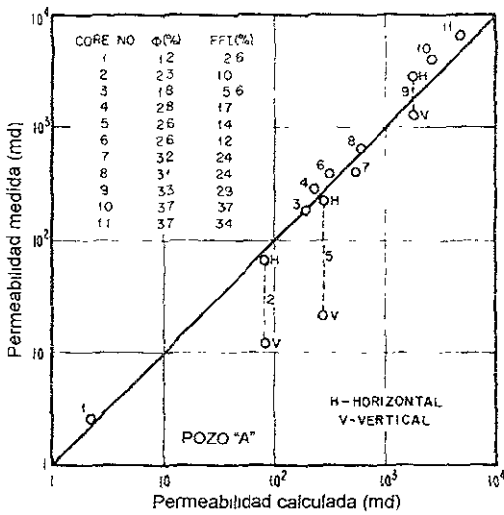


Fig. 3-13. Comparación de permeabilidades obtenidas convencionalmente y calculadas.

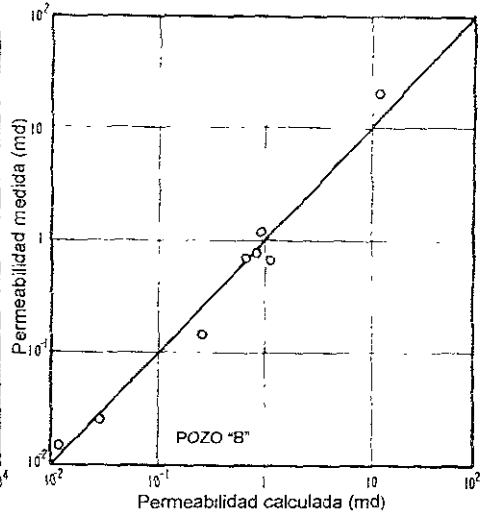


Fig. 3-14. Comparación de permeabilidades obtenidas convencionalmente y calculadas.

Posteriormente Timur<sup>16</sup> presenta otro trabajo para estimar la permeabilidad de areniscas con mediciones de NMR, el cual base, en gran parte, en el trabajo de Seevers ya descrito. Asimismo, utiliza una correlación ya vista (Capítulo 2) para estimar permeabilidad relacionándola con las mediciones magnéticas nucleares.

Timur usa la ecuación 3-7, obtenida por Seevers, y propone estimar la permeabilidad utilizando los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , los cuales se pueden obtener con el registro magnético nuclear (NMR). El parámetro  $\alpha$  está compuesto en sí por los mismos elementos que se encuentran en la ecuación 3-7, así.

$$k = A \alpha, \text{ donde } \alpha = \text{FFI} \left( \frac{T_1 T_B}{T_B - T_1} \right)^2 \quad (3-8)$$

sólo que para su investigación, Timur la modifica de la siguiente forma:

$$k = A \alpha^s \quad (3-9)$$

donde, como se sabe, A es una constante; del mismo modo, s es una constante empírica y ambas son determinadas para cada campo.



El otro parámetro,  $\beta$ , que propone en su estudio para estimar la permeabilidad, estará dado en el siguiente desarrollo. Primeramente, utiliza su correlación, dado que demuestra ser un mejor estimador de permeabilidad, entonces.

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (3-10)$$

Ahora, de las ecuaciones para  $\phi_e$  que señala en su estudio. 1)  $\phi_e = \phi (1 - (S_{wi} / 100))$ , y 2)  $\phi_e = C_1 FFI + C_2$ ; resuelve para  $S_{wi}$  (por medio de la solución de ecuaciones simultáneas de  $\phi_e$ ), teniéndose entonces que  $S_{wi}$  es:

$$S_{wi} = 100 \left( 1 - \frac{C_1 FFI + C_2}{\phi} \right) \quad (3-11)$$

asi, sustituyendo está expresión en la ecuación 3-10, se tiene.

$$k = 0.136 - \frac{\phi^{4.4}}{10^4 \left( 1 - \frac{C_1 FFI + C_2}{\phi} \right)^2} \quad (3-12)$$

Por conveniencia para su manejo, también la ecuación anterior se modificó así:

$$k = B\beta^t \quad (3-13)$$

donde  $\beta$  es definido como:

$$\beta = \frac{\phi^{4.4}}{10^4 \left( 1 - \frac{C_1 FFI + C_2}{\phi} \right)^2} \quad (3-14)$$

los parámetros B y t son constantes empíricas, determinadas para cada campo

Las ecuaciones descritas arriba para estimar la permeabilidad fueron evaluadas utilizando los datos obtenidos por Timur en su investigación para estudiar la relación entre los parámetros k,  $\phi$  y  $S_{wi}$ . A esta información agregó mediciones de  $T_1$  y FFI. Graficó los datos de cada campo en forma logarítmica:  $\log k$  vs  $\log \alpha$  y  $\log k$  vs  $\log \beta$ . Los datos graficados son analizados numéricamente para obtener los valores de las constantes ya antes mencionadas (A, s, B y t)

De tales gráficas puede verse, tanto de forma gráfica (por la dispersión) como estadísticamente (con los coeficientes de correlación,  $r$ , y los errores estándar,  $e_s$ ), que mientras  $\alpha$  es un mejor estimador para algunos campos,  $\beta$  lo es para otros. Lo cual pone en claro que para elegir a alguno de estos dos estimadores se requiere experiencia. Si un parámetro fuese a utilizarse de forma universal para estimar  $k$ , puede decirse que  $\beta$  es mucho mejor que  $\alpha$  (esto se aprecia al comparar los valores de  $r$  y  $e_s$ ). Así, la ecuación utilizada, ecuación 3-13, adquiere la siguiente forma:

$$k = 0.330 \left[ \frac{\phi^{4.4}}{10^4 \left( 1 - \frac{1.4 FFI - 3.2}{\phi} \right)^2} \right]^{0.83} \quad (3-15)$$

Esta ecuación es útil para estimar la permeabilidad de una formación cuando no se cuenta con núcleos. La presentación gráfica de tal ecuación se puede ver en la Fig. 3-15.

Para concluir con el estudio de Timur, se puede decir que la permeabilidad de las areniscas puede ser estimada de mediciones in-situ a través de los parámetros FFI y  $T_1$  medidos por el NML, utilizando las ecuaciones 3-8 y 3-15. También debe aclararse, según señala Timur, que si se va a utilizar el parámetro  $\beta$  como estimador de permeabilidad, se requerirá de un registro de porosidad, adicional al NML.

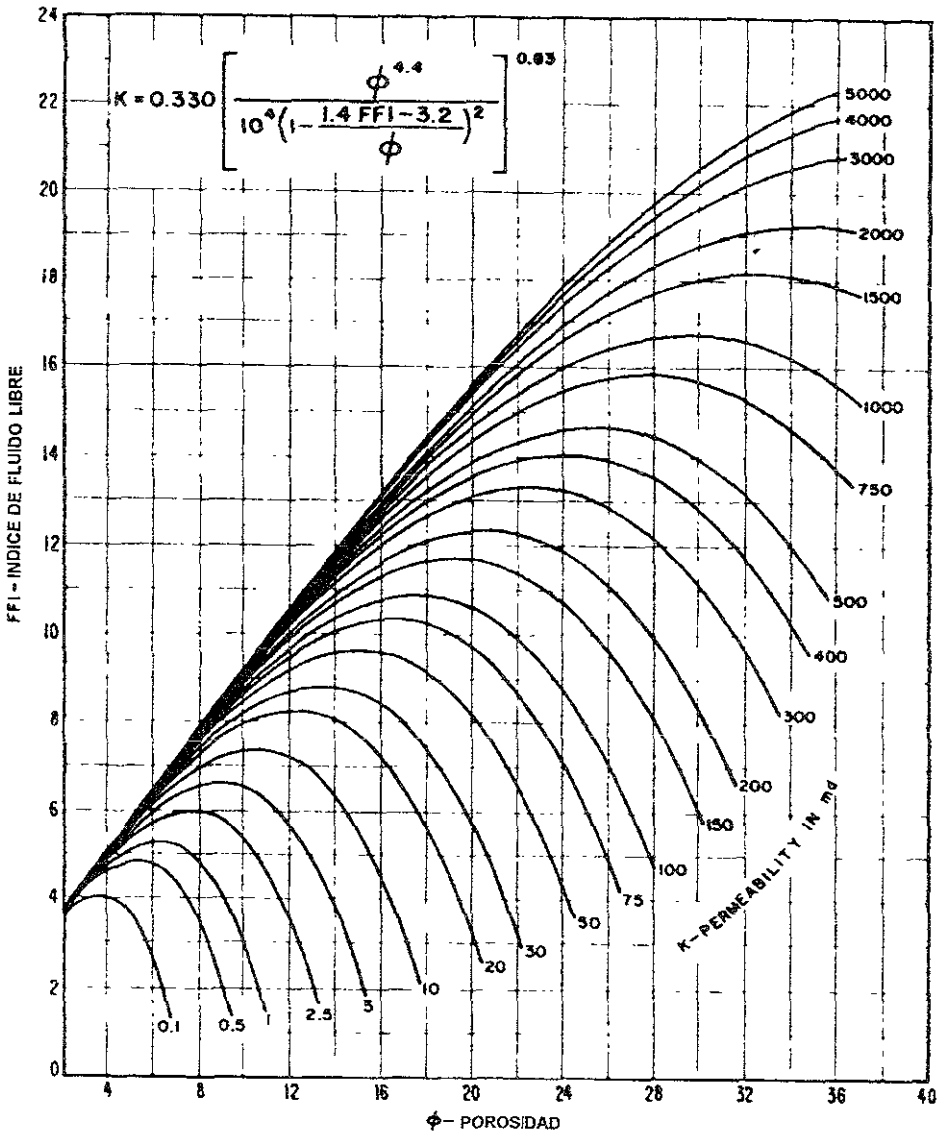


Fig 3-15. Gráfica utilizada para estimar la permeabilidad por medio de FFI y la porosidad.

### 3.2.1.1 Registro magnético nuclear (NML).

#### Principios de la herramienta

En sí, lo que determina la resonancia magnética nuclear es el número y distribución de los átomos de hidrógeno en una molécula, midiendo la frecuencia y cantidad de energía absorbida y emitida por el núcleo de hidrógeno en un campo electromagnético. De manera resumida se presentarán sus principios de medición.

El núcleo de hidrógeno, como muchos otros, posee un momento magnético, y por lo tanto se comporta como una barra imán girando. Dichos imanes giratorios interactúan con campos magnéticos externos, generando señales medibles que pueden maximizarse si el campo oscila a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular (esta frecuencia es conocida como la frecuencia de Larmor). Entonces, el registro NML utiliza tal señal para medir la cantidad de hidrógeno, así como su distribución, en el medio poroso

Ahora bien, el principio de medición del NML se basa en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno, es decir de sus protones. Así, una secuencia de medición está constituida por las siguientes etapas básicamente, ver Fig. 3-16.

1. Alineación del protón. La alineación del protón se lleva a cabo mediante la aplicación de un campo magnético estático grande,  $B_0$ , y requiere de un determinado tiempo identificado por una constante de tiempo,  $T_1$
2. Reorientación del protón. Los spins de los protones, es decir el giro del núcleo alrededor de su eje y que se comporta en cierta forma como un pequeño giroscopio (trompo), son reorientados mediante un campo magnético oscilante,  $B_1$ , perpendicular con respecto al de  $B_0$ . La frecuencia de oscilación debe ser tal que sea la frecuencia de resonancia del hidrógeno en el campo  $B_0$ .
3. Movimientos de precesión de los protones. Estos se dan, en un plano perpendicular a  $B_0$ , una vez que se ha tenido la reorientación. Dichos movimientos generan un pequeño campo magnético que es detectado por el mismo emisor (antena) que transmite al campo  $B_1$

4 Desincronización de los protones. La señal decae a medida que los protones pierden sincronización, esto es debido a las variaciones locales que se tienen en el campo  $B_0$  e interacciones moleculares. Sin embargo, la desincronización debida a las variaciones de  $B_0$  puede ser restablecida temporalmente mediante señales re-enfocantes repetidas del emisor.

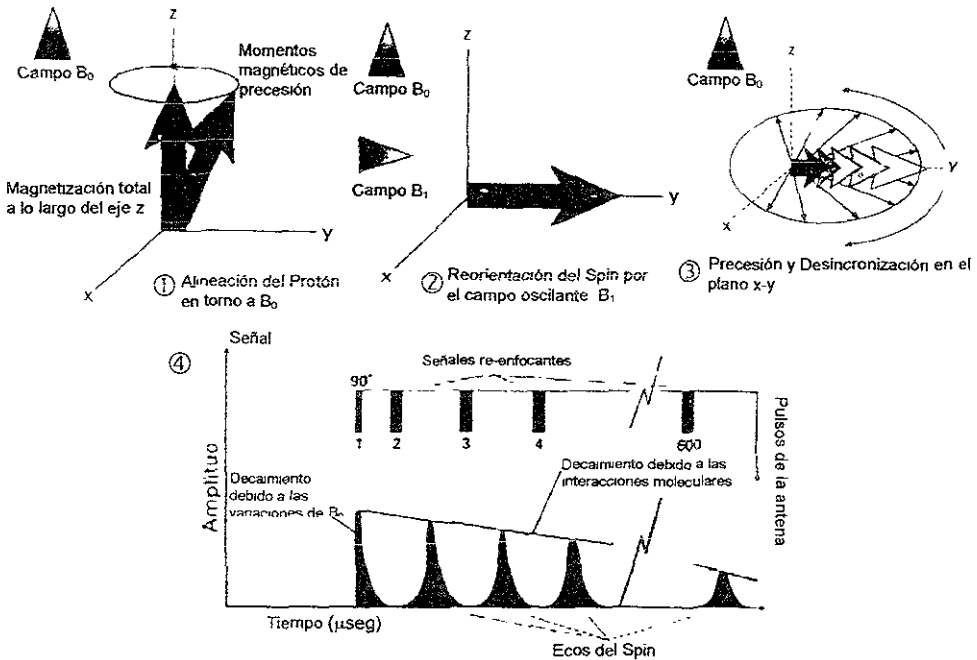


Fig 3-16. Diferentes etapas en la manipulación de los protones, creando una señal para el NML.

Así, después de cada resincronización o eco la señal habrá decaído a causa de las interacciones moleculares con una constante de tiempo denominada  $T_2$ . Debe aclararse que  $T_1$  y  $T_2$  son diferentes, pero están estrechamente relacionadas. Actualmente,  $T_2$  es el parámetro comúnmente más medido por el registro, ya que es más rápido de medir y más apropiado para medir de forma continua, a diferencia de los primeros.

Siendo el tiempo de decaimiento  $T_2$ , la señal del NMR, la medición básica del NML, la herramienta se calibra de forma tal que la amplitud inicial de la señal esté directamente en términos de la población total de protones de hidrógeno o sea de la porosidad. La relajación, o tiempo de decaimiento, depende de la fuerza de las diferentes interacciones moleculares, siendo la suma de muchas relajaciones (rápidas y lentas) de las diferentes partes de una muestra.

Básicamente se tienen tres tipos de relajación a saber, que son debidas a

- las interacciones con la superficie del poro,  $T_{2S}$ .
- la relajación del volumen dentro del fluido del poro,  $T_{2B}$ .
- la difusión de protones en el gradiente de un campo magnético,  $T_{2D}$ .

En este caso, el que mayor peso tiene es  $T_{2S}$ , que depende del tamaño del poro. Asociándose en general, en formaciones con agua, a la relajación  $T_2$  como un indicador directo del tamaño de poros, siendo a su vez muy relacionado con otras mediciones del tamaño de poros o gargantas de los poros.

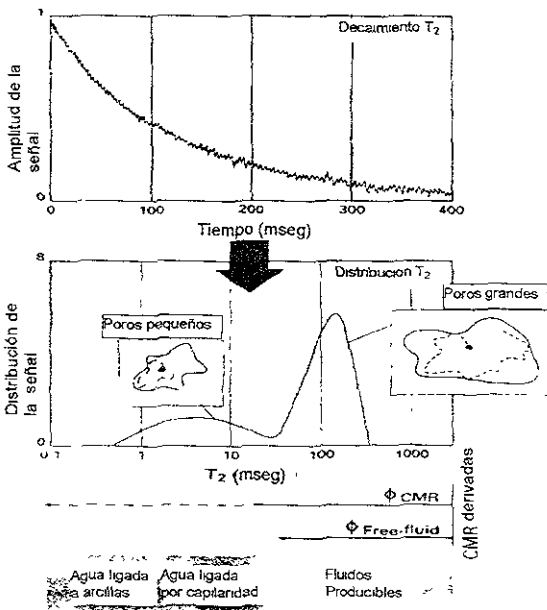


Fig. 3-17. Transformación de  $T_2$ . (CMR, es una marca registrada)<sup>17</sup>

Un ejemplo de los datos adquiridos por el registro se presenta en la Fig. 3-17 de la pagina anterior, así como la transformación del decaimiento  $T_2$  a una distribución  $T_2$  por medio de alguna herramienta matemática (por ejemplo una inversión matemática o algún otro algoritmo). Obteniéndose así un registro continuo de fluido libre y ligado, destacándose en algunos casos que el agua ligada debido a las arcillas puede separarse del agua ligada debido a la capilaridad. Esto se lleva a cabo al aplicar un corte entre 1 y 3 mseg., advirtiéndose que este  $T_{2, \text{cut}}$  varía, dependiendo del tipo de formación que se tenga.

Para formaciones saturadas por agua, se tienen varias ecuaciones para estimar la permeabilidad, usando la resonancia magnética nuclear. La mayoría de ellas usan en su resolución tanto a la porosidad como a las estimaciones del tamaño de la garganta de los poros. Actualmente se tienen dos, que son las mas comúnmente utilizadas. La primera usa el valor medio logarítmico de  $T_2$  ( $T_{2, \text{log}}$ ) como indicador del tamaño de la garganta, siendo:

$$k = A\phi^4 (T_{2, \text{log}})^2 \quad (3-16)$$

donde, A, como ya se vio, es una constante que depende del tipo de formación, encontrándose que para las areniscas generalmente tiene un valor de  $4 \text{ md}/(\text{mseg})^2$ , mientras que para carbonatos es de  $0.4 \text{ md}/(\text{mseg})^2$ . Dicha correlación fue desarrollada para rocas clásticas saturadas por agua, donde la distribución  $T_2$  se ajusta bien a la distribución del tamaño de poros. Por otro lado, se tiene una ecuación que utiliza la razón del fluido libre (FFI) al fluido ligado (BFV o también conocido como BVI) o volumen de agua irreducible, como indicador del tamaño de garganta, así entonces la ecuación se expresa como:

$$k = A'\phi^4 \left( \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \right)^2 \quad (3-17)$$

igualmente,  $A'$  es una constante que depende de la formación y que para las areniscas es de  $1/10^4 \text{ md}$ , comúnmente. Estas constantes, A y  $A'$  deben ser apoyadas con el estudio de núcleos en laboratorio para tener mejores resultados. El valor de porosidad de las ecuaciones vistas arriba puede ser determinado tanto en laboratorio (mediciones directas) como de las mediciones de NMR. Se toma el valor obtenido del registro NML cuando se trata de la interpretación de registros geofísicos solamente.

Para el caso en que se tiene más de un fluido (agua y aceite), lo que existe generalmente en todos los yacimientos, las relaciones expuestas se hacen más complejas. Así, en un formación mojada por agua, para los aceites intermedios y ligeros, la interfase aceite - agua no es una superficie de relajamiento, decayendo el aceite en el tiempo  $T_2$  del volumen de aceite independientemente del tamaño de poros (ver Fig. 3-18). En cambio, los aceites pesados (muy viscosos) pueden llegar a actuar como superficies de relajamiento. Entonces, en las formaciones con más de un fluido presente, la relajación se origina por los mecanismos de difusión y volumen involucrado ( $T_{2D}$  y  $T_{2B}$ ).

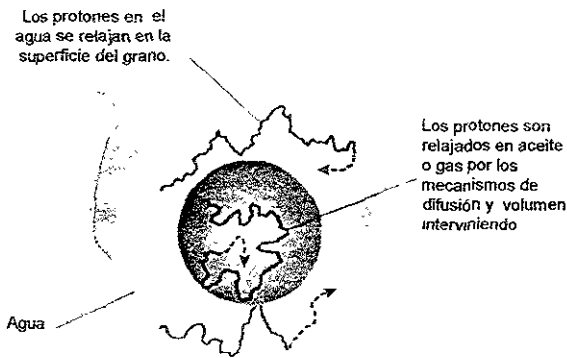


Fig. 3-18. Relajación del protón dependiendo el medio.

Para el caso donde se tienen más de dos fluidos, al ser independiente del tamaño de los poros  $T_2$  ya no es mas únicamente representativo del radio hidráulico. Analizando las dos ecuaciones presentadas arriba, 3-16 y 3-17, la primera no es válida, estrictamente hablando, para estimar la permeabilidad en caso de que se tengan más de dos fluidos y deberá verificarse de forma empírica para diferentes formaciones. Mientras que la ecuación 3-17 se puede utilizar, pero se deben hacer unas consideraciones para el tiempo de relajamiento del aceite,  $T_{2,O}$ . Entonces, si  $T_{2,O} > T_{2, cut}$ , la señal del aceite aparece como fluido libre. Si  $T_{2,O} < T_{2, cut}$ , entonces la señal aparece como fluido ligado. Para este último caso en la ecuación 3-17, BVI debe reducirse en tanto que FFI debe incrementarse con respecto al volumen de aceite detectado en la medición



Visto de otra forma, el modelo FFI/BVI utilizado en la ecuación 3-17 es válido, o inmune a la saturación existente de hidrocarburos residuales, en tanto la fase de hidrocarburos tenga  $T_2$ 's del volumen en el rango de FFI y la fracción de agua libre no cambie por debajo del límite de BVI-a-FFI, es decir del volumen de agua irreductible al volumen de fluido libre.

Actualmente se tienen dos registros que utilizan la técnica NMR para obtener la permeabilidad: el registro MRIL (Magnetic Resonance Imaging Log)<sup>18</sup> y el CMR (Combinable Magnetic Resonance Tool)<sup>19</sup>.

La efectividad de la medición se debe a que el volumen de investigación de la herramienta (volumen sensitivo), aunque generalmente se encuentra en la zona lavada, no es afectado. Es decir, el registro mide acertadamente el fluido libre (FFI), el volumen de agua irreductible (BVI) y la porosidad efectiva (PHI), los cuales no cambian con la invasión, por tanto no se altera el valor de la permeabilidad obtenido.

La ecuación más utilizada en los registros es la 3-17, expresada de la siguiente forma:

$$MPERM = [(MPHI/10)(MFFI / MBVI)]^2 \quad (3-17b)$$

donde:

MPHI = Porosidad efectiva (p.u., unidades de porosidad o en %)

MBVI = Volumen de agua irreductible o ligada (%)

MFFI = Volumen de Fluido Libre (%)

Mperm = Permeabilidad (md)

Téngase en cuenta que  $MPHI = MFFI + MBVI$

El registro MRIL ofrece como salida dos registros, 1) un registro de campo y 2) un registro combinado o computado. Este último incorpora datos de otros registros (registros convencionales o juegos de registros) que aunque no se corren juntos generalmente, en la salida de datos sirven de apoyo.

A continuación se hará una breve descripción de estos registros de salida, obtenidos mediante el uso de la técnica NMR. El registro de campo (Fig. 3-19) incluye, generalmente, en el carril uno un registro de rayos gamma (herramienta incluida en la misma sonda), utilizado para correlacionar y tener control en la medición de la profundidad. Asimismo, en dicho carril se encuentra la medición de los ecos (curva) que están relacionados con la amplitud de la señal medida.

En el carril numero dos se tiene la permeabilidad calculada en el volumen de la formación investigada. Esta curva, así como las otras dos (MPHI y MBVI) que se presentan el carril tres, son únicas entre las herramientas de registros. En este carril tres se presentan las mediciones continuas de fluido libre, agua irreductible y de porosidad (suma de las anteriores).

El registro computado (ya trabajado) incluye las curvas de densidad y neutrón (del registro triple combo)<sup>19</sup> de resistividad y frecuentemente tanto el SP como el caliper, así como otras curvas. Este registro se puede observar en la Fig. 3-20.

Dentro de la misma presentación del registro se tiene la curva BVW (volumen de agua neto, Cbvwe en los registros) y otra curva del volumen de fluido irreductible, es decir BVI. Cabe destacarse aquí que Cbvwe se calcula de registros convencionales en conjunción con los datos del registro NML. Así que se hacen las siguientes consideraciones:

- Si  $BVW > BVI$ , entonces hay más agua que la irreductible. Por tanto, el estrato puede aportar agua.
- Si  $BVW \leq BVI$ , entonces la formación producirá sólo hidrocarburos o hidrocarburos con poca agua

En este caso, el agua y los hidrocarburos se muestran en colores diferentes o sombreados en la presentación del registro. Las puntos donde se tomaron núcleos de pared se indican en el registro con x, para su mejor apreciación y diferenciación de las propiedades obtenidas con el registro solamente

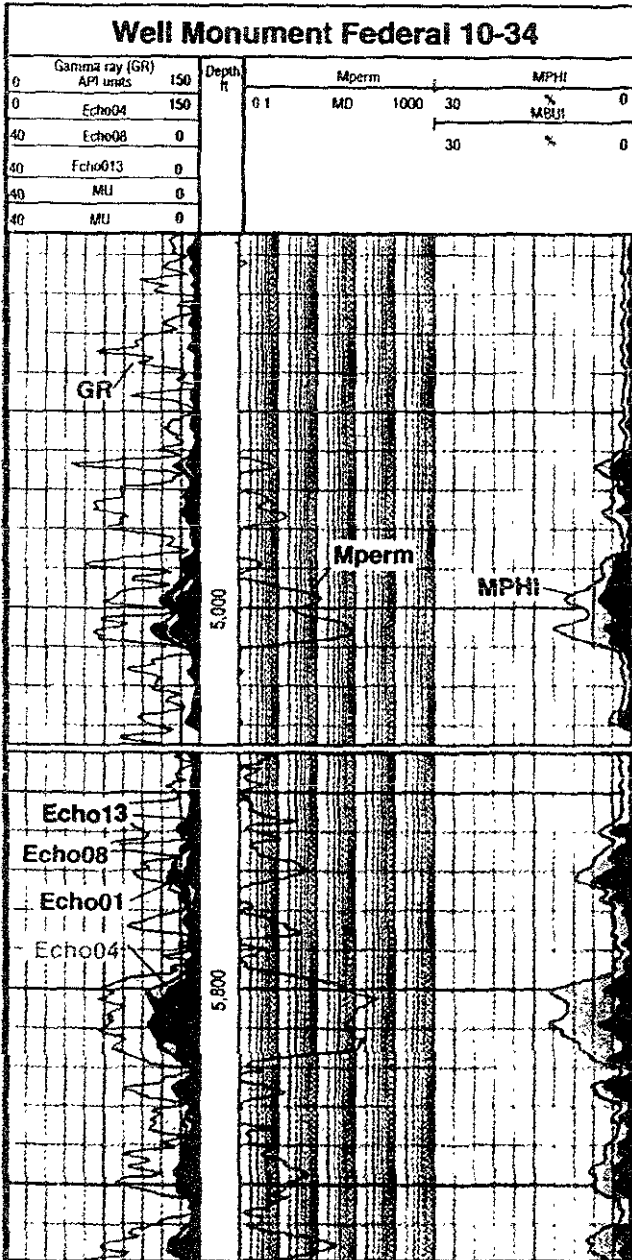


Fig. 3-19. Registro de campo. (MRIL)<sup>20</sup>

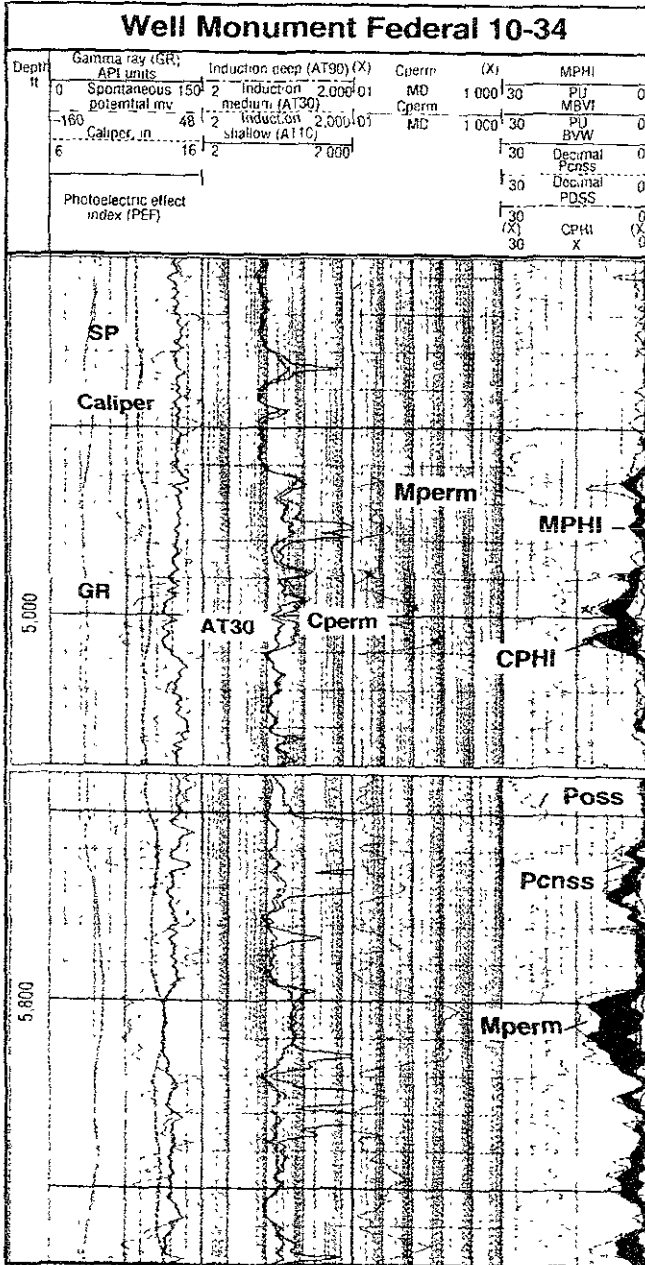


Fig. 3-20. Registro computado. (MRIL)<sup>20</sup>

De la siguiente tabla, que corresponde al mismo pozo mostrado en los registros de campo y computado (procesado), se puede inferir alguna relación entre los valores calculados y medidos de permeabilidad. Aún a pesar de que son intervalos diferentes, con espesores y volúmenes de arcilla diferentes, se observa una buena relación al ser graficados en forma semilog, Fig. 3-21. Para mejorar el ajuste de la recta, se omitió el último valor de la tabla por estar muy disparado.

| Prof. (ft) | $K_c$ (md) | $K_{NML}$ (md) |
|------------|------------|----------------|
| 4990       | 0.04       | 0.0            |
| 5004       | 0.45       | 10             |
| 5006       | 2.7        | 20             |
| 5857       | 0.15       | 2              |
| 5858       | 0.17       | 5              |
| 5862       | 5          | 13             |

Tabla 3-2. Permeabilidades obtenidas de núcleos y del registro NML (mismo pozo de los registros en las Figs 3-19 y 3-20).

Debe considerarse que ésto es sólo un ejemplo, ya que el número de datos disponible es pequeño y, como ya se mencionó, también corresponden a diferentes intervalos. Por lo tanto, sólo es una mera aproximación la ecuación ajustada a este conjunto de datos.

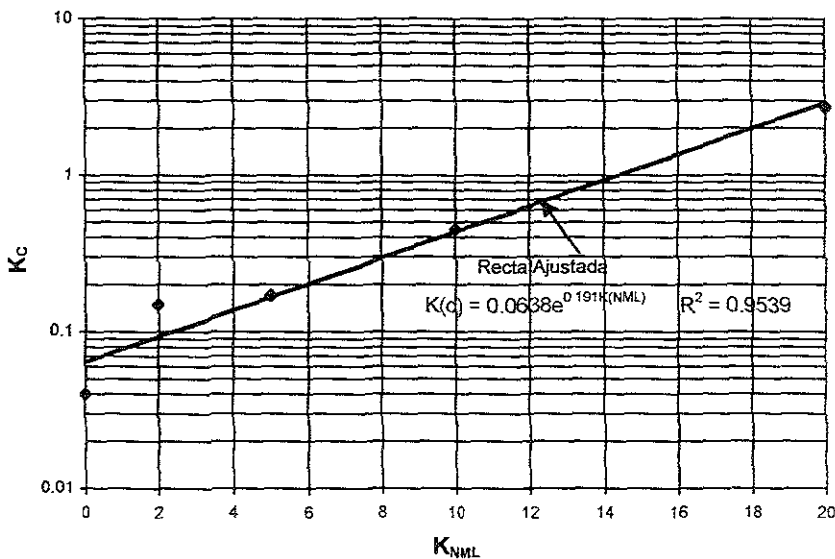


Fig. 3-21. Recta ajustada al conjunto de valores en la Tabla 3-2.

### **3.2.2 Ondas Stoneley.**

Las ondas Stoneley son utilizadas en los registros geofísicos para diferentes aplicaciones, una de ellas es el caso de la estimación de permeabilidad. Desde hace tiempo se conoce el principio de medición (con los estudios de Biot en 1956), pero al tratar de obtener mediciones certeras y confiables de permeabilidad, esta técnica ha experimentado algunas dificultades. Sin embargo, algunos casos han tenido éxito, aunque, en éstos siempre se requirió de la calibración con una medición externa de permeabilidad. Ahora las últimas investigaciones han mejorado notablemente (Brie, A., Endo, T., Johnson, D.L. & Pampuri, F., 1999), mejorándose a tal grado la técnica que los investigadores señalan que no se requiere de una calibración previa de la herramienta con mediciones de núcleos, aunque no se descarta el uso de éstos para verificar lo acertado de la medición al usarse ondas Stoneley.

#### **Fundamentos o principios de medición del registro.**

Lebreton<sup>27</sup> observó que la forma de las señales acústicas usadas en los registros sísmicos cambiaba al pasar por zonas permeables. Las ondas Stoneley son resultado de las señales emitidas por la herramienta, las cuales se transmiten a través del fluido y de la roca misma. Parte de la señal enviada es captada nuevamente por la herramienta, registrándose esto como tiempos de tránsito,  $\Delta t$  ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ).

Se ha observado que a bajas frecuencias las ondas Stoneley se convierten en ondas de tubo y se propagan como una compresión, tipo pistón, del fluido contenido en el pozo, a lo largo del pozo mismo. Así, cuando el agujero atraviesa una zona permeable o fracturas, se tiene un movimiento de fluidos entre el agujero y la formación propiamente (ver Fig. 3-22) Como consecuencia de esto se produce una pérdida de energía, por tanto una atenuación y desaceleración de la onda, incrementada así la duración de la onda Stoneley. El modelo usado en la última investigación, a diferencia de los otros toma en cuenta la presencia del enjarre en las paredes del pozo, y debe ser tomado en cuenta porque interfiere la comunicación con la formación permeable.

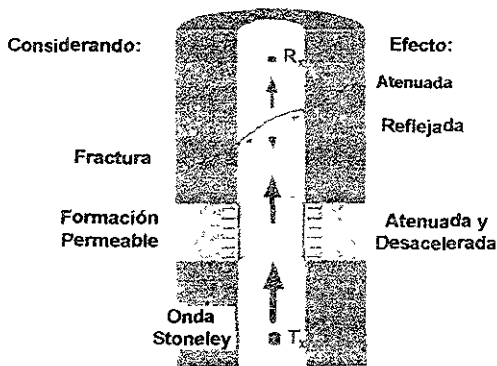


Fig. 3-22. Esquema del comportamiento de las ondas Stoneley en el pozo

### Evaluación de la permeabilidad a partir de las ondas Stoneley.

Debe aclararse que lo que se calcula por medio de las ondas Stoneley es, en sí, la movilidad del fluido, no la permeabilidad propiamente. La movilidad es expresada como la razón de la permeabilidad a la viscosidad de un fluido, por lo que sus unidades son md/cp. Si se toma en cuenta que la viscosidad del agua es más o menos igual a 1 cp, la movilidad y la permeabilidad toman el mismo valor en un yacimiento conteniendo agua.

A continuación se hace una breve descripción de la técnica utilizada por Brie et al.<sup>22</sup> para estimar la permeabilidad de forma cuantitativa. Primeramente, se toma el modelo propuesto por Liu et al.<sup>22</sup>, y se introduce en un programa de cómputo llamado PORELAS. Asimismo, se utiliza una técnica de inversión multifrecuencias (desarrollada por Kimball<sup>22</sup>) que utiliza dicho modelo y no requiere mediciones externas para calibrarse.

La evaluación de la permeabilidad con ondas Stoneley, con una técnica de inversión multifrecuencia requiere formas de onda monopulares de alta fidelidad a baja frecuencia y sobre un rango de frecuencia suficientemente amplio. Las formas de onda monopulares de baja frecuencia adquiridas por la herramienta DSI (Dipole Shear Sonic Imager tool) cumplen con ésto. Dicha herramienta cuenta con tecnología tanto dipolar como monopolar para

registrar mediciones mejoradas de las de onda de corte, compresionales y Stoneley en toda formación.

El modelo utilizado para caracterizar el agujero, consiste de un capa de enjarre elástica y flexible que se encuentra entre el lodo del agujero (el cual se considera como un fluido acústico) y la formación en cuestión. Para lograr el efecto de la flexibilidad del enjarre en este modelo se agrega una tensión (rigidez) a la membrana en la pared del pozo que permite al enjarre, tipo membrana, flexionarse dentro y fuera del espacio poroso, Fig. 3-23. Dicho mecanismo reduce, pero no elimina, los efectos de la permeabilidad en las ondas Stoneley; es decir, su atenuación y dispersión en el medio poroso.

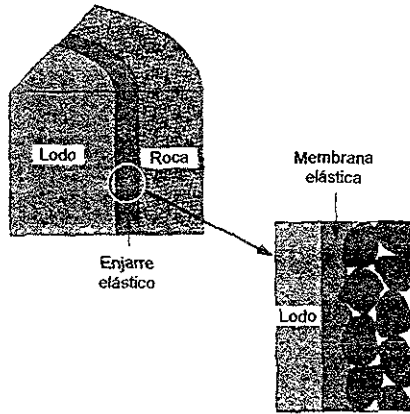


Fig. 3-23. Esquema del modelo asumido para considerar el efecto del enjarre.

El efecto sobre el tiempo de tránsito (retardamiento o slownesses) y la atenuación como una función de la frecuencia se puede ver en la Fig. 3-24. En esta figura se puede observar que al incrementarse la permeabilidad también aumenta la dispersión de las curvas y la atenuación. Asimismo, se observa que el efecto es mayor sobre el tiempo de tránsito a bajas frecuencias, mientras que que es mayor en la atenuación a altas frecuencias. De esta última observación puede esperarse entonces que exista una frecuencia óptima para usar simultáneamente el tiempo de tránsito y la atenuación.



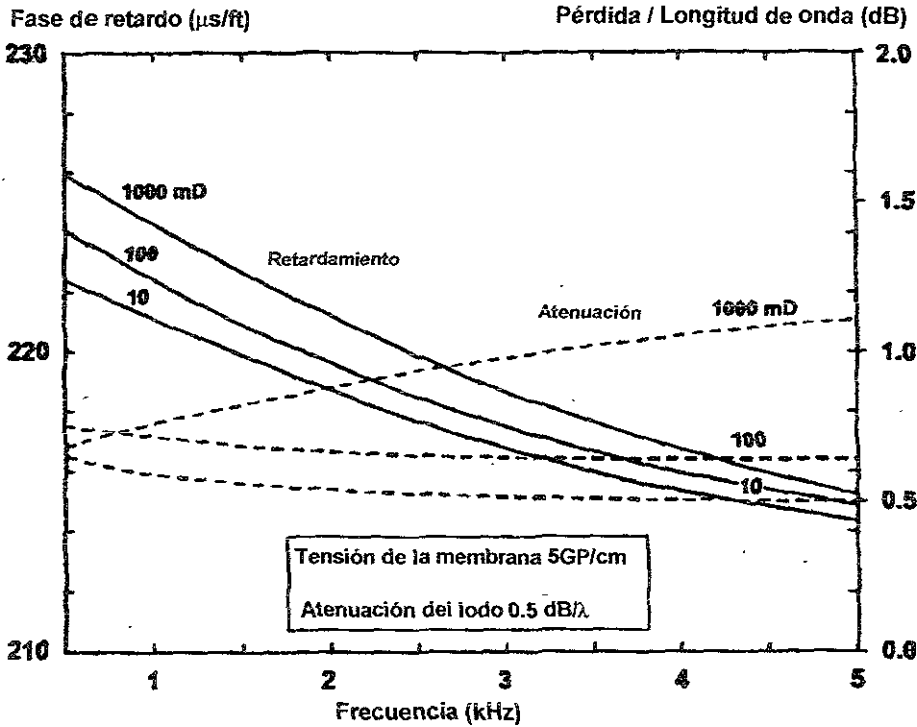


Fig. 3-24. Gráfica mostrando el efecto sobre  $\Delta t$  y la atenuación de las ondas Stoneley como una función de frecuencia.

Siendo PORELAS, por tanto, la implementación del modelo que proporciona las curvas de dispersión para el tiempo de tránsito y atenuación de las ondas Stoneley en una zona permeable.

Así, el obtener la movilidad de un fluido de la compleja fase  $\Delta t$  de las ondas Stoneley es un problema inverso, lo que conlleva a la aplicación de la técnica de inversión de multifrecuencias. Inicialmente, como se vio, de PORELAS se obtienen las curvas de dispersión de las ondas Stoneley. Después, las formas de las ondas Stoneley de banda-amplia son reproducidas nuevamente en el dominio de la frecuencia con estas curvas de dispersión. Un estimador de error medio de mínimos cuadrados (LMSE) se usa para encontrar el valor buscado, en este caso la movilidad del fluido, lo cual minimiza el error total.

El proceso utiliza la fase compleja del tiempo de tránsito (atenuación y retardo) sobre un amplio rango de frecuencias para obtener resultados óptimos, incluyendo los otros parámetros también en el proceso (ver Fig. 3-25). Así, finalmente, el cálculo arroja a la movilidad del fluido con su error asociado y la relación entre la señal y el ruido en ella (SNR) de las formas de onda introducidas.

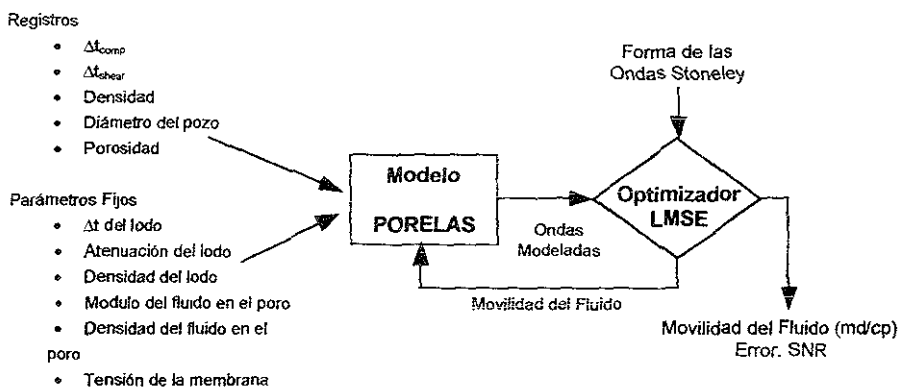


Fig. 3-25. Esquema del modelo y proceso utilizado para estimar la movilidad del fluido.

Hasta ahora se ha tratado considerándose una sola fase. Para formaciones parcialmente saturadas de hidrocarburos, la viscosidad efectiva para el flujo relativo de dos fases es:

$$\eta = \left( \frac{k_1}{\eta_1} + \frac{k_2}{\eta_2} \right)^{-1} \quad (3-18)$$

donde  $\eta_i$  es la viscosidad de la  $i$ -ésima fase y  $k_i$  es la permeabilidad relativa para dicha fase. Siendo entonces la permeabilidad de la formación igual al producto de la movilidad del fluido medido por la viscosidad efectiva de la mezcla en el espacio poroso.

El error al medir la movilidad proviene de dos fuentes, una proviene de la estimación de los otros doce parámetros utilizados en el modelo, y, la segunda, del ruido aleatorio que se presenta en la forma de la onda. De todos los parámetros analizados, los que más contribuyen en el error son tres (con un 90% más o menos): el tiempo de tránsito en el lodo (56%), la atenuación del lodo (19%) y la compresibilidad del fluido contenido en los poros (16%). Debe

aclararse que dicha estimación se realizó considerando que la desviación estándar en la determinación del tiempo de tránsito del lodo fue de 3  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . De hacerse con 1  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para el mismo parámetro el porcentaje de error en este caería a por lo menos a la mitad. Otros parámetros que tienen una influencia menor son: el módulo del grano y la tensión de la membrana del enjarre.

En general, se puede decir que de los parámetros que tienen mayor peso en el error, la atenuación aparente del lodo varía menos que el tiempo de tránsito, como consecuencia es más fácil determinar la atenuación del lodo que el tiempo de tránsito del lodo. Así, los mejores valores que se tienen para determinar  $\Delta t_{\text{mud}}$  es donde se tienen los valores menos afectados (en una gráfica de  $\Delta t_{\text{mud}}$  aparente contra la porosidad) por la permeabilidad. En tanto que para la compresibilidad del fluido en los poros (de la zona invadida) se ve menos afectada cuando se trata de un líquido (siendo la compresibilidad pequeña), entonces con el promedio del módulo del fluido es suficiente garantía. Aunque cuando se tiene gas, se debe tener especial cuidado en la determinación de éste, ya que el módulo puede incrementarse mucho debido a la compresibilidad del fluido. En este caso, se recomienda evaluar el módulo del fluido aparente, de las mediciones de las ondas compresionales y de corte.

#### **Análisis del registro de salida.**

Algunos de los parámetros mencionados arriba se presentan en el registro de salida de la Fig 3-26. En el carril cuatro se tiene el parámetro que en este caso es el que interesa, la movilidad del fluido con su respectiva barra de error para el ruido. Mientras que en el carril tres se tiene al tiempo de tránsito y a la SNR (que según este estudio el valor de la SNR óptimo debe ser igual o superior a 30 dB).

El volumen de gas, observado en la parte derecha del carril uno, puede utilizarse para calcular la viscosidad efectiva del fluido contenido en los poros, si las curvas de permeabilidad relativa del yacimiento son conocidas. En efecto, el volumen de gas es más bien pequeño debido a que es medido en la zona invadida y por lo tanto el gas original fue

removido por el filtrado del lodo. Como consecuencia de ésto la viscosidad efectiva del fluido contenido en los poros de la formación no esta lejana de la viscosidad del agua, y las comparaciones entre la movilidad del fluido y la permeabilidad de la formación de otras fuentes resultan compatibles, es decir muestran un buen grado de empatía.

Y como ya se vio antes, entonces para obtener la permeabilidad de la formación, es necesario multiplicar la movilidad del fluido por la viscosidad efectiva del fluido contenido en el espacio poroso. Dicho de otra forma, la viscosidad estimada de saturaciones y curvas de permeabilidad relativa permite entonces el cálculo de la permeabilidad de la formación, de la movilidad del fluido.

#### **Restricciones del modelo.**

Este modelo es apropiado para rocas clásticas, en tanto que para los yacimientos fracturados se recomienda la aplicación de otras técnicas para su evaluación. Asimismo, la porosidad de la formación debe ser, por lo menos, 10% para que se tengan niveles de error aceptables en el cálculo de la movilidad del fluido.

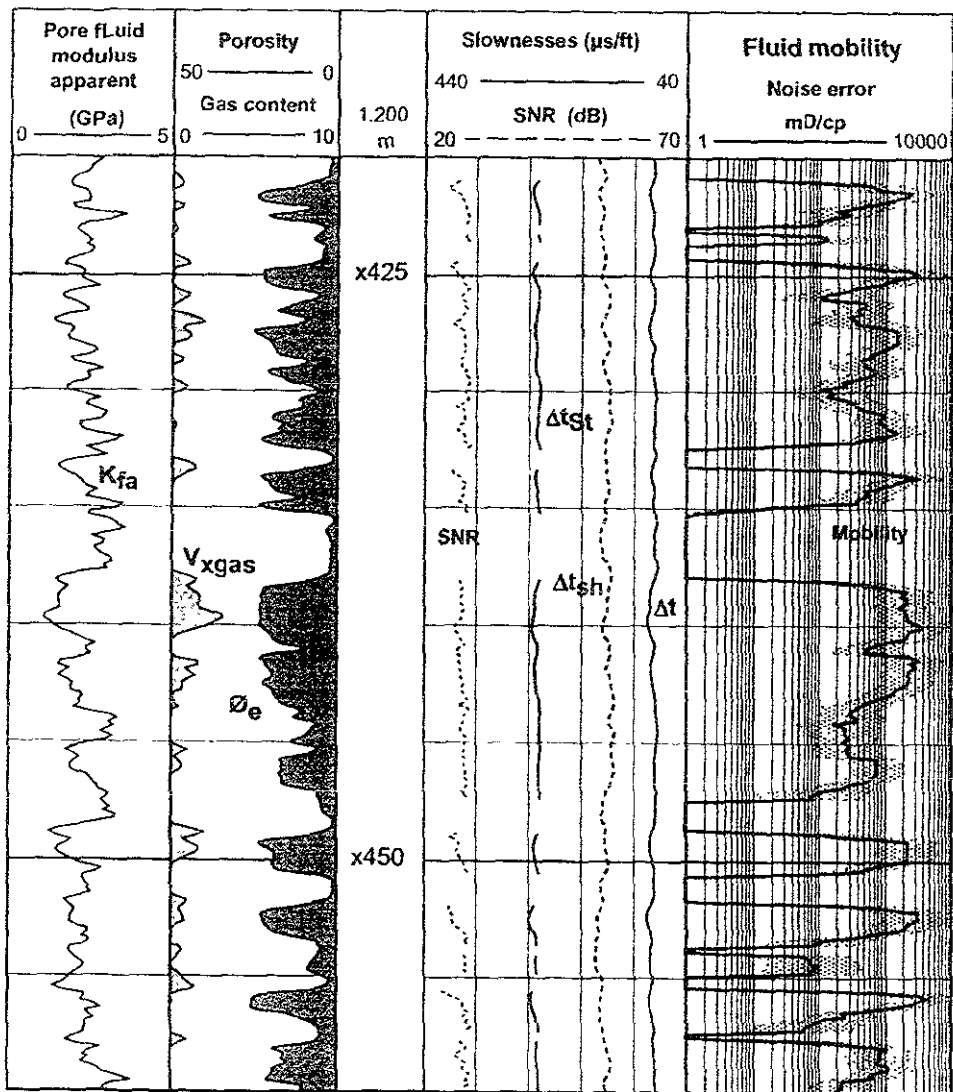


Fig. 3-26. Registro de resultados, evaluación de la movilidad de ondas Stoneley<sup>27</sup>.

## CAPITULO 4.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### *Conclusiones.*

Debido a la importancia que tiene la permeabilidad en la explotación de hidrocarburos, se han desarrollado diversos métodos o técnicas para estimarla. Los más ventajosos, desde el punto de vista práctico, económico y de tiempo, son aquellos que toman en cuenta a los registros geofísicos de pozos

Definitivamente, debe señalarse que la permeabilidad puede ser estimada usando datos combinados de registros geofísicos de pozos y de núcleos, siempre y cuando se obtenga una correlación coherente. Además, el uso de los registros presenta una gran ventaja con respecto a otras técnicas, pues se obtienen perfiles de permeabilidad, centímetro a centímetro, a lo largo de la formación perforada. Aunque la cuantificación de la permeabilidad así es indirecta, al compararse los valores con los de la permeabilidad obtenida en forma directa, mediante núcleos, los resultados de la estimación pueden ser bastante aceptables.

En el trabajo se señalaron varios métodos para estimar la permeabilidad mediante datos de registros geofísicos combinados con información de núcleos con el fin de tener una visión de las posibilidades que ofrece cada uno de éstos, así como de sus limitaciones. Se puede concluir que no hay un método o correlación que, de manera general o universal, se pueda aplicar a todos los yacimientos para determinar la permeabilidad; pues sólo presentan características similares ya que cada yacimiento es diferente, es decir, cada yacimiento tiene sus peculiaridades propias.

Los métodos más conocidos o usados, según la literatura técnica revisada, dentro de lo que se clasificó como métodos empíricos, son los que aplican las correlaciones de Tixier, Timur, Coates - Domanoir, y Coates - Denoo. Estas correlaciones combinan a la permeabilidad con la porosidad y la saturación de agua irreductible; a excepción de la de Coates-Dumanoir, que puede ser usada en formaciones que presenten o no condiciones de saturación de agua irreductible. Es decir, para aplicar dichas correlaciones se requiere conocer la porosidad y la saturación de agua irreductible, que la mayoría de las veces no es fácil de estimar acertadamente mediante registros, por lo cual se usa una aproximación, generalmente. Deduciéndose así que dichas correlaciones sólo son de aplicación local, es decir funcionan para el área, campo o yacimiento, en el cual se obtuvieron o para formaciones similares.

Sin embargo, estas correlaciones no se desempeñan tan bien en formaciones de carbonatos, dada su baja porosidad efectiva y sus disparados rangos de permeabilidad de este tipo de yacimientos; además de que sólo se pueden utilizar en formaciones conteniendo hidrocarburos. Por lo cual, el método presentado por Oyibo brinda una mejor solución al tratar de estimar la permeabilidad, dado que su efectividad demostrada es buena, tanto en arenas como en carbonatos, aunque un poco menor en estos últimos; además de que se puede utilizar en zonas conteniendo hidrocarburos o no.

Por otro lado, los métodos estadísticos se consideran como una alternativa en la búsqueda de generalización, en cuanto a su aplicación, dado que responden y se ajustan de una mejor forma en pozos donde se cuenta o no con información de núcleos. Esto significa que las correlaciones propuestas por estos métodos darán mejores resultados que las empíricas, aún en pozos no nucleados del área. Sin embargo, debe advertirse que aunque estos métodos reportan mejores resultados no son la panacea, ya que todo depende de la información con que se cuente, de las características del yacimiento así como del factor humano: gente con la experiencia y habilidad para discernir, seleccionar y adaptar la correlación, según sea el caso.

De los métodos que se señalan en este trabajo, para los denominados métodos estadísticos, uno de los que ofrece una mejor estimación de la permeabilidad puede ser el trabajo de Johnson. Esto debido a que adecua o toma en cuenta, de forma correcta, el tamaño de las gargantas de los poros en el desarrollo de su método, dada la influencia que tiene en la permeabilidad. Asimismo, divide al yacimiento en zonas hidráulicas de flujo, lo que permite definir mejor o modelar el yacimiento, lo que ayuda mucho a definir más acertadamente los perfiles de permeabilidad en una formación, en especial cuando el yacimiento es heterogéneo.

También debe señalarse que los métodos estadísticos generalmente se aplican a formaciones heterogéneas, mientras que los empíricos en un principio, no todos, se aplicaban o desarrollaban para formaciones limpias.

Si se quiere utilizar solamente registros para determinar la permeabilidad de una formación, se puede hacer de dos formas: cualitativa y cuantitativamente. En forma cualitativa se puede determinar la existencia de permeabilidad en las diversas formaciones, empleando registros tan simples como el de potencial natural (SP) o el de rayos gamma (GR). El uso o selección de cualquiera de éstos dependerá de la formación que se analiza; por ejemplo, el GR ayuda a definir mejor la capa permeable si se trata de una formación de carbonatos, mientras que la definición por parte del SP para tal tipo de sedimentos es pobre. También se puede definir con la combinación de registros de resistividad o de inducción, lo cual dependerá, en gran parte, del tipo de lodo que se tenga en el pozo, por ejemplo, los registros de resistividad no funcionan de manera adecuada en lodos no conductores, a diferencia de los de inducción. En general, cualquier arreglo que proporcione las curvas de resistividad somera y profunda es útil para detectar zonas permeables, sin dejar de tomar en cuenta otros factores que le afecten

Aunque desde tiempo atrás se ha tratado de determinar la permeabilidad cuantitativamente por medio de registros geofísicos exclusivamente, no se ha logrado ésto de una manera cien por ciento precisa, aún cuando en el presente se han logrado buenas



aproximaciones. En la actualidad, se utilizan principalmente dos registros: 1) el registro magnético nuclear (NML), conocido también por las siglas CMR o MRIL, de acuerdo a la compañía que lo ofrece, y 2) con registros sínicos, mediante el análisis de las ondas Stoneley, registradas por la herramienta sínica dipolar de imágenes (DSI Tool).

Estas herramientas, más por el lado del NML, son equipos muy especializados, que constantemente están en investigación y desarrollo. El NML, además de calcular la permeabilidad de una formación, ofrece de manera conjunta otras ventajas importantes para la caracterización de yacimientos, como son: la obtención de porosidad (efectiva y total), la determinación del tipo de hidrocarburo, la identificación de intervalos productores, libres de agua; asimismo, ayuda a re-evaluar e identificar posibles zonas productoras pasadas por alto previamente, por ejemplo. Otra característica importante de este registro es que se puede correr a una mayor velocidad dentro del agujero sin que esto afecte sus mediciones, lo que anteriormente sucedía

La tecnología dipolar y monopolar, incorporada en la herramienta DSI, provee del mejor método actualmente disponible para obtener mediciones de las ondas Stoneley necesarias para calcular la permeabilidad de la formación. Sin embargo, a pesar de los avances logrados, todavía falta desarrollar o afinar más la metodología para obtener la permeabilidad a partir de las ondas Stoneley, ya que lo que se obtiene propiamente del registro es la movilidad del fluido en la formación.

### ***Recomendaciones.***

Antes de decidir la aplicación de una u otra correlación, ya sea empírica o estadística, se recomienda revisar y comparar toda la información disponible, de todas las fuentes posibles, que se tenga del yacimiento. Dado que el ingeniero debe decidir qué tipo de información le es útil o no, basado en el buen criterio y experiencia que éste tenga para utilizar dicha información en la correlación seleccionada o en su caso hacer los ajustes que se consideren necesarios a ésta o, si es el caso, generar nuevas correlaciones que le permitan obtener lo deseado. Por lo cual, el tipo y la calidad de la información que se tenga será decisivo para obtener buenos resultados en cualquier estudio o análisis que se haga para estimar la permeabilidad

El ingeniero debe tener en mente que dada la heterogeneidad de los yacimientos, son diferentes unos de otros, sólo existen o tienen características similares entre sí. Por tanto, el conjunto de métodos debe ser considerado inicialmente como una lista de procedimientos, que deben ser revisados, para seleccionar al que llene las necesidades para un estudio específico. De acuerdo con esto, no existen ni buenos ni malos métodos.

Es de vital importancia asegurarse que al comparar los datos de una fuente de información con los de otra sean correspondientes, que estén bien direccionados, para así obtener una correlación confiable y coherente, que de buenos resultados a la hora de estimar el parámetro buscado. De acuerdo al tema de esta tesis, que las profundidades a las cuales el registro reporta la medición de cierto parámetro sean las mismas que las reportadas para los datos de los núcleos, por ejemplo

Debe de cuantificarse el volumen de arcilla presente en la formación lo más acertadamente posible, debido a que es una de las características que más afectan la exactitud de los parámetros medidos por los registros geofísicos de pozos.

Es recomendable utilizar a los registros geofísicos como un medio para determinar rápidamente y de forma cualitativa la existencia de permeabilidad en una formación, dado sus bajos costos y la efectividad para identificar zonas permeables, así como de la amplia variedad de registros que se tienen disponibles para ésto y que son de uso común.

Asimismo, es también recomendable el uso de registros modernos, como lo es el NML que está en constante desarrollo, para determinar la permeabilidad en forma cuantitativa, dadas las enormes ventajas que ofrece, reduciendo tiempos y costos, para la toma de decisiones respecto a poner a producir un pozo o para desarrollar un yacimiento o un campo.

El uso de las ondas Stoneley, como fuente para obtener la permeabilidad a partir de registros geofísicos directamente, también ofrece buenas posibilidades, por lo cual deben ser estudiadas con mayor detenimiento para obtener mejores resultados, aún de los ya obtenidos.

Por lo tanto, y para finalizar, es recomendable tener y preparar gente en el área de evaluación de formaciones, especialmente en el uso e interpretación de los registros geofísicos, capaces de integrar estos datos y trabajar conjuntamente con otros profesionales, para el análisis y solución de problemas específicos relacionados con la actividad del ingeniero petrolero, encaminados a obtener una explotación más económica y eficiente de un yacimiento.

# REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

## REFERENCIAS.

1. Smith, Tracy & Farrar, *"Applied Reservoir Engineering"*. OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, OK. 1992, Vol. 1.
2. Apuntes de Clase *"Geología de Explotación"*. FI, UNAM.
3. SPE – AIME, *"Petroleum Production Handbook"*, Dallas, Tx., 1962, Vol. 2.
4. Yao, C.Y. and Holditch, S.A., *"Estimating Permeability Profiles Using Core and Log Data"*. Paper SPE 26291, Eastern Regional Conference and Exhibition, Pittsburgh, PA, 2-4 November 1993.
5. Ahmed, U., Crary, S. F., and Coates, G. R., *"Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships"*. JPT (May 1991), p. 578-587.
6. Oyibo, O. D., *"An Investigation Into The Possibility of Deriving Permeability From Conventional Well Logs"*, Master Degree, LSU, 1978
7. Saner, S., Kissami, M., Al Nufaili, S., *"Estimation of Permeability from Well Logs Using Resistivity and Saturation Data"*. SPE Formation Evaluation, March 1997.
8. Johnson, W. W., *"Permeability Determination From Well Logs and Core Data"*. Paper SPE 27647, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, TX., 16-18 March 1994.
9. Schlumberger, *"Evaluación de Formaciones, México"*. Cap. IX-(24-25), 1982.
10. Lin, J. L., and Salisch, H. A. *"Determination from Well Logs of Porosity and Permeability in a Heterogeneous Reservoir"*. Paper SPE 28792, Asia Pacific Oil & Gas Conference, Melbourne, Australia, 7-10 November 1994.
11. Molnar, D. L., Aminian, K., and Ameri, S. *"The Use of Well Log Data for Estimating Permeability in a Heterogenous Reservoir"*. Paper SPE 29175, Eastern Regional Conference & Exhibition, Charleston, WV, USA., 8-10 November 1994

12. Davies, D. K., Vessell, R. K. "*Improved Prediction of Permeability and Reservoir Quality through Integrated Analysis of Pore Geometry and Open Hole Logs: Tar Zone, Wilmington Field, CA.*" Paper SPE 38262, Western Region Meeting, Long Beach, CA., 25-27 June 1997.
13. Arroyo, C., Francisco A. "*Apuntes de Registros Geofisicos de Pozos*". FI, UNAM, 1985.
14. Javalagi, M. L., and Iverson, W. P. "*Permeability Estimation from Sonic-Transit-Time versus Porosity Gradients*". Paper SPE 36658, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 6-9 October 1996.
15. Seevers, D. O., "*A Nuclear Magnetic Method for Determining the Permeability of Sandstones*", Trans., SPWLA 7<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Paper L, 1966.
16. Timur, A. "*Effective Porosity and Permeability of Sandstones Investigated through Nuclear Magnetic Resonance Principles*". Proc., SPWLA 9<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, New Orleans (June 23-26, 1968), Paper K
17. Schlumberger, "*Well Evaluation Conference (WEC)*". Caracas, Venezuela, 1994.
18. vid. <http://www.halliburton.com>
19. vid. <http://www.slb.com>
20. Lomax, J., and Howard, A. "*New Logging Tool Identifies Permeability in Shaley Sands*". Oil & Gas Journal (December 19, 1994), p. 104-108.
21. Desbrandes, R., "*Encyclopedia of Well Logging*". Gulf Publishing Company, 3<sup>th</sup> Ed. Houston, TX, 1985.
22. Brie, A., Endo, T., Johnson, D. L., "*Quantitative Formation Permeability Evaluation from Stoneley Waves*". Schlumberger, 1999.

## BIBLIOGRAFÍA.

1. Amyx, J. W., Bass, D. M. Jr., Whiting R. L., "Petroleum Reservoir Engineering" McGraw-Hill, USA, 1988.
2. Apuntes de Clase "Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos". FI, UNAM.
3. Apuntes de Clase "Geodinámica Interna". FI, UNAM
4. Apuntes de Clase "Principios de Mecánica de Yacimientos". FI, UNAM
5. Apuntes de Clase "Registros Geofísicos de Pozos". FI, UNAM.
6. Bigelow, E. L., "Investigating Rock Mechanical and Fluid Flow Properties". Western Atlas Logging Services, Houston, Tx., 1996.
7. Clark, N. J. "Elements of Petroleum Reservoirs". SPE of AIME. Revised Edition. Dallas, TX. 1969.
8. Coates, G. R. and Dumanoir, J. L., "A New Approach to Improve Log Derived Permeability". Proc., SPWLA 14<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Lafayette, (May 6-9, 1973), Paper R
9. Cole, F. "Reservoir Engineering Manual". Gulf Publishing Company. Houston, TX. 1969.
10. Dewan, J. T., "Essentials of Modern Open - Hole Log Interpretation". Penwell Publishing Company, Tulsa, 1983.
11. Dohern, H.L., "Well Logging I - Rock Properties Borehole Environment, Mud and Temperature Logging". Monograph Vol. 9, SPE of AIME, New York, 1984.
12. García, C. A. y Ortiz, B. E. "Clasificación de Yacimientos Petrolíferos". Tesis, FI, UNAM, 1996.
13. Helander, D.P., "Fundamentals of Formation Evaluation". OGCI, 3<sup>th</sup> Ed, Tulsa, Oklahoma., 1989
14. Hunt, E.R., and Pursell, D.A., "Fundamentals of Log Analysis, Part 11: Determining Permeability". World Oil, November 1997, p. 127-130
15. Islas S. C. "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros". CIPM, Colegio de Ingenieros Petroleros de Mexico, A.C., México, 1991.

16. Kumar, J. "New Chart Offers Fast Permeability Estimate", World Oil, February 1, 1971, p 38-39
17. Lynch, Philip F. "*A Primer in Drilling & Production Equipment*". Gulf Publishing Company. Houston, TX., Vol. 3 Downhole Operations, 1981.
18. Mian, M. A., "*Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer, Vol. 1*". Penwell Publishing Company, Tulsa, 1992.
19. Mohaghegh, S., Balan, B., and Ameri S., "*Permeability Determination From Well Log Data*". SPE Formation Evaluation (September 1997), p. 170-174.
20. Mohaghegh, S., Balan, B., and Ameri S., "*State of the Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 2 - Verifiable, Accurate Permeability Predictions, the Touch-Stone of All Models*". Paper SPE 30979, Eastern Regional Conference & Exhibition, West Virginia, USA. 17-21 September 1995.
21. Murphy, D. P. "*Advances in MWD and Formation Evaluation*". World oil, March 1997, p. 35-41.
22. Paillet, F. L. & Cheng, C. H., "*Acoustic Waves in Boreholes*". CRC Press, USA., 1991.
23. Pirson, S. J. "*Oil Reservoir Engineering*". McGraw-Hill, 2<sup>nd</sup> Edition, New York, 1958
24. Pirson, S. J., "*Handbook of Well Log Analysis for Oil and Gas Formation Evaluation*". Prentice - Hall, USA., 1963.
25. Prammer, M. G., "*NMR Pore Size Distributions and Permeability at Well Site*". Paper SPE 28368, 69<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA. 25-28 September 1994.
26. Schlumberger. "*Log Interpretation Vol. I -- Principles*". Schlumberger Limited, New York, 1972.
27. Schlumberger "*Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros Geofísicos*". Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 1989.
28. Seevers, D. O., "*A Method of Determining Permeability by Means of a Pulsed NMR and an Application of the Method to the Study of a Gulf Coast Supernormally Pressured Well*". Paper SPE 3847, Abnormal subsurface pressure symposium (Preprint), Baton Rouge, LA., 15-16 May 1972.

29. Smith, S., and Pickens, T. "Texaco Looks at Magnetizing Resonance Logs vs. Coring in GOM", World Oil, November 1997, p. 114-116.
30. SPWLA, "Reference\_Glossary", 1984-97 SPWLA<sup>®</sup>,  
<http://www.spwla.org/gloss/reference/glossary/glossa/glossa.htm>
31. Timmerman, E.H., "*Practical Reservoir Engineering – Part 1*". PenWell Publishing Company, Tulsa, 1992.
32. Timur, A., "*An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships*". Proc., SPWLA 9<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, New Orleans (June 23-26, 1968), Paper J.
33. Tixier, M.P., "*Evaluation of Permeability from Electric-Log Resistivity Gradients*". Oil & Gas Journal (June 16, 1949), Vol. 48, No. 6, p. 113–122.
34. University of Columbia, "Ocean Drilling Program (ODP) Logging Manual".  
<http://www.ideo.columbia.edu/BRG/ODP/LOGGING/MANUAL>
35. Whitehead, H. "*An A – Z of Offshore Oil & Gas*". Gulf Publishing Company. 2<sup>nd</sup> Edition, Great Britain, 1983.
36. Wyllie, M. R. J., "*The Fundamentals of Well Log Interpretation*". Academic Press, 3<sup>th</sup> Ed, USA, 1963.
37. Wyllie, MR J., and Rose, W.D., "*Some Theoretical Considerations Related to Quantitative Evaluation of Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data*". Trans., AIME, 1950, Vol. 189, p. 105-118.
38. Zhang, Y.J., Lollback, P. A., Rojahn, J. S, Salisch, H. A., and Stuart, W. J. "*A Methodology for Estimating Permeability from Well Logs in a Formation of Complex Lithology*". Paper SPE 37025, Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, Australia 26-31 October 1996



fundamentadas las razones de cada una de ellas logrando los objetivos ambientales y se mantiene dentro del alcance de la auditoría, y si son autorizadas por el supervisor del grupo de auditoría.<sup>71</sup>

Esta etapa se subdivide en tres partes: Reunión inicial, Proceso de auditoría o desarrollo de la auditoría y Reunión final.

#### 4.2.1. Reunión inicial

Esta reunión es conducida por el coordinador de la auditoría y deben estar presentes la empresa auditora, la supervisión designada por la PROFEPA y la empresa auditada.

"El propósito de la reunión inicial es confirmar el alcance de la auditoría, dar a conocer el plan de auditoría, presentar al grupo auditor, conocer al personal a contactar, definir la agenda de trabajo, establecer los canales de comunicación y plantear la reunión final de auditoría."<sup>72</sup>

Los auditores revisarán en forma general las instalaciones de la planta para identificar las emisiones contaminantes; sus fuentes de abastecimiento, sus almacenes y depósitos de materiales y sustancias; y además identificarán el tipo de residuos generados.

#### 4.2.2. Desarrollo de la auditoría

La revisión se basa en el Plan de Auditoría, el cual contiene los métodos, listas de verificación, protocolos, listas de chequeos, procedimientos de investigación y prueba, etc., a utilizar, previamente elaborados.

El Programa de Protección Ambiental será revisado con base en evidencia objetiva, y las desviaciones detectadas serán documentadas, guardándose confidencialidad al respecto; sólo cuando una desviación requiere de una acción correctiva inmediata, el auditor debe comunicarlo por escrito y en forma rápida a la empresa auditada a través de la PROFEPA. Una vez que se tienen los resultados se hacen las observaciones y recomendaciones pertinentes, acerca de las modificaciones que tendrá que realizar para trabajar adecuadamente, es decir, de manera limpia, conforme a la legislación ambiental. Cabe señalar que, aun cuando la entidad no cuente con un Programa de Protección Ambiental, se revisan los procesos, equipo e instalaciones que utiliza para trabajar, de la misma manera que si lo tuviera, y a partir de los resultados obtenidos, dicha entidad contará con una base para elaborar su propio Programa acorde con sus características especiales.

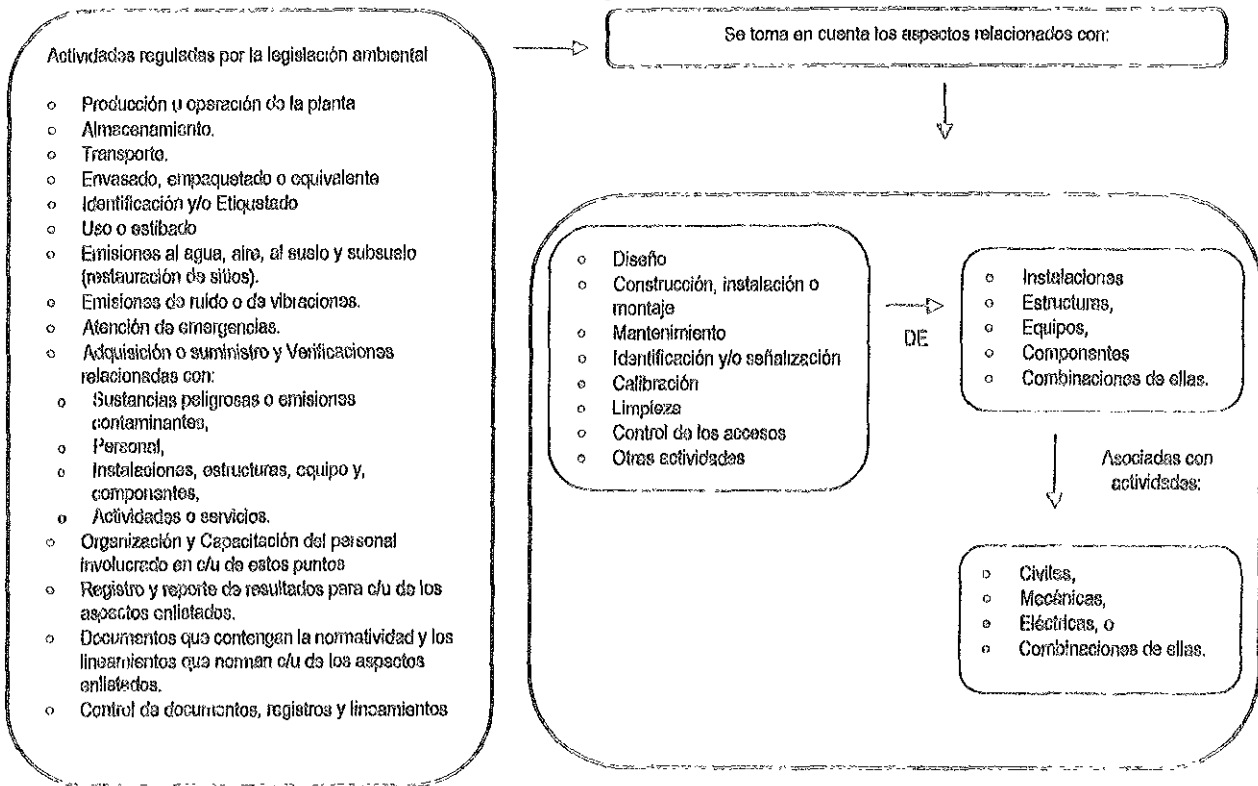
Algunas de las actividades auditables reguladas por la ley ambiental, mencionadas en los Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales, se presentan en el siguiente cuadro:

<sup>71</sup> Ibidem, p. 26

<sup>72</sup> Ibidem, p. 27.

(Cuadro No. 9)

Actividades auditables reguladas por la legislación ambiental



Las actividades auditables ambientalmente dependen de las sustancias peligrosas que maneja o contiene la empresa, las emisiones al ambiente a través del aire, del agua o del suelo y las emisiones por procesos o instalaciones con ruido, vibraciones, contaminación visual, etc., por lo que se hace necesario su identificación, localización, cuantificación y caracterización de sus efectos sobre el ambiente, la población o sus bienes.

Esta etapa de "desarrollo de la auditoría" es práctica, y para comprender al sistema auditado, los auditores ambientales deben examinar: las autorizaciones y permisos administrativos; los procesos de fabricación; las prácticas de operación en las diferentes unidades; los controles internos (técnicos y administrativos), la organización y las funciones establecidas; la documentación en donde consten los resultados de análisis de aguas, gases y residuos emitidos; los problemas ambientales que haya tenido, ya sea la planta o alguna actividad, en el pasado o actualmente; etc..

Los auditores ambientales deben realizar diversas actividades para recopilar la evidencia que les sirva de base para fundamentar su trabajo y elaborar sus recomendaciones para la solución de las deficiencias localizadas.

Algunas de las actividades para recopilar la evidencia sobre la forma en que se están operando las actividades o ramas auditables, tomando en cuenta las metas que sigue el Plan de auditoría, son las siguientes:

- o Se examina físicamente el funcionamiento de las instalaciones de la planta en donde se desarrollan los procesos productivos;
- o Se revisan la maquinaria y el equipo y se toman muestras de sus emisiones,
- o Se observan como son ejecutados los procesos de producción, incluyendo el manejo de insumos;
- o Se examinan registros, procedimientos escritos y papeles de trabajo;
- o Se llevan a cabo entrevistas y reuniones con los responsables de la aplicación del Programa de Protección Ambiental;
- o Se aplican cuestionarios y entrevistas con el personal responsable de la ejecución de los procesos;
- o Se corroboran datos proporcionados por los responsables de la entidad;
- o Se efectúan todo tipo de comprobaciones, estudios y mediciones, con la finalidad de determinar los residuos generados y sus fuentes, la cantidad de contaminación existente, y los impactos sobre el ambiente;
- o Se ponen a prueba los sistemas de control que aparentaban ser eficaces y se evalúan los riesgos que se corren si éstos fallaran.

Una vez que han reunido toda la evidencia, la cotejan con los estándares vigentes, establecidos en la normatividad ambiental aplicable para cada caso específico, tomando en cuenta la naturaleza y riesgo inherente de la empresa auditada; se evalúan, cuantifican y dictaminan los resultados obtenidos y se preparan las conclusiones.

Los elementos clave para que funcionen correctamente los controles son: el personal, responsabilidades bien definidas, delegación de obligaciones, división de funciones, establecimiento de sistemas de autorización (línea jerárquica de autoridad), la existencia de procedimientos internos de verificación, la existencia de medidas de protección como alarmas y sistemas de seguridad, y que todos los procedimientos estén documentados.

Otra lista de actividades para el desarrollo de una auditoría ambiental es la siguiente:

(Cuadro No. 10)

| Actividades para el desarrollo de la auditoría ambiental <sup>73</sup> |   |
|--|---|
| Revisar, identificar y analizar:                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>o "La existencia, eficiencia y capacidad de las instalaciones y dispositivos con que cuenta la empresa para el cumplimiento de la normatividad ambiental vigente y aplicable;</li> <li>o Las medidas con que cuenta la empresa para evitar o disminuir los daños a la salud y al ambiente, en caso de accidentes;</li> <li>o Los sistemas de respuesta y la capacidad del personal para ejecutarlos, en caso de presentarse accidentes que puedan producir daños a la salud o al ambiente.</li> </ul>  |
| Revisar, identificar y valorar:  | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Las acciones que sean necesarias para prevenir emergencias ambientales derivadas de actividades que por su naturaleza constituyan un riesgo para el ambiente.</li> <li>o Las áreas de disposición de residuos peligrosos y no peligrosos conocidos o sospechados, determinando si cumplen con los requisitos de permiso y monitoreo aplicables.</li> <li>o Si se cuenta con los recursos internos y externos necesarios para la atención de emergencias.</li> <li>o Si las medidas con las que cuenta la empresa en el diseño y construcción de las instalaciones, son adecuadas para minimizar los riesgos y la contaminación ambiental relativa al agua, atmósfera, suelo y subsuelo.</li> </ul> |
| Cuantificación en tiempo y espacio                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>o De los efectos del ambiente por posibles eventos accidentales de las actividades y procesos industriales, sistemas de transporte y de tratamiento o disposición de desechos, así como la posibilidad de que ocurran accidentes.</li> </ul>   |
| Se dictaminará como resultado de la auditoría                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Las medidas preventivas o de control, acciones, estudios, proyectos, obras, procedimiento y capacitación que deberá realizar la empresa u organismo auditado, para prevenir los efectos de la contaminación del agua, atmósfera, suelo y subsuelo, generación de ruido, manejo y disposición adecuada de residuos peligrosos y la situación de riesgo que guarda la empresa, y en función de ésta, la atención de emergencias ambientales.</li> </ul>  |

<sup>73</sup> ALEMÁN GÓMEZ, Leticia. Op. cit., pp. 36 - 37.

"El auditor deberá dedicar gran parte de su tiempo a verificar el funcionamiento real de las instalaciones en áreas consideradas de alto riesgo y que cuenten con malos controles internos. El auditor deberá verificar selectivamente las áreas consideradas de alto riesgo y que cuenten con sólidos controles, para confirmar que dichos controles funcionan eficazmente. En áreas consideradas de bajo riesgo y con malos controles, el auditor deberá verificar selectivamente que el comportamiento real de las instalaciones cumple con las normas vigentes. El auditor dedica menor esfuerzo a aquellas áreas que se consideran de bajo riesgo pero que cuentan con sólidos controles internos."<sup>74</sup>

En el punto No. 3 del Anexo del presente trabajo, se adjunta un cuadro que incluye algunas de las ramas auditables (administración ecológica, sustancias peligrosas, residuos peligrosos, residuos sólidos, emisiones al agua, al aire, al suelo y al subsuelo, ruido, otras formas de emisión, atención de emergencias, seguridad e higiene, control de riesgos, personal y capacitación, análisis y pruebas); las actividades que se realizan para recabar evidencia y los lineamientos que se toman como referencia para determinar si las actividades que realiza la entidad están cumpliendo con la ley o si existen deficiencias.

Una vez concluidas las actividades para la recogida de pruebas, su análisis y evaluación y antes de la elaboración del reporte de auditoría se lleva a cabo la reunión final.

#### 4.2.3. Reunión final

Después de que se concluyen las actividades de auditoría ambiental y antes de preparar el reporte, se debe tener una reunión de cierre de auditoría entre el grupo auditor y los representantes de la entidad auditada. Esta reunión de cierre es para que el auditor coordinador dé a conocer la conclusión de la auditoría y aclarar las dudas existentes. El reporte de auditoría se entrega posteriormente a la entidad a través de la PROFEPA, una vez que ésta lo ha analizado.

### 4.3. REPORTE

El resultado de las evaluaciones, verificaciones, determinaciones y análisis de la información recabada durante el desarrollo de la auditoría ambiental, se elabora por escrito y se reporta al supervisor designado por la PROFEPA para su revisión, comentario y deliberación.

El reporte de auditoría contendrá el resultado de las evaluaciones realizadas en forma desglosada, ordenada y secuencial de las partes de la auditoría; su redacción deberá ser clara, concreta, impersonal, de tal modo que no se preste a ningún tipo de confusión o a distintas interpretaciones.

Las evaluaciones deben ser fundamentadas con evidencia objetiva y suficiente que la sustente; las deficiencias encontradas se establecerán individualmente y por escrito.

<sup>74</sup> CONESA FERNÁNDEZ, Vitoria Vicente, Op. cit., p. 136

El contenido del informe deberá cumplir plenamente con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales, tomando en consideración que:

- o Es un requisito convenido con la PROFEPA
- o Deben separarse situaciones extremas de incumplimiento, ordenándolas de acuerdo con la urgencia para ser solucionadas.
- o Deben quedar anotadas todas las situaciones de incumplimiento, aún cuando éstas sean corregidas durante el transcurso de la redacción del reporte
- o La información será de carácter confidencial, por lo que no deberán de existir limitaciones en su contenido.

El reporte de auditoría consta de un resumen ejecutivo, un informe de auditoría y los anexos. El grupo auditor entrega el reporte de auditoría a la PROFEPA de acuerdo con los términos que ésta dicte. Actualmente esta dependencia solicita al grupo auditor:

- a) 1 Carta de cumplimiento o liberación emitida por el supervisor,
- b) 5 volúmenes del Resumen ejecutivo,
- c) 1 volumen del Informe de auditoría,
- d) 1 volumen de los anexos.
- e) 1 disco flexible de 3 1/2 que contenga el Resumen ejecutivo y el Informe de Auditoría, con una etiqueta de identificación de la auditoría. La información contenida en el disco deberá ser previamente respaldada y la versión del procesador de palabras deberá ser confirmada con la PROFEPA.

#### 4.3.1. Resumen ejecutivo

El Resumen ejecutivo presenta de manera muy general y con una redacción sencilla y sin muchos tecnicismos los resultados del trabajo de auditoría, debido a que este documento también va dirigido a las autoridades de la entidad auditada; se debe sintetizar en forma clara las deficiencias encontradas y las recomendaciones para su solución, para que de esta manera se puedan tomar las decisiones pertinentes.

Este elemento del reporte a su vez se divide en cinco apartados.

- o Síntesis
- o Dictamen
- o Plan de acción
- o Inversión requerida
- o Anexos

**Síntesis** - es un resumen de los resultados de la auditoría, trata de manera muy general los aspectos más importantes de la entidad, como son su giro, actividades que realiza, sustancias o materiales que maneja, además se introduce a las partes siguientes del resumen ejecutivo (resultados globales, deficiencias encontradas, las inversiones requeridas y el tiempo necesario para corregirlas).

**Dictamen** - se establecen los resultados de las evaluaciones, verificaciones o determinaciones, también una explicación concreta, medida, dimensionada y cuantificada de cada deficiencia.

"Cada deficiencia se establecerá correctamente fundamentada, de manera que no se preste a más interpretación que la correcta, indicando el requisito no cumplido y la evidencia objetiva suficiente para avalar la condición de incumplimiento."<sup>75</sup>

Las deficiencias anotadas deberán ser consistentes con los objetivos de la auditoría y las recomendaciones al respecto, establecerán los requisitos mínimos para la solución de las mismas.

**Plan de acción.**- en este apartado se hace un listado de todas las deficiencias mencionadas en el dictamen en un listado forma de tabla, el que deberá contener:

- o Área y número de deficiencia,
- o Descripción de la deficiencia,
- o Acción preventiva o correctiva sugerida,
- o Requisito no cumplido (leyes, normas, reglamentos, listados, NOM's, etc.) y
- o Tiempo estimado de realización.

**Inversión requerida.**- la magnitud de la inversión va en función de la importancia y cantidad de deficiencias encontradas, y de si el equipo se tiene que reparar, ajustar, o renovar por obsolescencia.

**Anexos.**- contiene los papeles de trabajo que respaldan el trabajo del auditor ambiental, debe incluir, por lo menos:

- o " Diagrama de bloques o esquemático que indique áreas contaminadas, emisiones al aire, puntos de alto riesgo y otros focos de contaminación o áreas afectadas.
- o Resultados del programa de inspecciones y pruebas de modo tabulado, indicando los parámetros limitantes y la condición de aceptabilidad.
- o Fotografías."<sup>76</sup>

#### 4.3.2. Informe de auditoría

Este apartado es más completo que el resumen ejecutivo y deberá contener:

- o Generalidades
- o Instalaciones y áreas circundantes
- o Lineamientos ambientales
- o Registros ambientales
- o Resultados del Plan de Auditoría
- o Dictamen
- o Plan de acción
- o Comentarios

**Generalidades.**- Este apartado incluye datos del formato de "Registro de auditoría ambiental": identificación del informe, propósito, objetivos, alcances, lugar y fecha de la auditoría ambiental, áreas auditadas (personal entrevistado y puesto, y cargo del responsable), y miembros auditores (nombre y función). (ver formato No. 4, pág. 82).

<sup>75</sup> PROFEPA ...Términos de Referencia para... Op. cit., p.52

<sup>76</sup> *ibidem*, p. 53

La identificación del informe contiene, además de los datos del cuadro siguiente, una introducción que deberá proporcionar información general relacionada con la operación de las instalaciones, número de empleados, vida de la planta, antigüedad, tamaño, condiciones de las instalaciones y otros datos que el auditor considere necesarios.

(Cuadro No. 11)

Contenido de la identificación del informe de auditoría:

| Número consecutivo  | Empresa auditada  | Datos de la Empresa auditada y de la Empresa supervisora   | Datos de la auditoría ambiental  |
|---|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>o Es el número de auditoría otorgado por la PROFEPA</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Nombre</li> <li>o Director responsable</li> <li>o Designado responsable y su cargo</li> <li>o Domicilio</li> <li>o Teléfono y/o fax</li> <li>o Giro de la empresa</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Nombre</li> <li>o Nombre del director</li> <li>o Auditor responsable</li> <li>o Asesor extranjero (si lo hay)</li> <li>o Domicilio</li> <li>o Teléfono y/o fax</li> <li>o Número de contrato</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Fecha de inicio</li> <li>o Fecha de terminación</li> <li>o Comentarios</li> </ul> |

*Instalaciones y áreas circundantes.*- en este apartado:

- o Se describen las instalaciones mediante diagramas de bloque o de flujo que incluya la identificación del proceso de producción y un listado de entradas de materia prima y las salidas producto terminado y residuos generados;
- o Se dan a conocer datos importantes de la historia de sus instalaciones relacionadas con la contaminación del suelo y subsuelo, de áreas que hayan sido utilizadas en el pasado para disposición de residuos peligrosos.
- o Se identifican áreas que anteriormente se usaron como estanques o almacenamiento de aguas y que ya no están presentes.
- o También se hace referencia a su entorno físico natural, al socioeconómico de la población circundante, al tipo de desarrollo en los alrededores (industrial, urbano, agropecuario, etc.), la infraestructura, vías de acceso a las instalaciones y a la localidad.

*Lineamientos ambientales.*- incluye a la legislación y a la normatividad aplicable, códigos y normas; incluye contratos, convenios, acuerdos, otras auditorías, inspecciones; planes, programas y procedimientos para las actividades propias de la empresa involucradas en el Programa Nacional de Protección Ambiental.

*Registros ambientales.*- se trata de los archivos permanentes que contienen registros, bitácoras de operación, caracterizaciones (impactos registrados sobre el ambiente, la población y sus bienes), etc.

*Resultados del plan de auditoría.*- se hace un desglose de los resultados de las evaluaciones a cada actividad auditable, teniendo como referencia a la legislación y normatividad ambientales. Los resultados indicarán si las medidas



adoptadas por el auditado son efectivas para asegurar el logro de los objetivos ambientales.

*Dictamen.*- este documento deberá indicar en forma detallada "... las deficiencias detectadas durante el desarrollo de la auditoría ambiental respecto del cumplimiento con las medidas y requerimientos aplicables por las actividades que realiza."<sup>77</sup>

En seguida se mencionan las partes más relevantes del dictamen, las cuales son mencionadas en los Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales.

Las omisiones, desviaciones o incumplimientos a las medidas y requerimientos constituyen una deficiencia en el control de los elementos del sistema para lograr los objetivos del programa de protección ambiental.

Las deficiencias anotadas en el dictamen:

- o Se referirán concretamente al requisito no cumplido y se fundamentarán con evidencia objetiva suficiente que la avale.
- o Para cada deficiencia localizada, se incluye en el dictamen al menos una recomendación o alternativa de solución que establezca las condiciones mínimas de cumplimiento
- o Las recomendaciones indicarán las acciones, estudios, obras, proyectos, programa, procedimientos mínimos o necesarios para solucionar la deficiencia.

Las deficiencias y las recomendaciones para su solución, se presentan en forma priorizada y para cada una de ellas se llena un formato que contenga (ver formato No 5, pág 66).

- o Número de auditoría y número progresivo de deficiencia
- o La situación de incumplimiento o deficiencia con la evidencia objetiva que la avale
- o Empresa auditada y puesto o cargo del responsable de resolver la deficiencia
- o Empresa auditora y auditor designado
- o Descripción de la situación de incumplimiento
- o Requisito no cumplido (leyes, normas, reglamentos, etc.)
- o Evidencia objetiva con la que se relaciona.

Las recomendaciones:

- o Se basan en las causas que originaron las deficiencias
- o Se establecen por la necesidad:
  - o De adición modificación o cancelación de lineamientos aplicables a programas, procedimientos u otros documentos (pueden ser planos o especificaciones de la empresa, etc.).
  - o Definir al personal responsable y autorizado para el desempeño de las actividades involucradas.

<sup>77</sup> Ibidem, p 61.

- o Capacitación, instrucción, entrenamiento o adiestramiento para asegurar que la habilidad y capacidad requerida se logren y se mantengan en apego a las políticas, procedimientos o métodos establecidos.
- o De recursos apropiados.
- o Realización de chequeos, análisis, inspecciones o pruebas para verificar los requisitos establecidos en los documentos correspondientes.
- o Registro y reporte de resultados a todos los interesados.
- o Fecha de cumplimiento y tiempo estimado de realización.

*Plan de acción.*- en esta parte del reporte de auditoría, se concentran todas las acciones, proyectos, estudios, obras, programas o procedimientos recomendados por los auditores para solucionar las deficiencias y/o requisitos mínimos para la misma.

Cada acción contendrá título, objetivo, etapas de realización y tiempo mínimo estimado de realización. Las acciones se presentan en orden lógico y adecuado para su realización.

*Comentarios.*- se refieren a datos no contemplados dentro del plan de auditoría ambiental y que se consideran importantes, como pueden ser las políticas de trabajo de la empresa auditada, recomendaciones sobre los métodos y procedimientos de la auditoría ambiental, deficiencias en la legislación y normatividad ambiental, etc..

#### 4.3.3. Anexos

Los anexos del reporte de auditoría contienen los documentos que soportan o respaldan la auditoría:

- o Planos,
- o Fotografías,
- o Material gráfico,
- o Resultados de análisis o pruebas,
- o Copias fotostáticas de documentos que representan evidencia objetiva.

Cada página del anexo contendrá en el extremo inferior derecho una etiqueta que contendrá:

|               |             |
|---------------|-------------|
| o Datos:      | _____       |
| o Referencia: | _____       |
| o Auditoría:  | _____       |
| o Hoja:       | _____/_____ |

En cada punto se debe especificar lo siguiente:

- Datos: indica la razón de uso del documento.  
Referencia: muestra la correlación con la demás información de auditoría.  
Auditoría: enseña el número correspondiente de auditoría.  
Hoja: dice el número consecutivo y correspondiente al anexo.

ESTADO DE GUERRERO  
SECRETARÍA DE AMBIENTE Y ENERGÍA

Se debe hacer un índice de los anexos presentados, separando, en un inciso específico, los registros de análisis y pruebas como parte prioritaria que sirvió para obtener las conclusiones.

#### 4.4. SEGUIMIENTO Y CIERRE

Una vez concluido el desarrollo de la auditoría, el reporte se entrega a la empresa auditada a través de la PROFEPA; por su parte la empresa auditada "... debe estudiar las desviaciones documentadas por los auditores, con el propósito de determinar las causas adversas y realizar las acciones necesarias para evitar su recurrencia. Además deberá contestar el informe de auditoría estableciendo el programa para la realización de las acciones correctivas para cerrar las desviaciones documentadas en la auditoría." <sup>78</sup>

El Plan de Acción o Programa se hace de manera individual para cada una de las deficiencias; es sugerido por el auditor dentro del Reporte de auditoría ambiental al establecer las acciones preventivas y correctivas, pero es el responsable de la entidad auditada quien tendrá que analizarlas y establecer las acciones pertinentes para lograr una situación de óptimo cumplimiento ambiental de su entidad

Una vez que el Plan de Acción se ha consolidado con la participación de las recomendaciones de los auditores y de las acciones propuestas por el auditado, este documento es puesto a consideración de la PROFEPA, y es ésta o el mismo auditor, quienes lo evalúan y lo podrán aceptar o rechazar.

El Plan de Acción, una vez aceptado, es suscrito con la PROFEPA a través de un CONVENIO con la empresa auditada. El tiempo que se les concede a las entidades para su cumplimiento debe justificarse técnica y financieramente.

"Mientras se lleva a cabo el Plan de Acción la Procuraduría no impone a la empresa sanciones por incumplimiento de la normatividad, salvo que se trate de medidas de seguridad que sean de urgente aplicación." <sup>79</sup>

Cada deficiencia se cierra cuando su cumplimiento haya sido satisfactorio para el auditor designado por la PROFEPA; y la auditoría se cierra con la corrección de la última deficiencia y se reporta.

Cabe señalar que el auditor también propone la secuencia para llevar a cabo las acciones preventivas y/o correctivas, pero quien tiene la decisión es el auditado, el único requisito que se le exige es que se trate de un programa completo y efectivo.

El proceso para la solución de las deficiencias propuesto en los Términos de referencia es el siguiente:

- o Se establece un programa de actividades

<sup>78</sup> Ibidem, p. 92.

<sup>79</sup> VILLAR, Edgar, Op. Cit., p. 56.

- o Se calendariza el Plan de trabajo (Plan de Acción)
- o Los procedimientos necesarios deberán contener su objetivo y alcance, responsables de las actividades, contenido (parámetros de aceptabilidad o rechazo correspondientes)
- o Capacitación del personal para el desempeño de las acciones,
- o Asignación de recursos, incluye herramientas y equipo calibrado
- o Realización de verificaciones, inspecciones, análisis o pruebas de los requisitos establecidos en el programa
- o Registro y reporte de las actividades

“Una vez que la empresa ha concluido el Plan de Acción, se hace acreedora al Certificado de Industria Limpia, con el cual la PROFEPA acredite que la instalación auditada se encuentra en cumplimiento total de la normatividad ambiental aplicable, así como de las normas internacionales o de buenas prácticas de ingeniería, que se han identificado para los aspectos no regulados por esa normatividad.”<sup>80</sup>

En seguida se presentan algunos de los formatos utilizados durante la auditoría ambiental:

---

<sup>80</sup> Lcc. cit.

(Formato No 1)

## REGISTRO DE AUDITORIA AMBIENTAL

|   |                             |
|---|-----------------------------|
| AUDITORIA AMBIENTAL N.º AA- _____ / _____ |                             |
| <b>EMPRESA AUDITADA</b>                   |                             |
| NOMBRE: _____                             |                             |
| DIRECTOR RESPONSABLE: _____               |                             |
| DESIGNADO RESPONSABLE: _____              |                             |
| CARGO: _____                              |                             |
| DOMICILIO: _____                          |                             |
| DELEG. OMPO: _____                        | EDO: _____                  |
| C.P.: _____ TEL: _____                    | TEL: _____                  |
| FAX: _____                                | TEL: _____                  |
| GRO DE LA EMPRESA: _____                  |                             |
| <b>EMPRESA AUDITORA</b>                   |                             |
| NOMBRE: _____                             |                             |
| DIRECTOR RESPONSABLE: _____               |                             |
| AUDITOR RESPONSABLE: _____                |                             |
| ASESOR EXTRANJERO: _____                  |                             |
| DOMICILIO: _____                          |                             |
| DELEG. OMPO: _____                        | EDO: _____                  |
| C.P.: _____ TEL: _____                    | TEL: _____                  |
| FAX: _____                                | TEL: _____                  |
| NUM DE CONTRATO: _____                    | FECHA: _____                |
| <b>EMPRESA SUPERVISORA</b>                |                             |
| NOMBRE: _____                             |                             |
| DIRECTOR RESPONSABLE: _____               |                             |
| AUDITOR RESPONSABLE: _____                |                             |
| ASESOR EXTRANJERO: _____                  |                             |
| DOMICILIO: _____                          |                             |
| DELEG. OMPO: _____                        | EDO: _____                  |
| C.P.: _____ TEL: _____                    | TEL: _____                  |
| FAX: _____                                | TEL: _____                  |
| NUM DE CONTRATO: _____                    | FECHA: _____                |
| <b>AUDITORIA AMBIENTAL</b>                |                             |
| FECHA DE INICIO: _____                    | FECHA DE TERMINACION: _____ |
| COMENTARIOS: _____                        |                             |

NOTA. Este formato es llenado por el auditor ambiental con la información solicitada y lo remite a la PROFEPA a través del supervisor designado y lo mantendrá actualizado como sea necesario

(Formato No. 2)  
**AVANCE DE AUDITORÍA**

EMPRESA AUDITADA: \_\_\_\_\_  
 UBICACIÓN: \_\_\_\_\_  
 EMPRESA AUDITORA: \_\_\_\_\_  
 EMPRESA SUPERVISORA: \_\_\_\_\_

N° DE AUDITORÍA: \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INICIO: \_\_\_\_\_  
 FECHA DE TERMINACIÓN: \_\_\_\_\_  
 HOJA NÚMERO: \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

| ACTIVIDAD                              | FECHA INICIO | FECHA FINAL |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
|--|--------------|-------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
|  |              |             | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| 1. VISTA PRELIMINAR                    | P            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 2. PLAN DE AUDITORÍA                   | P            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| ELABORACIÓN                            | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| COMENTARIOS Y LIBERACIÓN               | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| SOLUCIÓN DE COMENTARIOS                | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 3. VISITA DE CAMPO                     | P            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| DESARROLLO DE LA AUDITORÍA             | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| PRUEBAS Y ANÁLISIS                     | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 4. EVALUACIÓN Y REPORTE                | P            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| ELABORACIÓN                            | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| REVISIÓN DEL SUPERVISOR                | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| SOLUCIÓN DE COMENTARIOS POR EL AUDITOR | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 5. ENTREGA AL AFROPEA                  | P            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| LIBERACIÓN DEL SUPERVISOR              | R            |             |   |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |

(Formato No. 3)  
**REGISTRO DE DEFICIENCIAS**

EMPRESA AUDITADA: \_\_\_\_\_

Nº. DE AUDITORIA: AA-\_\_\_\_\_/\_\_\_\_

AREA RESPONSABLE: \_\_\_\_\_

Nº. DE DEFICIENCIA: \_\_\_\_\_

EMPRESA AUDITORA: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

DEFICIENCIA (INDICAR EVIDENCIA OBJETIVA Y REQUERIMIENTOS NO CUMPLIDOS):

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

ACCIONES CORRECTIVAS O PREVENTIVAS RECOMENDADAS:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

FECHA DE CUMPLIMIENTO:

OBSERVACIONES:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

FECHA, NOMBRE Y FIRMA DEL RESPONSABLE DE LA EMPRESA

FECHA, NOMBRE Y FIRMA DEL AUDITOR QUE EMITE LA DEFICIENCIA

FECHA, NOMBRE Y FIRMA DEL AUDITOR QUE CERRA LA DEFICIENCIA





(Formato No 5)

### REGISTRO DE DEFICIENCIAS Y SOLUCIONES PROPUESTAS

DOCUMENTO: \_\_\_\_\_ LUGAR: \_\_\_\_\_  
REVISION POR: \_\_\_\_\_ FECHA DE REVISION: \_\_\_\_\_  
SOLUCION POR: \_\_\_\_\_ FECHA DE SOLUCION: \_\_\_\_\_

| No. | COMENTARIO | SOLUCION |
|-----|------------|----------|
|     |            |          |

NOTA: Este formato es utilizado como sea necesario por los auditores para la revisión de documentos.

(Formato No. 6)

## FORMATO DE REGISTRO DE CAPACITACION DE PERSONAL

NOMBRE: \_\_\_\_\_  
 ORGANIZACIÓN: \_\_\_\_\_  
 ACTIVIDAD: \_\_\_\_\_

CLAVE: \_\_\_\_\_  
 CLAVE: \_\_\_\_\_  
 No. DE REGISTRO: \_\_\_\_\_

|                                  | ORGANIZACION | PERIODO       |
|----------------------------------|--------------|---------------|
| 1. EDUCACION                     |              |               |
| 2. EXPERENCIA                    |              |               |
| 3. OTRAS APTITUDES               |              |               |
| 4. CAPACITACION                  |              |               |
| 5. OBSERVACIONES                 |              |               |
| 6. POR EL DEPTO. DE CAPACITACION |              |               |
| NOMBRE: _____                    | FRMA: _____  | PUESTO: _____ |
| 7. POR LA EMPRESA                |              |               |
| NOMBRE: _____                    | FRMA: _____  |               |
| PUESTO: _____                    |              |               |
| LUGAR: _____                     | FECHA: _____ |               |

Donde:

- \* Nombre: Del capacitado
- \* Organización: En la que se le capacita
- \* Actividad: Codificación del capacitado, si procede; de la empresa y número consecutivo de registro
- \* Experiencia: Codificación del capacitado, si procede; de la empresa y número consecutivo de registro.
- \* Educación: Nivel académico logrado
- \* Otras aptitudes: Idiomas, habilidad para comunicarse, etc.
- \* Experiencia: Específica respecto de la actividad en la que se le capacita (de acuerdo con el objetivo y alcance de la auditoría).
- \* Capacitación: Programas, procedimientos y/o documentos
- \* Período: Años, meses, semanas u horas de duración de la capacitación, según corresponda.
- \* Observaciones: Aspectos sobre las condiciones sobre la capacitación, el registro, etc.

(Formato No. 7)

## FORMATO DE DICTAMEN DE AUDITORÍA AMBIENTAL

México, D. F. a \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ del 200\_\_

C.  
SUBPROCURADOR  
SUBPROCURADURIA FEDERAL  
DE PROTECCION AL AMBIENTE  
P R E S E N T E

Por este conducto me permito informar a usted que, conforme a la supervisión realizada por \_\_\_\_\_ durante el periodo comprendido del \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_, la Auditoría Ambiental practicada en las instalaciones de la empresa \_\_\_\_\_ en el estado de \_\_\_\_\_ auditada por la empresa consultora \_\_\_\_\_, CUMPLE con los términos de referencia estipulados en el contrato de Auditorías y con los términos de referencia para supervisión de Auditoría Ambiental, elaborados por la Subprocuraduría a su digno cargo.

Este dictamen se basa en los siguientes aspectos:

1. Revisión del PLAN DE AUDITORIA (programa de trabajo) y verificación de su aplicación durante los trabajos de campo (acompañados por nuestro asesor extranjero) y gabinete. Adicionalmente se llevaron a cabo reuniones periódicas de trabajo con el personal responsable de la auditoría, se solicitaron reportes de avance, además de un documento final en versión borrador con fecha \_\_\_\_\_, el cual fué revisado y comentado para su elaboración en versión final. En consecuencia se estima que el reporte es consistente con el alcance del contrato.
2. La conducción de la Auditoría se realizó según el plan establecido y de acuerdo con el método y/o procedimientos necesarios contemplando diseño, construcción, programación, ejecución, evaluación y reportes. Asimismo se identifican incumplimientos y se establecen controles para estas deficiencias, en función de la aceptación o rechazo de lo verificado.
3. La plantilla de personal asignado a la Auditoría fue suficiente, capaz y realizó sus actividades conforme a lo establecido y dentro del alcance de los términos de referencia.

A T E N T A M E N T E

DIRECTOR GENERAL



CAPÍTULO V  
LA AUDITORÍA AMBIENTAL  
Y  
LA CONTADURÍA

## CAPÍTULO V LA AUDITORÍA AMBIENTAL Y LA CONTADURÍA

### 5.1. COMPATIBILIDAD DE LA CONTADURÍA CUANDO SE REALIZA UNA AUDITORÍA AMBIENTAL

El contenido del presente trabajo aborda las características más importantes de la auditoría ambiental realizada actualmente en nuestro país. Como se observa, este tipo de auditoría se enfoca exclusivamente a la tarea de revisar que las entidades con actividades que representan un riesgo, tanto para el ambiente como para la población, cumplan con las leyes de protección ambiental y con la instalación de dispositivos de seguridad que minimicen los riesgos inherentes a su giro, que garanticen la higiene y la prevención de accidentes durante sus procesos; y que, en caso de encontrar situaciones de incumplimiento durante las revisiones, vigilar que se realicen las acciones pertinentes para remediar la falta y se sancione de inmediato cuando la infracción violente gravemente el equilibrio ecológico y la salud. Pero este tipo de auditoría no incluye la forma en como la entidad auditada debe reflejar en su situación financiera los costos, gastos e inversiones que tiene que realizar durante la realización de la auditoría ambiental y la ejecución del Plan de Acción.

La Contaduría es la profesión encargada de registrar todas las operaciones que realiza la entidad económica, y entre éstas se debe incluir y distinguir aquellas relacionadas con el medio ambiente y su protección. De hecho las entidades que ya han aceptado que se auditen ambientalmente sus instalaciones, deben llevar un control del efectivo que invierten, de las deudas que contraen para su realización, y los beneficios económicos que reciben en el largo plazo una vez que ya han ejecutado cabalmente el Plan de acción. Pero los registros de operaciones de carácter ambiental se hacen de manera tradicional sin darle una connotación especial derivada de su naturaleza, pues a la fecha del presente trabajo aún no se emite una Teoría Contable que establezca las reglas particulares de valuación y presentación de activos y pasivos ambientales en los estados financieros de la entidad. Pero mientras se adapta la teoría contable actual o se elabora una normatividad especial para reconocer datos ambientales, la Contaduría permite su registro una vez que las acciones de protección ambiental son traducidas en unidades monetarias. La Contaduría es una disciplina susceptible de adaptarse a las necesidades de las entidades y cuyos elementos sirven de guía para realizar un trabajo completo, que es enriquecido con la experiencia y criterio del Contador que lo ejerce.

Considerando la importancia que ha tomado el cuidado ambiental, en un futuro próximo, tanto la Contaduría como las demás profesiones, deberán poseer una cultura que incluya una conciencia ambiental, pues es indispensable que todas las profesiones intervengan para proteger el medio ambiente.

En seguida se presentan algunos de los elementos de la teoría contable y su compatibilidad con la auditoría ambiental. Primeramente, de manera muy breve, se recordará qué es la Contaduría y como esta conformada:

### 5.1.1. La Teoría contable y la auditoría ambiental

Según el C.P. Arturo Elizondo López, la Contaduría es una disciplina profesional de carácter científico que fundamentada en una teoría y a través de un proceso, obtiene (Contabilidad) y comprueba (Auditoría) información financiera sobre transacciones celebradas por entidades económicas.

De la definición se desprenden los siguientes elementos:

- Es una disciplina profesional, porque la Contaduría reúne requisitos de orden académico, social, legal e intelectual que caracterizan a toda profesión.
- Es de carácter científico, porque aunque la Contaduría no es ciencia, sigue el método de ésta al contar con un cuerpo organizado de conocimientos reunidos en una teoría propia y al seguir un proceso lógico. No tiene carácter universal porque no es igual en todos los países, por lo que requiere de constante actualización.
- La Teoría Contable, en que se sustenta la Contaduría, es un conjunto de principios, reglas, criterios, postulados, normas y técnicas que norman el estudio y ejercicio de esta disciplina.
- El Proceso contable, es el medio a través del cual la Contaduría obtiene y comprueba información financiera; está compuesto por cinco fases: sistematización, valuación, procesamiento, evaluación e información;
- La Contaduría, para brindar un servicio más completo, se ha dividido en ramas que cumplen una función específica: la Contabilidad es la responsable de la obtención de información financiera sobre las transacciones que celebran las entidades económicas a través de la aplicación del proceso contable; la Auditoría tiene a su cargo la comprobación de información financiera registrada por la Contabilidad, Finanzas es la encargada del estudio y ejercicio de la obtención y aplicación de recursos materiales; y Fiscal que se encarga de todo lo referente a impuestos.
- Principios de contabilidad básicos (Boletines Serie A, emitidos por el IMCP)

Los Principios de contabilidad son conceptos básicos que establecen las bases para la identificación y delimitación de las entidades (entidad, realización y período contable), así como la valuación de sus transacciones (valor histórico original, negocio en marcha y dualidad económica), la presentación de la información financiera resultante (revelación suficiente) y sus requisitos generales (importancia relativa y comparabilidad). Los principios son guías de acción y no verdades fundamentales.

La auditoría ambiental se aplica en las mismas entidades en que se practica la Contabilidad: entidades que existen (negocio en marcha), entidades identificables (entidad), con personalidad jurídica propia e independiente de sus dueños o

propietarios, constituidas por combinaciones de recursos humanos, recursos naturales y capital, coordinados por una autoridad que toma las decisiones y que persiguen fines económicos particulares, que pueden ser una persona física, una persona moral o una combinación de varias de ellas; además de que en sus estados financieros sólo deben incluirse los bienes, valores, derechos y obligaciones de este ente económico independiente.

Algunas diferencias de lo anterior con la auditoría ambiental, son que, además de aplicarse en entidades económicas, también se realiza en dependencias gubernamentales y paraestatales, y busca proteger activos que no son vistos como propiedad exclusiva de una entidad económica, sino que son patrimonio de los mexicanos y por tal motivo a todos nos corresponde velar por su protección y conservación.

Las actividades que realiza una entidad generan una diversidad de operaciones que deben ser registradas en su contabilidad, para que éstas formen parte de la información financiera y ésta pueda ser usada para tomar decisiones. Por lo tanto, las actividades que realiza la entidad que de alguna manera impactan al ambiente y las acciones que realiza para su protección (programa de protección ambiental, auditoría ambiental y el plan de acción), y que implican una serie de operaciones (movimiento de dinero, personal y materiales), también deben ser registradas por la contabilidad en el momento en que se realizan, una vez que han sido traducidos en términos monetarios, a su valor histórico y de acuerdo a las cantidades que en efectivo o su equivalente o la estimación razonable que de ellos se haga en el momento que se consideren realizados contablemente, es decir, cuando ocurran y en el periodo contable al que corresponden.

Para cumplir con el principio de dualidad económica que se refiere a los recursos de que dispone la entidad para la realización de sus fines y las fuentes de dichos recursos, las actividades referidas en el párrafo anterior, que a la vez que representan salidas de dinero, en el largo plazo se convierten en beneficios económicos para la entidad, deberán ser registrados en su contabilidad haciendo distinción entre las derivadas de sus actividades normales de las de protección ambiental.

El incluir en forma clara y comprensible datos significativos sobre el impacto ambiental de las actividades de la entidad y sobre la protección ambiental valuadas en términos monetarios, también cumple con los principios de Revelación suficiente e Importancia relativa.

El Principio de Comparabilidad se refiere a que la información contable se debe obtener mediante los mismos principios y reglas particulares que permanezcan en el tiempo para que se puedan comparar los estados financieros de la entidad de periodos pasados y poder conocer su evolución y posición relativa con respecto a otras entidades.

En los principios de contabilidad no existe clasificación y por lo tanto tampoco existen reglas particulares de valuación ni de presentación para activos y pasivos



ambientales. La auditoría ambiental se efectúa mediante los Términos de referencia y las leyes ambientales, lo cual hace posible su comparación tomando como referencia esta normatividad, pero también existen programas internos de protección ambiental diseñados en específico para la entidad, por lo que esta información sólo es comparable con la entidad misma y con otras de su mismo giro. Pero en ningún momento se han dado a conocer criterios que homologuen la forma de valorar los costos, gastos e inversiones ambientales.

Una vez que se establezca un tratamiento especial para valorar y presentar activos y pasivos ambientales que sea de aplicación general, se mantenga durante todo el ejercicio contable y que sea susceptible de adaptarse a todo tipo de empresas, se podría hablar de consistencia y del cumplimiento del principio de comparabilidad; así la entidad estaría en posibilidad de comparar sus propios estados financieros y conocer su evolución; y mediante la comparación con estados de otras entidades económicas de su mismo giro y que incluyan información ambiental, conocer su posición relativa.

El Boletín A-8 "Aplicación supletoria de las normas internacionales de contabilidad", entró en vigor a partir del 1 de enero de 1995 y su principal objetivo es el de cubrir situaciones en las que no existe pronunciamiento dentro de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), con el fin de mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionar mayores elementos de juicio a los usuarios y revisores de la misma, en tanto que la Comisión de Principios de Contabilidad emite reglas al respecto. Por lo anterior, en caso de no existir la regla específica se deberá aplicar en forma obligatoria la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) correspondiente. En caso de que en las NIC's tampoco se dé un tratamiento a la situación particular, entonces se deberá recurrir a otro cuerpo normativo similar al mexicano y que no contravenga lo establecido por los PCGA. En este caso se puede recurrir al cuerpo normativo de Canadá o de Estados Unidos, que son socios comerciales de México, y que como en el caso del primero, ya posee normas para el registro y revelación del impacto ambiental de las empresas en su entorno, que bien podrían utilizarse actualmente y tomarse como referencia para elaborar las nuestras.

- o Reglas particulares (Principios de contabilidad aplicados a partidas específicas, Serie C)

Las reglas particulares constituyen procedimientos específicos de valuación y presentación de información financiera, con el fin de facilitar la aplicación de los principios de contabilidad. En los Boletines de la Serie C "Principios de contabilidad aplicables a partidas y conceptos específicos", podemos encontrar los conceptos, características, reglas de valuación y presentación de las partidas que integran los rubros de activo, pasivo y capital contable que se presentan en el estado de situación financiera; conceptos que en ningún momento integran características ambientales.

El Boletín C-12 "Contingencias y compromisos", se refiere a situaciones que afectan financieramente a las empresas, que se cuantifican en términos monetarios y que deben registrarse en el período contable en el que ocurren; hace referencia a contingencias de carácter repetitivo: irrecuperabilidad de cuentas por cobrar, obsolescencia y lento movimiento de inventarios, garantías de servicios de productos, costos probables que se conceden al personal sujeto a relación laboral, efectos de estimaciones de cada ejercicio de ISR y de PTU, otorgamiento de garantías por aval y/o descuento de documentos por cobrar, etc.; y contingencias de carácter aislado: litigios, reclamaciones de impuestos. Se indica en este boletín que sólo deben incluirse en los estados financieros activos, ingresos o utilidades contingentes cuando exista la certeza prácticamente absoluta sobre su realización. Por eso los estados financieros normalmente deben incluir provisiones o estimaciones razonablemente determinadas para contingencias cuantificables.

En el texto del boletín no especifica la obligación de revelar contingencias derivadas del impacto ambiental causado por las actividades de las entidades, tampoco incluye métodos para el cálculo de su probabilidad o valuación adecuada; pero al mismo tiempo, no impide su revelación y creación de provisiones para que en el momento en que se requiera, se puedan emprender medidas de protección ambiental y atención de emergencias, y que su valuación pueda realizarse a los costos que en su momento se tengan que incurrir para reparar daños, pagar seguros, indemnizaciones, efectuar reparaciones, pagar multas, enfrentar demandas, etc.. Esta previsión tendría que ser constantemente actualizada, verificando que su importe sea suficiente de acuerdo al riesgo del giro de la entidad.

Las contingencias que dañan al ambiente podrían clasificarse como de carácter aislado, pues toda entidad deberá contar con las medidas y mecanismos de seguridad para evitarlas; de lo contrario se pondría en peligro la permanencia de la entidad como negocio en marcha, la salud de la población vecina y el equilibrio ambiental.

#### o Criterio profesional

Es la opción de ejercer un juicio profesional basado en la preparación, experiencia y pericia del Contador, cuando los PCGA y sus reglas no proporcionan guías que resuelvan con la relativa sencillez una determinada situación. Cuando se presenten dos o más alternativas para aplicar un criterio, deberá elegirse aquel que menos optimismo refleje, cuidando que su decisión sea equitativa para quien utilizará la información financiera.

Este criterio también es aplicable a la auditoría ambiental, ya que el auditor ambiental también ejerce un juicio profesional basado en su experiencia y tomará la decisión que crea más adecuada para expresar sus recomendaciones.

o Postulados de ética profesional:

El Código de ética profesional, emitido por el IMCP, está integrado por postulados y normas de actuación profesional, con el objeto de ofrecer mayores garantías de solvencia moral a favor de los usuarios de sus servicios. Los postulados en general, tratan sobre el alcance del código, aplicable tanto a los que ejercen la Contaduría en forma independiente o dependiente; incluye la responsabilidad del profesional ante la sociedad; las relaciones con su trabajo y servicios; y la responsabilidad hacia su profesión.

Por su contenido, este Código es aplicable a cualquier profesión y por lo tanto, a quienes practican la auditoría ambiental; además es cuestión de ética y de responsabilidad hacia la sociedad el contribuir a la creación de una conciencia ecológica, comenzando por nosotros mismos, y proponer a las entidades a quienes los contadores prestan sus servicios, el establecimiento de una política de protección ambiental que les permita cumplir con esa responsabilidad social que también tienen.

o Normas de actuación profesional

Están contenidas en el Código de ética profesional, expresadas en cinco capítulos: Normas generales, del Contador Público como profesional independiente, Del Contador Público en los sectores público y privado, del Contador Público en la docencia y Sanciones. Si a la denominación de los capítulos se omite que están dirigidas a regular la actuación del Contador Público y en su contenido en lugar de mencionar al IMCP, se cambia por la denominación de la institución o asociación respectiva, se observa que son normas aplicables a cualquier profesión, pues contienen las requisitos mínimos de actuación que se deben cumplir durante el ejercicio profesional.

El Contador Público, aprovechando el área en la que se desenvuelva, deberá transmitir la importancia de que la entidad económica y sus miembros, desarrollen políticas de protección ambiental, tanto por responsabilidad social como por beneficios de competitividad a nivel internacional.

"Hoy día, en el ámbito mundial, muchas empresas se han dado cuenta que para ser más competitivas y ganar mayor proporción en su participación en el mercado de bienes y servicios, tienen que considerar dentro de sus políticas de negocios la protección del ambiente como aspecto prioritario y parte fundamental para alcanzar el desarrollo sustentable. Es más, muchos de los clientes o consumidores de los productos o servicios que ofrecen han empezado a exigir que estos sean 'ambientalmente amigables', es decir, que no contaminen ni causen deterioro o destrucción del ambiente. Esto implica que para administrar el impacto ambiental de las actividades de los negocios, aun cuando representa una idea nueva para muchos de ellos, es necesario cambiar tanto la cultura de negocios como los sistemas de administración de los mismo, es decir, la administración del ambiente debe integrarse como parte de sus actividades normales diarias.<sup>61</sup>

<sup>61</sup> GUILLÉN Arguilles, Elisa. "La ética del Contador Público en la protección del medio ambiente", p 35

- o Normas de auditoría

Las Normas de auditoría generalmente aceptadas de acuerdo con el Boletín 1010 "Normas de auditoría", párrafo 8: "...son los requisitos mínimos de calidad relativos a la personalidad del auditor, al trabajo que desempeña y a la información que rinde como resultado de este trabajo". Estas normas se aplican en la auditoría financiera y a la integral, mientras que en los otros tipos, sus cuerpos colegiados han desarrollado normas de acuerdo con su especialización, pero guardando como fundamento las emitidas por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP). (Ver cuadro de Normas de Auditoría, pág. 104)

En la auditoría ambiental no se especifican como "normas", sino que se encuentran implícitas en los "Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales" y en las disposiciones legales de carácter ambiental; ya que éstos señalan la necesidad de capacitación, experiencia y de responsabilidad de los auditores ambientales (normas personales); indican el proceso para realizar el trabajo de auditoría y las actividades para obtener evidencia (normas de ejecución del trabajo), señalan los requisitos para la presentación de los resultados y además subrayan que la aplicación de las recomendaciones emanadas del trabajo de auditoría tendrán que ser cumplidas, para lo cual la PROFEPA les dará seguimiento hasta su pleno acatamiento (normas de información). Todo el proceso será supervisado por la PROFEPA.

Retomando las características de la auditoría ambiental, considero que le son aplicables las normas de auditoría gubernamental, enfocándolas a los aspectos ambientales, ya que se dividen en personales, de ejecución del trabajo y de información, que incluyen normas para el seguimiento de las recomendaciones emanadas de la auditoría, lo cual también sucede con la auditoría ambiental.

- o Procedimientos

Los Procedimientos de Auditoría Generalmente Aceptados son un elemento de la Teoría contable aplicable a la auditoría Financiera, Administrativa, Interna, Operacional e Integral, y están contenidos en la serie 5000 de las Normas y Procedimientos de Auditoría emitidas por el IMCP. Estos procedimientos contienen en forma específica el cómo deben revisarse los registros contables, respecto de los rubros y cuentas que componen los estados financieros de la entidad. En cuanto a los procedimientos de auditoría fiscal, éstos se enfocan en la comprobación del cálculo correcto de las Contribuciones locales y federales.

Los procedimientos de auditoría ambiental están incluidos en los "Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales" y en la legislación ambiental; éstos procedimientos no revisan si los registros contables de la entidad se han hecho correctamente, sino que se enfocan en revisar si la entidad está cumpliendo con la protección ambiental, tanto en los aspectos técnicos, legales y de seguridad e higiene. Es importante señalar, que las entidades que reflejan económicamente sus actividades de protección ambiental en los estados financieros, ya están en posibilidad de que sus registros contables ambientales

puedan ser auditados utilizando los procedimientos de auditoría generalmente aceptados del IMCP; aunque lo ideal sería contar con procedimientos específicos de Auditoría ambiental desde el punto de vista de la Contaduría. (Ver cuadro de Procedimientos de auditoría, pág. 105)

#### o Técnicas

Tanto la contabilidad como la auditoría aplican la Teoría contable a través de Técnicas específicas, las cuales se integran por procedimientos y reglas que finalmente, determinan el modo particular de alcanzar los objetivos del ejercicio profesional. Las Técnicas de auditoría "son los métodos prácticos de investigación y prueba que el contador público utiliza para comprobar la razonabilidad de la información financiera que le permita emitir una opinión profesional." (Boletín 5010, de las Normas y Procedimientos de Auditoría).

Mientras que para la auditoría financiera se conocen como Técnicas de auditoría, la normatividad de la auditoría ambiental establece actividades para la obtención de la evidencia. Pero de acuerdo con las características de dichas actividades, considero que pueden clasificarse dentro de las técnicas emitidas por el IMCP, con la diferencia de que tienen que enfocarse a los aspectos ambientales. (Ver cuadro de Técnicas de auditoría, pág. 103)

#### o Terminología

Se entiende por Terminología el conjunto de términos o vocablos que utiliza una disciplina de modo particular para su ejercicio; de acuerdo con sus objetivos, las auditorías: Financiera, Fiscal, Administrativa, Operacional, Integral, Interna, Gubernamental y Ambiental, utilizan un conjunto de términos característicos que guardan relación entre sí, pues cada una revisa un aspecto específico de la entidad auditada. La terminología de la auditoría ambiental se encuentra en los Términos de referencia y en las leyes ambientales.

#### 5.1.2. Comparación entre los distintos tipos de auditoría y la auditoría ambiental

De acuerdo con el CP y Maestro en Contaduría y Administración Juan Ramón Santillana, en su libro Auditoría I, el concepto universal de auditoría es "...verificar que la información financiera, operacional y administrativa es confiable, veraz y oportuna. Es revisar que los hechos, fenómenos y operaciones se den en la forma como fueron planeados; que las políticas y lineamientos establecidos han sido observados y respetados, que se cumple con obligaciones fiscales, jurídicas y reglamentarias en general. Es evaluar la forma cómo se administra y opera tendiendo al máximo aprovechamiento de los recursos."

La auditoría es la revisión todos los aspectos importantes de una entidad y se clasifica de acuerdo a lo que se pretende revisar.

La auditoría se clasifica desde el punto de vista de la Contaduría en<sup>82</sup>

- o Auditoría Administrativa: revisa los procedimientos y aplicación de las fases del proceso de administración.
- o Auditoría de Estados Financieros: verifica la razonabilidad de las cifras presentadas en los estados financieros de la misma entidad.
- o Auditoría Fiscal: revisa los procedimientos de tributación.
- o Auditoría Gubernamental: revisa los aspectos financieros, operacionales, administrativos y legales de las entidades y dependencias de la administración pública.
- o Auditoría Integral: es la aplicación conjunta de las auditorías interna, operacional y administrativa.
- o Auditoría Interna: es un control gerencial cuyas funciones son la medición y evaluación de la efectividad de otros controles.
- o Auditoría Operacional: es la revisión y vigilancia sistemática de operaciones contables, financieras y administrativas, con el fin de cerciorarse de que se desarrollan con óptima eficiencia, al mínimo costo posible.

Dependiendo de quién realice la auditoría, ésta también se clasifica en:

- o Auditoría Interna: es realizada por auditores que trabajan para la entidad sujeta a revisión.
- o Auditoría Externa: es realizada por auditores independientes de la entidad auditada.

Con la aparición de la auditoría ambiental, ésta podría ser agregada a la clasificación, pues es un tipo de auditoría que por sus características y objetivos, revisa otro aspecto importante de la entidad auditada y que no es contemplado por los otros tipos mencionados; pudiendo ser una auditoría interna, externa o gubernamental, pues se aplica tanto en entidades privadas como en públicas y en paraestatales.

Este tipo de auditoría difiere de las demás en dos cosas:

Primera: la finalidad que persigue no es meramente desde el punto de vista económico, sino que se enfoca a las cuestiones ambientales y de salud, se preocupa tanto de verificar que se proteja al ambiente y a la población mediante el cumplimiento de los estándares establecidos en la normatividad ambiental y se considera concluida una vez que la entidad está en pleno cumplimiento.

Este tipo de auditoría se ocupa del proceso productivo y del manejo de los insumos y del tratamiento que se debe dar a los residuos resultantes, con la finalidad de que tomen las medidas necesarias para aprovechar al máximo los recursos naturales sin poner en peligro su existencia, se empleen las tecnologías adecuadas que no afecten el equilibrio del medio ambiente, etc.

<sup>82</sup>SANTILLANA González, Juan Ramón. *Auditoría I*, p. 5

Segundo: es un tipo de auditoría ejecutada por auditores ambientales independientes pero su desarrollo es supervisado por las autoridades gubernamentales competentes

Enseguida, se presentan cuadros comparativos de los diferentes tipos de auditorías y la auditoría ambiental; la finalidad de incluir estos cuadros es fundamentar mi afirmación de que la auditoría ambiental debe ser aplicada en las entidades para contar con información completa sobre su desempeño ambiental, que puede ser reconocida financieramente por la entidad, y que este tipo de auditoría es un complemento de la auditoría integral que debe hacerse a todas las entidades.

(Cuadro No.12)  
**Concepto de auditoría:**

| Financiera   | Administrativa  | Operacional   | Fiscal   | Integral   | Interna   | Gubernamental  | Ambiental   |
|--|---|---|--|--|---|--|---|
| <p>1) La revisión sistemática de los libros y registros de una entidad a fin de verificar la razonabilidad de las cifras presentadas en los estados financieros de la misma entidad.<sup>63</sup></p> <p>2) Es aquella que comprende el examen de las operaciones y registros financieros con el objeto de determinar si la información financiera es confiable, oportuna y útil.<sup>64</sup></p> | <p>Rama de la auditoría interna en que se revisan los procedimientos y aplicación de las fases del proceso de administración (planeación (qué), organización (cómo), dirección (quién), coordinación (cómo se está haciendo) y control (verificación)).</p> | <p>Es una actividad de evaluación, destinada a la revisión y vigilancia sistemática de operaciones contables, financieras y administrativas, con el fin de cerciorarse de que se desarrollan con óptima eficiencia, al mínimo costo posible.<sup>65</sup></p> | <p>Revisa los procedimientos de tributación.</p> | <p>Es la aplicación conjunta de las auditorías: interna, operacional y administrativa.</p> | <p>Es una actividad independiente de revisión de contabilidad, finanzas y otras operaciones que sirven de base a la administración de la empresa. Es un control gerencial cuyas funciones son la medición y evaluación de la efectividad de otros controles. La auditoría interna se conoce como un control de controles.</p> | <p>Es la revisión de los aspectos financieros, operacionales, administrativos y legales de las entidades y dependencias de la administración pública</p> | <p>Es el examen metodológico de las operaciones de una empresa respecto de la contaminación y el riesgo que generan, así como el grado de cumplimiento de la normatividad ambiental y de parámetros de buenas prácticas de operación e ingeniería aplicables, con el objeto de definir medidas preventivas y correctivas necesarias para proteger el ambiente.<sup>66</sup></p> |

<sup>63</sup> AMADOR, René *Elementos de Auditoría Financiera y Operacional*, p 21

<sup>64</sup> SANTILLANA González, Juan Ramón *Auditoría I*, p 54

<sup>65</sup> OBIETA López, Salvador y José Luis Casillio Rodríguez *Auditoría de Operaciones*, p 13

<sup>66</sup> México SEMARNAP "Decreto que... Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente", p 5



(Cuadro No. 13)  
Objetivo de la auditoría:

| Financiera  | Administrativa  | Operacional   | Fiscal   | Integral   | Interna  | Gubernamental  | Ambiental  |
|---|---|---|--|--|--|--|--|
| Revisión total o parcial de los estados financieros, con un criterio de vista independiente, con el objeto de expresar una opinión respecto a ellos para efectos ante terceros. <sup>97</sup> | Verificar, evaluar y promover el cumplimiento y apego a los factores o elementos del proceso administrativo. La finalidad primordial es apoyar a los niveles de supervisión para lograr una administración más efectiva, mediante la presentación de resultados que surjan de las prácticas de auditoría. <sup>98</sup> | Su propósito fundamental es el de prestar un mejor servicio a la administración proporcionándole comentarios y recomendaciones que tiendan a mejorar la eficiencia y eficacia de las operaciones de una entidad. *Promoción de eficiencia de operación* <sup>99</sup> | Verifica el correcto y oportuno pago de los diferentes impuestos y obligaciones fiscales de los contribuyentes desde el punto de vista del fisco: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, direcciones generales o tesorerías de hacienda o estatales y tesorerías municipales. Efectúan revisiones todos aquellos autorizados para imponer gravámenes (IMSS, INFONAVIT). <sup>90</sup> | Revisión de los aspectos contables - financieros, operacionales y administrativos de la entidad sujeta a revisión en una misma asignación de auditoría. <sup>91</sup> Abarca la aplicación conjunta de los tres tipos de auditoría que se encuentran interrelacionados | Revisión total o parcial de estados financieros con objeto de expresar una opinión para efectos internos sobre los rubros o cuentas revisado. Verificar, evaluar y proponer controles contables, financieros y de operación básicos. <sup>92</sup> | Revisión de aspectos financieros, operacionales y administrativos en las dependencias y entidades de la administración pública, así como el resultado de programas bajo su encargo y el cumplimiento de disposiciones legales que enmarcan sus responsabilidades, funciones y actividades. <sup>93</sup> | Asegurar que el sistema auditado es adecuado y suficiente para proteger el ambiente. <sup>94</sup> Determinar si la entidad ha cumplido con toda la normatividad ambiental, permisos, criterios, pautas y estatutos. Determinar el impacto de todas sus actividades sobre el ambiente y si se requiere aplicar alguna técnica para remediar o mitigar el impacto. Establecer las medidas preventivas o correctivas para las deficiencias encontradas |

<sup>97</sup> AMADOR, René Op cit, p 57

<sup>98</sup> RUBIO RAGAZZONI, Victor M y Jorge Hernández Fuentes *Guía Práctica de Auditoría Administrativa*, p 1

<sup>99</sup> AMADOR, René Op Cit., p 41

<sup>90</sup> Ibidem, p 28

<sup>91</sup> SANTILLANA González, Juan Ramón *Auditoría I* Op Cit, p 43

<sup>92</sup> AMADOR, René Op Cit, p 39

<sup>93</sup> SANTILLANA GONZÁLEZ, Juan Ramón *Auditoría VI*, p 115

<sup>94</sup> PROFFPA (Subprocuraduría de auditoría ambiental) *Términos de Referencia para la realización de auditorías ambientales*, p 7

(Cuadro No.14)  
Alcance de la auditoría:

| Financiera  | Administrativa   | Operacional   | Fiscal  | Integral   | Interna  | Gubernamental  | Ambiental   |
|---|--|---|---|--|--|--|---|
| Comprende el examen de las operaciones y registros financieros con el objeto de determinar si la información financiera es confiable, oportuna y útil <sup>95</sup> | Puede abarcar una función específica, o bien se pueda dar un enfoque de sistema y abarcar una unidad o grupo de unidades que forman un organismo social. Se circunscribe a la universalidad de la administración <sup>96</sup> | Revisa una operación y se extiende a la función de esa operación: "auditoría operacional de la función de..." | Captación e integración de la base obligada a contribuir con el gasto público, así como a la gestión de cobranza que se ejerce por medio de las oficinas designadas para tal efecto y que están en estrecho contacto con el universo de contribuyentes. Comprobación de la fidelidad de la información contenida en las declaraciones presentadas, que constituyen la esencia del proceso fiscalizador. <sup>97</sup> | Los aspectos financieros, administrativos y operacionales de una entidad | El examen y evaluación de la adecuación y eficacia del sistema de control interno de la organización y la calidad de ejecución del desempeño de las responsabilidades asignadas. <sup>98</sup> | Es la revisión de los aspectos financieros, operacionales, administrativos, legales, los resultados de programas, de obras y de actividades de las entidades y dependencias de la administración pública: ámbitos Federal, Estatal y Municipal | Abarca aspectos Técnicos.- materias primas, consumo energético, consumo de agua, análisis de los procesos, de productos obtenidos, emisiones de desechos sólidos, líquidos y gaseosos y residuos; Legales.- leyes, reglamentos, normas, criterios, códigos, disposiciones presidenciales Seguridad e higiene.- análisis de mecanismos para garantizar la seguridad e higiene y para prevenir contingencias o emergencias. |

<sup>95</sup> SANTILLANA González, Juan Ramón [Auditoría] Op cit , p. 54

<sup>96</sup> RUBIO RAGAZZONI, Víctor M. y Jorge Hernández Fuentes Op Cit , p. 1

<sup>97</sup> AMADOR, René Op Cit , pp. 30 - 31

<sup>98</sup> Ibidem, pp. 39

(Cuadro No 15)  
Normas de auditoría:

| Financiera e Integral  | Administrativa,  | Interna y Operacional  | Fiscal o de legalidad   | Gubernamental y Ambiental   |
|--|--|--|---|---|
| <p><b>Definición:</b> Las normas de auditoría son los requisitos mínimos de calidad relativos a la personalidad del auditor, el trabajo que desempeña y a la información que rinde como resultado de este trabajo" (Boletín 1010 "Normas de auditoría", pto B)</p> <p>Son emitidas por el IMCP a través de su comisión de auditoría</p> <p>Son aplicables a la auditoría financiera y a la auditoría integral</p> <p><b>Normas Personales:</b> (Boletín 7010)</p> <p>A Entrenamiento técnico y capacidad profesional<br/>B Cuidado y diligencia profesional<br/>C Independencia</p> <p><b>Normas de ejecución del trabajo:</b><br/>Boletines 3010 al 3110<br/>A Planeación y supervisión<br/>B Estudio y evaluación del Control Interno<br/>C Obtención de evidencia suficiente y competente</p> <p><b>Normas de Información:</b> (Boletines 4010 al 4130)<br/>A Determinar a quién va dirigido el informe obligatorio</p> | <p>Estas normas son emitidas por la Asociación Nacional de Licenciados en Administración, consisten de estas posturas: Como resultado de este tipo de auditoría se emite un informe el cual es optativo</p> <p><b>Normas personales</b><br/><b>Primera:</b> La realiza un Licenciado en Administración</p> <p><b>Segunda:</b> Se debe apagar el Código de Ética de la Asociación Nacional de Licenciados en Administración</p> <p><b>Tercera:</b> Se debe realizar de manera crítica constructiva</p> <p><b>Segunda:</b> Se debe realizar con el máximo de esmero</p> <p><b>Normas de ejecución:</b><br/><b>Tercera:</b> Se puede recibir de manera parcial o integral para que defina el trabajo y su responsabilidad</p> <p><b>Cuarta:</b> Se debe prestar un diligenciamiento administrativo por escrito</p> <p><b>Cinco:</b> Se debe realizar mediante programas</p> | <p>Estas normas son emitidas por el Instituto Mexicano de Auditores Internos de la erao 100 a la 500</p> <p>Se realiza un informe como resultado de la auditoría y su aplicación en el Sector privado puede ser optativa u obligatoria</p> <p>No existen normas específicas para la Auditoría Operacional pero se aplican las mismas que en la Auditoría interna</p> <p><b>Normas Personales:</b><br/>100 Independencia<br/>110 Nivel Organizacional<br/>120 Objetividad<br/>200 Conocimiento técnico<br/>210 Personal<br/>220 Conocimientos, experiencia, y disciplina<br/>240 Cumplimiento de las normas de conducta<br/>250 Conocimientos, experiencias y disciplina (del auditor)<br/>260 Relaciones humanas y comunicación<br/>270 Desarrollo profesional continuo<br/>280 Debido cuidado profesional</p> | <p><b>Normas de Ejecución del trabajo:</b><br/>300 Aislamiento del trabajo<br/>310 Confidencialidad e integridad de la información<br/>320 Cumplimiento con políticas, planes, procedimientos, leyes y reglamentos<br/>330 Salvaguarda de los activos<br/>340 Uso eficiente económico de los recursos<br/>350 Cumplimiento de los objetivos y metas para operaciones y programas establecidos<br/>400 Realización del trabajo de auditoría<br/>410 Planeación del trabajo de auditoría<br/>420 Examen y evaluación de la información<br/><b>Normas de Información:</b><br/>430 Comunicación de resultados.<br/>440 Seguimiento<br/>500 Administración del departamento de auditoría interna<br/>510 Propósito, autoridad y responsabilidad<br/>520 Planeación<br/>530 Políticas y procedimientos<br/>540 Administración y desarrollo del personal<br/>550 Auditores externos<br/>560 Control de calidad<sup>160</sup></p> | <p>Las leyes que regulan la tributación indican las responsabilidades de quienes realizan los cálculos, es decir del Contador especializado en Fiscal, por lo que además de observar las normas de auditoría personales, del trabajo y de información, también estará dispuesto en las leyes fiscales</p> <p>• Código Fiscal de la Federación (CFF) y su Reglamento (RCFF)<br/>• Ley de Coordinación Fiscal<br/>• Ley de ingresos de la Federación<br/>• Ley del Impuesto sobre la Renta (LISR) y su Reglamento (RLISR)<br/>• Ley del Impuesto Agregado (LIVA) y su Reglamento (RLIVA)<br/>• Ley del Impuesto al Activo (LIA) y su Reglamento (RLA)<br/>• Ley del impuesto especial sobre producción y servicios (LIEPES) y su Reglamento (RLIEPES)<br/>• Ley del impuesto sobre autoservicios nuevos<br/>• Ley del seguro social (LSS) y sus Reglamentos (RLSS)<br/>• Ley del INFINAVIT y sus Reglamentos<br/>• Ley aduanera y su Reglamento<br/>• Ley del Comercio Exterior y su Reglamento<br/>• Código Financiero del D F<br/>• Entre otras</p> <p>La auditoría ambiental no contiene explícitamente normas, pero en cuanto a que es un tipo de auditoría que culmina una vez que se han corregido todos los deficiencias localizadas, comentar que, en lo general, se son aplicables las mismas que a la auditoría gubernamental, las cuales también han sido elaboradas tomando como referencia las normas de auditoría generalmente aceptadas, emitidas por el IMCP. Claro está que este tipo de normas habría que enfocarse al cuidado ambiental y no sólo al aspecto financiero</p> <p><b>Normas personales:</b><br/>1° Independencia<br/>A Soberanía de juicio<br/>B Imparcialidad<br/>C Objetividad<br/>2° Conocimiento Técnico y capacidad profesional.<br/>A Conocimiento técnico<br/>B Capacidad Profesional<br/>C Actualización de conocimientos técnicos</p> <p>3° Cuidado y diligencia profesional<br/>A Cuidado profesional<br/>B Diligencia profesional<br/>C Comportamiento ético</p> <p><b>Normas de ejecución del trabajo:</b><br/>4° Planeación de la auditoría<br/>A Investigación previa<br/>B Formulación de los programas de revisión<br/>C Planeación anual de intervenciones<br/>5° Examen y evaluación del Control Interno<br/>A Suficiencia de los sistemas de control<br/>B Efectividad del funcionamiento de los sistemas de control<br/>C Examen de los objetivos de control<br/>D Prevención de errores e irregularidades<br/>E Resultados de la evaluación</p> <p>6° Supervisión del trabajo de auditoría<br/>A Responsabilidad de quien dirige la función<br/>B Supervisión del personal subalterno<br/>C Intensidad de la supervisión<br/>D Campos de supervisión<br/>7° Obtención de la evidencia<br/>A Objeto de la evidencia en auditoría<br/>B Calidad de la evidencia<br/>C Criterios para la obtención de evidencia<br/>8° Tratamiento de irregularidades<br/>A Detección de errores e irregularidades<br/>B Investigación de irregularidades<br/>C Comunicación de resultados</p> <p>9° El informe de auditoría<br/>A Características del informe de auditoría<br/>B Oportunidad, Integridad, Competencia, relevancia, Objetividad, Convicción, Claridad, Unidad<br/>C Contenido del informe de auditoría<br/>D Observaciones, conclusiones y recomendaciones<br/>E Discusión de las conclusiones y las recomendaciones con los responsables de las áreas auditadas<br/>F Discusión de conclusiones y recomendaciones con los responsables de las áreas auditadas<br/>G Reportes específicos<br/>H Responsabilidad sobre la opinión vertida en el informe<br/>10° Seguimiento de las recomendaciones<br/>A Objeto del seguimiento<br/>B Promoción de la toma de acciones<sup>161</sup></p> |

<sup>162</sup> SANTILLANA González, Juan Ramón (Argentina), Op. cit., pp 99-100

<sup>160</sup> Ibidem, pp 94-99

<sup>161</sup> Ibidem, pp 213-220

(Cuadro No. 16)  
**Procedimientos de auditoría:**

| Financiera, Administrativa, Interna, Operacional, Integral  | Fiscal  | Subsistemal   | Ambiental  |
|---|---|---|--|
| <p>Los procedimientos de auditoría son emitidos por el IMCP (18ª. Edición.)<br/> <b>Procedimientos según su aplicación:</b><br/>                     5010 Procedimientos de auditoría de aplicación general.<br/>                     5020 El muestreo en la auditoría<br/>                     5030 Metodología para el estudio y evaluación del control interno.<br/>                     5040 Procedimientos de auditoría para el estudio y evaluación de la función de auditoría interna.<br/>                     5050 Utilización del trabajo de un especialista.<br/>                     5060 Partes relacionadas<br/>                     5070 Comunicación entre el auditor sucesor y el auditor predecesor<br/>                     5080 Efectos del Procesamiento Electrónico de Datos (PED) en el examen de control interno.<br/> <b>Procedimientos según su aplicación específicas:</b><br/>                     5100 Efectivo e inversiones temporales.<br/>                     5110 Ingresos y cuentas por cobrar.<br/>                     5120 Inventarios y costo de ventas.<br/>                     5130 Pagos anticipados.</p> | <p>5140 Procedimientos de auditoría relacionados con los estados financieros consolidados y combinados, con la valuación de inversiones permanentes en acciones.<br/>                     5150 Inmuebles, maquinaria y equipo.<br/>                     5160 Intangibles.<br/>                     5170 Pasivos.<br/>                     5180 Estimaciones contables.<br/>                     5190 Capital contable<br/>                     5200 Gastos.<br/>                     5210 Examen de remuneraciones al personal.<br/>                     5220 Contingencias no cuantificables.<br/>                     5230 Hechos posteriores.<br/>                     5240 Procedimientos de auditoría aplicables a una revisión limitada sobre estados financieros intermedios.<br/>                     5250 Metodología de revisión relativa a la opinión sobre el control interno contable.<br/>                     5260 Comprobación del reconocimiento de los efectos de la inflación en los estados financieros<br/>                     5270 Utilización del trabajo de otros auditores.<br/>                     5280 Procedimientos aplicables a saldos iniciales de primeras auditorías<br/> <b>Otras declaraciones de la Comisión de Normas y Procedimientos de Auditoría:</b><br/>                     6060 Muestreo estadístico en auditoría.<br/>                     6070 Consideraciones en la auditoría de negocios pequeños</p> | <p>Se toma como referencia a las leyes que gravan las actividades de los contribuyentes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CFF y su Reglamento</li> <li>• Ley de Coordinación Fiscal</li> <li>• Ley de ingresos de la Federación</li> <li>• LISR y su Reglamento</li> <li>• LIVA y su Reglamento</li> <li>• LIA y su Reglamento</li> <li>• LIESPS y su Reglamento</li> <li>• Ley del impuesto sobre automóviles nuevos</li> <li>• LSS y sus Reglamentos</li> <li>• Ley del INFONAVIT y sus Reglamentos</li> <li>• Ley aduanera y su Reglamento</li> <li>• Ley del Comercio Exterior y su Reglamento</li> <li>• Código Financiero del Distrito Federal.</li> </ul> | <p>Son el conjunto de técnicas de investigación aplicables a una partida o a un grupo de hechos o circunstancias relativos a los estados financieros sujetos a examen mediante los cuales el contador público obtiene las bases para fundamentar su opinión<sup>102</sup></p> <p>Se encuentran contenidas en los Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales, el cual es un manual que contiene los requisitos para la realización, supervisión, reporte de la auditoría y los requisitos del Programa de Protección Ambiental.</p> |

<sup>102</sup> Ibidem, p. 285

(Cuadro No 17)  
Técnicas de auditoría:

| Financiera, Administrativa, Interna, Operacional, Integral   | Fiscal   | Gubernamental   | Ambiental   |
|--|--|---|---|
| <p>Las Técnicas de auditoría están contenidas en el Boletín 5010 de las Normas y Procedimientos de Auditoría del IMCP (18ª Edición)</p> <p>Las técnicas de auditoría son los métodos prácticos de investigación y prueba que el contador público utiliza para comprobar la razonabilidad de la información financiera, que le permita emitir una opinión profesional<sup>103</sup></p> <p>Las técnicas de auditoría son:</p> <p>1 <b>Estudio general</b> apreciación sobre la fisonomía o características generales de la empresa, de sus estados financieros y de los rubros y partidas significativas o extraordinarias</p> <p>2 <b>Análisis</b> Clasificación y agrupación de los distintos elementos individuales que forman una cuenta o partida determinada, de tal manera que los grupos constituyan unidades homogéneas y significativas</p> <p>a) Análisis de Saldos en la revisión de las partidas que integran el saldo de una cuenta</p> <p>b) Análisis de Movimientos se revisa el grupo de movimientos deudores y acreedores de una cuenta</p> <p>Se aplica a conceptos tales como funciones, objetivos departamentales, procedimientos y métodos, de un movimiento contable</p> <p>3 <b>Inspección física</b> Examen físico de los bienes materiales o de los documentos, con el objeto de cerciorarse de la existencia de un activo o de una operación registrada o presentada en los estados financieros. Se aplica a conceptos tales como a un empleado, formularios, activos, pólizas, etc</p> <p>4 <b>Confirmación</b> Obtención de una comunicación escrita de una persona independiente de la empresa examinada y que se encuentre en posibilidad de conocer la naturaleza y condiciones de operación y, por lo tanto, confirmar de una manera válida</p> <p>a) Positiva Se envían datos y se pide que conteste, tanto si están conformes como si no lo están. Se utiliza preferentemente para el activo</p> | <p>b) Negativa Se envían datos y se pide contestación, sólo si están inconformes. Se utiliza generalmente para confirmar el activo</p> <p>c) Indirecta, ciega o en blanco No envían datos y se solicita información de saldos, movimientos o cualquier otro dato necesario para la auditoría. Generalmente se utiliza para confirmar pasivo a de crédito</p> <p>Confirmaciones que deben obtenerse durante una auditoría Del secretario del Consejo de Administración, de abogados internos y externos de la empresa, de bancos, activo y pasivo, de documentos por cobrar, de cuentas y documentos por cobrar</p> <p>5 <b>Investigación</b> Obtención de información, datos y comentarios de los funcionarios y empleados de la empresa</p> <p>6 <b>Declaración</b> Manifestación por escrito con la firma de los interesados, del resultado de las investigaciones realizadas con los funcionarios y empleados de la empresa. Es un documento en el que la gerencia o el consejo de administración ratifica los datos obtenidos durante la auditoría</p> <p>Información no registrada en los estados financieros (juicios pendientes o demandas laborales), información que aún presentada requiere ratificación (cuentas por cobrar a clientes, o métodos de valuación de inventarios), y la aceptación del consejo de administración o de la gerencia en el sentido de que ellos son responsables de la información presentada en los estados financieros</p> <p>7 <b>Certificación</b> Obtención de un documento en el que se asegure la verdad de un hecho, legalizado por lo general, con la firma de una autoridad</p> <p>8 <b>Observación</b> Presencia física de cómo se realizan ciertas operaciones o hechos</p> <p>9 <b>Cálculo</b> Verificación matemática de alguna partida</p> | <p>Las leyes que regulan la tributación indican las responsabilidades de quienes realizan los cálculos, es decir del Contador especializado en Fiscal, por lo que además de observar las técnicas de auditoría también deberán atender lo dispuesto en las leyes fiscales</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CFF y su Reglamento</li> <li>• Ley de Coordinación Fiscal</li> <li>• Ley de ingresos de la Federación</li> <li>• LISR y su Reglamento</li> <li>• LIVA y su Reglamento</li> <li>• LIA y su Reglamento</li> <li>• LIESP y su Reglamento</li> <li>• Ley del impuesto sobre automóviles nuevos (LIAN)</li> <li>• LSS y sus Reglamentos</li> <li>• Ley del INFONAVIT y sus Reglamentos</li> <li>• Ley aduanera y su Reglamento</li> <li>• Ley del Comercio Exterior y su Reglamento</li> <li>• Código Financiero del Distrito Federal</li> </ul> <p>1. <b>Estudio general</b></p> <p>2. <b>Análisis:</b></p> <p>a) Saldos</p> <p>b) Movimientos</p> <p>3. <b>Inspección:</b></p> <p>a) Bienes materiales</p> <p>b) Documentos</p> <p>c) Etc</p> <p>4. <b>Confirmación:</b></p> <p>a) Positiva</p> <p>b) Negativa</p> <p>c) Indirecta, ciega o en blanco</p> <p>5. <b>Investigación:</b></p> <p>a) Funcionarios</p> <p>b) Empleados</p> <p>6. <b>Declaración</b></p> <p>7. <b>Confirmación</b></p> <p>8. <b>Computa</b></p> <p>9. <b>Observación</b></p> <p>10. <b>Cálculo</b><sup>103</sup></p> | <p>Los Términos de Referencia no especifican Técnicas de Auditoría Ambiental, pero si manejan actividades para realizarla, cuya finalidad es determinar los residuos generados y sus fuentes, la cantidad de contaminación existente, y los impactos sobre el ambiente</p> <p>De acuerdo con los conceptos de cada una de las Técnicas de la Auditoría Financiera, he clasificado dentro de ellas a las actividades para realizar la auditoría ambiental</p> <p>1 <b>Estudio general</b> para obtener una apreciación general de las características de la entidad auditada se realiza el examen de los procesos de fabricación, las operaciones de las diferentes unidades, los controles internos técnicos y administrativos, que aparentaban ser eficaces y se evalúan los riesgos que se corren si éstos fallaran, la organización y las responsabilidades asignadas, cumplimiento de las tareas y funciones establecidas, posibles problemas ambientales que la planta tenga o haya tenido, etc</p> <p>2 <b>Análisis:</b> se realiza en muestras de aguas, gases, sólidos y de cualquier insumo, desecho o residuos manejados y generados por la planta</p> <p>3 <b>Inspección física</b> es el examen físico de instalaciones, equipo, maquinaria, almacenes, depósitos, contenedores, de sistemas de seguridad, de la información disponible acerca de procedimientos escritos, libros, registros, papeles de trabajo, Autorizaciones y Permisos Administrativos, del funcionamiento del equipo, de la existencia de mecanismos de seguridad, de resultados de todos los estudios realizados por la empresa a sus instalaciones, etc</p> <p>4 <b>Investigación</b> Obtención de información a través de la aplicación de cuestionarios y entrevistas con el personal y funcionarios</p> <p>5 <b>Observación:</b> física de cómo se realizan ciertos hechos procesos de producción, manejo de insumos, etc</p> <p>6 <b>Identificación y cálculo:</b> (1) del impacto en espacio y tiempo de las actividades de la entidad sobre las personas, sus bienes y el ambiente, (2) de los controles internos y los riesgos que se corren si éstos fallan</p> <p>7 <b>Verificación</b> mediante la realización de pruebas en equipo de simulación por computadora y contra estándares establecidos en la normatividad ambiental</p> <p>8 <b>Realización de Pruebas</b> mediante equipo de simulación por computadora</p> <p>9 <b>Se evalúan, cuantifican y determinan</b> los resultados obtenidos y se preparan las conclusiones</p> |

<sup>103</sup> Ibidem, pp 281 - 285

(Cuadro No 18)  
Proceso de auditoría:

| Financiera, Administrativa,  | Interna, Operacional, Integral  | Fiscal  | Gubernamental  | Ambiental  |
|--|---|---|--|--|
| <p><b>*Etapa preliminar:</b> tiene como objetivo identificar y sentar las bases sobre las cuales se lleva a cabo un examen de estados financieros</p> <p>Programa de Auditoría, aquí conviene que el auditor desarrolle los programas específicos de auditoría que van a ser utilizados durante la revisión; para tener conocimiento de la entidad y de los elementos técnicos de que se disponen</p> <p>Informe de sugerencias: se necesitan hacer estudios, análisis, evaluaciones e investigaciones llevadas a cabo por el auditor en la etapa de planeación de la auditoría.</p> <p><b>*Etapa intermedia:</b> se van a efectuar pruebas de los registros, procedimientos y explicaciones dadas por el cliente con el propósito de determinar el grado de confianza que se pueda tener en ellos.</p> <p>Programas de desarrollo: es necesario ver la calidad del control interno que existe en la entidad, pruebas que sirvan de base para determinar el alcance de la auditoría y la aplicación de los procedimientos adecuados</p> <p>Informe de sugerencias: es necesario que el auditor informe a la gerencia y a los usuarios del examen que se ha realizado con oportunidad para tomar decisiones adecuadas.</p> <p><b>*Etapa final:</b> se plasma el resultado del trabajo del auditor a manera de conclusión en su conjunto<sup>104</sup></p> | <p><b>Hechos posteriores al cierre del ejercicio.</b></p> <p><b>Programas de desarrollo:</b> ya que en la etapa intermedia se revisaron algunos meses de operaciones (ingresos, costos y gastos) se procede en la etapa final al examen de los meses que quedaron pendientes de revisión.</p> <p><b>Pruebas de corte:</b> se aplican para corroborarse de que las transacciones han sido registradas en el periodo al que correspondan, por ejemplo cheques, facturas, notas de cargo, notas de crédito, etc.</p> <p><b>Hechos posteriores al cierre del ejercicio:</b> El boletín A-5 nos menciona que el principio de revelación suficiente afecta a la situación financiera y resultados de operación de una entidad entre la fecha a la que son relativos los estados financieros y la fecha en la que éstos son emitidos, deberán revelar suficientemente y adecuadamente éstos hechos por medio de notas explicativas</p> <p><b>Cierre de la auditoría:</b></p> <p>Discusión de ajustes y reafirmaciones</p> <p>Declaraciones de la administración</p> <p>Informe final de sugerencias</p> <p><b>Elaboración del dictamen:</b> es el trabajo final que se le entrega al cliente y a las autoridades hacendarias para fines fiscales donde el resultado arroja el efecto en los registros contables a todos los ajustes contables y reclasificaciones propuestas y reportadas en su dictamen<sup>104</sup></p> | <p>Se toma como referencia a las leyes que gravan las actividades de los contribuyentes.</p> <p>CFF y su Reglamento</p> <p>Ley de Coordinación Fiscal</p> <p>Ley de ingresos de la Federación</p> <p>LISR y su Reglamento</p> <p>LIVA y su Reglamento</p> <p>LIA y su Reglamento</p> <p>LIESPS y su Reglamento</p> <p>Ley del impuesto sobre automóviles nuevos</p> <p>LSS y sus Reglamentos</p> <p>Ley del INFONAVIT y sus Reglamentos</p> <p>Ley aduanera y su Reglamento</p> <p>Ley del Comercio Exterior y su Reglamento</p> <p>Código Financiero del Distrito Federal.</p> | <p>El proceso de auditoría gubernamental propuesta por el CP y MCA Juan Ramón Santillana, en su libro "Auditoría VI", se compone de diez etapas:</p> <p><b>Primera:</b> Precisión del objetivo de la auditoría.</p> <p><b>Segunda:</b> Estudio general.</p> <p><b>Tercera:</b> Análisis de la función a auditar.</p> <p><b>Cuarta:</b> Estudio y evaluación del control interno.</p> <p><b>Quinta:</b> Verificación de información.</p> <p>a) Sobre la marcha.</p> <p>b) Via pruebas de auditoría.</p> <p><b>Sexta:</b> Conocimientos teóricos y prácticos del auditor.</p> <p><b>Séptima:</b> Aplicación de pruebas de auditoría.</p> <p><b>Octava:</b> Evaluación.</p> <p><b>Novena:</b> Informe.</p> <p><b>Décima:</b> Seguimiento.<sup>105</sup></p> | <p>El proceso de auditoría ambiental está contenido en los ya referidos Términos de Referencia para la Realización de Auditorías Ambientales (PROFEPA) y se compone de cuatro etapas:</p> <p><b>Planeación</b></p> <p>a) Selección de la empresa a auditar</p> <p>b) Selección del grupo auditor.</p> <p>c) Selección de equipo y recursos necesarios.</p> <p>d) Elaboración del Plan de auditoría.</p> <p><b>Ejecución.</b></p> <p>a) Reunión inicial.</p> <p>b) Desarrollo de la auditoría.</p> <p>c) Reunión final.</p> <p><b>Reporte</b> de los resultados de la auditoría.</p> <p><b>Seguimiento:</b> verificación de la PROFEPA del cumplimiento del Plan de Acción concertadas con la empresa auditada.</p> |

<sup>104</sup> SANTILLANA González, Juan Ramón Auditoría, Op cit, pp 193 - 204

<sup>105</sup> PROI EPA Términos de Referencia para la realización de auditorías ambientales Op cit, pp 301-304

# CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

Los elementos naturales que integran el medio ambiente en nuestro país, representan para las entidades una fuente importante de recursos materiales, necesarios para producir bienes o brindar servicios que satisfagan gran variedad de necesidades de la creciente población; si bien nuestro país posee una considerable biodiversidad, gracias a las condiciones físicas de su territorio, también es cierto que las actividades económicas realizadas tienen repercusiones sobre de ellas, lo que ha propiciado serios problemas de sobreexplotación, agotamiento y/o contaminación, como es el caso de los ríos y de grandes extensiones de suelo. Por tales motivos, surge la necesidad de que el Gobierno y la sociedad vigilen que las entidades realicen una explotación más racional de los recursos naturales, que se realicen acciones que eliminen o disminuyan la contaminación ambiental generada durante los procesos de producción, que se tomen las precauciones necesarias para evitar accidentes y que se cuente con el equipo capacitado para actuar en caso de que se presente algún siniestro. De esta manera surgen en nuestro país una serie de leyes como es el caso de la LGEEPA (1988) y sus reglamentos, y las Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental, que buscan proteger el medio ambiente, al definir los requisitos generales y específicos de explotación, manejo y almacenamiento de los recursos naturales; también es creada la SEMARNAP (1994), quien se encarga de realizar las acciones necesarias para proteger los elementos del medio ambiente, a través de la aplicación de las leyes ambientales, mientras que la vigilancia de su cumplimiento lo realiza la PROFEPA (1992), quién además se encarga de la concertación y ejecución de la auditoría ambiental en las entidades, sin distinción de que pertenezcan al sector público o privado.

La auditoría ambiental mexicana de acuerdo con la LGEEPA, incluye tanto el examen metodológico de las operaciones de una entidad, respecto de la contaminación y el riesgo que generan, así como el grado de cumplimiento de la normatividad ambiental y de los parámetros internacionales, y de buenas prácticas de operación e ingeniería aplicables con el objeto de definir las medidas preventivas y correctivas necesarias para proteger el ambiente. Al respecto, considero necesario que se elabore una normatividad ambiental mexicana, tan específica como lo requiera la urgencia de proteger y reparar los sitios afectados por las actividades humanas. Lo más destacable de la auditoría ambiental es su carácter preventivo y la definición de medidas que protejan al ambiente.

Actualmente la auditoría ambiental es concertada por la PROFEPA a través de un convenio voluntario con las entidades; en este sentido, no estoy de acuerdo con la realización voluntaria de auditorías ambientales en nuestro país, pues aunque en la experiencia de otros países ésta ha sido la clave de su éxito, los mexicanos aún no poseemos una cultura ambiental ni una conciencia respecto a la responsabilidad que todos tenemos para mantener un ambiente limpio en el que podamos cohabitar de manera sana; creo que la auditoría ambiental no debe ser concertada, sino que debe ser obligatoria para todos aquellos giros empresariales



que dañen el ambiente y la salud humana, y que se impongan castigos más severos o que los existentes realmente se apliquen; pero lo importante es que se repare el daño ocasionado y evitar que ocurra de nuevo

El proceso de auditoría ambiental se desarrolla en cuatro etapas: planeación, ejecución, reporte y seguimiento. Cada etapa tiene un peso importante dentro del proceso, pues de ellas depende el desarrollo óptimo del trabajo de auditoría, cuya finalidad principal es proteger el ambiente. El Plan de Acción y su aplicación, son la parte más significativa que surge como resultado del proceso de auditoría ambiental; ya que contiene en forma detallada las medidas preventivas y correctivas (acciones, proyectos, estudios, obras programas y procedimientos), ordenadas en forma lógica, para la elaboración de un programa específico de protección ambiental para la entidad auditada, o para su ajuste, complementación o adecuación en caso de que ya haya sido establecido previamente. Actualmente las medidas expuestas en el Plan de Acción son propuestas por los representantes de la entidad auditada ante la PROFEPA, tomando como referencia las recomendaciones hechas en el Informe de auditoría ambiental, y son los propios auditores ambientales o la PROFEPA quienes evalúan, aprueban o rechazan las propuestas para corregir las deficiencias localizadas. A este respecto, creo que el contenido del Plan debe ser elaborado desde el principio por especialistas, evitando así que las acciones necesarias para proteger el ambiente tarden en aplicarse y que en su elaboración se ejerza un juicio parcial que sólo beneficie a los infractores

El plazo otorgado para cumplir con el Plan de acción, sólo tiene que justificarse técnica y financieramente, y durante su aplicación la PROFEPA no impone sanciones, salvo que sean localizados problemas considerados como graves y que violenten en forma significativa el equilibrio ecológico; las sanciones son impuestas tanto por la PROFEPA como por el Código Penal, incluyen castigos que van desde la reparación del daño hasta penas que van desde tres meses a seis años de prisión y de cien a veinte mil días de multa.

Con referencia al plazo, se requiere de soluciones inmediatas, ya que cualquier daño por pequeño que se considere, aunado a los problemas ya existentes, pone en peligro la supervivencia de cualquier forma de vida; no podemos sancionar una falta sólo cuando es en extremo grave y solapar muchas conductas destructivas del medio ambiente; se debe ser enérgico con quienes no cumplan con sus obligaciones ambientales.

La realización de una auditoría ambiental trae como consecuencia una serie de beneficios tangibles, tanto para el medio ambiente como para la entidad en que se ejecuta, entre éstos beneficios se encuentran 1) la protección del medio ambiente a través del cumplimiento de la normatividad ambiental y de los controles internos empresariales; 2) la elaboración de un Programa de Protección ambiental para cada tipo de empresa, tomando en cuenta su situación particular; 3) se obtiene conocimiento de los procesos, lo cual facilita el costo de los productos, ya que se identifican desperdicios, se relacionan los gastos ambientales con los procesos

productivos y actividades altamente contaminantes, reflejando costos más reales y, por lo tanto, más competitivos con el resto de las industrias similares que no se han comprometido con el cuidado del ambiente; 4) se incrementan las utilidades al disminuir costos y gastos innecesarios; 5) aumento en el número de consumidores, ya sea derivado de que los productores ofrecen un precio inferior o porque son consumidores preocupados por la protección del ambiente; 6) mejoramiento de la imagen pública de la industria; 7) disminución de accidentes al instalar mecanismos efectivos de seguridad; 8) se obtiene información financiera completa y real; entre otros beneficios.

Para motivar la aplicación de auditorías ambientales, la ley incluye estímulos de carácter fiscal, financiero o de mercado, que benefician a las entidades al conceder reducciones, exenciones o deducciones respecto de los impuestos y aranceles; otorgamiento de créditos, seguros o fianzas; y facilidad para tramitar autorizaciones, licencias o permisos. A este respecto, aún falta que en la práctica se realicen un mayor número de convenios con organismos que faciliten financiamiento a las entidades, para realizar actividades que protejan al ambiente, y que se haga una mayor difusión sobre los beneficios fiscales, de mercado y financieros que una entidad obtiene una vez que se ha auditado ambientalmente.

Aunque la aceptación de la auditoría ambiental no se ha generalizado, sí existen un importante número de entidades que se han sometido a esta revisión e inclusive ya disfrutan de difundir en sus productos su Certificado como Industria Limpia.

La realización de una auditoría ambiental, además de significar un compromiso social para el auditor, también le representa responsabilidad civil e incluso penal por siniestros ocurridos en la entidad por él auditada; debido a esto, la auditoría ambiental debe ser realizada por auditores ambientales certificados y con amplia experiencia para localizar las deficiencias en la aplicación de la normatividad ambiental.

El proceso de auditoría ambiental actual, básicamente contiene los elementos necesarios para realizar revisiones en las entidades respecto de su cumplimiento en materia ambiental, pero debería ser complementado con principios de contabilidad ambiental desde el punto de vista de la Contaduría, los cuales establezcan reglas de definición e identificación, de presentación y de valuación en términos monetarios, de costos, gastos, inversiones y deudas exclusivamente realizados o contraídas para la protección ambiental, por ejemplo: en programas de investigación y desarrollo, acciones, proyectos, adiciones al activo fijo, maquinaria y equipo anticontaminantes, sistemas de tratamiento de aguas o desechos sólidos, filtros de aire, costos y gastos de reciclaje, sueldos, energía, uso de materia prima alternativa para no contaminar, manejo de desperdicios, control de la contaminación del agua, aire, suelo y por ruido, impuestos, multas, primas de seguros, trámites, permisos, créditos y financiamientos concedidos por las instituciones, reservas para contingencias, reparación de daños y pago de indemnizaciones, etcétera; también considero conveniente que se elaboren

normas y procedimientos de auditoría ambiental que verifiquen la forma en cómo la contabilidad ambiental efectuó los registros de los activos y pasivos ambientales de la entidad. De esta manera se aseguraría que la información financiera de la entidad revele de manera objetiva los costos ambientales de sus actividades, y sea considerada como una fuente veraz que permita la correcta toma de decisiones tanto en beneficio de la entidad como del medio ambiente. Estos principios, normas y técnicas podrían ser elaborados y emitidos por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP), quien posee la experiencia necesaria al respecto.

El papel del Contador que ejerce la auditoría, siempre ha sido como apoyo a la administración de la empresa, se ha dedicado a revisar los aspectos financieros, contables, fiscales y de todo aquello que implique el manejo del capital de la empresa para determinar el pleno cumplimiento del origen y destino de todos sus recursos, y corroborar que los estados financieros emitidos reflejan realmente la situación financiera de la entidad; por lo anterior sabe cómo controlar los activos, pasivos y capital contable de una entidad por lo que en el caso de aquellos con características ambientales sólo las registraría de acuerdo a sus características, lineamientos y reglas establecidas para su tratamiento, emitidos por la institución correspondiente.

Es necesario que el Contador, como parte de su actualización constante, conozca la reglamentación ambiental y la transmita en la entidad que presta sus servicios, pues resulta ser una magnífica estrategia que le brinda muchos beneficios a la entidad que se pueden ver reflejados en muy buenos ahorros económicos derivados de una sabia inversión en la protección ambiental, y que sobre todo redundan en salud y bienestar para todos.

Solo conociendo el estado actual del medio ambiente, las causas y los responsables de su deterioro, es cómo se fincarán responsabilidades sociales y económicas, para la realización de las acciones necesarias que restauren el equilibrio ecológico.

Los problemas ambientales deben combatirse integrando todas las posibles soluciones, analizando el impacto y los beneficios de ellas. El Contador no queda eximido de la obligación que tenemos todos, de contribuir en la solución de los problemas ambientales. Es muy importante que la profesión contable contribuya al desarrollo de lineamientos y políticas que permitan generar información contable fehaciente y confiable sobre la materia ambiental, contribuyendo así a que se le vaya dando solución a este rubro tan descuidado en nuestro país.

# ANEXOS

## 1. TRATADOS INTERNACIONALES EN MATERIA AMBIENTAL

(Cuadro No. 19)

A) TRATADOS BILATERALES<sup>108</sup>

## EUROPA

|   |   |
|---|---|
| Acuerdo de Cooperación técnica entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de la República Federal de Alemania en el Desarrollo de los Sectores de Biología Marina y Técnica de Producción Pesquera | Adoptado: México, D.F. 16-31-1974,<br>Entrada en Vigor (E.V.): 16-31-1974,<br>D.O.F.: No se publicó |
| Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y la República Italiana sobre exportación de Animales Vivos y de Carnes Congeladas de México hacia Italia  | Adoptado: México, D.F. 30-03-1965<br>E.V.: 21-04-1965<br>DOF: No se publicó,                        |

## AMÉRICA DEL NORTE

## Estados Unidos de América

|   |   |  |
|---|---|--|
| Tratado entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a la Utilización de las Aguas de los Ríos Colorado y Tijuana Y del Rio Bravo (Grande) desde Fort Quitman, Texas, Hasta el Golfo de México, y Protocolo suplementario. | Adoptado: Washington, D.C.,<br>03-02-1944<br>E.V.: 08-11-1945   | DOF: 30-03-1943<br>Firma Protocolo:<br>14-11-1944                              |
| Convenio entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América para la protección de Aves Migratorias y de Mamíferos Cinegéticos.  | Adoptado: México, D.F.,<br>07-02-1936<br>E.V.: 15-03-1937.  | DOF: 15-03-1937<br>Modificado y E.V.:<br>México, D.F.<br>10-03-1972            |
| Acuerdo entre el gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el gobierno de los Estados Unidos de América sobre Cooperación de Desastres Naturales   | Adoptado: México, D.F.,<br>15-01-1980, (firmado)<br>E.V.: 18-03-1981<br>DOF: 4 y 11 de mayo 1981<br>Adicionado: México, D.F., 29-09-1980 y 25-11-1980 | E.V.: 25-11-1980<br>Modificado: México,<br>D.F.,<br>21-04-1980 y<br>14-05-1980 |
| Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre la Contaminación del Medio Marino por Derrame de Hidrocarburos y otras Sustancias Nocivas.   | Adoptado: México, D.F.,<br>24-07-1980, (firmado)<br>E.V.: 30-03-1981<br>DOF: 18-05-1981, y<br>05-08-1981 (fe de erratas)                              | Modificado: México,<br>D.F.,<br>17-10-1980 y<br>18-11-1980<br>E.V.: 18-11-1980 |
| Convenio entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre la Cooperación para la Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente en la Zona Fronteriza.  | Adoptado: La Paz, B.C.S<br>14-08-1983 (firmado)<br>E.V.: 16-02-1984   | DOF: 18-01-1984<br>Consta de cinco<br>anexos:                                  |
| ANEXO I Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América para la Solución de los Problemas de Saneamiento en San Diego, California / Tijuana, Baja California.   | Adoptado: San Diego, Cal.,<br>18-07-1985 (firmado)  | E.V.: 18-07-1985<br>DOF: no se publicó   |
| ANEXO II Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre la Contaminación del Ambiente a lo largo de la Frontera Internacional por descarga de Sustancias Peligrosas                                      | Adoptado: San Diego, Cal.,<br>18-07-1985 (firmado)  | E.V.: 29-11-1985<br>DOF: no se publicó   |

<sup>108</sup> Página electrónica: <http://www.profepa.gob.mx>

|  |   |   |
|--|---|---|
| ANEXO III. Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre Movimientos Transfronterizos de Desechos Peligrosos y Sustancias Peligrosas.                                  | Adoptado: 12-11-1986 (firmado)  | E.V. 29-01-1987<br>DOF: no se publicó                           |
| ANEXO IV. Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre la Contaminación Transfronteriza del Aire Causada por las Fundidoras del Cobre a lo largo de la Frontera Común | Adoptado Washington, D.C. 28-01-1987 (firmado)  | E.V. 29-01-1987<br>DOF: no se publicó                           |
| ANEXO V. Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo al Transporte Internacional de Contaminación de Aire Urbano  | Adoptado: Washington, D.C., 03-10-1989 (firmado)  | E.V.: 03-10-1989<br>DOF no se publicó                           |
| <b>AMÉRICA LATINA</b>  |   |   |
| Acuerdo de Cooperación entre los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno De la República de Brasil sobre salud animal.  | Adoptado: México, D.F., 18-01-1978 (firmado)  | E.V.: 18-01-1978<br>DOF: no se publicó                          |
| Convenio para llevar a cabo una Campaña Simultánea contra la Langosta Migratoria de América  | Adoptado Guatemala 1 y 15 de dic. 1934 (canje de notas)   | E.V. 15-12-1934   |
| Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y la República de Guatemala por el cual se crea la Comisión Internacional de Límites y Aguas entre ambos países   | Adoptado: Guatemala 9 de nov y 21 de dic. 1961 (canje de notas)                                   | E.V.: 21-12-1964<br>DOF: no se publicó                          |
| <b>B) TRATADOS MULTILATERALES</b>  |   |   |
| <b>SECCIÓN I ARMAS</b>   |   |   |
| <b>1 BACTEREOLÓGICAS</b>   |   |   |
| Convención sobre la Prohibición del desarrollo, la Producción y el almacenamiento de armas bacteriológicas (biológicas) y tóxicas y sobre su destrucción   | Firmada: Washington, Londres, Moscú, 10 de dic. de 1972<br>Ratificada en México: 08-04-1974       | E.V.G. 01-08-1972<br>E.V.M.:08-04-1974<br>DOF: 08-08-1974       |
| <b>2. CONVENCIONALES</b>   |   |   |
| Convención sobre Prohibiciones o Restricciones del Empleo de Ciertas Armas Convencionales que puedan considerarse excesivamente nocivas o de efectos indiscriminados y Protocolos  | Adoptada Ginebra, Suiza 10 octubre 1980<br>Ratificada en México: 01-03-1982<br>E.V.G.: 02-12-1983 | E.V.M.: 02-12-1983<br>DOF: 04-05-1982<br>Fe erratas: 12-08-1982 |
| <b>3 GASES TOXICOS</b>   |   |   |
| Declaración relativa al uso de proyectiles que tengan por único fin esparcir gases asfixiantes o caústicos.  | Adoptada: La Haya 29-07-1899<br>Ratificada en México: 27-11-1909                                  | E.V.G.: 26-01-1910<br>E.V.M: 26-01-1910<br>DOF: 14-09-1901      |
| Protocolo relativo a la Prohibición del uso en la guerra de gases asfixiantes, tóxicos o similares o de medios bacteriológicos.  | Adoptada: Ginebra, 17-06-1925<br>Adhesión de México: 15-04-1932                                   | E.V.G.: 09-05-1926<br>E.V.M.: 15-03-1932<br>DOF: 10-08-1932     |
| Tratado por el que se prohíben los ensayos con armas nucleares en la atmósfera, el espacio ultraterrestre y debajo del agua  | Adoptada: Moscú, 5-10-1963<br>Ratificada en México: 27-12-1963                                    | E.V.G.: 10-10-1963<br>E.V.M: 27-12-1963<br>DOF 25-02-1964       |

|   |  |   |
|---|--|---|
| Tratado para la proscripción de las armas nucleares en la América Latina y Protocolos Adicionales I y II (Tratado de Tlatelco)                    | Adoptada México D.F.,<br>14-02-1967<br>Ratificada en México.<br>20-08-1967   | E.V.G. y E.V.M.<br>22-04-1968<br>DOF: 16-12-1967  |
| Tratado sobre la no-proliferación de armas nucleares  | Adoptado Washington<br>Londres, Moscú; 01-07-1968<br>Ratificada en México:<br>21-01-1969<br>E.V.G. y E.V.M.: 05-03-1970                      | DOF: 17-10-1969<br>México formuló una reserva a lo estipulado en el art. 7 del tratado  |
| Tratado sobre la prohibición de emplazar de armas nucleares y otras armas de destrucción en masa de los fondos marinos y oceánicos y su subsuelo. | Adoptado Washington,<br>Londres, Moscú; 11-02-1971<br>Adhesión de México:<br>23-03-1984<br>E.V.G.: 18-05-1972                                | E.V.M.: 23-05-1984<br>DOF: 8-05-1984<br>México formuló una reserva en cuanto a la interpretación del art. 1   |
| <b>SECCIÓN II ASUNTOS MARÍTIMOS Y DE PESCA</b>  |  |   |
| <b>1 CONTAMINACIÓN MARINA</b>   |  |   |
| Convención Internacional para prevenir la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos.   | Adoptado: Londres; 12-05-1954<br>Ratificada en México 10-05-1955<br>E.V.G. y E.V.M.: 26-07-1955<br>DOF: 20-07-1955<br>Fe erratas: 15-10-1955 | Modificación y anexos<br>Adoptado: Londres; 21-10-1963<br>Aceptada en México: 31-01-1977<br>E.V.G. y E.V.M.: 20-01-1968<br>DOF: 09-03-1977                |
| Convenio Internacional relativo a la intervención en altamar en casos de accidentes que causen una contaminación por hidrocarburos.               | Adoptado Bruselas, 29-11-1969<br>Adhesión de México 08-04-1976<br>E.V.G.: 06-05-1975<br>E.V.M.: 07-07-1975<br>DOF: 25-05-05-1976             | Protocolo<br>Adoptado: Adhesión, 02-11-1973<br>Adhesión de México: 11-04-1980<br>E.V.G. y E.V.M.: 30-04-1980<br>DOF: 19-05-1980<br>Fe erratas: 01-08-1980 |
| Convenio internacional sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otros materiales                             | Adoptado México, Londres,<br>Moscú, Washington; 29-12-1972<br>Ratificado por México: 7-04-1975   | E.V.G. y E.V.M.: 30-08-1975<br>DOF: 16-07-1975  |
| <b>2 DERECHO MARÍTIMO Y TRANSPORTE</b>  |  |   |
| Convención Internacional para la reglamentación de la caza de la ballena, con reglamento y protocolo anexo  | Adoptado: Washington, 02-12-1946<br>Adhesión de México: 30-06-1949<br>E.V.G.: 10-11-1948<br>E.V.M.: 30-06-1949<br>DOF: 06-12-1949            | Protocolo<br>Adoptado: Washington, 19-11-1956<br>Ratificado en México: 09-04-1959<br>E.V.G. y E.V.M.: 04-05-1959<br>DOF: 09-04-1959                       |
| <b>3. ESPACIOS MARÍTIMOS</b>  |  |   |
| Convención sobre la Plataforma Continental  | Adoptado: Ginebra 29-04-1958<br>Adhesión de México 02-08-1966<br>E.V.G.: 10-06-1964  | E.V.M.: 01-09-1966<br>DOF: 16-12-1966   |
| Convención sobre la Alta Mar  | Adoptado Ginebra 29-04-1958<br>Adhesión de México: 02-06-1966<br>E.V.G.: 30-09-1962<br>E.V.M.: 01-09-1966                                    | DOF: 19-10-1966<br>Fe erratas: 22-02-1967<br>México hace referencia expresa a lo dispuesto en el artículo 9.  |
| Convención sobre Pesca y conservación de los recursos vivos de la Alta Mar  | Adoptado: Ginebra 29-04-1958<br>Adhesión de México: 2-03-1966<br>E.V.G.: 20-04-1966  | E.V.M.: 01-09-1966<br>DOF: 22-10-1966   |

|   |  |  |
|---|--|--|
| Convención sobre el Mar territorial y la zona contigua  | Adoptado Ginebra 29-04-1958<br>Adhesión de México: 02-08-1966<br>E.V.G.: 10-09-1964<br>E.V.M.: 01-09-1966<br>DOF: 06-10-1966<br>Fe erratas: 22-02-1966 | México hace reserva expresa de lo dispuesto en el artículo 21 subsección C, a los párrafos 1, 2 y 3 del artículo 19 y a los párrafos 2 y 3 del artículo 20 de la subsección B.                       |
| Convención relativa a la organización marítima internacional  | Adoptado: Ginebra, 06-04-1948<br>Adhesión de México: 21-09-1954<br>E.V.G y E.V.M.: 17-03-1958<br>DOF: 08-08-1970                                       | Hace reserva expresa de que su adhesión no tiene ni tendrá el efecto de alterar o modificar de manera alguna la aplicación de la ley contra los monopolios en el territorio de la República Mexicana |
| Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar  | Adoptado: Montego Bay,<br>10-12-1982<br>Ratificado en México: 18-03-1983   | E.V.G.: no ha entrado en vigor<br>DOF: 01-06-1983  |
| <b>SECCION III AMBIENTE Y SALUD HUMANA</b>  |  |  |
| Convenio Internacional del Trabajo Número 13 relativo al empleo de la Cerusa en la Pintura  | Adoptado: Ginebra, 24-06-1953<br>Ratificado en México: 20-06-1960<br>E.V.G.: 22-01-1960  | E.V.M.: 20-06-1961<br>DOF: 14-09-1960<br>Fe erratas: 08-10-1960  |
| Convenio Internacional del Trabajo Número 115 relativo a la Protección de los Trabajadores contra las radiaciones ionizantes  | Adoptado: Ginebra, 22-06-1980<br>Ratificado en México: 19-10-1983<br>E.V.G.: 17-06-1982<br>E.V.M.: 19-10-1984  | DOF: 23-01-1984<br>México formula a este convenio estipulando que se aplicará a través de la legislación ambiental   |
| Convenio Internacional del Trabajo Número 155 sobre seguridad y salud de los Trabajadores y Medio Ambiente de Trabajo   | Adoptado: Ginebra, 22-06-1981<br>Ratificado en México: 01-02-1984<br>E.V.G.: 11-08-1983  | E.V.M.: 01-02-1985<br>DOF: 06-03-1984<br>Fe erratas: 05-04-1984  |
| Convenio Internacional Número 170 sobre seguridad en la utilización de los productos químicos en el Trabajo   | Adoptado: Ginebra, 06-06-1990<br>Ratificado en México: 17-09-1992  | E.V.: No ha entrado en vigor   |
| <b>SECCIÓN IV ESPACIO ULTRATERRESTRE</b>  |  |  |
| Tratado sobre los Principios que deben regir las actividades de los Estados en la exploración y utilización del espacio ultraterrestre incluso la luna y otros cuerpos celestes | Adoptado Washington, Londres, Moscú, 27-01-1967<br>Ratificado en México: 31-01-1968  | E.V.G.: 10-10-1967<br>E.V.M.: 31-01-1968<br>DOF: 10-05-1968  |
| Acuerdo sobre el Salvamento y la Devolución de Astronautas y la Restitución de objetos lanzados al espacio ultraterrestre.  | Adoptado Washington, Londres, Moscú, 22-04-1968<br>Ratificado en México: 11-03-1969  | E.V.G.: 03-12-1968<br>E.V.M.: 11-03-1969<br>D.O.F: 20-09-1969  |
| Convenio sobre responsabilidad internacional por daños causados por objetos espaciales.   | Adoptado: Washington, Londres, Moscú; 29 marzo 1972<br>Ratificado en México, 08-04-1974<br>E.V.G.: 01-09-1972  | E.V.M.: 08-04-1974<br>D.O.F: 08-08-1974  |
| Convenio sobre responsabilidad internacional por daños causados por objetos espaciales  | Adoptado: Nueva York, 12-11-1974<br>E.V.G.: 15-09-1976   | E.V.M.: 01-03-1977<br>D.O.F: 23-03-1977<br>Ratificado en México 08-03-1977   |
| Convenio para la protección de la capa de ozono   | Adoptado: Viena, 22-03-1985<br>Ratificado en México 11-09-1987<br>E.V.G y E.V.M.: 22-09-1988<br>D.O.F: 22-09-1987<br>Fe erratas: 17-03-1988            | Adoptado Montreal,<br>16-09-1987<br>Ratificado en México: 31-03-1988<br>E.V.G y E.V.M.: 01-01-1989<br>D.O.F: 12-02-1990  |



| SECCIÓN V ESTUPEFACIENTES   |  |  |
|---|--|--|
| Convención para la supresión del tráfico ilícito de estupefaciente nocivos y protocolo de firma.                      | Adoptado: Ginebra, 26-06-1936<br>Aceptado en México: 06-05-1955<br>E.V.G.: 26-10-1939<br>E.V.M.: 05-05-1955<br>D.O.F.: 25-08-1955<br>Protocolo<br>Adoptado: Lake Success, 11-12-1946 | Adhesión de México: 06-05-1955<br>E.V.M.: 06-05-1955<br>D.O.F.: 25-08-1955<br>México se reserva el derecho de imponer dentro de su territorio, como ya lo ha hecho, medidas más estrictas que las establecidas por la presente convención de 1936. |
| Convención sobre sustancias sicotrópicas  | Adoptado: Viena, 21-02-1971<br>Adhesión de México: 20-02-1975  | E.V.G. y E.V.M.: 16-08-1976<br>D.O.F.: 24-08-1974  |
| SECCIÓN VI. FAUNA   |  |  |
| Convención para la Protección de la Flora, de la Fauna y de las Bellezas Escénicas Naturales de los Países de América | Adoptado: Washington, 12-10-1940<br>Ratificado en México: 27-03-1942   | E.V.G. y E.V.M.: 01-05-1942<br>D.O.F.: 29-05-1942  |
| Convención Internacional de Protección Fitosanitaria  | Adoptado: Roma, 6-12-1951<br>Adhesión de México: 26-05-1976<br>E.V.G.: 03-04-1952  | E.V.M.: 26-05-1976<br>D.O.F.: 16-07-1976   |
| Convención sobre el comercio internacional de especies amenazadas de fauna y flora silvestres.                        | Adoptado: Washington, 03-03-1973<br>Adhesión de México y E.V.M.: 27-06-1991  | D.O.F.: 24-08-1991   |
| SECCIÓN VII. RECURSOS ENERGÉTICOS   |  |  |
| Convención Sobre la pronta notificación de accidentes nucleares   | Adoptado: Viena, 26-09-1986<br>Ratificado en México: 10-06-1988  | E.V.G.: 27-10-1986<br>E.V.M.: 10-06-1988   |
| SECCIÓN VII. EDUCACIÓN, CIENCIA Y CULTURA   |  |  |
| Convención para la protección del patrimonio mundial cultural y natural.  | Adoptado: Roma, 06-12-1954<br>Adhesión de México: 26-05-1976<br>E.V.G.: 03-04-1952   | E.V.M.: 23-05-1984<br>D.O.F.: 02-05-1984   |
| SECCIÓN VII. DESECHOS PELIGROSOS  |  |  |
| Convención Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación   | Adoptado: Basilea, Suiza, 22-03-1989<br>Ratificado en México: 04-08-1990   | E.V.M.: 22-02-1991<br>D.O.F.: 06-08-1990   |

## 2. Empresas con Certificado de Industria Limpia en los años 1997, 1998 y 1999 <sup>107</sup>

(Cuadro No. 20)

Empresas certificadas en 1997

|    |  |    |   |
|----|--|----|---|
| 1  | 3M México, S.A. de C.V. (Planta D.F.)  | 27 | Ciba Especialidades Químicas México, S.A. de C.V. (Planta Puebla)   |
| 2  | Acyosa del Sureste, S.A. de C.V.   | 28 | Ciba Farmacéutica, S.A. de C.V. (Planta Tlalpan Norte)  |
| 3  | Agas Gas, S.A. de C.V. (Planta Guadalajara)  | 29 | Cloro de Tehuantepec, S.A. de C.V.  |
| 4  | Agronitrogenados, S.A. de C.V.   | 30 | Colgate Palmolive, S.A. de C.V. (Planta D.F.)   |
| 5  | Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta V)   | 31 | Compañía Nestlé, S.A. de C.V. (Planta Xalapa)   |
| 6  | Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta VII) (*)   | 32 | Crisoba Industrial, S.A. de C.V. (Planta Morelia)   |
| 7  | Albright and Wilson Troy de México, S.A. de C.V. (Complejo Industrial Pajaritos)   | 33 | Curtidos Toluca, S.A. de C.V.   |
| 8  | Alcoholes Desnaturalizados y Disolventes, S.A. de C.V. (Planta Tlalneapantla)  | 34 | Cyanamid de México, S.A. de C.V. (Planta Tlalpan)   |
| 9  | Bayer de México, S.A. de C.V. (Planta Ecatepec)  | 35 | DELPHI Ensamble de Cubiertas Automotrices, S.A. de C.V. (Planta Parra)  |
| 10 | Carplast, S.A. de C.V. (Planta Hermosillo)   | 36 | DELPHI Vestiduras Fronterizas, S.A. de C.V. (Planta Juárez)   |
| 11 | Celanese Mexicana, S.A. de C.V. (Complejo Cangrejera)  | 37 | DELPHI Vestiduras Fronterizas, S.A. de C.V. (Planta Río Bravo)  |
| 12 | Celanese Mexicana, S.A. de C.V. (Complejo Cosoleacaque)  | 38 | Defonadores Estrella, S.A. de C.V.  |
| 13 | Celanese Mexicana, S.A. de C.V. (Planta Calaya)  | 39 | Dow Química Mexicana, S.A. de C.V. (Planta Tlalneapantla)   |
| 14 | Celanese Mexicana, S.A. de C.V. (Terminal Marítima Coatzacoalcos)  | 40 | Dow Química Mexicana, S.A. de C.V. (Planta Tlaxcala) (*) Se dividió en Dow AgroSciences, S.A. de C.V. (Planta Tlaxcala) (*) |
| 15 | Cementos Anahuac, S.A. de C.V. (Planta Barrientos) Cambio Razón Social a: Cementos del Yaqui, S.A. de C.V. (Planta Barrientos) (*) | 41 | Dupont México, S.A. de C.V. (Planta Lerma)  |
| 16 | Cementos Guadalajara, S.A. de C.V. (Planta Guadalajara)  | 42 | Federal Mogul, S.A. de C.V. (*)   |
| 17 | Cementos Mexicanos, S.A. de C.V. (Planta Torreón) (*)  | 43 | Fenocimia, S.A. de C.V. (Planta Cosoleacaque)   |
| 18 | Cerillos y Fósforos La Imperial, S.A. de C.V.  | 44 | Fertilizantes Guadalajara, S.A. de C.V.   |
| 19 | Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Monterrey)   | 45 | Gatos Rubber de México, S.A. de C.V. (Planta Toluca)  |
| 20 | Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Orizaba)   | 46 | Glicoles Mexicanos, S.A. de C.V.  |
| 21 | Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Tecate)  | 47 | Grasas Vegetales, S.A. de C.V.  |
| 22 | Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Toluca)  | 48 | Grupo Industrial N.K.S., S.A. de C.V.   |
| 23 | Cervecería del Pacífico, S.A. de C.V.  | 49 | Industria Química del Istmo, S.A. de C.V. (Complejo Industrial Pajaritos)   |
| 24 | Cia. Cerillera La Central, S.A. de C.V.  | 50 | Industrias Cydsa Bayer, S.A. de C.V. (Complejo Industrial Pajaritos)  |
| 25 | Cia. Mexicana de Terminales, S.A. de C.V.  | 51 | Industrias Resistol, S.A. de C.V. (Planta Coatzacoalcos)  |
| 26 | Ciba Especialidades Químicas México, S.A. de C.V. (Planta Atotonilquillo)  | 52 | Industrias Texel, S.A. de C.V. (*)  |
|    |  | 53 | Insecticidas de Occidente, S.A. de C.V.   |

<sup>107</sup> <http://www.profepa.gob.mx>

## Empresas certificadas en 1997 (Continuación)

|    |   |     |  |
|----|---|-----|--|
| 54 | Insecticidas Nacionales Corey, S.A. de C.V.                                 | 84  | Procter & Gamble de México, S.A. de C.V. (Planta Vallejo)    |
| 55 | Kimax, S.A. de C.V.   | 85  | Productos de Consumo Resistol, S.A. (Planta Vallejo)         |
| 56 | Koblenz Eléctrica, S.A. de C.V.   | 86  | Productos Pelikan, S.A. de C.V. (*)                          |
| 57 | Kodak de México, S.A. de C.V. (Planta Guadalajara)                          | 87  | Productos Químicos Coin, S.A. de C.V.                        |
| 58 | Masterpak, S.A. de C.V. (Planta Celorey)                                    | 88  | Productos Químicos Naturales, S.A. de C.V.                   |
| 59 | Masterpak, S.A. de C.V. (Planta Propiroy)                                   | 89  | Pyosa, S.A. de C.V. (Planta 1 y 2)                           |
| 60 | Masterpak, S.A. de C.V. (Planta Reyprint)                                   | 90  | Química Hoechst de México, S.A. de C.V. (Planta Santa Clara) |
| 61 | Nueva Fábrica Nacional de Vidrio, S.A. de C.V.                              | 91  | Química Lucava, S.A. de C.V.                                 |
| 62 | Nylon de México, S.A. de C.V.   | 92  | Quimobásicos, S.A. de C.V.                                   |
| 63 | Operadora Metamax, S.A. de C.V.   | 93  | Reichhold Química de México, S.A. de C.V.                    |
| 64 | Oroxco Polaris, S.A. de C.V. (Marina Agua Ray)                              | 94  | Reind Química, S.A. de C.V.                                  |
| 65 | Papelera del Nevado, S.A. de C.V.   | 95  | Residuos Industriales Multiquim, S.A. de C.V. (*)            |
| 66 | Pavillion, S.A. de C.V. (*)   | 96  | Roslrena, S.A. de C.V. (*)                                   |
| 67 | Pemex Petroquímica Centro Embarcador Pajaritos                              | 97  | Rexcel, S.A. de C.V. (Planta Química Lama)                   |
| 68 | Pemex Refinación Centro de Transportación Terrestre de Cadereyta            | 98  | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta I)                |
| 69 | Pemex Refinación Centro de Transportación Terrestre de Cd. Madero           | 99  | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta IV)               |
| 70 | Pemex Refinación Ductos Norte Cd. Madero                                    | 100 | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta IX)               |
| 71 | Pemex Refinación Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, Salina Cruz, Oax. (*) | 101 | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta V)                |
| 72 | Pemex Refinación Terminal de Almacenamiento y Distribución, Cd. Madero      | 102 | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta VII)              |
| 73 | Pemex Refinación Terminal de Almacenamiento y Distribución, Nuevo Laredo    | 103 | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta X)                |
| 74 | Pemex Refinación Terminal Marítima de Cd. Madero                            | 104 | Río Bravo Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta X-A)              |
| 75 | Pennwalt, S.A. de C.V. (Planta Santa Clara)                                 | 105 | Salas del Istmo, S.A. de C.V.                                |
| 76 | Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V.                                     | 106 | Schneider Electric México, S.A. de C.V. (Planta D. F.)       |
| 77 | Petroquímica La Cangrejera, S.A. de C.V.                                    | 107 | Servicios Minerometalúrgicos de Occidente, S.A. de C.V.      |
| 78 | Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.  | 108 | Síntesis Orgánicas, S.A. de C.V. (Planta Puebla)             |
| 79 | Petroquímica Pennwalt, S.A. de C.V. (Planta Coatzacoalcos) Pinturas         | 109 | Sistemas Eléctricos y Conmutadores, S.A. de C.V.             |
| 80 | Barnices Calotte, S.A.  | 110 | Stepan de México, S.A. de C.V.                               |
| 81 | Polaquimie, S.A. de C.V.  | 111 | Tecniquimia Mexicana, S.A. de C.V.                           |
| 82 | Polímeros de México, S.A. de C.V. (Planta Tlaxcala) (*)                     | 112 | Tetrastilo de México, S.A. (Complejo Industrial Pajaritos)   |
| 83 | Procter & Gamble de México, S.A. de C.V. (Planta Tallmán)                   | 113 | Univex, S.A. de C.V. (Planta Salamanca)                      |
|    |   | 114 | Vidriera Toluca, S.A. de C.V.                                |
|    |   | 115 | Viniles de Acuña, S.A. de C.V.                               |

(\*) Industrias Re-certificadas en 1999

## Empresas certificadas en 1998

|  |  |
|--|--|
| 1. Accitora el Paraíso, S.A. de C.V.                                   | 35. Conexiones Hidráulicas, S.A. de C.V.                                     |
| 2. Air Products Resinas, S.A. de C.V.                                  | 36. Cuero Centro, S.A. de C.V.   |
| 3. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta I)          | 37. Cutler Hammer Mexicana, S.A.   |
| 4. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta II)         | 38. Dolnosa, S.A. de C.V. (Plantas I-IV)                                     |
| 5. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta III)        | 39. Dolnosa, S.A. de C.V. (Plantas V-VI)                                     |
| 6. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta IV)         | 40. Delphi Alambrados Automotrices, S.A. de C.V. (Planta I)                  |
| 7. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta VI)         | 41. Delphi Alambrados Automotrices, S.A. de C.V. (Planta II)                 |
| 8. Alambrados y Circuitos Eléctricos, S.A. de C.V. (Planta VIII)       | 42. Delphi Cableados, S.A. de C.V. (Planta I)                                |
| 9. Attec Electrónicas Chihuahua, S.A. de C.V.                          | 43. Delphi Cableados, S.A. de C.V. (Planta II)                               |
| 10. APM, S.A. de C.V.  | 44. Delphi Cableados, S.A. de C.V. (Planta III)                              |
| 11. Arancia-ccc, S.A. de C.V. (Planta San Juan del Río)                | 45. Delphi Componentes Mecánicas de Matamoros, S.A. de C.V.                  |
| 12. Bayer de México, S.A. de C.V.                                      | 46. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta I)         |
| 13. Berol, S.A. de C.V.  | 47. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta II)        |
| 14. Bristol Myers Squibb de México, S.A. de C.V.                       | 48. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta III)       |
| 15. Camier México, S.A. de C.V.  | 49. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta IV)        |
| 16. Cartones Ponderosa, S.A. de C.V.                                   | 50. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta V)         |
| 17. Celanese México, S.A. de C.V. (Complejo Zacapu)                    | 51. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta VI)        |
| 18. Celulosa y Derivados Monterrey, S.A. de C.V. (Planta Copropiedad)  | 52. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Plantas VII-VIII) |
| 19. Celulosa y Derivados Monterrey, S.A. de C.V. (Planta Rayón)        | 53. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta IX-X)      |
| 20. Cementos del Yaqui, S.A. de C.V. (Planta Hermosillo)               | 54. Delphi Ensemble de Cables y Componentes, S.A. de C.V. (Planta XI)        |
| 21. Cementos Guadalajara, S.A. de C.V.                                 | 55. Delphi Rimir, S.A. de C.V.   |
| 22. Cementos Maya, S.A. de C.V.  | 56. Delphi Sistemas de Energía, S.A. de C.V.                                 |
| 23. Cementos Mexicanos, S.A. de C.V. (Planta Monterrey)                | 57. Deltrónicos de Matamoros, S.A. de C.V.                                   |
| 24. Cementos Mexicanos, S.A. de C.V. (Planta de Negocio Huichapan)     | 58. Eaton Ejes, S.A. de C.V. (Dana Manufacturera, S.A. de C.V.)              |
| 25. cementos Toluca, S.A. de C.V. (Planta Atotonilco de Tula)          | 59. Electrónica Vanguard, S.A. de C.V.                                       |
| 26. Ceras Johnson, S.A. de C.V.  | 60. Enfriamiento de Automóviles, S.A. de C.V.                                |
| 27. Cervecaría Cuauhtémoc Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Guadalajara) | 61. Ensambladores Electrónicos de México, S.A.                               |
| 28. Cervecaría Cuauhtémoc Moctezuma, S.A. de C.V. (Planta Nevojoa)     | 62. Fábricas Monterrey, S.A. de C.V.   |
| 29. Coelisa, S.A. de C.V. (Planta El Jarudo)                           | 63. Farmacéuticos Lakeside, S.A. de C.V.                                     |
| 30. Combustibles Maldonado Olivera, S.A. de C.V.                       | 64. Fibras Químicas, S.A.  |
| 31. Compañía Cervecera del Trópico, S.A. de C.V.                       | 65. Fibras Sintéticas, S.A. de C.V.  |
| 32. Compañía Frosnillo, S.A. de C.V. (Unidad Fresnillo)                | 66. Ford Motor Company, S.A. de C.V. (Planta Hermosillo)                     |
| 33. Compañía Hulera Goodyear Oxo, S.A. de C.V.                         | 67. Ford Motor Company, S.A. de C.V. (Planta Motores Chihuahua)              |
| 34. Complex Química, S.A. de C.V.                                      |  |

## Empresas certificadas en 1998 (Continuación)

|    |   |     |  |
|----|---|-----|--|
| 68 | Motors de México, S de R.L. de C.V.   | 95  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado Tula                               |
| 69 | General General Motors de México, S.A. de C.V. Complejo Ramos Arizpe, (Planta Motores)              | 98  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Matapichón.                                     |
| 70 | General Motors de México, S.A. de C.V. Complejo Ramos Arizpe, (Planta Ensamble)                     | 97  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Almacenamiento y Distribución de Gas Licuado de Rosarito, B.C. |
| 71 | General Motors de México, S.A. de C.V. Complejo Toluca, (Planta Función)                            | 98  | Pemex Petroquímica Terminal de Almacenamiento y Distribución de Amoniaco San Fernando                      |
| 72 | General Motors de México, S.A. de C.V. Complejo Toluca, (Planta Motores)                            | 99  | Pemex Refinación Terminal de Almacenamiento y Distribución Cd Juárez                                       |
| 73 | General Motors de México, S.A. de C.V., (Planta México)   | 100 | Pemex Refinación Terminal de Almacenamiento y Distribución Reynosa   |
| 74 | Grafo Regla, S.A. de C.V.   | 101 | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos Sector La Cangrejera         |
| 75 | Grupo Químico Industrial de Toluca, S.A. de C.V.  | 102 | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos Sector Morelos               |
| 76 | Hitchiner, S.A. de C.V.   | 103 | Pemex Refinación, Refinería Miguel Hidalgo   |
| 77 | Industria Química del Istmo, S.A. de C.V. (Planta Monterrey)  | 104 | Pemex Refinación, Superintendencia de Ventas de Nogales, Son.  |
| 78 | Industrial Papelera Mexicana, S.A. de C.V.  | 105 | Petroquímica Tula, S.A. de C.V.  |
| 79 | Industrias Derivadas del Etileno, S.A. de C.V. (Planta Puebla)                                      | 106 | Pielas y Nappas, S.A. de C.V.  |
| 80 | Laboratorios Grossman, S.A.   | 107 | Pielstigas, S.A. de C.V. (Planta San Luis Potosí)  |
| 81 | Maquiladora General de Matamoras, S.A. de C.V. (Elf Atochem North America, Inc., Atoglas, division) | 108 | Polaroid de México, S.A. de C.V.   |
| 82 | Minas Comarrin, S.A. de C.V. (Unidad San Martín, Gro.)  | 109 | Poliolos, S.A. de C.V. (Planta Lerma)  |
| 83 | Motorola de México, S.A.  | 110 | Productos Dalco de Chihuahua, S.A. de C.V. GM  |
| 84 | Nestlé Mexicana, S.A. de C.V. (Fábrica Tamulín)   | 111 | Quimir, S.A. de C.V. (Localidad Lechería)  |
| 85 | Nestlé México, S.A. de C.V.   | 112 | Quimir, S.A. de C.V. (Planta Tullitlán)  |
| 86 | Nissan Mexicana, S.A. de C.V. (Planta Aguascalientes)   | 113 | Raschini, S.A. de C.V.   |
| 87 | Nissan Mexicana, S.A. de C.V. (Planta CIVAC)  | 114 | Safmex, S.A. de C.V.   |
| 88 | Nissan Mexicana, S.A. de C.V. (Planta Lerma)  | 115 | Servicios NFB, S.A. de C.V.  |
| 89 | Onsida Mexicana, S.A. de C.V.   | 116 | Siderúrgica Iñázaró Cárdenas, Las Truchas, S.A. de C.V.  |
| 90 | Omsla, S.A. de C.V. (División Combustibles)   | 117 | Sigma Lapos, S.A. de C.V.  |
| 91 | Packard Hughes Interconnect México, S.A. de C.V.  | 118 | Stahl de México, S.A. de C.V.  |
| 92 | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos Sector Pejaritos      | 119 | Tecnológica Industrial de Baja California, S.A. de C.V.  |
| 93 | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado Cd. Medero                  | 120 | Volkswagen de México, S.A. de C.V.   |
| 94 | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado Poza Rica                   | 121 | Xorox Mexicana, S.A. de C.V.   |
|    |   | 122 | Zinc Nacional, S.A.  |

## Empresas certificadas de enero a mayo de 1999

|     |  |     |   |
|-----|--|-----|---|
| 1   | Abbott Laboratorios de México, S.A. de C.V.                                | 33. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Reynosa, Tamaulipas  |
| 2   | Aceros Nacionales, S.A. de C.V.  | 34. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas, Cactus, Chiapas   |
| 3   | Arancia Com Products, S.A. de C.V. (Planta Cisne)                          | 35. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas, Ciudad Pemex, Tabasco   |
| 4   | Arancia Com Products, S.A. de C.V. (Planta de Aceites)                     | 36. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas, La Venta, Tabasco   |
| 5   | Arancia Com Products, S.A. de C.V. (Planta Paraíso)                        | 37. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas, Nuevo Pemex, Tabasco  |
| 6.  | Bridgestone Firestone de México, S.A. de C.V. (Planta Cuernavaca)          | 38  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado Puebla, Puebla  |
| 7.  | Carvecería Modelo de Guadalajara, S.A. de C.V.                             | 39. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado Zapopan, Jalisco                                      |
| 8   | Compañía Minera La Valenciana, S.A. de C.V.                                | 40  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado, Cactus, Chiapas                                      |
| 9   | Compañía Minera Mexicana de Avino, S.A. de C.V.                            | 41  | Pemex Gas y Petroquímica Básica Terminal de Distribución de Gas Licuado, San Juan Ixhuatepec, Tlaxiapanitla, Estado de México |
| 10  | Crisoba Industrial, S.A. de C.V. (Planta Ecatepec)                         | 42  | Pemex Refinación Refinería Francisco I. Madero  |
| 11. | Danone de México, S.A. de C.V.   | 43. | Pemex Refinación Refinería Ing. Antonio M. Amor Salamanca   |
| 12. | Energete México, S. de R.L. de C.V. (Planta San Francisco)                 | 44. | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Cd. Victoria  |
| 13. | Gres, S.A. de C.V.   | 45. | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Escamela  |
| 14  | Hayes Wheels Acero, S.A. de C.V.   | 46. | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Mexicali  |
| 15  | Hippo Mex, S.A. de C.V.  | 47  | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Poza Rica   |
| 16. | Industria Química del Istmo, S.A. de C.V. (Unidad Tlaxcala)                | 48. | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Sabinas   |
| 17  | Industrias de Liharnai, S.A. de C.V.                                       | 49. | Pemex Refinación Superintendencia de Ventas Villahermosa  |
| 18. | Industrias H-24, S.A. de C.V.  | 50  | Pemex Refinación Terminal de Almac. Distribución El Castillo, Jal   |
| 19. | Industrias Michelin, S.A. de C.V.  | 51. | Pemex Refinación Terminal Marítima Lázaro Cárdenas  |
| 20  | Lear Corporation México, S.A. de C.V.                                      | 52. | Pemex Refinación Terminal Marítima Mazatlán   |
| 21. | Loreto y Peña Pobre, S.A. de C.V.  | 53. | Pemex Refinación Terminal Marítima Progreso   |
| 22  | Luk Puebla, S.A. de C.V.   | 54  | Pemex Refinación Terminal Marítima Rosarito   |
| 23. | Manufacturera y Ensambladora de Tecate, S.A. de C.V.                       | 55  | Pemex Refinación Terminal Marítima Topolobampo  |
| 24. | Metapol, S.A. de C.V.  | 56. | Pemex Refinación Terminal Marítima Veracruz   |
| 25  | Mexama, S.A. de C.V.   | 57. | Petroquímica Camargo, S.A. de C.V.  |
| 26  | Minas Doras, S.A. de C.V. Unidad Minera Santa Rita                         | 58  | Petroquímica Escolin, S.A. de C.V.  |
| 27. | Nestlé México, S.A. de C.V. (Fábrica Chiapa de Corzo)                      | 59. | Poliestireno y Derivados, S.A. de C.V.  |
| 28  | Nestlé México, S.A. de C.V. (Fábrica Lagos de Moreno)                      | 60. | Rohm and Haas México, S.A. de C.V.  |
| 29  | Nestlé México, S.A. de C.V. (Fábrica Ocotlán)                              | 61  | Servicios Siderúrgicos Integrados, S.A. de C.V.   |
| 30  | Papelera Iruña, S.A. de C.V.   | 62. | SYNTEX, S.A. de C.V.  |
| 31. | Pemex Exploración y Producción Planta Deshidratadora Naranjos              | 63. | Tequila Cuervo, S.A. de C.V. (Fábrica La Rojeña)  |
| 32. | Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Poza Rica, Ver. | 64  | Velas y Veladoras de Oaxaca, S.A.   |

## 3. Ramas que la auditoría ambiental revisa

(Cuadro No. 23)

| Ramas que se auditan                            | Actividades que se realizan  | Lineamientos de referencia  |
|---|--|---|
| a) Administración ecológica                     | Se evalúan: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Políticas</li> <li>o Responsabilidades</li> <li>o Planes, programas y procedimientos</li> <li>o Capacitación</li> <li>o Auditorías ambientales anteriores</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o Términos de Referencia</li> </ul>  |
| b) Sustancias peligrosas                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificación y clasificación</li> <li>o Tipo, localización y cuantificación</li> <li>o Almacenamiento</li> <li>o Transporte</li> <li>o Envasado</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA,</li> <li>o NOM's</li> <li>o 1o y 2o listado de sustancias tóxicas de la Secretaría de Salud,</li> <li>o 1o y 2o Listado de actividades altamente riesgosas.</li> </ul> |
| c) Residuos peligrosos y<br>d) Residuos sólidos | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificación y clasificación</li> <li>o Transporte</li> <li>o Almacenamiento</li> <li>o Envasado</li> <li>o Manejo</li> <li>o Disposición final</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o NOM's</li> <li>o Reglamento de la LGEEPA en materia de residuos peligrosos.</li> </ul>   |
| e) Emisiones al agua                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identifican las fuentes de suministro de agua potable y de la descarga de agua residual.</li> <li>o Verifican el cumplimiento de la reglamentación ambiental para la prevención y control de la contaminación de agua</li> <li>o Se determina el cumplimiento respecto a las condiciones particulares de descarga.</li> <li>o Se evalúa</li> <li>o Adquisición y suministro de agua</li> <li>o Almacenamiento</li> <li>o Manejo</li> <li>o Disposición final</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o NOM's</li> <li>o Reglamento para la prevención y control de la contaminación del agua</li> </ul>   |
| f) Emisiones al aire                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identifican y evalúan las fuentes de emisión</li> <li>o Si las emisiones se encuentran dentro de los máximos permisibles</li> <li>o Evalúan el proceso de operación y producción de la planta.</li> <li>o Monitoreo de las fuentes</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA,</li> <li>o NOM's</li> <li>o Reglamento en materia de Prevención y Control de la contaminación de la atmósfera.</li> </ul>  |
| g) Emisiones al suelo y subsuelo                | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identifican si se lleva a cabo un control de residuos</li> <li>o Se investiga si utilizan sustancias que son compatibles con el equilibrio de los ecosistemas</li> <li>o Solicitan información acerca de sus tanques de almacenamiento y de sus diques de contención.</li> <li>o Verifican programas de control de derrames</li> <li>o Verifican programas de prevención de derrames</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o NOM's</li> <li>o 1o y 2o listado de actividades consideradas como riesgosas</li> <li>o Reglamento en materia de residuos peligrosos</li> </ul>               |

| Ramas que se auditan       | Actividades que se realizan  | Lineamientos de referencia  |
|----------------------------|--|---|
| n) Emisiones de ruido      | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificación y clasificación de ruido</li> <li>o Comparar los si los niveles de ruido se encuentran dentro de los niveles máximos permisibles</li> <li>o Identificar la existencia de medidas preventivas y correctivas de la contaminación por ruido.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o NOM's</li> <li>o Reglamento en materia de combate de la contaminación originada por las emisiones de ruido.</li> </ul>   |
| i) Otras formas de emisión | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Evaluación de las condiciones térmicas dentro de la planta</li> <li>o Evaluación de las acciones preventivas y correctivas, (si existen)</li> </ul>   |   |
| j) Atención de emergencias | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Se revisan los programas de atención de emergencias</li> <li>o Se inspeccionan los equipos e instalaciones relativas a cada una de las ramas auditadas</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o Plan Nacional de Protección al Ambiente</li> <li>o Reglamento de Transporte de Sustancias Peligrosas de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (STC)</li> </ul> |
| k) Seguridad e higiene     | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Se evalúan</li> <li>o Políticas</li> <li>o Organización</li> <li>o Responsabilidades</li> <li>o Capacitación</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ley Federal del Trabajo</li> <li>o Reglamento de Seguridad de Higiene</li> <li>o NOM's de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social</li> </ul>  |
| l) Control de riesgos      | <p>Identifican</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Sustancias o actividades que por su naturaleza constituyen un riesgo potencial para el ambiente</li> <li>o Las medidas para prevenir o actuar en caso de contingencias o emergencias ambientales e industriales</li> </ul> <p>Se auditan:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Las medidas adoptadas por la empresa para disminuir, transferir o controlar los riesgos potenciales que se pudieran presentar en las instalaciones, equipo, accesorios, dispositivos y recursos</li> <li>o Que dentro del área de trabajo exista un control de riesgos</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o El 1o y 2o Listado de actividades altamente riesgosas NOM's de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social</li> </ul>   |
| m) Personal y capacitación | <p>Se revisa.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Que el personal cuente con capacitación y entrenamiento necesario que garantice que la empresa se administra y opera de manera segura y confiable</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ley federal del Trabajo</li> <li>o Reglamento interior de la empresa</li> <li>o Programa nacional de capacitación y productividad</li> </ul>   |
| n) Análisis y pruebas      | <p>Se revisan los análisis y pruebas de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Residuos sólidos generados por la planta</li> <li>o Las aguas tratadas</li> <li>o Los monitoreos de a la atmósfera: emisiones de ruido</li> <li>o Sustancias que pudieran ocasionar daños al suelo y subsuelo</li> <li>o Otras formas de contaminación.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o LGEEPA</li> <li>o NOM's</li> </ul>   |



4. Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental vigentes <sup>108</sup>

## Para Control de la Contaminación Atmosférica (Industria)

| Clave             | Regulación  | Fecha de Publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-039-ECOL-1993 | Plantas productoras de ácido sulfúrico. (Bióxido y Trióxido de Azufre)  | 22-oct-93            |
| NOM-040-ECOL-1993 | Fabricación de cemento. (Emisiones Fugitivas)   | 22-oct-93            |
| NOM-043-ECOL-1993 | Partículas sólidas provenientes de Fuentes Fijas.   | 22-oct-93            |
| NOM-046-ECOL-1993 | Procesos de producción de ácido dodecilbencensulfónico en Feneles Fijas.  | 22-oct-93            |
| NOM-051-ECOL-1993 | Gasóleo industrial que se consume por Fuentes Fijas en la ZMOM.   | 22-oct-93            |
| NOM-075-ECOL-1995 | Compuestos orgánicos volátiles provenientes del proceso de separadores agua-aceite de las refinerías de petróleo.   | 26-Dic-95            |
| NOM-085-ECOL-1994 | Combustibles para equipo de calentamiento indirecto y directo por combustión.   | 2-dic-94             |
| NOM-086-ECOL-1994 | Contaminación atmosférica especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en Fuentes Fijas y Móviles.   | 2-dic-94             |
| NOM-092-ECOL-1995 | Instalación de sistemas de recuperación de vapores de gasolina en estaciones de servicio y de autoconsumo en el Valle de México.  | 6-sep-95             |
| NOM-093-ECOL-1995 | Sistemas de recuperación de vapores de Gasolina en estaciones de servicio y autoconsumo. (Método de prueba)   | 6-sep-95             |
| NOM-097-ECOL-1995 | Material particulado y óxidos de nitrógeno en los procesos de fabricación de vidrio en el país.   | 1-feb-96             |
| NOM-105-ECOL-1996 | Que establece los niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera de partículas sólidas totales y compuestos de azufre reducido total provenientes de los procesos de recuperación de químicos de las plantas de fabricación de celulosa.   | 02-abr-98            |
| NOM-121-ECOL-1997 | Que establece los límites máximos permisibles de emisión a la atmósfera de compuestos orgánicos volátiles (COV's) provenientes de las operaciones de recubrimiento de carrocerías nuevas en planta de automóviles, unidades de uso múltiple, de pasajeros y utilitarios; carga y camiones ligeros, así como el método para calcular sus emisiones | 14-jul-1998          |
| NOM-123-ECOL-1998 | Que establece el contenido máximo permisible de compuestos orgánicos volátiles (COVs), en la fabricación de pinturas de secado al aire base disolvente para uso doméstico y los procedimientos para la determinación del contenido de los mismos en pinturas y recubrimientos.  | 14-jun-1999          |

## Para Control de la Contaminación Atmosférica (Para Vehículos)

| Clave             | Regulación  | Fecha de publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-041-ECOL-1999 | Vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible (Gases) | 06-ago-99            |

<sup>108</sup> <http://www.profeqa.gob.mx/normas.htm> y <http://www.ine.gob.mx/normas.htm>

|                   |  |           |
|-------------------|--|-----------|
| NOM-042-ECOL-1999 | Vehículos automotores nuevos en planta con peso bruto vehicular que no exceda los 3,856 kg   | 06-sep-99 |
| NOM-047-ECOL-1993 | Que establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los niveles de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos  | 10-may-00 |
| NOM-044-ECOL-1993 | Motores nuevos que usan diesel, con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kg.   | 22-oct-93 |
| NOM-045-ECOL-1996 | Vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible.   | 22-abr-97 |
| NOM-048-ECOL-1993 | Motocicletas en circulación que utilizan gasolina o mezcla de gasolina-aceite como combustible.  | 22-oct-93 |
| NOM-049-ECOL-1993 | Motocicletas en circulación que usan gasolina o mezcla de gasolina-aceite como combustible.  | 22-oct-93 |
| NOM-050-ECOL-1993 | Vehículos automotores en circulación que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles.   | 22-oct-93 |
| NOM-076-ECOL-1995 | Emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno provenientes del escape, así como de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternos y que se utilizaran para la propulsión de vehículos automotores con peso bruto vehicular mayor de 3,857 kilogramos nuevos en planta. | 26-dic-95 |
| NOM-077-ECOL-1995 | Procedimiento de medición para la verificación de los niveles de emisión de la opacidad del humo proveniente del escape de los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible.  | 13-nov-95 |

**Para Control de la Contaminación Atmosférica (Monitoreo Ambiental)**

| Clave             | Regulación de la concentración de:  | Fecha de publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-034-ECOL-1993 | Monóxido de carbono en aire ambiente, calibración equipos de medición.            | 18-oct-93            |
| NOM-035-ECOL-1993 | Partículas suspendidas totales en aire ambiente, calibración equipos de medición. | 18-oct-93            |
| NOM-036-ECOL-1993 | Ozono en aire ambiente, calibración equipos de medición.                          | 18-oct-93            |
| NOM-037-ECOL-1993 | Dióxido de nitrógeno en aire ambiente, calibración equipos de medición.           | 18-oct-93            |
| NOM-038-ECOL-1993 | Dióxido de azufre en aire ambiente, calibración equipos de medición.              | 18-oct-93            |

**Para Control de la Contaminación Atmosférica (Calidad de Combustibles)**

| Clave             | Regulación  | Fecha de Publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-086-ECOL-1994 | Combustibles Líquidos y Fósiles para Fuentes Fijas y Móviles. | 2-dic-94             |

## Para Control de Residuos Peligrosos

| Clave             | Regulación  | Fecha de Publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-052-ECOL-1993 | Listado de Residuos Peligrosos por su toxicidad al ambiente.  | 22-oct-93            |
| NOM-053-ECOL-1993 | Determinación de Residuos Peligrosos por su Toxicidad al ambiente.  | 22-oct-93            |
| NOM-054-ECOL-1993 | Incompatibilidad entre dos o más Residuos Peligrosos según la NOM-052-ECOL-1993.  | 22-oct-93            |
| NOM-055-ECOL-1993 | Confinamiento controlado de Residuos Peligrosos, excepto los Radiactivos.   | 22-oct-93            |
| NOM-056-ECOL-1993 | Obras complementarias de un confinamiento controlado de Residuos Peligrosos.  | 22-oct-93            |
| NOM-057-ECOL-1993 | Diseño, construcción y Operación de celdas de un confinamiento controlado para Residuos Peligrosos.   | 22-oct-93            |
| NOM-058-ECOL-1993 | Operación de un confinamiento controlado de Residuos Peligrosos.  | 22-oct-93            |
| NOM-083-ECOL-1996 | Condiciones que deben reunir los sitios destinados a la disposición final de los Residuos Sólidos Municipales. (Aclaración 7-MARZO-1997)  | 25-nov-96            |
| NOM-087-ECOL-1995 | Separación, Envasado, Almacenamiento, Recolección, Transporte, Tratamiento y Disposición final de los Residuos Peligrosos Biológico-Infecciosos que se generan en establecimientos que presten atención médica. | 7-nov-95             |

## Control de la Contaminación del Agua

| Clave             | Regulación  | Fecha de Publicación |
|-------------------|---|----------------------|
| NOM-001-ECOL-1996 | Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de agua residuales en aguas y Bienes Nacionales. (Aclaración 30-abril-1997) | 6-ene-97             |
| NOM-002-ECOL-1996 | Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas Residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.    | 03-jun-99            |
| NOM-003-ECOL-1996 | Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se reutilicen en servicios al público.            | 21-sep-1998          |

## Para Control de Contaminación de los Recursos Naturales

| Clave             | Regulación   | Fecha de Publicación |
|-------------------|--|----------------------|
| NOM-059-ECOL-1994 | Especies y subespecies de Flora y Fauna Silvestres terrestres y Acuáticas en peligro de extinción, amenazadas, raras y las sujetas a protección especial, especificaciones para su protección. | 16-may-94            |
| NOM-060-ECOL-1994 | Manifestación de efectos adversos en Suelos y Cuerpos de Agua por el aprovechamiento Forestal.   | 13-may-94            |
| NOM-061-ECOL-1994 | Mitigación de efectos adversos en Flora y Fauna Silvestres por el aprovechamiento Forestal.  | 13-may-94            |
| NOM-062-ECOL-1994 | Mitigación de efectos Adversos sobre Biodiversidad por el cambio de usos del suelo de terrenos Forestales Agropecuarios  | 13-may-94            |

|                   |  |           |
|-------------------|--|-----------|
| NOM-131-ECOL-1998 | Que establece lineamientos y especificaciones para el desarrollo de actividades de observación de Ballenas, relativas a su protección y la conservación de su hábitat. | 10-ene-00 |
|-------------------|--|-----------|

### Control de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental

| Clave             | Regulación   | Fecha de Publicación |
|-------------------|--|----------------------|
| NOM-113-ECOL-1998 | Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas.                         | 26-oct-1998          |
| NOM-120-ECOL-1997 | Que establece las especificaciones de protección ambiental para las actividades de exploración minera directa, en zonas con climas secos y templados en donde se desarrolle vegetación de matorral xerófilo, bosque tropical caducifolio, bosques de coníferas o encinos. (Aclaración: 6-ene-99)   | 19-nov-1998          |
| NOM-114-ECOL-1998 | Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas. (Aclaración: 1-feb-99) | 23-nov-1998          |
| NOM-116-ECOL-1998 | Que establece las especificaciones de protección ambiental para prospecciones sismológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y riales.  | 24-nov-1998          |
| NOM-117-ECOL-1998 | Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y riales.                              | 24-nov-1998          |
| NOM-115-ECOL-1998 | Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y riales. (Aclaración: 29-ene-99)   | 25-nov-1998          |

### Para Control de Emisión de Ruido

| Clave             | Regulación   | Fecha de Publicación |
|-------------------|--|----------------------|
| NOM-379-ECOL-1994 | Vehículos automotores nuevos en planta y su método de medición.  | 12-ene-95            |
| NOM-080-ECOL-1994 | Escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación. (Método de Medición) | 13-ene-95            |
| NOM-081-ECOL-1994 | Emisión de Ruido de las Fuentes Fijas. (Método de Medición)  | 13-ene-95            |
| NOM-082-ECOL-1995 | Motocicletas y triciclos motorizados nuevos en planta. (Método de medición)                                    | 16-ene-95            |

BIBLIOGRAFÍA,  
HEMEROGRAFÍA Y  
OTRAS FUENTES

## BIBLIOGRAFÍA

- ALEMÁN GÓMEZ, Leicia. Auditorías ambientales dentro de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, Delegación Estado de México. Informe de la Práctica Profesional para obtener el título de Química Farmacéutica Bióloga, Universidad Nacional Autónoma México, Facultad de Química, México, D.F., 1996, 74 hojas.
- AMADOR, René. Elementos de Auditoría Financiera y Operacional. 1ª Edición 1982, 1ª. Reimpresión, Editorial Pac, México, 1985, 107 pp.
- BASSOLS BATALLA, Ángel. Geografía económica de México. 6ª Edición. Editorial Trillas, México, 1991, 431 pp.
- COMISIÓN DE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA. Principios de Contabilidad generalmente aceptados. 11ª edición, editado por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP), México, 1997. 508 pp.
- CONESA FERNÁNDEZ, Vitora Vicente. Auditorías Medioambientales. Guía Metodológica. 2ª edición, revisada y ampliada. Editorial Mundi-Prensa, Madrid, 1997, 552 pp.
- INEGI-SEMARNAP. Estadísticas de Medio Ambiente, México 1997. Informe de la situación general en materia de equilibrio ecológico y protección al ambiente, 1995-1996. Editado por INEGI, México, 1998, 461 pp.
- LOZANO NIEVA, J. Auditoría Interna. Su enfoque operacional, administrativo y de relaciones humanas. 2ª. Edición, Editorial Ecasa, México, D.F., 1975, 67 pp.
- México. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Editada por el Instituto Federal Electoral (IFE), México, D.F., 1999, 163 pp.
- México. Legislación fiscal 1999. Editada en CD por Servicio de Administración Tributaria (SAT)-Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)-Administración Jurídica de Ingresos. México, 1999.
- México. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. 35ª. Edición. Editorial Porrúa. México, 1997, 1438 pp.
- OBIETA LÓPEZ, Salvador y José Luis Castillo Rodríguez. Auditoría de Operaciones. 2ª. Edición, Editorial IEE, S.A., México, 1982, 87 pp.
- OCDE. Análisis del desempeño Ambiental. Editorial Perspectivas OCDE, México, 1996, 235 pp.
- PROFEPA (Subprocuraduría de auditoría ambiental). Términos de Referencia para la realización de auditorías ambientales. s.e., México, s.f., 95 pp.
- QUIRVAN MENDOZA, Carmen Armida. La auditoría ambiental como una estrategia para reducir la contaminación en México. Tesis para obtener el grado de Maestría en Administración (Organizaciones), Universidad Nacional Autónoma México, Facultad de Contaduría y Administración, México, D.F., 1996, 184 hojas.
- RUBIO RAGAZZONI, Victor M. y Jorge Hernández Fuentes. Guía Práctica de Auditoría Administrativa. 3ª. Edición. Editorial Pac, México, 1992. 195 pp
- SANTILLANA GONZÁLEZ, Juan Ramón. Auditoría I. Editorial ECASA, México, D.F., 1994, 401 pp.

- SANTILLANA GONZÁLEZ, Juan Ramón. Auditoría V. Editorial ECAFSA, México D.F., 1996, 326 pp.
- SOLOMON, Lenny M. (Et. al.) Principios de Contabilidad. (Traducción). Editorial Haria-México, México, D.F., 1988, 1215 pp.
- VILLAR, Edgar del. (coordinador). Procuraduría Federal de Protección al ambiente. Informe trienal 1995-1997. Editado por PROFEPA-SEMARNAP, México, 1998, 245 pp.

### HEMEROGRAFÍA

- ANÓNIMO. "El PIB agroalimentario creció 3% anual: Romérico Arroyo". El Sol de México. Diario. Mario Vázquez Raña (Presidente y Director). Martes 26 de septiembre del 2000, México. D.F., año XXXV, núm. 12579, Sección Política, p. 19/A.
- ANÓNIMO. "Evaluación sexenal...". Reforma. Diario. Alejandro Junco de la Vega (Presidente y Director). Sábado 2 de septiembre del 2000, México, D.F., Sección Negocios, p. 22-A.
- ANÓNIMO. "Logros", INDUSTRIA LIMPIA. Mensual, Eduardo Bravo (director), Editado por Suplementos Comerciales, S.A. de C.V. para SEMARNAP-PROFEPA., México, D.F., diciembre 1998, núm. 2, Sección Auditoría Ambiental, p. 8.
- ANÓNIMO. "Prevención: la mejor estrategia para proteger el ambiente", INDUSTRIA LIMPIA. Mensual, Eduardo Bravo (director), Editado por Suplementos Comerciales, S.A. de C.V. para SEMARNAP-PROFEPA., México, D.F., diciembre 1998, núm. 2, Sección Certificado como Industria Limpia, p. 2.
- GARCÍA DE LEÓN LOZA, Armando. Indicadores económicos regionales. Boletín trimestral del Departamento de Geografía Económica. Publicación del Instituto de Geografía de la UNAM. México, junio del 2000, 19 pp.
- GUILLÉN ARGÜELLES, Elisa. "La ética del Contador Público en la protección del medio ambiente". Contaduría Pública. Mensual. IMCP. México, D.F., septiembre 1999, año 28, No. 325, pp.32-35.
- Medio ambiente. Ignacio Durán Lomeli (Responsable). Órgano interno bimestral de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Editado por Unidad de Comunicación Social de la PROFEPA, México, D.F., 2ª Época. Enero-febrero 1998, Año I, No. 14, 24 pp.
- Medio ambiente. Ignacio Durán Lomeli (Responsable). Órgano interno mensual de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Editado por Unidad de Comunicación Social de la PROFEPA, México, D.F., Febrero 1997, No. 12, 12 pp.
- Medio ambiente. Ignacio Durán Lomeli (Responsable). Órgano interno mensual de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Editado por Unidad de Comunicación Social de la PROFEPA, México, D.F., Enero-febrero 1996, No. 7, 12 pp.
- Medio ambiente. Ignacio Durán Lomeli (Responsable). Órgano interno mensual de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Editado por Unidad de Comunicación Social de la PROFEPA, México, D.F., Julio-agosto 1996, No. 10, 16 pp.
- México. Poder Ejecutivo. "Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000", Diario Oficial de la Federación. Diario. Carlos Justo Sierra (director). Talleres Gráficos de la Nación, México, 31 de mayo de 1995, 96 pp.

- México. Poder Ejecutivo. Secretaría de Gobernación, "Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones del Código Penal para el Distrito Federal en materia de fuero común y para toda la República en materia de fuero Federal", Diario Oficial de la Federación. Diario. Carlos Justo Sierra (director). México, D.F., 13 de diciembre de 1996, página 2 - 4.
- México. SEMARNAP. "Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente", Diario Oficial de la Federación. Diario., Carlos Justo Sierra (director) México, D.F., 13 de diciembre de 1996, páginas 5 - 46.
- México. SEMARNAP. "Programa Nacional de Medio Ambiente 1995-2000", Diario Oficial de la Federación. Diario. Carlos Justo Sierra (director). México, D.F., 13 de abril de 1996.
- México. SEMARNAP. "Reglamento Interior de la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca", Diario Oficial de la Federación. Diario. Carlos Justo Sierra (director). México D.F., 8 de julio de 1996, primera sección, página 4-54.
- OLMEDO, Jorge. "Alerta el Instituto Nacional de Pesca sobre explotación y sobreexplotación en pesquerías". El Sol de México. Diario. Mario Vázquez Raña (Presidente y Director). México, 20 de octubre del 2000, año XXXV, núm. 12579. Sección Nacional, p. 5/A.
- PAYAN FIGUEROA, Carlos. "Medio ambiente: Algunas ideas". Formación ambiental. Boletín de información Bimestral. Responsables: ANUIES-INE/SEDESOL, México, enero-abril de 1993, año 4, núm. 10. 16 pp.
- PEDRERO, Fernando. "Telefonía pública avanza lento". Tele Comunicación. Suplemento Bimestral de Negocios del periódico Reforma. Alejandro Junco (Presidente y Director), México, D.F., 26 de abril de 1999, p 8.

#### OTRAS FUENTES

- "Contaminación atmosférica". Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.
- "Medio ambiente" Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.
- "México.". Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

<http://www.ineci.gob.mx>

<http://www.semarnap.gob.mx>

<http://www.profepa.gob.mx>