



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS PETROLEROS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

**CARLOS CRUZ MARTÍNEZ
ARTURO RODRÍGUEZ PARTIDA**

DIRECTOR: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA

ABRIL 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. CARLOS CRUZ MARTÍNEZ
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-216

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

PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS
- II PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR PROPIEDADES PETROFÍSICAS
- III IMPORTANCIA DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS
- IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 18 de febrero de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-215

SR. ARTURO RODRÍGUEZ PARTIDA
Presente

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

PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

II PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR PROPIEDADES PETROFÍSICAS

III IMPORTANCIA DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 18 de febrero de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

14

“AGRADECIMIENTOS”

PORQUE GRACIAS A SU CARIÑO, GUÍA Y APOYO HE LLEGADO A REALIZAR UNO DE MIS ANHELOS MÁS GRANDES DE MI VIDA, FRUTO DEL INMENSO APOYO, AMOR Y CONFIANZA QUE EN MI SE DEPOSITÓ Y CON LOS CUALES HE LOGRADO TERMINAR MIS ESTUDIOS PROFESIONALES QUE CONSTITUYEN EL LEGADO MÁS GRANDE QUE PUDIERA RECIBIR Y POR LO CUAL LES VIVIRÉ ETERNAMENTE AGRADECIDO.

A MIS PADRES
DELIA Y ROBERTO

A MIS HERMANOS
AMPARO
ROBERTO
PATY

A MIS AMIGOS

POR ESTO Y MÁS... GRACIAS.

CARLOS CRUZ MARTÍNEZ

Agradecimientos.

A las personas que más quiero en esta vida, a mis padres Martha y Alfonso por su gran cariño y apoyo que siempre me han brindado, a mi hermano Alfonso, ustedes que siempre han estado cuando los necesito.

A mi mamá Rosita (†), ojalá estuvieras aquí, te extraño mucho, siempre te recuerdo con mucho cariño.

A todos mis amigos que han estado conmigo durante todo este tiempo, desde la preparatoria hasta el día de hoy, Marco, Mauricio, Octavio, Libertad, Diego, Erwin, Eugenio (†), Arcadio, Beto, Carlos, Carlitos, Cesar, Germán, Lenin, Mateo, Miguel, Rogelio, Yaz, a todos les agradezco mucho su amistad, consejos, regaños, el tiempo que compartimos, y a todos los que haya olvidado mencionar.

A mis tíos Rosa y Mario, mi primo Emilio, gracias por su apoyo siempre.

A mi querida universidad, que me ha dado las herramientas necesarias para ser alguien de provecho.

Al Ing. Manuel Villamar por su dedicación y esfuerzo al dirigir esta tesis.

A mis profesores.

Gracias a todos.

Arturo Rodríguez Partida.

PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN	5
INTRODUCCIÓN	6
1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	9
Definición de Petrofísica.	9
1.1 Rocas de yacimientos petroleros.	10
1.2 Rocas sedimentarias.	10
1.3 Clasificación de las rocas sedimentarias.	11
1.3.1 Rocas sedimentarias clásticas.	11
1.3.2 Rocas sedimentarias químicas.	11
1.3.3 Rocas sedimentarias orgánicas.	11
1.3.4 Rocas intermedias comunes.	11
1.4 Sistema Roca.	12
1.4.1 Tamaño de grano.	12
1.4.2 Forma del grano.	13
1.4.3 Redondez.	14
1.4.4 Esfericidad.	15
1.4.5 Empacamiento de los granos.	15
1.4.6 Características del sistema poroso.	16
1.5 Porosidad (ϕ).	17
1.5.1 Porosidad absoluta.	17
1.5.2 Porosidad efectiva.	17
1.5.3 Porosidad primaria.	18
1.5.4 Porosidad secundaria.	18
1.6 Permeabilidad absoluta (k).	18
1.6.1 Permeabilidad efectiva (k_e).	20
1.6.2 Permeabilidad relativa (k_{rf}).	20
1.7 Saturación de fluidos (S_f).	21
1.7.1 Saturación inicial.	23
1.7.2 Saturación crítica.	23
1.7.3 Saturación residual.	23
1.8 Propiedades Eléctricas.	23
1.8.1 Resistividad eléctrica (R).	24
1.8.2 Factor de formación (F).	24
1.8.3 Factor de cementación (m).	25
1.8.4 Índice de resistividad (I).	26
1.9 Tortuosidad (τ).	27
1.10 Propiedades Mecánicas.	29
1.10.1 Esfuerzo (σ).	29
1.10.2 Deformación (ε).	30

1.10.3 Relación esfuerzo deformación.	31
1.10.4 Resistencia de la roca.	31
1.11 Tensión superficial e interfacial (σ).	31
1.12 Mojabilidad.	33
1.13 Capilaridad.	34
1.13.1 Presión Capilar (P_c).	34
1.14 Superficie específica (S_s).	35
1.15 Compresibilidad (C).	35
1.15.1 Compresibilidad de la matriz (granos).	36
1.15.2 Compresibilidad del volumen de roca.	36
1.15.3 Compresibilidad de los poros.	36
1.16 Densidad (ρ).	37
1.17 Capacidad de intercambio catiónico (CEC).	37
1.18 Capacidad de absorción y adsorción.	39
1.19 Hidratación e hinchamiento.	39
1.20 Radioactividad natural.	39
1.21 Tiempo de tránsito (Δt).	41
2. PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR PROPIEDADES PETROFÍSICA	42
Adquisición de datos petrofísicos.	42
2.1 Muestras de roca.	43
2.2 Registros geofísicos de pozos.	50
2.3 Prospección sísmica.	53
2.4 Obtención del tamaño de grano.	60
2.5 Obtención del tamaño de garganta de poro (PT).	61
2.5.1 clasificación de gargantas de poro.	62
2.6 Obtención de la porosidad (ϕ).	63
2.6.1 Porosidad absoluta.	63
2.6.2 Porosidad efectiva.	64
2.7 Obtención de la permeabilidad (k).	65
2.7.1 Permeabilidad a un fluido (k_f).	65
2.7.2 Permeabilidad a un líquido (k_L).	65
2.7.3 Permeabilidad efectiva a un fluido (k_{ef}).	66
2.7.4 Permeabilidad relativa a un fluido (k_{rf}).	66
2.8 Obtención de la saturación (S).	67
2.9 Propiedades eléctricas.	68
2.9.1 Obtención de la resistividad eléctrica (R).	68
2.9.2 Obtención del factor de formación (F).	69
2.9.3 Obtención del factor geométrico (a).	70
2.9.4 Obtención del factor de cementación (m).	71
2.9.5 Obtención del índice de resistividad (I).	73
2.9.6 Obtención del exponente de saturación (n).	73
2.10 Obtención de la tortuosidad (τ).	75
2.11 Obtención de la tensión interfacial y superficial (σ).	76
2.12 Obtención de la mojabilidad.	77
2.13 Obtención de la presión capilar (P_c).	80
2.14 Obtención de la superficie específica (S_s).	81

2.15 Obtención de la compresibilidad (C).	84
2.16 Obtención de la densidad de un material (ρ).	85
2.17 Obtención de la capacidad de intercambio catiónico (CEC).	86
2.18 Obtención de la radioactividad natural.	87
2.19 Obtención del tiempo de tránsito (Δt).	88
3. IMPORTANCIA DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS	90
Introducción.	90
3.1 Importancia de la porosidad.	90
3.1.1 Promedios de porosidad.	91
3.1.2 Ejemplos de porosidades típicas.	92
3.1.3 Relación de la porosidad con la profundidad.	92
3.2 Importancia de la permeabilidad.	95
3.2.1 Promedios de permeabilidad.	95
3.2.2 Variaciones de Permeabilidad.	96
3.2.3 Permeabilidades equivalentes para diferentes capas.	98
3.2.3.1 Capas en paralelo, flujo lineal.	98
3.2.3.2 Capas en paralelo, flujo radial.	99
3.2.3.3 Capas en serie, flujo lineal.	100
3.2.3.4 Capas en serie, flujo radial.	101
3.2.3.5 Flujo aleatorio.	102
3.2.4 Correlaciones de permeabilidad absoluta.	103
3.2.4.1 Ecuación de Timur.	103
3.2.4.2 Ecuación de Morris – Biggs.	103
3.2.5 Correlaciones de permeabilidad relativa.	104
3.2.5.1 Correlación de Corey.	105
3.2.5.2 Correlación de Wahl.	105
3.2.5.3 Correlaciones de Wyllie.	106
3.2.5.4 Correlación de Wyllie y Gardner.	107
3.2.5.5 Correlación de Torcaso y Wyllie.	108
3.2.5.6 Correlación de Pirson.	108
3.2.5.7 Correlación de Naar-Henderson.	109
3.2.6 Permeabilidad de fracturas y canales.	109
3.2.7 Analogías entre las leyes de Darcy, Ohm y Fourier.	111
3.2.8 Ecuación de Darcy en unidades de campo.	111
3.3 Importancia de la saturación de fluidos.	112
3.3.1 Promedios de saturación.	113
3.3.2 Tipos especiales de saturaciones.	114
3.3.2.1 Saturación de gas crítica.	114
3.3.2.2 Saturación de aceite residual.	115
3.3.2.3 Saturación de agua irreductible.	116
3.3.2.4 Saturación de gas residual.	117
3.3.2.5 Saturación de aceite crítica.	117
3.3.2.6 Saturación de agua congénita.	118
3.4 Importancia de la presión capilar.	118
3.4.1 Promedios de presión capilar: La función J de Leverett.	118

3.4.2 Cálculo de la permeabilidad a partir de la presión capilar.	119
3.4.3 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar.	122
3.4.4 Zonificación, contactos y distribución inicial de fluidos en el yacimiento.	124
3.4.4.1 Zona de agua libre.	125
3.4.4.2 Contacto agua-aceite.	125
3.4.4.3 Zona de transición.	126
3.4.4.4 Zona productora de aceite.	126
3.4.4.5 Saturación de fluidos en la zona de gas.	127
3.5 Importancia de la mojabilidad.	127
3.5.1 Mojabilidad de la roca a partir de curvas de k_r .	128
3.6 Importancia del tamaño de poro.	129
3.6.1 Distribución del tamaño de poro.	129
3.7 Importancia de la tortuosidad.	131
3.7.1 Tortuosidad de fracturas.	131
3.7.2 Relaciones de tortuosidad.	132
3.8 Importancia de la compresibilidad.	134
3.8.1 Compresibilidad total del sistema.	135
3.8.2 Relación de compresibilidad con porosidad.	135
3.8.3 Correlaciones empíricas de compresibilidad de la formación.	137
3.8.4 Relaciones de compresibilidades.	137
3.8.5 Compresibilidad de fracturas.	138
3.9 Importancia de las propiedades eléctricas.	138
3.10 Importancia de capacidad de intercambio catiónico (<i>CEC</i>).	140
3.10.1 Relación de la capacidad de intercambio catiónico y la superficie específica.	141
3.10.2 Relación de la capacidad de intercambio catiónico y la porosidad.	141
3.11 Importancia de las propiedades radioactivas.	142
3.12 Importancia del tiempo de tránsito.	144
3.13 Unidades de flujo.	146
3.13.1 Factores de caracterización para unidades de flujo.	147
3.13.1.1 Índice de calidad del yacimiento (<i>RQI</i>).	147
3.13.1.2 Índice de porosidad normalizado (<i>NPI</i>).	147
3.13.1.3 Indicador de zona de flujo (<i>FZI</i>).	147
3.13.1.4 Índice de fluido libre (<i>FFI</i>).	149
4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS	150
Introducción.	150
4.1 Aplicación en unidades de flujo.	150
4.2 Integración de la geología y la petrofísica para caracterizar un yacimiento de arenas.	155
4.3 Petrofísica del yacimiento Carbonatado Shu'aiba, Campo Shaybah.	166
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	181
NOMENCLATURA	183
BIBLIOGRAFIA	186

RESUMEN

En este trabajo se analiza la relación entre las propiedades petrofísicas y su importancia para caracterizar los yacimientos petroleros. Se presentan las diferentes propiedades de la roca (ϕ , S , k , etc.) y su interacción con los fluidos contenidos en ella (agua, aceite y gas), de igual manera se describe cómo obtener cada una de estas propiedades y su importancia en el área de yacimientos.

En el Capítulo 1 se define el concepto de petrofísica, además de las propiedades petrofísicas utilizadas en este trabajo para el sistema roca y el sistema roca-fluidos, de igual manera, se menciona una breve explicación de las rocas sedimentarias.

En el Capítulo 2 se describen las principales formas de obtención de datos petrofísicos utilizando muestras de roca, registros de pozo, sísmica y pruebas de laboratorio. En algunos casos se describen dos métodos para obtener la misma propiedad.

En el Capítulo 3, el objetivo es mostrar la importancia de la petrofísica en la caracterización de yacimientos petroleros, el papel que juegan las propiedades anteriormente descritas y las relaciones que se tienen entre ellas, para poder obtener diferentes parámetros por medio de ecuaciones y correlaciones.

En el Capítulo 4 se muestran ejemplos de la aplicación de la petrofísica en la caracterización de yacimientos petroleros en arenas y en carbonatos, resaltando la importancia que representa obtener mediciones exactas de las propiedades petrofísicas para lograr una buena caracterización y, posteriormente, un buen desarrollo del campo, así como una explotación óptima.

En la parte final, con base en todo lo descrito en este trabajo, se presentan las observaciones, conclusiones y recomendaciones pertinentes, resaltando que determinar las propiedades de las rocas que conforman el yacimiento es de suma importancia, ya que al no obtener un buen valor de éstas, se incurre en errores que en un momento dado pueden condenar a un intervalo productivo del yacimiento o bien al yacimiento mismo, por lo que es muy importante que los encargados de obtener tales propiedades sean muy cuidadosos y hagan las evaluaciones lo más exacto posible.

INTRODUCCION

La petrofísica es una herramienta fundamental para los Ingenieros Petroleros ya que ayuda a caracterizar los yacimientos petroleros para una mejor planeación de su desarrollo y lograr la óptima recuperación de hidrocarburos.

La expresión general para el flujo de fluidos en medios porosos fue desarrollada por Darcy en 1856 por medio de investigaciones de flujo de agua a través de filtros de arena, en las que involucró varios parámetros. Esta ecuación es conocida como la ley de Darcy. Aunque la ley de Darcy se estableció para el flujo de fluido en una sola fase a través de un medio poroso, es actualmente también aplicable a flujo multifásico.

El estudio del flujo de fluidos en las rocas y su relación con varias de sus propiedades se comenzó en 1927, cuando Kozeny resolvió las ecuaciones de Navier-Stokes para el flujo de fluidos considerando al medio poroso como un conjunto de tubos capilares de la misma longitud. Él obtuvo una relación entre permeabilidad, porosidad y el área superficial. Casi al mismo tiempo, los hermanos Schlumberger introdujeron los primeros registros de pozos. Estos acontecimientos tempranos, resultaron importantes para mejorar el desarrollo de equipos, las operaciones de producción, la evaluación de formaciones y la eficiencia de recuperación de hidrocarburos. En las décadas siguientes el estudio de las propiedades de las rocas y el flujo de fluidos a través de éstas se intensificaron, por lo que se realizó un gran esfuerzo en la investigación por parte de las compañías petroleras más importantes.

La ecuación de Hagen-Poiseuille, aplicable para un tubo capilar recto, es la ecuación más simple de flujo. Adjuntando un factor de tortuosidad, Ewell usó una distribución de tamaño de poros para calcular la permeabilidad en arenas. Los valores de permeabilidad calculados se ajustaron a los obtenidos experimentalmente con un error del 10%. Era entonces capaz de mostrar cantidad relativa de fluido que fluye a través de los poros seleccionados por tamaños. Por lo tanto, la ecuación de Hagen-Poiseuille modificada explica la ruta tortuosa que sigue el flujo en la roca, ésta puede ser usada para un análisis no riguroso de las características del flujo de fluidos en el medio poroso.

En 1936, Hassler habló de procedimientos y aparatos para la determinación de propiedades del flujo multifásico en las rocas. Morse introdujo un método de estado regular dinámico, para flujos simultáneos de fluidos en las rocas, usando una pequeña pieza de roca en la cara del núcleo, la cual distribuía uniformemente los fluidos que ingresaban a la muestra. Ellos mostraron que los valores consistentes de las permeabilidades relativas de dos fluidos fluyendo podrían ser obtenidos como una función de la saturación de la fase mojada.

En 1942, Archie habló de las relaciones entre la resistencia eléctrica de los fluidos en medios porosos y la porosidad. Archie propuso las ecuaciones que cambiaron la interpretación de los registros de pozos de un análisis cualitativo de formaciones a la determinación cuantitativa de la saturación de fluidos in situ. Éstos y los siguientes desarrollos llevaron a mejorar la evaluación de las formaciones, la caracterización de los yacimientos y la optimización en la recuperación del crudo.

En 1950, Archie sugirió que este esfuerzo especializado de investigación debería ser reconocido como una disciplina distinta bajo el nombre de *petrofísica*. Archie realizó posteriormente un trabajo en el cual habló de las relaciones entre los tipos de roca, el ambiente sedimentario y las propiedades petrofísicas.

En 1952, Welge desarrolló un método para calcular el porcentaje de las permeabilidades relativas como una función de la saturación de la fase mojante por el desplazamiento en estado inestable de aceite en la roca, usando gas o agua como la fase desplazante.

Entonces, en 1959, Johnson amplió el trabajo de Welge, permitiendo el cálculo de las permeabilidades relativas individuales, a través de los desplazamientos de los estados inestables. Este método es el más usado ya que hace una corrida en poco tiempo y los resultados son consistentes con otros métodos que requieren varios días para completar el análisis.

La investigación de la petrofísica llegó a un período de estancamiento en 1960, pero recibió gran énfasis en las décadas siguientes con la llegada de la recuperación mejorada con métodos químicos y térmicos.

En 1978, Jones y Roszelle presentaron un método gráfico para la evaluación de permeabilidades relativas por el método de estado inestable. Las aplicaciones del concepto de permeabilidades relativas para análisis del rendimiento del yacimiento y predicción de la recuperación fueron introducidas por Buckley y Leverett, que desarrollaron dos ecuaciones: la de flujo fraccional y la de avance frontal. Estas dos ecuaciones permiten el cálculo de la recuperación de aceite que resulta del desplazamiento por un fluido inmisible (gas o agua).

La investigación sobre los mecanismos de desplazamiento de las soluciones químicas, el aceite residual atrapado, las mediciones de la saturación de aceite residual, las relaciones que hay entre las fases de los fluidos en el medio poroso y otras características complejas del comportamiento de los fluidos en las rocas del yacimiento, han generado nuevas áreas de investigación en la petrofísica. Actualmente se ha puesto mayor énfasis sobre el origen de las rocas y el petróleo, ya que la composición del mineral de las rocas y las propiedades químicas del crudo están involucradas en las características del flujo de los fluidos y la cantidad de la saturación del aceite residual.

En la evaluación de cualquier yacimiento petrolero, nuevo o maduro, para obtener un gasto máximo de producción y una máxima recuperación de hidrocarburos se requiere de un minucioso conocimiento del transporte de fluidos en las rocas y de las interacciones del sistema roca-fluido que influyen en el flujo del fluido. Conocimientos generales de los fenómenos del flujo de fluidos pueden ser adquiridos a través de estudios sobre muestras de roca.

El comportamiento de un yacimiento en específico puede únicamente ser predicho por los análisis de las propiedades petrofísicas del yacimiento y la interacción del sistema roca-fluido obtenidos de muestras de núcleos del yacimiento. Los análisis de núcleos únicamente arrojan datos de ubicaciones dentro del yacimiento, por lo tanto, el análisis petrofísico debe

ser examinado con respecto a las correlaciones geológicas, mineralógicas y de registros de los pozos del yacimiento en desarrollo, para tener una caracterización óptima.

En la Figura 1 se muestran las diferentes fuentes de información para determinar datos petrofísicos: BHTV = Telespectador en la perforación, FMS = Micro escáner de la formación, MWD = Mediciones mientras se perfora, VSP = Perfil sísmico vertical. La petrofísica juega un papel clave en la caracterización de yacimientos petroleros, haciendo uso de todas las fuentes de información disponibles, ya sean mediciones o interpretaciones.

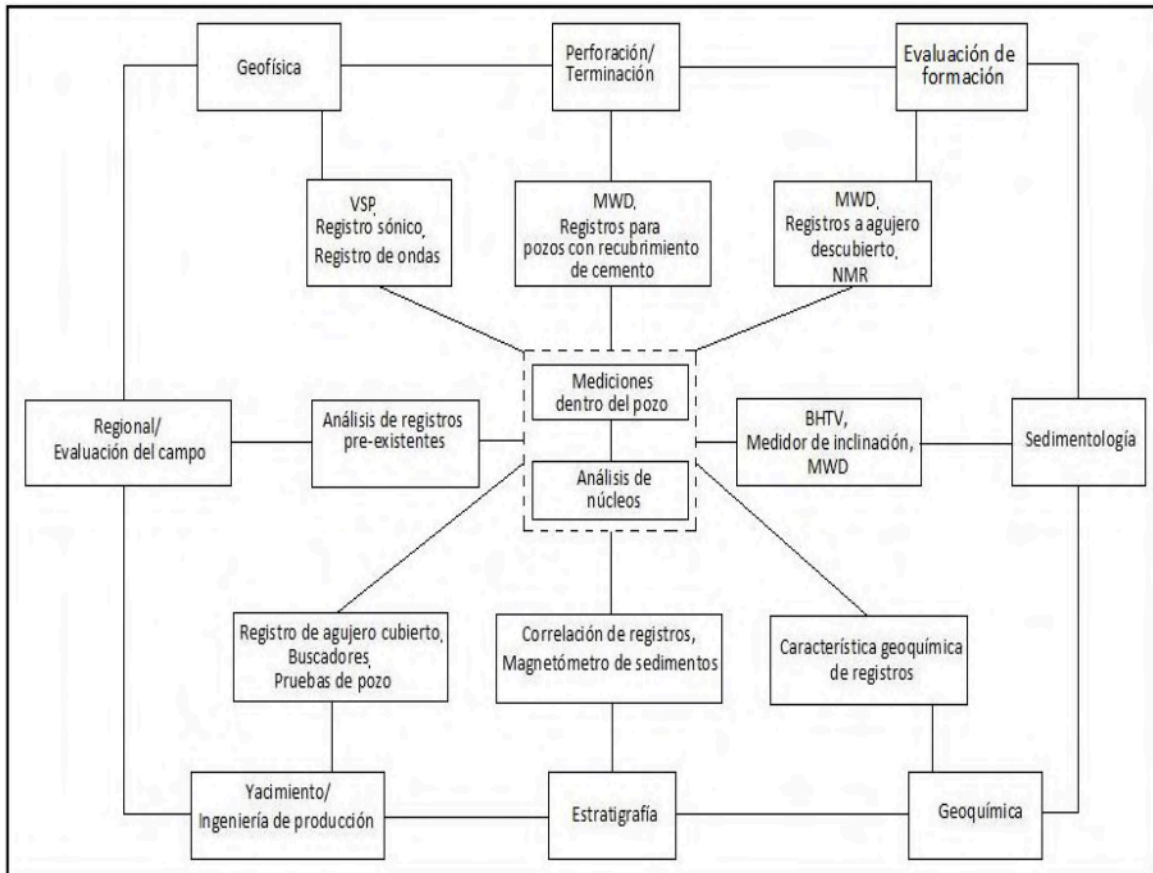


Figura 1. Papel fundamental de la petrofísica en la geociencia de yacimientos.

Hay dos requisitos que sobresalen en la petrofísica. El primero es para una simple y más efectiva evaluación del yacimiento; la cual provee una descripción del yacimiento de una forma tal que sea más fácil dirigir la caracterización para propósitos de la simulación. El segundo es para una mejor administración en la eficiencia del yacimiento a un bajo costo con operaciones totalmente seguras. La clave para el futuro se encuentra en una efectiva caracterización del yacimiento en 3D completándose con la integración de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos.

Los problemas fundamentales, que deben ser superados, son relacionados con la física de las escalas de las gráficas y el manejo relacionado con la heterogeneidad y anisotropía. Los beneficios finales incluyen las operaciones más seguras, pozos definidos con una mejor ubicación y por lo tanto una mayor eficiencia en la recuperación de hidrocarburos.

1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

Definición de Petrofísica

La petrofísica puede ser definida como el estudio de las propiedades físicas de la roca y del sistema roca-fluidos del yacimiento y sus aplicaciones en ingeniería petrolera. Esta definición enfatiza la relación natural entre la petrofísica con otras áreas de geociencia.

Es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo y de geología, la cual determina cualitativa y cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos contenidos en ella. Adicionalmente, la petrofísica define la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado, es decir, estima la capacidad de flujo de la formación.

La petrofísica es el estudio de las relaciones físicas y texturales que existen en una roca. Aunque el ingeniero de yacimientos está más interesado en la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos en las rocas acumuladoras, existen otras propiedades físicas tales como el factor de resistividad de la formación, el índice de resistividad y el factor hidráulico combinado de las formación (permeabilidad relativa) que proveen una conexión entre diversas áreas de ingeniería de yacimientos. De esta relación se pueden obtener datos que ayudan a la posible determinación de permeabilidades relativas por medio de registros eléctricos. Esta situación es de especial interés cuando las rocas con acumulación contienen lutita, ya que en tales casos es posible obtener producción de aceite y gas sin producir agua aun para saturaciones de agua en la formación de 60 a 70%.

Mientras que la interpretación de registros tiene que ver principalmente con la determinación de la presencia o ausencia de aceite y gas en el yacimiento, los cálculos aproximados de la productividad esperada de hidrocarburos de un pozo o campo requieren determinar o estimar ciertas propiedades físicas de la roca del yacimiento tales como porosidad, permeabilidad y permeabilidad relativa a los fluidos existentes en el yacimiento.

Una definición más extensa de la petrofísica lleva a una visión más amplia de las herramientas disponibles que abarcan: análisis de núcleos, registros de pozos, pruebas de formación, mediciones tomadas al perforar, así como la geofísica. En cada una de estas áreas técnicas, la tecnología en las mediciones ha evolucionado en los últimos años.

La petrofísica comenzó con registros sencillos en papeles, ahora se tienen creaciones de imágenes, herramientas magnéticas y mayor cantidad de procesamientos de señales. La descripción del yacimiento se basa en paquetes de integración. La tecnología permite ver el yacimiento de una manera más íntima y visualizarlo en 3D.

Tradicionalmente, desarrollos en las tecnologías de mediciones han estimulado mejoras en las técnicas de interpretación, que han requerido, en su momento una medición más amplia; esto ha aumentado la motivación para desarrollar futuras interpretaciones.

1.1 Rocas de yacimientos petroleros.

Una roca de un yacimiento petrolero es un medio poroso suficientemente permeable para permitir el flujo de fluidos a través de ella (poros interconectados). En presencia de diferentes fases de fluidos con diferente densidad y viscosidad, tales como agua o hidrocarburos, el movimiento de los fluidos está influenciado por las fuerzas capilares y gravitacionales.

La porosidad y la permeabilidad son dos propiedades fundamentales de las rocas de yacimientos.

Geológicamente un yacimiento petrolero es una compleja roca porosa y permeable que tiene una acumulación de hidrocarburos bajo ciertas condiciones que evitan su migración.

Una roca capaz de producir aceite, gas y agua, se le denomina roca de yacimiento. La mayor parte de las rocas de yacimientos son rocas sedimentarias, las areniscas y los carbonatos son las rocas más comunes.

1.2 Rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias son las más abundantes en la superficie terrestre y se constituyen de los productos del intemperismo químico y mecánico. Los ríos, glaciares, el viento y las corrientes oceánicas desplazan los materiales intemperizados hacia nuevas localidades en donde son depositados. La transformación de estos sedimentos en roca viene a ser la etapa final en el desarrollo de rocas sedimentarias. El adjetivo sedimentario, proviene del latín *sedimentum* y significa asentamiento.

Estas rocas se forman en la superficie terrestre por:

- Acumulación y consolidación de minerales, rocas y/o organismos y vegetación, por ejemplo las areniscas o las calizas.
- Precipitación de materiales disueltos tanto en agua de mar, como en agua en la superficie, por ejemplo sales y calizas.

Las rocas sedimentarias se hallan frecuentemente dispuestas en capas o estratificadas, y estos depósitos se compactan por el peso de las sucesivas capas de materiales. Las rocas sedimentarias son muy ricas en restos de organismos, animales y plantas que vivieron en épocas pasadas, los cuales forman fósiles.

Las rocas sedimentarias son la fuente de hidrocarburos, también sirven como roca almacén y como trampa geológica para retener a los hidrocarburos en la corteza terrestre. Las rocas sedimentarias son las menos abundantes en la corteza terrestre, con cerca del 7.9% total, pero alrededor del 75% de las rocas expuestas en la superficie de la tierra, son sedimentarias o rocas metamórficas derivadas de aquellas.

En la Tabla 1.1 se muestra una distribución aproximada de las rocas sedimentarias en la corteza terrestre; las lutitas forman la mayor parte del volumen de rocas sedimentarias con más del 50%.

Tabla 1.1 Distribución aproximada de las rocas sedimentarias en la corteza terrestre.

Tipo	% en corteza terrestre	% rocas sedimentarias
Lutita	4.2	53
Arenisca	1.7	22
Caliza y dolomía	2.0	25
Total	7.9	100

La mayoría de las rocas de los yacimientos petroleros son rocas sedimentarias, por lo que son las de mayor interés en el estudio de la petrofísica y de esta tesis.

1.3 Clasificación de las rocas sedimentarias.

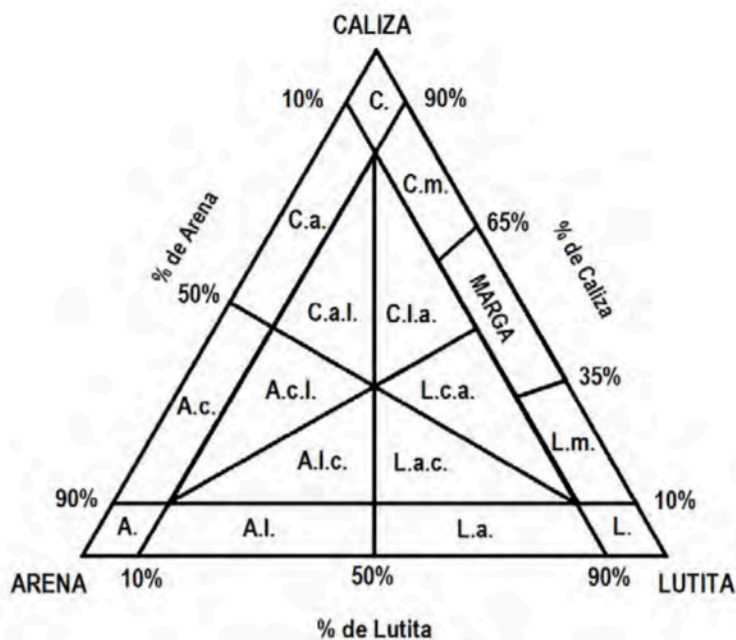
Las rocas sedimentarias pueden ser clasificadas por su origen y composición clástica, química u orgánica.

1.3.1 Rocas sedimentarias clásticas. Estas rocas se componen de fragmentos de rocas o minerales provenientes de rocas preexistentes que han sido dañadas por el intemperismo, usualmente son gravas, arenas, limos y arcillas.

1.3.2 Rocas sedimentarias químicas. Estas rocas se forman por la precipitación química como lo son los carbonatos, por ejemplo la caliza y la dolomía o las evaporitas.

1.3.3 Rocas sedimentarias orgánicas. Estas rocas son formadas por la precipitación biológica o por cualquier acumulación orgánica (plantas y animales), por ejemplo las calizas arrecifales.

1.3.4 Rocas intermedias comunes. Se dice que entre las lutitas, arenas y rocas carbonatadas se encuentra el 99% de las rocas sedimentarias. Es muy común en la naturaleza encontrar rocas constituidas por mezclas de las tres, o dos de cualquiera de ellas. Por lo tanto, el conjunto de rocas más abundante podría quedar incluido en un diagrama triangular en cuyos vértices figuren: lutitas, arenas y rocas carbonatadas. En la Figura 1.1 se presenta este tipo de diagrama dividido en sectores que permiten clasificar dichas rocas.



Nomenclatura	
C.	caliza
C.a.	caliza arenosa
C.m.	caliza margosa
C.a.l.	caliza arenosa lutítica
C.l.a.	caliza lutítica arenosa
A.c.	arena calcárea
A.l.	arena lutítica
A.	arena
A.c.l.	arena calcárea lutítica
A.l.c.	arena lutítica calcárea
L.m.	lutita margosa
L.c.a.	lutita calcárea arenosa
L.a.	lutita arenosa
L.a.c.	lutita arenosa calcárea
L.	Lutita

Figura 1.1 Diagrama donde se muestra la clasificación de arenas, lutitas y rocas carbonatadas basada en Vatan (1967), bastante simplificada.

1.4 Sistema Roca

Al estudiar este sistema, se debe de tener en cuenta los siguientes aspectos que son de suma importancia para evaluar posteriormente la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Estos aspectos son:

1.4.1 Tamaño de grano.

Se expresa en función de un diámetro, pero al no ser los granos esféricos hay que referirlo a una media. Sobre una referencia lineal se utilizan el diámetro de malla o tamaño de la malla a través de la cual pasa la partícula. Se tienen también “diámetros lineales”, medidos directamente a partir de la mayor superficie proyectada donde se encuentran el diámetro largo y el intermedio, y perpendicularmente a este plano el diámetro corto.

Udden 1914, (tomada de Krumbein, W.C. et. al., 1969), realizó una escala geométrica de clases y tamaños, que posteriormente Wentworth 1922 (tomada de Krumbein, W.C. op. cit.), modificó y determinó una escala que proporciona un medio para normalizar la terminología en los tamaños; cada grado representa un tamaño, de tal forma que difiere del anterior, y cada uno tiene un nombre específico para identificar a las partículas. En la Tabla 1.2 se presenta una escala granulométrica.

Tabla 1.2 Escala para los diferentes tamaños de los granos.

Tamaño de la partícula			Grado	Clase	Fracción	
m	mm	unidad Φ			Sin litificar	Litificado
4.1	4096	-12	Muy grueso	Bloque	↑ ?	
2.0	2048	-11	Grueso			
1.0	1024	-10	Medio			
0.5	512	-9	Fino	Bloque Pequeño	Grava	Conglomerado
0.25	256	-8	Grueso			
	128	-7	Fino	Canto		
	64	-6	Muy grueso			
	32	-5	Grueso			
	16	-4	Medio	Granulo		
	8	-3	Fino			
	4	-2				
	2	-1				
	1	0	Muy grueso	Arenas	Arenas	Areniscas
	0.50	1	Grueso			
	0.25	2	Medio			
	0.125	2	Fino			
	0.603	4	Muy fino	Limo		
	0.031	5	Grueso			
	0.015	6	Medio	Arcillas	Lodos o limos	Limolitas o lutitas
	0.008	7	Fino			
	0.004	8	Muy fino	↓ ?		
	0.002	9				
	0.001	10				
	0.0005	11				
	0.0002	12				
	0.0001	13				

Las unidades ϕ expresan el tamaño de grano como un logaritmo negativo con base 2 del diámetro de grano en milímetros:

$$\phi = -\log_2 d \quad (1.1)$$

1.4.2 Forma del grano.

La forma de los granos se define con los mismos parámetros con los que se definen las características geométricas en tres dimensiones: la redondez y la esfericidad.

Se dice que una roca tiene una buena selección si el tamaño de sus granos es uniforme, una mala selección implica que se tengan tamaños de grano muy variados, esto se muestra en la Figura 1.2.

La selección de una roca es una propiedad que condiciona fuertemente su porosidad, y por lo tanto su comportamiento frente a la circulación de cualquier fluido, por ejemplo agua, gas o aceite.

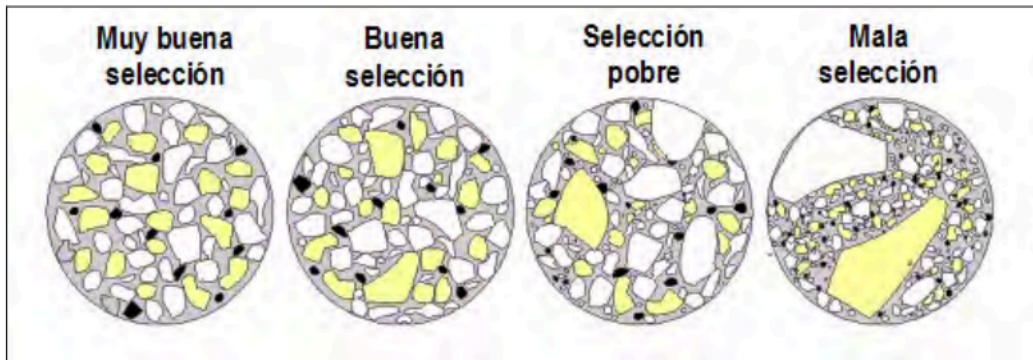


Figura 1.2 Grado de selección, a nivel microscópico, de una roca sedimentaria detritica.

En la descripción de las rocas sedimentarias debe considerarse la forma de los granos definida por sus grados de esfericidad y de redondez, como se muestra en la Figura 1.3.

	Muy redondeado	Redondeado	Sub redondeado	Sub angular	Angular	
						Tabular
						Ovoide
						Subesférica
						Esférica

Figura 1.3 Grados de redondez y esfericidad que puede tener una partícula.

1.4.3 Redondez.

La redondez de la partícula, como un todo, es el promedio del redondeamiento de todas sus esquinas. Depende del tamaño y la resistencia mecánica de los granos y, en general, aumenta con el transporte. La redondez es el dato morfológico de mayor interés en la

tipificación del ambiente de sedimentación de algunas rocas sedimentarias, especialmente las areniscas y limolitas.

1.4.4 Esfericidad.

Es la medida del grado a que se aproxima una partícula a la forma de una esfera. Definiendo también el comportamiento dinámico de la partícula, está relacionada con las diferencias existentes entre los distintos diámetros o longitudes de los ejes de la partícula.

1.4.5 Empacamiento de los granos.

El empacamiento que tienen los granos es de gran importancia ya que junto con las características de éstos determinan la magnitud de las distintas propiedades que puede tener la roca al consolidarse; además, hay que tener en cuenta factores que afectan significativamente tales propiedades como la compactación, la cementación, la recristalización. En las Figuras 1.4 y 1.5 se muestran dos tipos de empacamientos de esferas del mismo tamaño: cúbico y romboédrico. Se observa una diferencia en el volumen poroso de acuerdo al acomodo que presentan las esferas, siendo este de 47.64% y de 25.96 % para los dos casos mencionados.

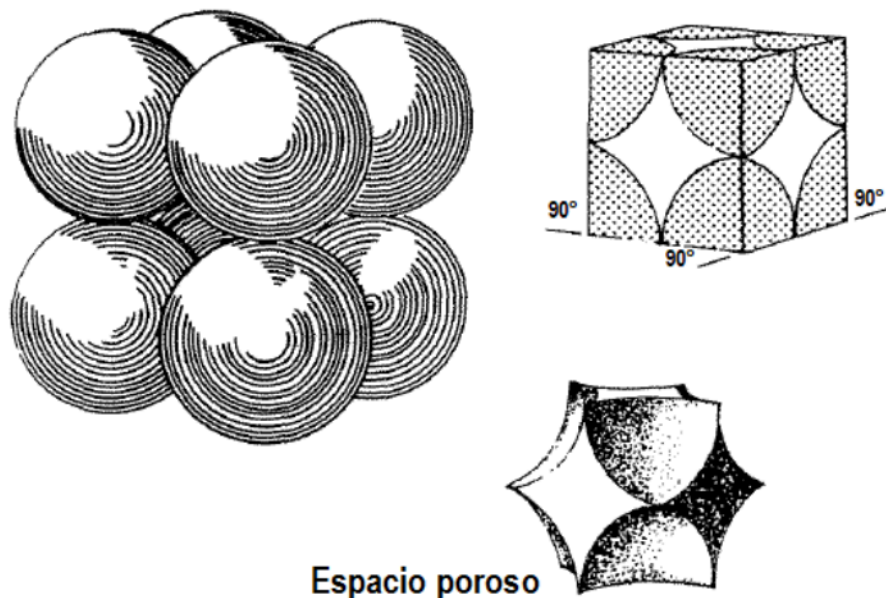


Figura 1.4 Empacamiento cúbico de esferas, tiene una porosidad de 47.64%

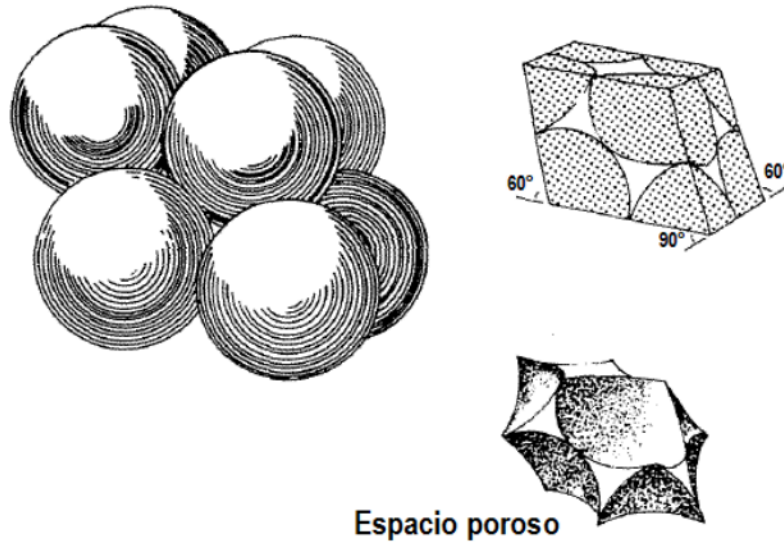


Figura 1.5 Empacamiento romboédrico, tiene una porosidad de 25.96%

1.4.6 Características del sistema poroso.

Las propiedades del sistema poroso, en términos de los tipos de poros, su geometría e interrelaciones, gobiernan la distribución de fluidos y su interacción a microescala. Su descripción y caracterización son muy importantes para entender el comportamiento de flujo de los fluidos en el yacimiento.

Hasta hace unos años, estos estudios se efectuaban solo con secciones delgadas de roca, actualmente se usan potentes microscopios que permiten realizar observaciones más profundas de la estructura del sistema poroso. Estas observaciones permiten identificar diversos parámetros que pueden ser usados para caracterizar el sistema poroso, como lo son:

Tamaño de poro. Este parámetro establece la dimensión promedio de los poros, y se expresa en μ (*micras*).

Forma de poro. Este parámetro describe de manera cualitativa la forma prevaleciente de los poros, por ejemplo triangular, poliédrica, irregular.

Tamaño de la garganta de poro. Este es el factor que controla de manera global la transmisibilidad de fluidos en el sistema poroso, se expresa en μ .

Relación de aspecto. Es la relación del tamaño de poro y la garganta de poro. Es un número adimensional.

Número de coordinación. Este parámetro define el número promedio de gargantas de poro que intersectan los poros.

En la Figura 1.6 se muestra un poro ideal, rodeado por 4 fragmentos de roca y se ilustran los parámetros definidos anteriormente.

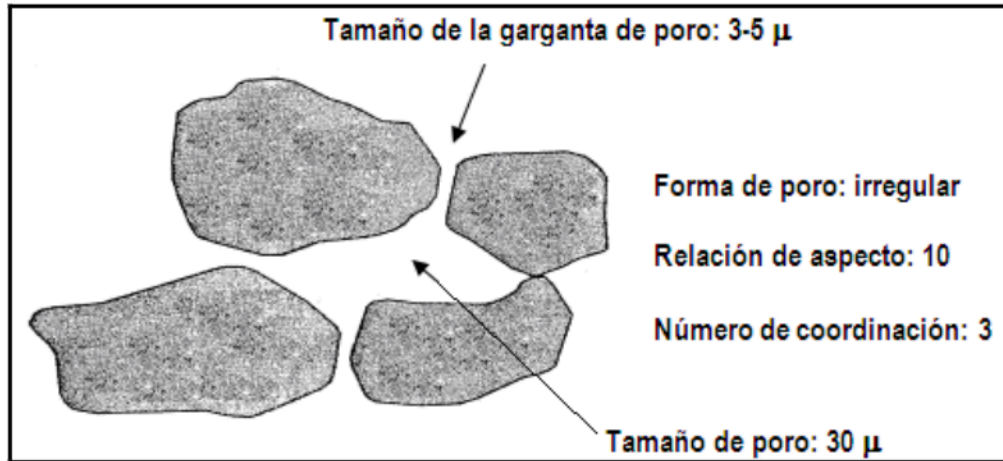


Figura 1.6 Características del sistema poroso.

1.5 Porosidad (ϕ)

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma, generalmente se expresa como porcentaje o fracción.

La porosidad es la característica física más conocida en un yacimiento petrolero. Determina los volúmenes de gas o petróleo que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. Esta particular capacidad que tienen las rocas del yacimiento de almacenar fluidos se llama porosidad.

Desde la perspectiva de la ingeniería de yacimientos, la porosidad es una de las propiedades más importantes de las rocas de yacimiento.

Desde el punto de vista de comunicación entre poros, existen dos clases de porosidad: **absoluta y efectiva**.

1.5.1 Porosidad absoluta: es el porcentaje del espacio total con respecto al volumen total de la roca, sin tomar en cuenta si los poros están conectados entre sí o no.

1.5.2 Porosidad efectiva: es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca.

El porcentaje de porosidad se puede calcular por medio de la siguiente relación:

$$Porosidad(\%) = 100 \left(\frac{Volumen\ total\ de\ roca - Volumen\ de\ granos}{Volumen\ total\ de\ roca} \right)$$

$$o \quad \text{Porosidad}(\%) = 100 \left(\frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de roca}} \right) \quad (1.2)$$

Los resultados obtenidos con las relaciones anteriores son una medida de la porosidad absoluta más bien que de la porosidad efectiva. En la Figura 1.7 se muestra una representación de la porosidad efectiva y absoluta.

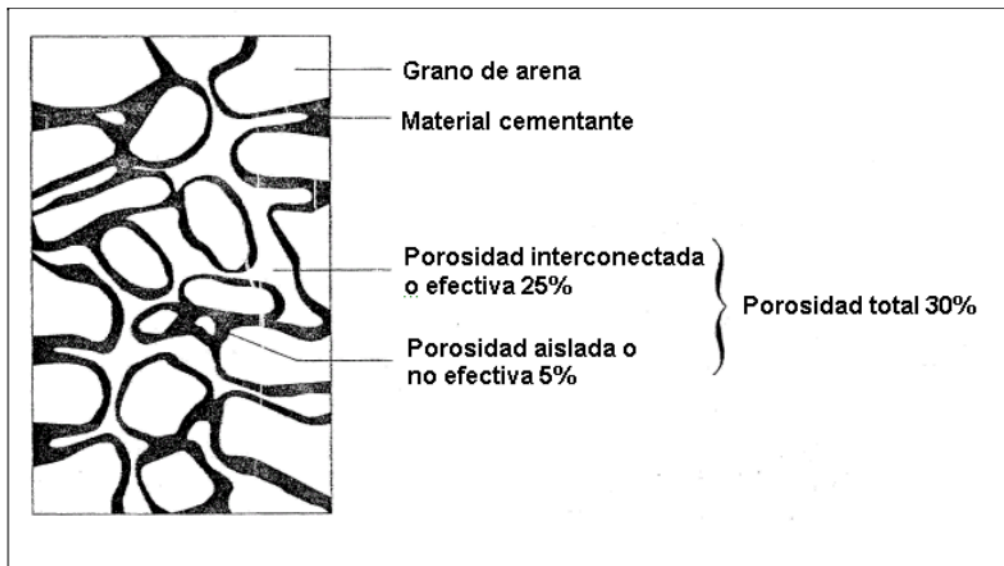


Figura 1.7 Representación de las diferentes porosidades en una arena limpia.

La porosidad en los sedimentos se forma y se reduce o elimina por procesos geológicos naturales, conocidos como diagenéticos. Por lo que existe la porosidad primaria y secundaria.

1.5.3 Porosidad primaria: resulta de los vacíos que quedan entre los granos o los fragmentos minerales después que se acumula como sedimento.

1.5.4 Porosidad secundaria: resulta por la acción de agentes geológicos tales como lixiviación que es el proceso de lavado de un estrato de terreno o capa geológica por el agua, fracturamiento o fisuración que ocurren después de la litificación de los sedimentos.

1.6 Permeabilidad absoluta (k).

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido puede desplazarse en una formación, mediante un gradiente de presión. Para ser permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, capilares, fisuras o fracturas). Por lo general, a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre sucede. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros así como la porosidad influyen en la permeabilidad absoluta de la formación.

Se debe mencionar que la permeabilidad es una propiedad de la roca exclusivamente, y no del fluido que pasa a través de ella.

Expresión matemática de la permeabilidad: Ley de Darcy

Fue el trabajo del ingeniero francés Henry Darcy que llevó al desarrollo de la expresión matemática, la cual es muy usada en la industria petrolera, ya que permite calcular la permeabilidad en experimentos de flujo. Esta expresión se originó por las investigaciones de Darcy para el flujo de agua a través de filtros de arena, para purificar agua. El experimento, es similar al que se muestra en la Figura 1.8.

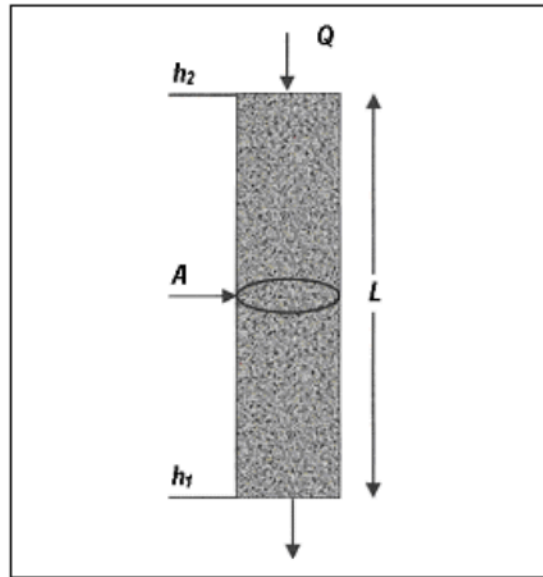


Figura 1.8 Representación esquemática del experimento de Darcy.

Su trabajo sirvió de base para el estudio del flujo de fluidos a través de rocas porosas.

Se tiene que:

$$Q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (1.3)$$

Donde:

Q es el gasto del fluido que circula, en cm^3/seg

A es el área seccional de la muestra de roca, en cm^2

ΔP es la diferencia de presiones a través de la muestra, en *atmósferas*

μ es la viscosidad del fluido, en *centipoise*

L es la longitud de la muestra, en *cm*

k es la permeabilidad, en *Darcys*

La unidad de la permeabilidad es el Darcy, y se define como la permeabilidad a la cual un gasto de un centímetro cúbico de fluido con una viscosidad de un centipoise fluye en un

segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera a través de un medio poroso con un área transversal de un centímetro cuadrado y un centímetro de longitud, la Figura 1.9 ilustra el concepto y las unidades de la permeabilidad.

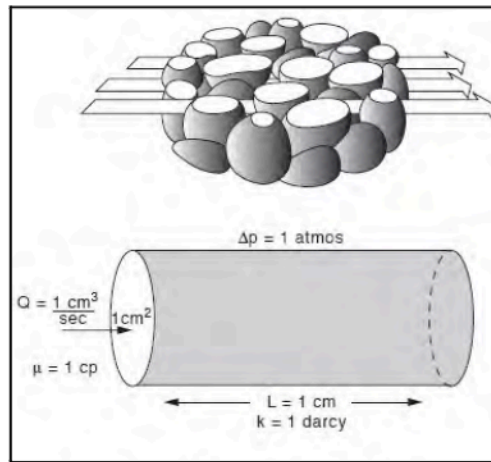


Figura 1.9 Concepto de permeabilidad en rocas.

La constante de proporcionalidad k , o **permeabilidad absoluta** (permeabilidad cuando el medio poroso tiene una saturación del 100% de un fluido mojante que está en movimiento), es una propiedad específica que caracteriza al medio poroso.

1.6.1 La permeabilidad efectiva (k_e) indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando no lo satura al 100%.

$$\text{Si } S_f < 100\% \quad k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (1.4)$$

1.6.2 Permeabilidad Relativa (k_{rf})

La permeabilidad relativa es simplemente la permeabilidad medida a una saturación específica expresada como fracción de la permeabilidad absoluta. La permeabilidad absoluta es la permeabilidad de una roca cuando está saturada al 100% con un solo fluido mojante.

El concepto de permeabilidad relativa provee un mecanismo para cuantificar el flujo de cada fase en el caso donde se tienen diferentes fases presentes; este concepto es muy importante para estudiar el flujo simultáneo de fluidos no miscibles a través del medio poroso.

Si en la roca se encuentra solo un fluido mojante se tiene una permeabilidad relativa de 1.0. La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso, y es una medida de la capacidad del medio para transmitir los fluidos. Cuando dos o mas fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la relación de la permeabilidad efectiva de la fase, y la permeabilidad absoluta:

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k} \quad (1.5)$$

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k} \quad (1.6)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k} \quad (1.7)$$

Donde:

k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite

k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas

k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua

k es la permeabilidad absoluta

k_{eo} es la permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de aceite dada

k_{eg} es la permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada

k_{ew} es la permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada

La permeabilidad relativa depende principalmente, de la estructura porosa, de las saturaciones y de las viscosidades de las fases presentes, así como de la mojabilidad existente en el sistema roca-fluidos. En presencia de dos fases, las curvas típicas de permeabilidad relativa se muestran en la Figura 1.10.

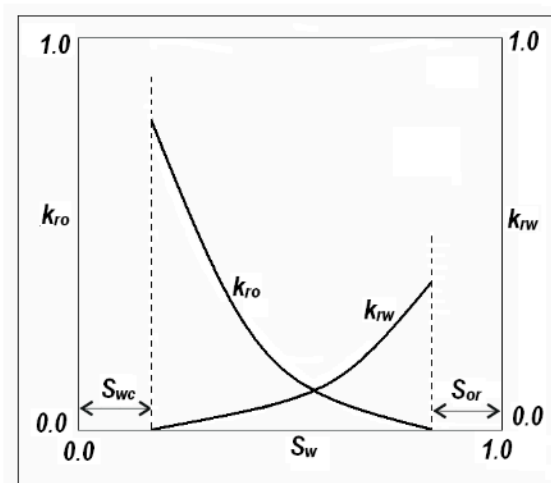


Figura 1.10 Curvas típicas de permeabilidad relativa para flujo de dos fases, donde S_w es la fase mojanete y S_n la fase no mojanete.

1.7 Saturación de fluidos (S_f)

Generalmente la saturación de fluidos se define como la relación del volumen de una fase de fluido en una muestra de roca y el volumen de poros de la muestra. En otras palabras, la saturación de fluido se define como esa fracción o porcentaje del volumen de poros que es ocupado por una fase de un fluido en particular (gas, aceite o agua). Este concepto se expresa por una ecuación generalizada:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Volumen total de la fase del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (1.8)$$

Se debe hacer notar que la saturación del fluido puede ser dada en fracción del volumen total de poros, o del volumen efectivo. La saturación generalmente se reporta como una fracción del volumen efectivo de poros en vez del volumen total, ya que es más representativo, porque los fluidos que se encuentran aislados en el espacio poroso no se pueden producir. Por lo tanto, se asume en la ecuación que el volumen poroso es el volumen de poro efectivo. Esta ecuación puede ser aplicada a fases de fluidos en específico.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (1.9)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (1.10)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (1.11)$$

Donde:

S_o es la saturación de aceite

S_g es la saturación de gas

S_w es la saturación de agua

V_p es el volumen poroso

V_o es el volumen de aceite

V_g es el volumen de gas

V_w es el volumen de agua

De estas ecuaciones se deduce que:

$$V_p = V_g + V_o + V_w$$

La saturación de fluidos puede ser expresada en fracción o porcentaje (multiplicando los valores en las ecuaciones anteriores por 100) del volumen poroso. Estas ecuaciones pueden indicar claramente que las saturaciones pueden variar de 0 al 100% o de 0 a 1, y puesto que todas las saturaciones se relacionan a la suma del volumen de poros, entonces:

$$\begin{aligned} S_o + S_w + S_g &= 100\% \\ S_o + S_w + S_g &= 1 \end{aligned} \quad (1.12)$$

Esta ecuación es fundamental para la ingeniería de yacimientos, ya que se utiliza en casi todos los cálculos.

Además, muchas propiedades importantes de la roca del yacimiento, como la presión capilar y la permeabilidad relativa son relacionadas o vinculadas con las fases individuales de los fluidos saturantes.

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los fluidos existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, algunas son:

1.7.1 Saturación inicial: es aquella a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se denomina saturación de agua congénita. Dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua por lo que su saturación inicial puede variar entre un valor mínimo (saturación irreductible) por ejemplo 10% y un valor máximo de 100%. En la Figura 1.11 se muestra la distribución y saturación de fluidos inicial en un yacimiento de aceite saturado.

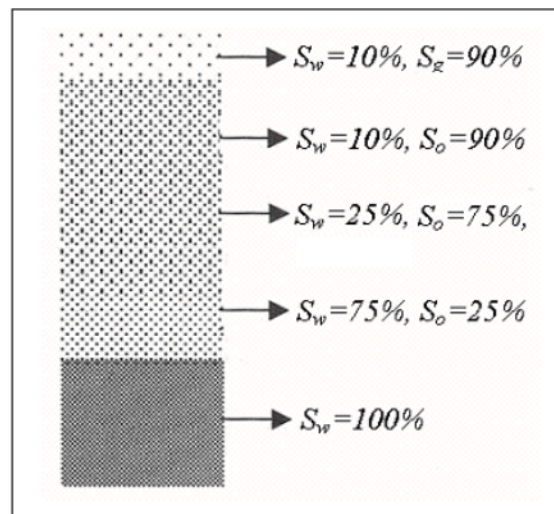


Figura 1.11 Distribución vertical de saturación de fluidos inicial en un yacimiento de aceite saturado.

1.7.2 Saturación crítica: Es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

1.7.3 Saturación residual: Es aquella que se tiene después de un cierto periodo de explotación en una zona determinada. Dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos de explotación a los cuales está sometido el yacimiento y el tiempo, la saturación residual puede ser igual, menor o en casos excepcionales, mayor que la saturación inicial.

1.8 Propiedades Eléctricas

Todas las rocas de yacimiento están compuestas de granos sólidos y espacios vacíos los cuales se encuentran ocupados por los fluidos de interés en los yacimientos, como son los hidrocarburos (aceite y/o gas) y agua. Los sólidos que conforman las rocas del yacimiento, con excepción de algunas arcillas minerales, no son conductoras de electricidad. De manera

similar, las dos fases de hidrocarburos, gas y aceite, son igualmente no conductoras. El agua es un buen conductor cuando contiene sales disueltas, tales como NaCl, MgCl₂, y KCl, que normalmente se encuentran en el agua de formación o del yacimiento.

La corriente eléctrica se conduce en el agua debido al movimiento de los iones y puede ser llamada *conducción electrolítica*. Las propiedades eléctricas de las rocas de yacimiento dependen de la geometría de los poros y de los fluidos que contienen los mismos. Debido a las propiedades eléctricas del agua de formación, la técnica de registros eléctricos de pozo se ha convertido en una importante herramienta en la determinación de agua de saturación y, por lo tanto, una fuente confiable para la evaluación de hidrocarburos in-situ.

1.8.1 Resistividad eléctrica (R).

La resistividad eléctrica de un material poroso se puede definir por la siguiente ecuación general:

$$R = \frac{rA}{L} \quad (1.13)$$

Donde:

R es la resistividad eléctrica expresada, en Ωm

r es la resistencia eléctrica, en Ω

A es el área transversal al flujo del medio poroso, en m^2

L es la longitud del medio poroso, en m

En esta ecuación, la resistencia eléctrica r de un circuito o un aparato eléctrico se define como la relación de la diferencia de potencial ΔV y la corriente eléctrica I que fluye a través del mismo. Para un sistema más complicado como lo es la roca del yacimiento que contiene hidrocarburos y agua, la resistividad de la roca depende de factores tales como la salinidad del agua, temperatura, porosidad, geometría de poro y la composición de la roca.

La teoría de la técnica del registro eléctrico de resistividad aplicada en la ingeniería petrolera fue desarrollada por Archie en 1942 y es llamada ecuación de Archie.

Esta ecuación empírica fue derivada a partir de areniscas limpias saturadas con agua, dentro de un rango razonable de saturaciones de agua y porosidades. En la práctica, la ecuación de Archie debe ser modificada de acuerdo a las propiedades de la roca como lo son: el contenido de arcillas, mojabilidad, distribución de poros y muchas más.

1.8.2 Factor de Formación (F).

El concepto fundamental considerado en las propiedades eléctricas de la roca es el factor de resistividad de formación o simplemente factor de formación, F , definido por Archie como sigue:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.14)$$

Donde:

F es el factor de resistividad de formación

R_o es la resistividad eléctrica (opuesto a la conductividad) de la roca cuando está saturada al 100% con agua de formación, expresada en Ωm

R_w es la resistividad del agua saturante en la formación, en Ωm

1.8.3 Factor de Cementación (m)

Archie presentó otra ecuación para describir la relación entre el factor de formación y la porosidad, introduciendo el factor de cementación, m , donde:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a\phi^{-m} \quad (1.15)$$

En esta ecuación, a es un parámetro geométrico de los poros.

Si se conocen los valores de factores de formación y valores de porosidad de una formación, con base en la ecuación de Archie se puede preparar una gráfica de $\log(F)$ vs. $\log(\phi)$ para estimar los parámetros a y m , para un tipo de roca dado. Los valores de porosidad se pueden obtener en laboratorio a partir de núcleos, así como la resistividad que se obtiene de los núcleos saturados al 100% con agua de formación.

Se muestra en la Figura 1.12 como ejemplo el comportamiento de la gráfica log-log del factor de formación vs. porosidad y los valores de los parámetros de la ecuación de Archie para varios núcleos de carbonatos.

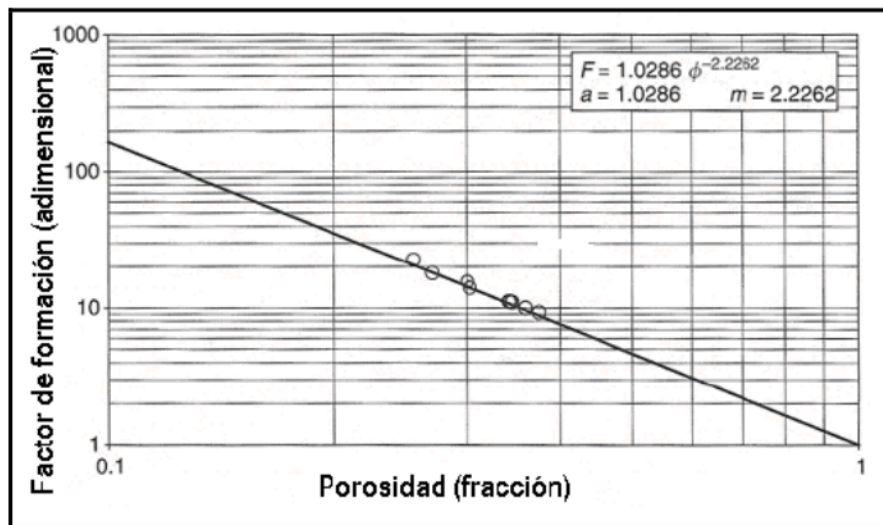


Figura 1.12 Gráfica log-log del factor de formación de formación vs. porosidad para varios núcleos de carbonatos para determinar los parámetros a y m de la ecuación de Archie.

1.8.4 Índice de Resistividad (I)

En un espacio poroso que contiene hidrocarburos, los cuales no son conductores de electricidad, y agua, la resistividad es función de la cantidad de agua en la formación, S_w . Para una porosidad dada Archie determinó experimentalmente que el factor de resistividad de formación parcialmente saturado con agua se puede expresar como:

$$\frac{R_o}{R_t} = (S_w)^n \quad (1.16)$$

Donde:

R_o es la resistividad de la roca cuando está completamente saturada con agua de formación, en Ωm

R_t es la resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada con agua de formación, en Ωm

n es el exponente de saturación

S_w es la saturación de agua, en fracción del volumen poroso

La ecuación (1.16) se puede expresar en términos del índice de resistividad:

$$\text{Si } I = \frac{R_t}{R_o}; \text{ entonces } S_w = \left(\frac{R_t}{R_o} \right)^{-1/n} = (I)^{-1/n} \quad (1.17)$$

o en su forma más común:

$$I = S_w^{-n} \quad (1.18)$$

Donde:

I es el índice de resistividad

Como se muestra en la Figura 1.13, la gráfica de $\log(I)$ vs. $\log(S_w)$ resulta una línea recta con pendiente $-n$. Para una muestra de un núcleo (un tapón), después de la medición de R_o , con una saturación de agua del 100%, el tapón puede ser desaturado en varios pasos desplazando el agua con aceite. A cada paso se puede medir la S_w y R_t .

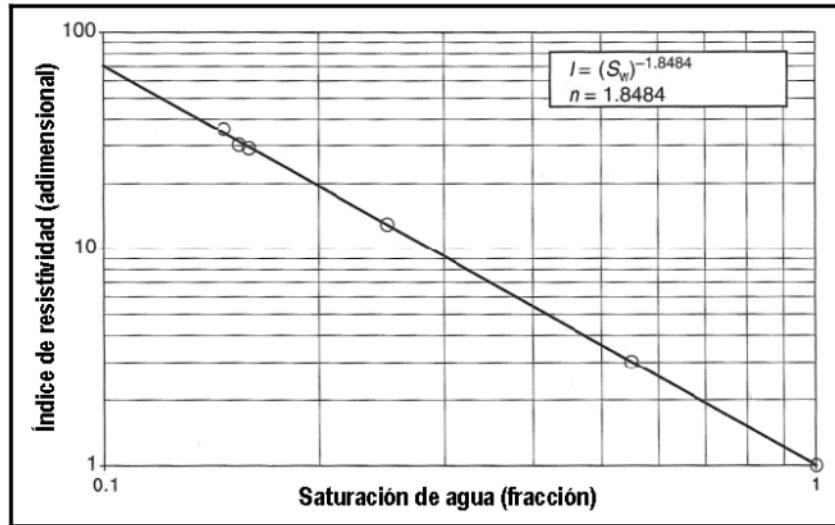


Figura 1.13 Gráfica log-log de índice de resistividad vs. saturación de agua de muestras de núcleos de carbonatos para determinar el exponente de saturación, n .

Comparando las ecuaciones previas, R_o puede ser eliminado para obtener una relación más general para la saturación de agua:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/n} = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (1.19)$$

La relación R_t/R_o se conoce comúnmente como índice de resistividad, I . El índice de resistividad es igual a 1 para una roca totalmente saturada con agua, considerando que $I > 1$, cuando la roca está parcialmente saturada con agua y hay hidrocarburos presentes.

1.9 Tortuosidad (τ)

La tortuosidad (τ) se define como la relación que tiene la longitud del canal real y la longitud de la muestra de roca, matemáticamente se expresa con la siguiente ecuación:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L} \right)^2 \quad (1.20)$$

Donde:

L_a es la longitud media del canal de flujo real por el cual viajan las partículas del fluido, en cm

L es la longitud de la muestra de roca, en cm

Como se observa en la Figura 1.14, es posible representar un medio poroso ideal, como un sistema de tubos capilares. En este caso la longitud del canal que una partícula de fluido viaja es igual a la longitud del medio poroso, en este caso, de la ecuación (1.20) se obtiene el valor de $\tau=1$.

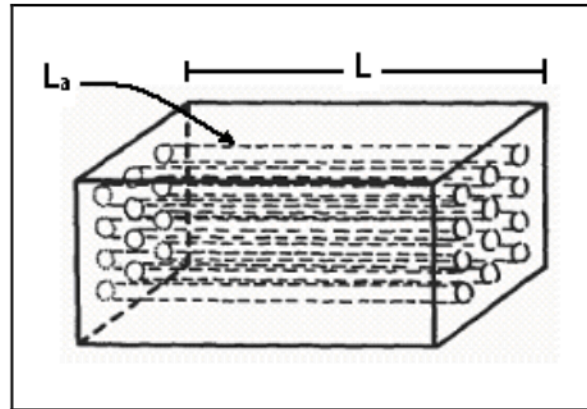


Figura 1.14 Representación de un medio poroso ideal.

En una roca sedimentaria, la longitud promedio del canal, L_a , que una partícula de fluido debe viajar, es mayor a la longitud, L , de la muestra de roca. Esto se debe a factores que afectan a los canales de flujo y que en las formaciones rocosas difícilmente tienen una geometría de tubo capilar uniforme, lo que hace que el arreglo del medio poroso real difiera del modelo ideal, tal como se muestra en la Figura 1.15.

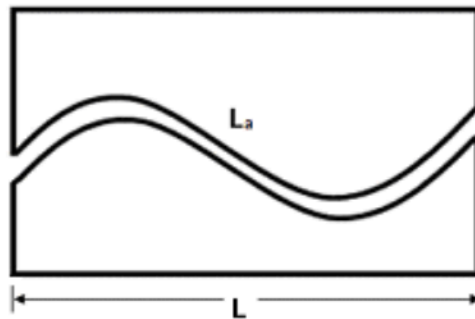


Figura 1.15 Representación de los canales por los que viajan las partículas de fluido a través del medio poroso.

De la ecuación 1.20 se puede apreciar que a medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede tener es 1, el cual se tiene cuando la longitud real del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de roca. Con este factor, se puede saber si el medio es poco o muy tortuoso.

Algunas veces en la literatura la tortuosidad se define como L_a/L , pero tiene mayor aceptación la ecuación definida anteriormente.

1.10 Propiedades Mecánicas

La determinación de las propiedades mecánicas de las rocas de yacimiento, caen dentro de un área especializada llamada *mecánica de rocas*, la cual incluye el estudio de las propiedades de las fuerzas que son aplicadas en ellas.

Para poder entender las propiedades se deben revisar conceptos fundamentales tales como esfuerzo y deformación debido a que las propiedades mecánicas de las rocas, se evalúan con base en relaciones de esfuerzo-deformación.

1.10.1 Esfuerzo (σ)

El esfuerzo, comúnmente se denota como σ , se refiere a la fuerza que es aplicada en una roca, la cual hace que ésta cambie sus dimensiones. La fuerza externa aplicada en una roca es comúnmente conocida como *carga*. Matemáticamente, el esfuerzo se define como una fuerza por unidad de área, y queda definido como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1.21)$$

Donde:

σ representa el esfuerzo en *Pascales* ($1 Pa = 1 N/m^2$)

F es la fuerza en *Newtons* (N)

A es el área en m^2

Los esfuerzos en las rocas de yacimiento se encuentran usualmente dentro del rango de *megapascuales* ($MPa = 10^6 Pa$).

Las tres condiciones básicas de los esfuerzos son:

1. Tensión
2. Compresión
3. Cizalla

El esfuerzo de tensión es aquel en el que dos secciones de un material en ambos lados de un plano de esfuerzos, tienden a separar o alargar. El esfuerzo compresivo es exactamente lo opuesto al esfuerzo de tensión, las partes adyacentes del material tienden a presionarse entre sí, o bien, fuerzas externas son dirigidas una hacia la otra sobre el mismo plano. El esfuerzo de cizalla se presenta cuando las fuerzas externas son paralelas y dirigidas en direcciones opuestas pero en diferentes planos como se muestra en la Figura 1.16.

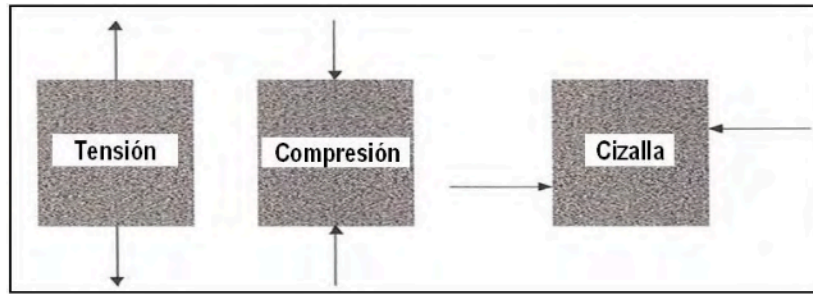


Figura 1.16 Esquema representativo de los tres esfuerzos sobre un material.

1.10.2 Deformación (ε)

El efecto de los esfuerzos aplicados en las rocas se estudia midiendo la deformación producida por la aplicación del mismo. La deformación, comúnmente denotada como ε , es un cambio relativo en la forma o tamaño de la roca debido a fuerzas externas aplicadas a la roca, como lo son los esfuerzos. En otras palabras, la deformación es una medida de cómo cambian las dimensiones de un material cuando se aplica una carga.

La Figura 1.17 muestra el efecto de los esfuerzos en la longitud y diámetro de una muestra de un núcleo cilíndrico.

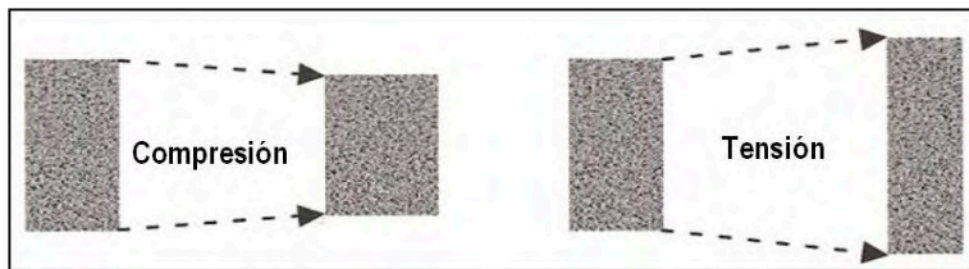


Figura 1.17 Deformación de una muestra de núcleo debido a la aplicación de un esfuerzo.

Como se muestra en la figura, la compresión hace al núcleo más corto y ancho, la tensión lo hace más delgado y largo. La deformación se calcula como la relación del cambio en la longitud y la longitud original, o como un cambio en el diámetro y el diámetro original, y por lo tanto es adimensional.

Por ejemplo, se considera un tapón de un núcleo de longitud original L_o que ha sido sujeto a un esfuerzo de tensión. Después de aplicar el esfuerzo, si la longitud original se ha incrementado a L , entonces el esfuerzo axial se define como:

$$\varepsilon = \frac{L - L_o}{L_o} \quad (1.22)$$

La deformación definida por la ecuación anterior, se puede expresar en términos de porcentaje.

1.10.3 Relación esfuerzo-deformación

En la mayoría de los materiales, cuando el esfuerzo se incrementa por un tiempo, la deformación también aumenta y es proporcional al esfuerzo. Si se deja de aplicar el esfuerzo, la deformación regresa a ser cero. Esto se llama deformación elástica. Por otro lado, si el esfuerzo continúa incrementándose, se alcanza el punto de ruptura del material, para el cual la deformación es permanente. Esto se llama deformación plástica, esto es que si el esfuerzo deja de aplicarse, la deformación no regresa a ser cero como se muestra en la Figura 1.18.

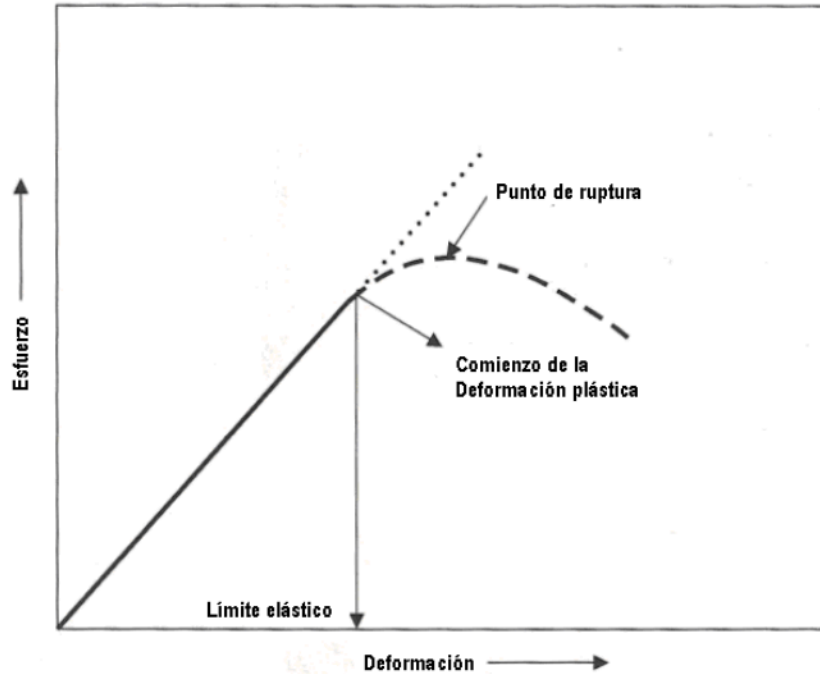


Figura 1.18 Gráfica de la relación esfuerzo-deformación

1.10.4 Resistencia de la roca

La resistencia de un material sólido es la capacidad de resistir un esfuerzo sin romperse o resistir la deformación. Considerando las tres condiciones básicas de esfuerzos, la resistencia de un material siempre se especifica por el tipo de esfuerzo, así como la resistencia a la tensión, resistencia a la compresión y resistencia al esfuerzo de cizalla.

Para las rocas de yacimientos, la resistencia es el resultado de los procesos de depositación que formaron la roca en primer lugar, la resistencia básicamente refleja el origen geológico de una roca.

1.11 Tensión Superficial e Interfacial (σ)

El término de tensión superficial es comúnmente usado cuando se define la fuerza superficial entre un gas y un líquido, simplemente porque esta interfase es la superficie del líquido. Sin embargo, en el caso de dos fluidos no miscibles el término de tensión

interfacial es usado cuando se describen las fuerzas interfaciales entre dos líquidos no miscibles.

Un yacimiento petrolero saturado contiene gas, aceite y agua, por lo que existen tres valores diferentes de tensión superficial o tensión interfacial de gran importancia: tensión superficial de gas-aceite (σ_{g-o}), tensión superficial de gas-agua (σ_{g-w}) y tensión interfacial de aceite-agua (σ_{o-w})

Esta fuerza es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. El ejemplo clásico de un par de fluidos no miscibles es el del agua y el aceite.

Para comprender el concepto de tensión interfacial o superficial, se considera un sistema de dos fluidos no miscibles, agua y aceite, como se muestra en la Figura 1.19. Una molécula de aceite o agua lejos de la interfase está rodeada por otras moléculas de aceite o agua, lo que hace una fuerza resultante neta sobre la molécula de 0, por lo que es empujada en todas direcciones. En cambio, una molécula de aceite en la interfase tiene una fuerza actuando sobre ella inmediatamente arriba de la interfase y la molécula de agua por debajo de la interfase. Las fuerzas resultantes no son balanceadas porque las magnitudes de las fuerzas son diferentes y dan un aumento en la tensión interfacial.

Generalmente, la tensión interfacial de dos líquidos es menor que la tensión superficial individual más alta de uno de los líquidos porque la atracción mutua es moderada por todas las moléculas involucradas. La tensión interfacial o superficial es la dimensión de fuerzas por unidad de longitud, usualmente expresada en (mN/m) o $10^{-3}N/m$ (*dinas/cm*).

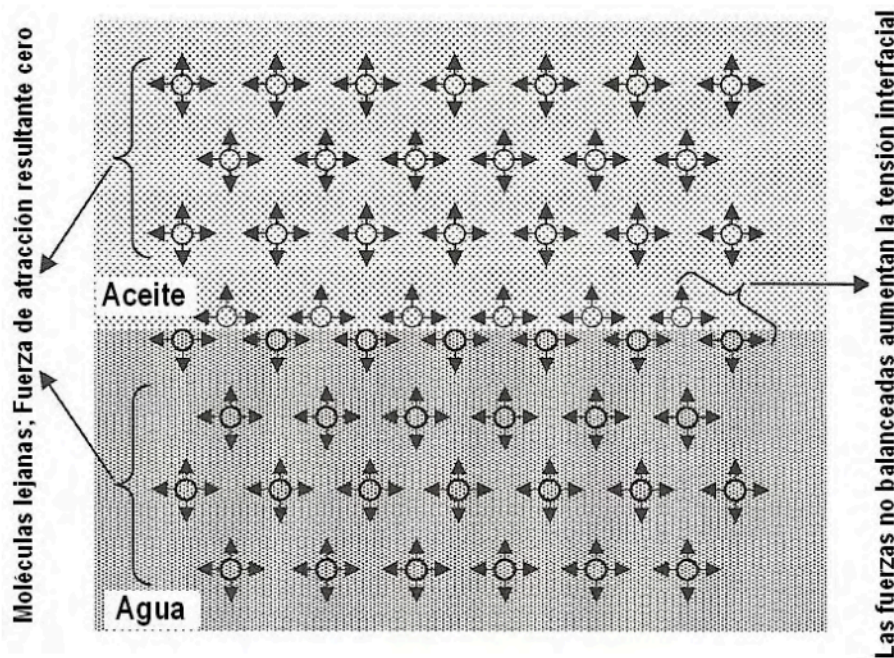


Figura 1.19 Concepto de tensión interfacial entre dos líquidos no miscibles, agua y aceite, σ_{w-o} .

1.12 Mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad de superficie en un sistema sólido-fluidos, que indica la afinidad relativa entre el sólido y alguno de los fluidos que están en contacto con él. Es la habilidad de un líquido para extenderse sobre la superficie de un sólido.

La mojabilidad en un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo que forma la interfase entre los fluidos y el sólido (ángulo de contacto θ), como se muestra en la Figura 1.20.

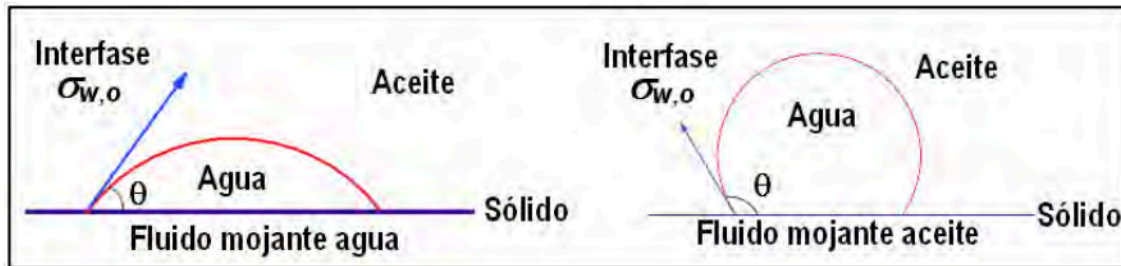


Figura 1.20 Diagrama de mojabilidad en un sistema sólido-fluidos.

Cuando el ángulo de contacto es de 90° ambos fluidos mojan a la roca.

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, el sólido puede ser denominado, de acuerdo a su afinidad con alguno de los fluidos, como:

- Hidrofilico u oleofóbico, si es preferentemente mojado por el agua y por lo tanto rechaza al aceite.
- Oleofilico u hidrofóbico, si es preferentemente mojado por el aceite y por lo tanto rechaza al agua.

Tipos de mojabilidad en un yacimiento con aceite y agua.

- **Neutra:** la roca no tiene preferencia por alguno de los fluidos saturantes.
- **Homogénea:** la roca tiene afinidad o preferencia uniforme en todo el yacimiento por algún fluido saturante.
- **Fraccional o heterogénea:** no existe mojabilidad homogénea en el yacimiento, o sea, existen áreas mojadas por agua y áreas mojadas por aceite.
- **Mezclada o mixta:** tipo especial de mojabilidad fraccional y se tiene cuando las superficies mojadas por aceite corresponden a los poros más grandes y las superficies mojadas por agua corresponden a los poros más pequeños.

1.13 Capilaridad

Es un fenómeno que se presenta en materiales conteniendo espacios muy pequeños (tubos capilares, poros) debido a las fuerzas de superficie (tensiones superficiales, fuerzas de adhesión, mojabilidad) que se generan cuando se ponen en contacto con fluidos.

1.13.1 Presión Capilar (P_c)

Un yacimiento petrolero es un sistema roca-fluidos con espacios porosos capilares. Los contactos entre el sólido y los fluidos y entre los fluidos, generan propiedades de superficie, como: la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Si los fluidos están contenidos en espacios capilares se presenta, además el fenómeno de capilaridad.

Si dos fluidos no miscibles entre sí saturan un medio poroso capilar, por ejemplo una roca sedimentaria saturada con agua y aceite, se genera entre ellos una interfase curva. Normalmente, sólo uno de los fluidos moja la superficie de los granos mientras que el otro, o sea el no mojante, está contenido dentro del mojante, ya sea como fase continua, más o menos continua o como fase discontinua (gotas).

La presión que existe en la fase no mojante, inmediata a la interfase, es mayor que la presión en la fase mojante, también inmediata a la interfase. A esta presión diferencial se le conoce como presión capilar (P_c)

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad (1.23)$$

Donde:

P_c es la presión capilar.

$P_{f_{nm}}$ es la presión en la fase no mojante.

P_{f_m} es la presión en la fase mojante.

En un yacimiento petrolero, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la P_c para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad (1.24)$$

Y para uno de gas:

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w \quad (1.25)$$

Donde:

el subíndice g indica gas.

el subíndice o indica aceite.

el subíndice w indica agua.

Sus unidades pueden estar dadas en kg/cm^2 , lb/in^2 , $dinas/cm^2$, atm .

1.14 Superficie Específica (Ss)

En un medio poroso se define como la superficie que se encuentra en contacto con los fluidos en un determinado volumen del medio.

Hay una relación entre el tamaño de las partículas y su superficie específica (área de las partículas por unidad de masa o de volumen del material). Muchas propiedades físicas y químicas del subsuelo están relacionadas con la superficie específica y su actividad en la superficie de las partículas. La distribución del tamaño de las partículas en el subsuelo representa un parámetro que no cambia dentro del tiempo ordinario y en condiciones normales del ambiente.

Un grano de arena grueso tiene un radio de unas 10^3 micras (un milímetro) y tiene una superficie específica aproximada de $10^{-3} \text{ m}^2/\text{cm}^3$. Una partículas de cieno o arcilla con menor radio de aproximadamente 1.0 micras tiene una superficie específica aproximada de $1.0 \text{ m}^2/\text{cm}^3$. Una hoja de esmectita con un espesor aproximado de 10^{-3} micras (1.0 nm) tendrá una superficie específica de unos $10^3 \text{ m}^2/\text{cm}^3$.

Al evaluar la adsorción, la superficie de granos de arena, por lo general no es de mucho interés en comparación con las arcillas que contiene la roca.

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.

$$S_s = \frac{\text{Área superficial por unidad de volumen de roca}}{\text{Volumen de roca}} = \frac{\text{cm}^2}{\text{cm}^3} \quad (1.26)$$

De esta manera, al disminuir el tamaño de grano se tiene una mayor superficie específica del material.

1.15 Compresibilidad (C)

Compresibilidad de la roca de yacimiento.

Los yacimientos que se encuentran a miles de metros bajo tierra están sujetos al peso de la carga de los sedimentos que se encuentran encima de ellos. Esa carga aplica una fuerza compresiva sobre el yacimiento; mientras que los fluidos son extraídos del yacimiento, la presión de poro decrece, por lo que el volumen de roca se reduce, y los granos de arena se expanden, esto da como resultado un decremento en el volumen poroso, siendo esta compresibilidad la más importante.

Se definen las compresibilidades de la matriz, de la roca y de los poros como:

1.15.1 Compresibilidad de la matriz (granos). Es el cambio fraccional en el volumen de material rocoso sólido con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante.

1.15.2 Compresibilidad de la roca. Es el cambio fraccional en el volumen de la roca con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante.

1.15.3 Compresibilidad de los poros. Es el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante.

Matemáticamente se expresan como:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \quad (1.27)$$

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P} \right)_T \quad (1.28)$$

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (1.29)$$

Donde:

C_r es la compresibilidad de la matriz

C_b es la compresibilidad de la roca

C_p es la compresibilidad de los poros

V_r es el volumen de la matriz

V_b es el volumen de la roca

V_p es el volumen de los poros

En las ecuaciones anteriores el subíndice T indica que fueron derivadas considerando una temperatura constante.

Tarek Ahmed sugirió otra expresión en términos de la porosidad, ϕ , siendo que la porosidad se incrementa con un incremento en la presión de poro.

$$C_p = -\frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \quad (1.30)$$

Debido a que las compresibilidades de la matriz y de la roca se consideran muy pequeñas en comparación con la compresibilidad de poro, la compresibilidad de la formación C_f es el término comúnmente usado para describir la compresibilidad total de la formación y se considera igual a C_p :

$$C_f = C_p = -\frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \quad (1.31)$$

Los valores típicos de compresibilidad de la formación varían de 3×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

1.16 Densidad (ρ)

La densidad de un material se define como la relación entre su masa y su volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \text{ [g/cm}^3\text{]} \quad (1.32)$$

Donde:

ρ es la densidad del material.

M es la masa del material.

V es el volumen del material.

Los tipos de densidad que se tienen en el yacimiento son:

- Densidad del sistema roca-fluidos (ρ_{r-f}).
- Densidad de la roca (ρ_r).
- Densidad de la matriz o de los sólidos (ρ_m o ρ_{ds}).

1.17 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral.

Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

Esta es la capacidad que tienen las sustancias para intercambiar cationes con soluciones que tienen otros cationes específicos.

Los minerales arcillosos tienen la propiedad de absorber cationes mediante atracción eléctrica y los mantiene en un estado intercambiable. Estos cationes pueden ser intercambiados por otros presentes en la solución acuosa como se muestra en la Figura 1.21.

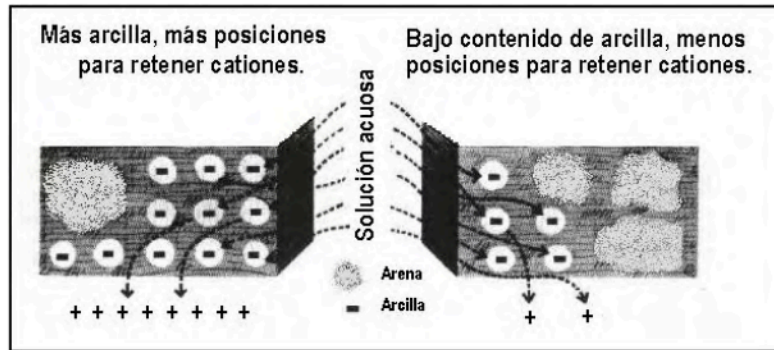


Figura 1.21 Esquema del intercambio catiónico de las rocas arcillosas y la solución acuosa.

Este fenómeno afecta a la resistividad o conductividad eléctricas de las formaciones arcillosas y por lo tanto a la interpretación de los registros eléctricos de pozo.

Modelos de conducción eléctrica:

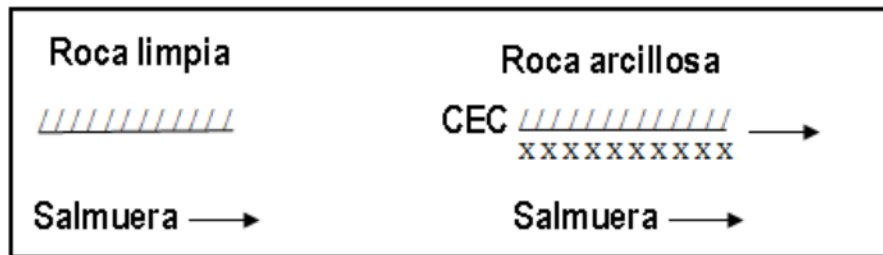


Figura 1.22 Cambio en la conductividad de la roca arcillosa por efectos de la capacidad de intercambio catiónico.

En 1950 (Walstrom) describió cualitativamente el efecto de la arcilla en el yacimiento.

- 1) La resistividad eléctrica de una arena es considerablemente reducida cuando está presente material arcilloso.
- 2) Aunque la reducción del registro S.P. usualmente se debe a un cambio de salinidad, puede también originarse por la presencia de arcillas.
- 3) Las arenas arcillosas pueden mostrar un incremento de 2 o 3 veces en la conductividad con respecto a las arenas limpias.

1.18 Capacidad de absorción y adsorción.

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmeclitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate.

1.19 Hidratación e hinchamiento

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmeclitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmeclitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmeclita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

1.20 Radioactividad natural.

La radioactividad natural es un fenómeno que se presenta en sustancias naturales, debido a la desintegración de los elementos radioactivos que contengan.

Al desintegrarse los elementos radioactivos se generan radiaciones positivas (partículas alfa), radiaciones negativas (partículas beta) y radiaciones sin carga (rayos gama). Los rayos alfa y beta tienen poca potencia de penetración, los rayos gama tienen gran penetración.

El uranio (*U*), el potasio (*K*) y el torio (*Th*) son ejemplos de elementos radioactivos.

Todas las rocas contienen cierta cantidad de material radioactivo (*U*, *Th*, *K*) que emiten rayos gama. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas, por consiguiente, las arcillas o las arenas altamente lutíticas (arenas arcillosas) muestran una radioactividad alta, en tanto que arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad, ésto se puede observar en la Figura 1.23.

Niveles cualitativos de radioactividad de algunas rocas:

Baja radioactividad	Alta radioactividad
• Arenas limpias	• Lutitas
• Yeso	• Minerales de potasio
• Anhidrita	• Rocas ígneas
• Carbonatos	

Rocas que contienen mezclas de minerales de alta y baja radioactividad manifiestan radioactividad intermedia. Así mismo, si el fluido que satura los poros es radioactivo la roca será radioactiva.

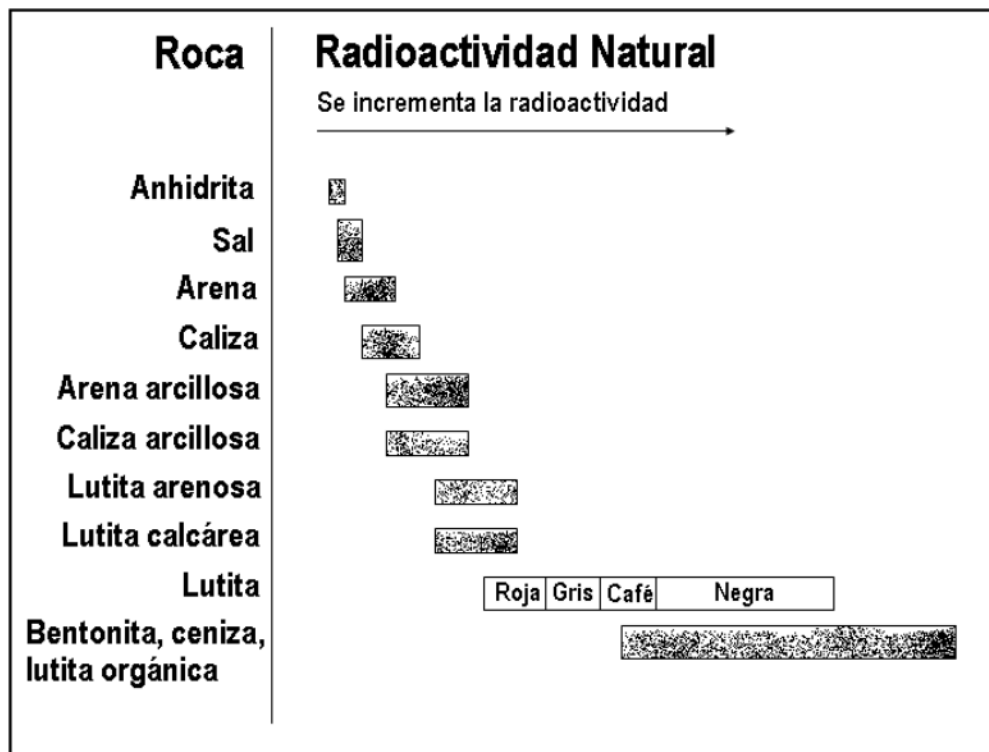


Figura 1.23 Intensidad radioactiva de algunas rocas sedimentarias más comunes.

1.21 Tiempo de tránsito (Δt)

El tiempo de tránsito se define como el tiempo que tarda una onda sonora en recorrer una distancia de un pie en una formación rocosa y es el inverso de la velocidad que tiene la onda sonora.

El tiempo que tarda una vibración (onda sonora) en recorrer un pie de roca, se expresa comúnmente en microsegundos por pie $\left(\frac{\mu seg}{pie}\right)$.

$$V = \frac{d}{t} \quad \Rightarrow \quad \frac{t}{d} = \frac{1}{V} \quad (1.33)$$

Donde:

V es la velocidad de la onda sonora.

d es la distancia de la formación (1 pie).

t es el tiempo.

Si $d=1$, entonces se tiene:

$$\frac{t}{1 pie} = \Delta t \left[\frac{\mu seg}{pie} \right] \quad (1.34)$$

En formaciones sedimentarias, la velocidad de transmisión del sonido depende de varios parámetros; principalmente depende del material de la matriz de la roca (arenisca, caliza, dolomía, etc.) y de la distribución de porosidad.

En la Tabla 1.3 se presentan los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas. Los valores mencionados son para sustancias no porosas, es decir $\phi = 0$. La porosidad disminuye la velocidad del sonido a través de la roca y por consiguiente aumenta el tiempo de tránsito.

Tabla 1.3 Rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas

ROCAS	$V_{ma} \left(\frac{pies}{seg} \right)$	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu seg}{pie} \right)$	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu seg}{pie} \right)$ (valor medio usado comúnmente en cálculos)
Areniscas	18000-19500	55.5-51.0	55.5 ó 51.0
Calizas	21000-23000	47.6-43.5	47.5
Dolomías	23000	43.5	43.5
Anhidritas	20000	50.0	50.0
Sal	15000	57.0	57.0

2. PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR PROPIEDADES PETROFISICAS.

Adquisición de datos petrofísicos.

La petrofísica se encarga del manejo y análisis de las propiedades de las rocas del yacimiento y su interacción con los fluidos que contienen, lo que brinda información que se requiere en la explotación y en el desarrollo de los yacimientos petroleros.

Los datos petrofísicos pueden ser obtenidos de diferentes fuentes, entre las más comunes se encuentran: recortes de roca, núcleos de pared, núcleos convencionales, registros de cable, mediciones durante la perforación, pruebas de pozo y registro de hidrocarburos, entre otros.

Estas fuentes son usadas para medir u obtener las propiedades de la formación como son: porosidad, permeabilidad, fluidos residuales, saturaciones de agua irreductibles, litología y permeabilidad direccional. Estos datos son utilizados, por ejemplo, para calibrar y/o mejorar la interpretación de los registros de pozos. Una consideración muy importante es tratar de interrelacionar diferentes técnicas de adquisición de datos mediante el factor de escala.

Así como los datos de diversas fuentes provienen de mediciones hechas en diferentes volúmenes de roca, las comparaciones pueden no ser adecuadas hasta usar factores de escala. Hay cuatro escalas importantes cuando se miden las propiedades en volúmenes de rocas de yacimiento: la escala micro, que relaciona a los poros y granos de roca, la escala macro, que básicamente relaciona a núcleos convencionales; la escala mega toma en cuenta bloques de mallas de simulación y puede representarse por la escala de registros de pozo y la escala giga en la que se relaciona información a una escala regional.

Las mediciones a escala micro son las que tienen mayor incertidumbre, debido a la dificultad de caracterizar a la estructura de la roca a la escala de poro, ya que ésta no es representativa de todo el yacimiento. Una reducción importante en la incertidumbre requiere el desarrollo de técnicas para poder caracterizar la microestructura de la roca a esta escala y relacionar la información con las propiedades petrofísicas medidas.

En este capítulo se habla sobre las principales formas de obtención de datos petrofísicos, como son las pruebas de laboratorio sobre muestras de roca, registros de pozo y sísmica.

Determinar las propiedades de las rocas que conforman el yacimiento es de suma importancia, ya que al no obtener un buen valor de éstas, se incurre en errores que en un momento dado pueden condenar a un intervalo productivo del yacimiento o bien al yacimiento mismo, por lo que es de suma importancia que los encargados de obtener tales propiedades sean muy cuidadosos y las determinen lo más exacto posible.

2.1 Muestras de roca.

Las muestras de roca son una valiosa fuente de información para Ingenieros Geólogos e Ingenieros Petroleros, especialmente para los Ingenieros de yacimientos. En ellas se basan para la definición y descripción de yacimientos petroleros, con lo cual pueden establecer sus modelos geológicos y petrofísicos. Se pueden conocer propiedades por algunos métodos a partir de análisis de muestras de rocas. Mediante métodos indirectos se pueden estimar algunas propiedades de las rocas de un yacimiento, como se hace con los registros eléctricos y radioactivos; sin embargo, la determinación precisa de las propiedades sólo puede hacerse a partir de muestras de roca; de hecho, la información que se obtiene de un análisis de núcleos, es usada en la calibración de registros de pozo.

Obtención de muestras de roca.

Recortes de roca.

Durante el proceso de perforación, se realiza el registro de lodos, o también conocido como registro de hidrocarburos, en el cual se mide el avance en la operación, así como el contenido y algunas propiedades de las formaciones perforadas.

A medida que el pozo se va perforando, la barrena rompe la roca en pequeños recortes, los cuales son llevados a superficie al circular el lodo de perforación. Estos recortes se recuperan en superficie para su análisis y descripción.

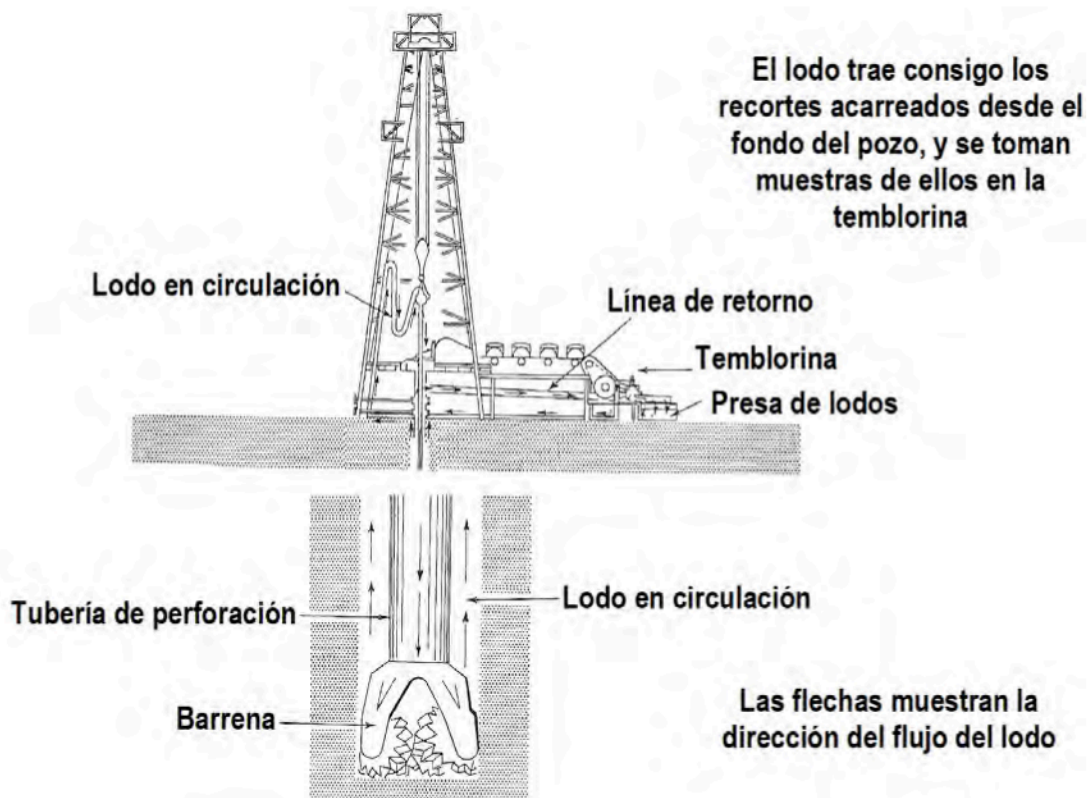


Figura 2.1 Se muestra la circulación del lodo a través del pozo, y como se recuperan los recortes de roca en superficie

Núcleos

Otra forma de obtener muestras de roca del yacimiento, es mediante la extracción de núcleos, la cual consiste en cortar muestras continuas de la formación en el fondo del pozo. Hasta cierto punto, las muestras de núcleos se recuperan sin dañarse, preservando la integridad física y mecánica de la roca. El material de la formación puede ser roca sólida, material deleznable, conglomerados, arenas no consolidadas, calizas o arcillas. Con equipo convencional, las muestras de núcleos llegan a medir hasta 10 *metros* de longitud y 15 *centímetros* de diámetro. En la siguiente figura se muestran algunos fragmentos de núcleos que han sido cortados de diferentes formaciones de roca.

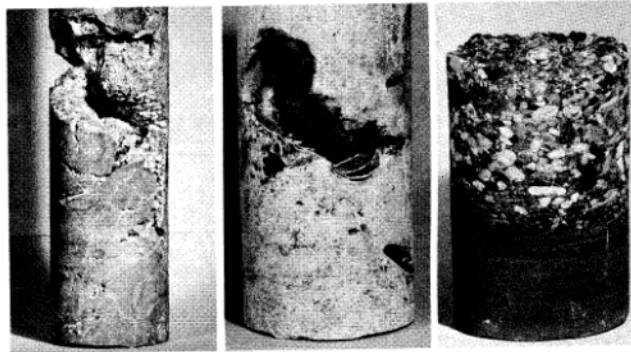


Figura 2.2 Diferentes muestras de núcleos recuperados.

Métodos de núcleo.

Esencialmente se utilizan tres tipos de métodos de núcleo para recuperar muestras de roca de la formación. Dos son del tipo convencional, como lo son el método de la rotatoria, y los núcleos de pared. El tercer método es el núcleo a alta presión, el cual es una técnica mucho más avanzada para recuperar muestras de la formación. Estos métodos se discuten a continuación.

Método de la rotatoria.

En este método las muestras se obtienen con una barrena para núcleos (la cual tiene una perforación en el centro) junto con un barril que atrapa la muestra de roca conforme avanza la perforación. En la siguiente figura se muestran algunas de ellas.

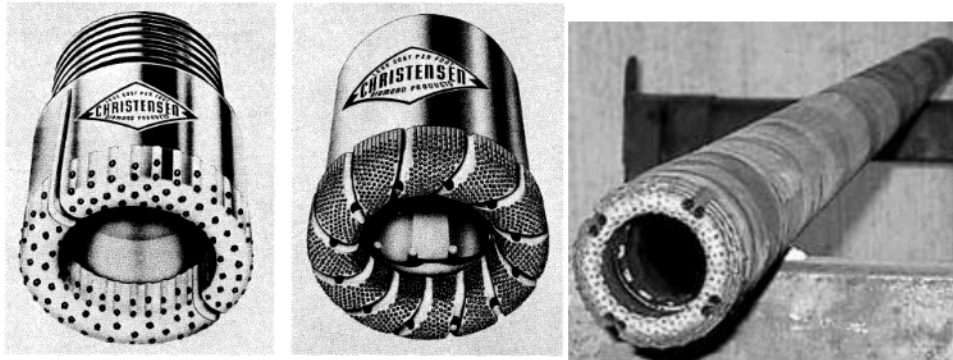


Figura 2.3 Barrenas con corona de diamante usadas en la obtención de núcleos de fondo.

La roca cortada es un cilindro que se aloja dentro de la herramienta. Al levantar la tubería, se atrapa la muestra de roca dentro del barril y se lleva a la superficie. El núcleo que se obtiene por este método se llama núcleo completo. Tomar una muestra de núcleo de la formación por el método de la rotatoria es una operación costosa. Esta operación se muestra en la siguiente figura:

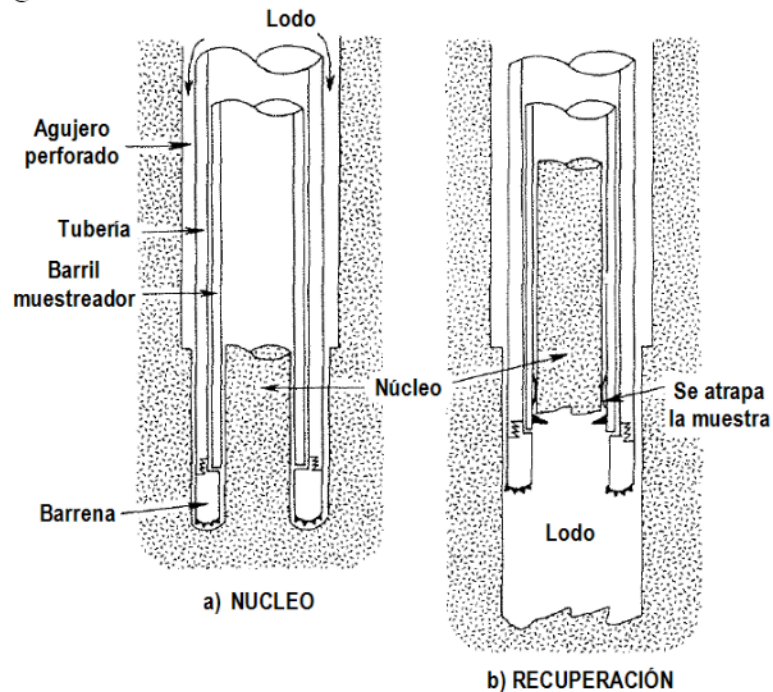


Figura 2.4 Diagrama esquemático donde se muestra en a) la operación de núcleo y b) la recuperación del núcleo del fondo del agujero.

Generalmente las propiedades de las rocas de yacimiento pueden ser medidas ya sea en núcleos completos o en pequeños tapones que son cortados de los grandes.

La importancia del análisis en un núcleo grande o completo reside en el hecho de que la heterogeneidad de la roca puede no ser representada correctamente en mediciones hechas en pequeñas muestras o tapones de núcleos. La ventaja del análisis de núcleos completos es que permite la medición de propiedades a gran escala, por eso se utilizan cuando se considera que hay alguna razón por la cual pequeñas muestras no reflejarían propiedades del conjunto o promedio. En la siguiente figura se muestra un núcleo recuperado de una formación, empacado para su análisis en el laboratorio.

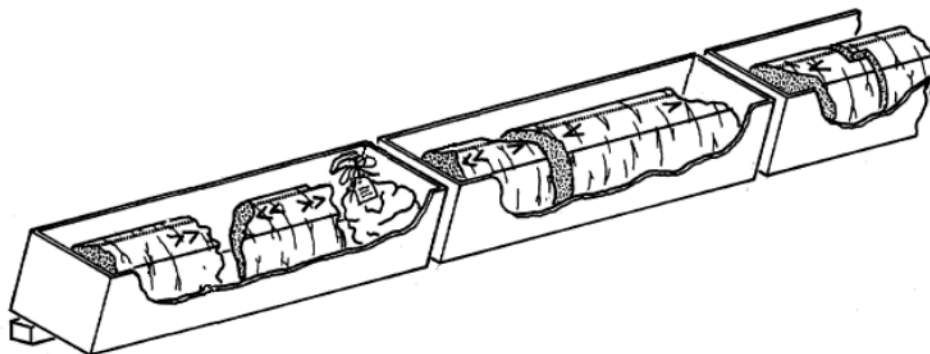


Figura 2.5 Núcleo recuperado de una formación, listo para su análisis.

Un tapón de núcleo es una porción más pequeña de una muestra entera de núcleo. Se obtiene cortando muestras cilíndricas de 1 o 1.5 *pulgadas* de diámetro y hasta 3 *pulgadas* de largo de un núcleo entero. Generalmente son cortados en 2 direcciones, perpendicularmente y paralelamente al eje del núcleo grande. Estos tapones cortados del núcleo se les llaman tapones horizontales y verticales.

La medición de las propiedades de la roca en tapones de núcleos es probablemente la práctica más común en laboratorios de yacimientos cuando la roca solo tiene porosidad primaria. La siguiente figura muestra como son cortados los tapones a partir de los núcleos completos, de forma vertical y horizontal, para la medición de sus propiedades.

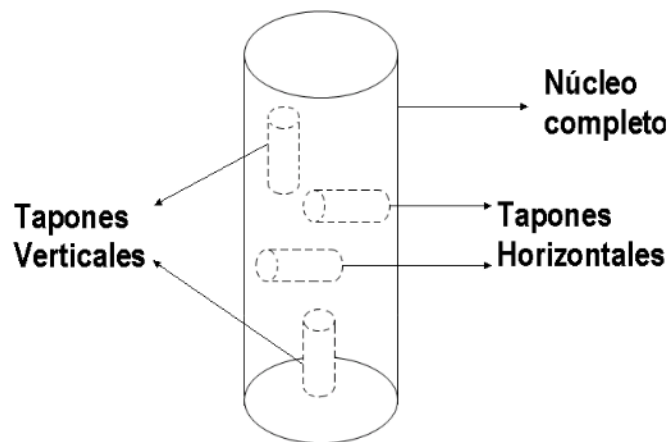


Figura 2.6 Se muestran los cortes hechos en el núcleo, para obtener los tapones.

Núcleos de pared.

Otra opción para tomar muestras, es cortar núcleos de pared. Con esta técnica se obtienen muestras pequeñas, que varían de $\frac{3}{4}$ de *pulgada* de diámetro y 2 *pulgadas* de largo a 1 *pulgada* en diámetro y 6 *pulgadas* de largo. Este método emplea barriles muestreadores, también llamados balas, que pueden ser disparados en secuencia con una pistola hacia la formación.

La pistola con balas es bajada al fondo del pozo. Después de ser disparadas las balas se saca del pozo. Usualmente este tipo de herramienta tiene hasta 30 balas. Las ventajas de esta técnica incluyen un costo menor al método de la rotatoria y la recuperación de muestras de roca de una formación después de haber sido perforada. Las desventajas incluyen la posible no recuperación debido a pérdidas, o errores al disparar, además de cierta incertidumbre debido a la profundidad en la que la muestra de roca fue tomada, pudiéndose deber a problemas técnicos con el equipo, entre otros. En las siguientes figuras se muestran la operación de núcleos de pared, la preparación del nucleador y una pistola con la que se realiza este muestreo en el fondo del pozo.

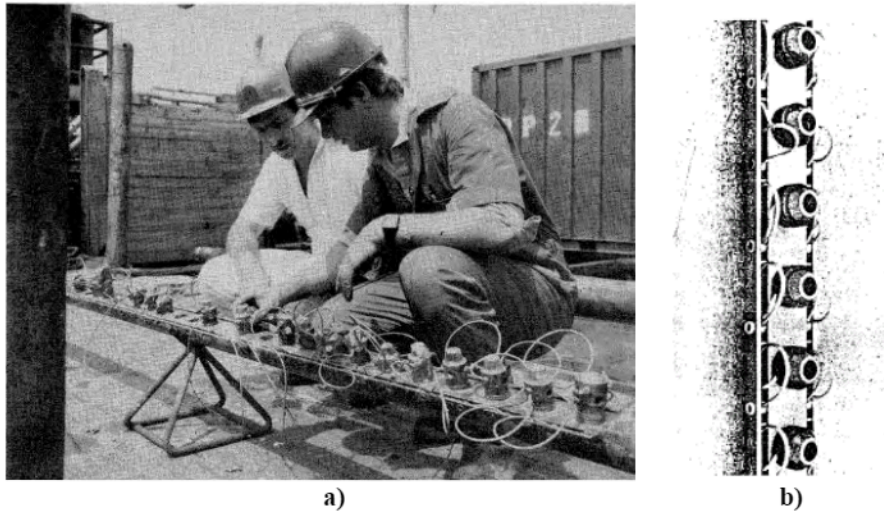


Figura 2.7 a) Preparación del nucleador y b) pistola.

Núcleo a alta presión.

Los métodos de núcleo descritos anteriormente generan algunos problemas: las muestras de la formación que se recuperan, sufren pérdida de fluidos debido a la caída de presión al ser llevadas a superficie. El método de núcleo a alta presión trata de evitar este problema. El barril recolecta los fluidos del yacimiento en su contenedor natural, el cual es la roca de yacimiento, manteniendo la muestra a condiciones de fondo o yacimiento, hasta que los fluidos puedan ser inmovilizados al ser congelados, con el fin de evitar cambios en la saturación durante el proceso de recuperación.

Una vez que estos fluidos son inmovilizados, el núcleo puede ser removido del barril después de ser despresurizado, y subsecuentemente transportado (en estado congelado) para análisis de laboratorio, sin la pérdida de valiosa información como es la saturación *in situ*.

Información adicional

El trabajo que se realiza en el laboratorio para la medición de las distintas propiedades en los núcleos, involucra el manejo de los mismos en distintas etapas y, por lo tanto, se consideran otros conceptos, tales como:

Núcleo fresco.

Cualquier núcleo recuperado con técnica convencional y analizado tan rápido como sea posible en el pozo, para evitar pérdida de fluidos y exposición a la atmósfera.

Núcleo preservado.

Es similar al núcleo fresco, pero implica cierto tiempo de almacenamiento. Se protege el núcleo de alteraciones mediante diferentes técnicas, como envolver el núcleo, congelar el

núcleo para atrapar a los fluidos en su interior y evitar que se evaporen, aunque esto pudiera alterar algunas propiedades de la roca.

Núcleo limpio.

Es el núcleo al cual le han sido removidos los fluidos de su interior con solventes. El proceso debe ser especificado en la secuencia, uso de solventes y temperaturas.

Núcleo restaurado.

Este núcleo ha sido limpiado y se ha puesto en contacto nuevamente con los fluidos que inicialmente contenía en el subsuelo con el fin de restablecer las condiciones del yacimiento; sin embargo, pueden afectarse algunas propiedades originales, como la mojabilidad.

Asignación de datos de núcleos para medición de propiedades de la roca.

Las mediciones en muestras de roca se realizan con el fin de alcanzar diferentes propósitos y se distinguen por el uso que se les da, por ejemplo si es un pozo exploratorio o de desarrollo. Los datos obtenidos del análisis de núcleos son usados por ingenieros de distintas especialidades como: geólogos, de terminaciones de pozos, petrofísica y de yacimientos. A continuación se presenta un ejemplo de asignación de datos:

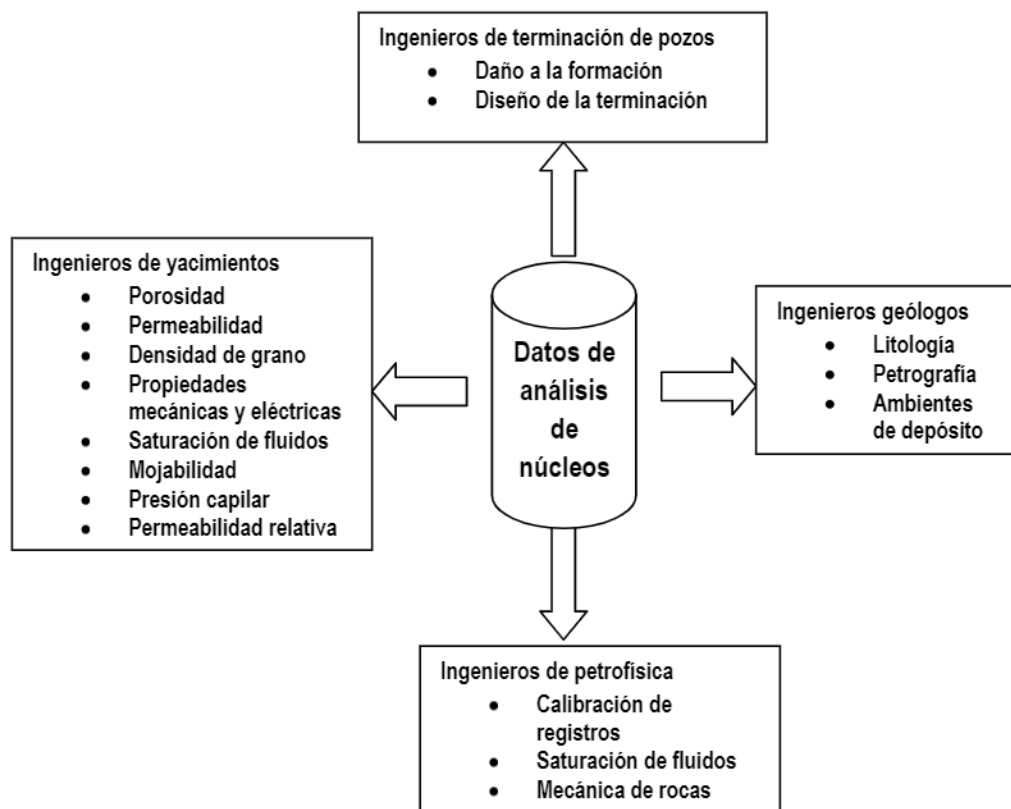


Figura 2.8 Asignación de datos obtenidos de núcleos.

Tipos de pruebas de núcleos.

Las pruebas de análisis de núcleos se dividen generalmente en dos tipos: análisis convencionales de rutina y análisis especiales.

Análisis convencional o de rutina.

Estos análisis se llevan a cabo con muestras completas de núcleos o con tapones a presión y temperatura ambiente. Con este tipo de análisis se obtienen propiedades básicas de las rocas como:

- Porosidad
- Permeabilidad absoluta
- Saturación de fluidos

Análisis especiales.

Si las mediciones de las propiedades mencionadas en los análisis convencionales se realizan a condiciones de yacimiento se consideran como análisis especiales.

Cualquier prueba que se realiza con núcleos o tapones que no es parte de los análisis convencionales cae en la categoría también de análisis especiales. Se pueden obtener propiedades como:

- Presión capilar
- Permeabilidad relativa
- Mojabilidad
- Tensión interfacial y superficial.

Los datos de las propiedades mencionadas anteriormente son esenciales para los cálculos en ingeniería de yacimientos, ya que afectan directamente en la cantidad, la distribución y el movimiento de los fluidos presentes en las rocas.

2.2 Registros geofísicos de pozos

A medida que la ciencia de los registros de pozos avanza, también lo hace el arte de la interpretación de datos. Hoy en día el análisis detallado de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegido, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, la porosidad, el índice de permeabilidad y la litología de la roca del yacimiento. En esta tesis se mencionan los diferentes registros comúnmente utilizados, su aplicación y los parámetros que miden.

Las interpretaciones cualitativas y cuantitativas de los registros geofísicos de pozos deben ser apoyadas por resultados de análisis geológicos y petrofísicos de muestras de rocas.

Tabla 2.1 Tipo de registros geofísicos utilizados de acuerdo a los aspectos de la formación.

Aspectos de las formaciones	Tipos de registros geofísicos
Tipo de roca	Litológicos
Capacidad de almacenamiento	Porosidad
Tipo y cantidad de fluidos saturantes	Eléctricos
Capacidad de permitir el flujo interno de fluidos	Combinación de registros

Clasificación de los registros geofísicos de pozos comúnmente utilizados

Registros que indican zonas permeables (litología)

Potencial espontáneo (*SP*)

El parámetro que mide es el potencial eléctrico (voltaje) entre dos puntos, por ejemplo dentro de un pozo este se genera debido a la interacción del agua y rocas de la formación con el fluido de perforación, se mide el voltaje que hay entre la superficie y la profundidad a la que se encuentra colocada la sonda.

Sus principales aplicaciones son detectar formaciones porosas y permeables, localizar límites de formaciones porosas y permeables (límites del yacimiento), determinar arcillosidad de una formación, determinar el valor de la resistividad del agua (R_w) y realizar correlaciones geológicas.

La información necesaria para su interpretación son la R_o y la R_t , la salinidad del agua o la R_w , la resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}), así como, la presencia de laminaciones de lutita no observables con el registro. Las determinaciones en el laboratorio son los análisis litológicos, petrográficos mineralógicos y los análisis químicos del agua.

Rayos gama (*GR*)

El parámetro que mide es la radioactividad natural de la roca. Sus aplicaciones principales son diferenciar litologías, determinar contenido de arcillas o lutitas en la formación, detectar materiales radioactivos y realizar correlaciones geológicas.

La información necesaria para su interpretación es la radioactividad natural, mineralogía, litología y presencia de elementos radioactivos en el agua que afecten al registro.

Las determinaciones en el laboratorio son medición de la radioactividad natural, análisis petrográfico, mineralógico y análisis químico del agua.

Espectroscopia de rayos gama (NGT)

El parámetro que mide son las cantidades uranio, potasio y torio en las rocas.

Las aplicaciones principales son identificar la litología, minerales arcillosos, determinar volúmenes de arcillas (índice de arcillosidad), identificar ambientes de depósito e identificar fracturas.

La información necesaria para su interpretación es la mineralogía, litología y la composición química del agua.

Las determinaciones en el laboratorio son análisis mineralógico, litológico, petrográfico y análisis químico del agua.

Registros de resistividad o conductividad eléctrica (R o C)

Doble laterolog-Rxo (DLL-Rxo)

Los parámetros que mide son las diferentes resistividades de las formaciones a diferentes profundidades de investigación: LL_d , LL_s , Rxo .

Las aplicaciones principales son la localización rápida de zonas con hidrocarburos, determinar la saturación de agua (S_w) y determinar la movilidad de los hidrocarburos.

La información necesaria para su interpretación son las resistividades de la roca con $S_w \leq 100\%$, resistividad del agua de formación (R_w) y del filtrado del lodo (R_{mf}), la porosidad y las saturaciones de agua (S_w), aceite (S_o) y gas (S_g).

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis petrofísicos para determinar: ϕ , R_o , R_t , R_w , F , I , a , m y n .

Doble inducción laterolog 8 (DIL)

Los parámetros que mide son las resistividades de las formaciones a diferentes profundidades de investigación: IL_d , II_s , R_{ll8} .

Las principales aplicaciones son detectar zonas con hidrocarburo y determinar la saturación de agua (S_w).

La información necesaria para su interpretación es la resistividad de la roca con $S_w \leq 100\%$, la porosidad y saturaciones de agua (S_w), aceite (S_o) y gas (S_g).

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis petrofísicos para determinar: ϕ , R_o , R_t , R_w , F , I , a , m y n .

Registros de porosidad (ϕ)

Sónico compensado (BHC)

El parámetro que mide es el tiempo de tránsito (transmisión de ondas acústicas en las formaciones).

Las aplicaciones principales son determinar la porosidad, identificar litologías por valores de Δt , realizar correlaciones geológicas y estimar permeabilidades.

La información necesaria para su interpretación son relaciones $\phi - \Delta t$, petrografía y mineralogía.

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis petrofísicos para conocer ϕ , Δt y k , análisis petrográficos y análisis mineralógicos.

Densidad compensado (FDC)

El parámetro que mide es la densidad de las formaciones.

Las aplicaciones principales son determinar la densidad total de la formación, obtener el valor de la porosidad e identificar zonas con gas.

La información necesaria para su interpretación son la porosidad y las densidades de la formación (ρ_f), de la matriz (ρ_m) y los fluidos (ρ_f).

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis petrofísicos para conocer la porosidad (ϕ), la densidad de la formación (ρ_f) y la densidad de la matriz (ρ_m), análisis de fluidos para conocer la densidad del agua (ρ_w), aceite (ρ_o) y gas (ρ_g), análisis petrográfico y mineralógico.

Neutrón compensado (CLN)

El parámetro que mide es la concentración de hidrógeno en las formaciones.

Las aplicaciones principales son determinar la porosidad, litología y conocer los tipos de fluidos existentes en la formación.

La información necesaria para su interpretación es la litología, petrografía, mineralogía, porosidad y el tipo de fluido en la formación.

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis litológicos, petrográficos, mineralógicos y petrofísicos para conocer la porosidad.

Litodensidad (LDT)

El parámetro que mide es la densidad de las formaciones.

Las aplicaciones principales son identificar la litología con base en la densidad de la roca y determinar la porosidad.

La información necesaria para su interpretación es la mineralogía, densidad de la matriz, densidad de los fluidos y la porosidad.

Las determinaciones en el laboratorio son los análisis mineralógico, análisis petrofísico para conocer la porosidad y la densidad de la matriz, y el análisis de fluidos para conocer la densidad del agua (ρ_w), aceite (ρ_o) y gas (ρ_g),

2.3 Prospección sísmica.

Los avances en prospección sísmica en los últimos años han cambiado la manera en que los yacimientos son desarrollados y administrados. De ser una herramienta de exploración, la sísmica se ha convertido en uno de los métodos mas efectivos en la optimización de la producción de los yacimientos petroleros, en muchos casos ha permitido alargar la vida de yacimientos maduros.

La prospección sísmica es usada en:

- Exploración para determinar las estructuras y trampas estratigráficas
- En evaluación y desarrollo, para estimación de reservas y para formular planes de desarrollo.
- Durante la producción para observar movimiento de contactos, distribución de los fluidos dentro del yacimiento y cambios de presión.

Fases de la prospección sísmica.

Adquisición de datos.	Procesado sísmológico.	Interpretación sísmica.
Topografía Generación de energía Recepción en superficie Grabación	Acondicionamiento Filtrados Correcciones estáticas y dinámicas	Manejo de secciones Corrida de horizontes Correlación con geofísica de pozos Secuencias sísmicas
Sismogramas	Secciones sísmicas	Mapas estructurales y estratigráficos

Adquisición de datos de campo.

El objetivo de la prospección sísmica es crear una imagen acústica de los estratos de roca, siendo ésta la primera aproximación para definir el tamaño y la forma de un yacimiento.

La prospección sísmica involucra generar ondas sísmicas por una fuente sonora en la superficie, ya sea con explosivos, con vibraseis (placa metálica vibrante montada por debajo de un camión que genera un tren de ondas oscilatorias de larga duración) o con el uso de una pistola de aire. Estas ondas viajan a través de los estratos de roca a grandes profundidades; en cada estrato parte de la energía sísmica se refleja hacia la fuente.

Los tipos de fuentes de energía usados en tierra son explosivos y mecánicos, para medios marinos se usan fuentes de energía eléctricas y pistolas de aire.

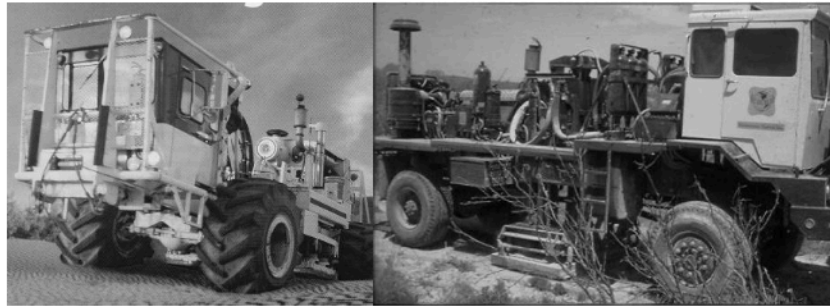


Figura 2.9 Se muestra el vibraseis, que sirve para generar ondas sísmicas.

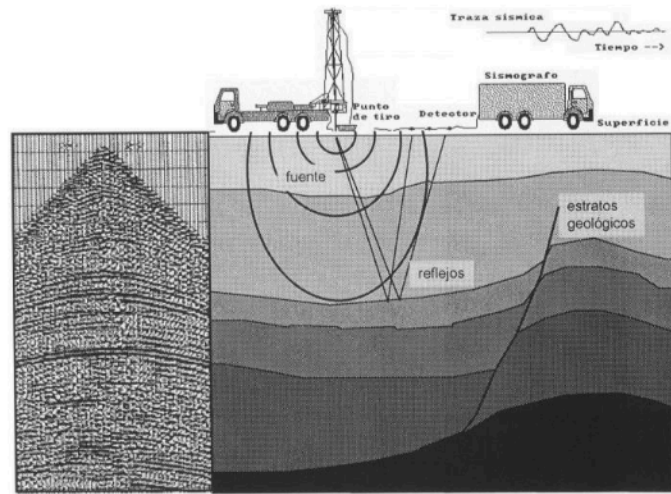


Figura 2.10 Se muestra el proceso de la generación de reflexiones sísmicas.

El geófono o sensor de tierra, es esencialmente un tipo de sensor usado en tierra, comprende una bobina suspendida dentro de un imán, cuando el terreno vibra en respuesta a una onda sísmica, la bobina se mueve dentro del imán, produciendo un voltaje, y así una corriente, en la bobina es tomada por la inducción.

Los hidrófonos o sensores marinos, son usados para detectar las variaciones de presión en el agua debido al paso de una onda sísmica. Un hidrófono está compuesto de dos discos de cristales consolidados a un bote vacío sellado.

Los detectores (geófonos o hidrófonos) que están colocados en superficie detectan las ondas reflejadas y registran la amplitud de onda. En la estación de trabajo estas amplitudes se combinan con las señales del tiempo de tránsito y se elaboran trazados sísmicos.



Figura 2.11 Geófono usado para registrar las ondas reflejadas del subsuelo.

La adquisición de datos puede ser realizada en condiciones terrestres, marinas o transicionales y en dos o tres dimensiones.

La sísmica 2D, consiste en observar secciones en el plano x-y, o sea, los tendidos fuente-receptores se encontrarán ubicados sobre una misma línea sobre el terreno.

La sísmica 3D, consiste en observar un volumen de datos, o sea, los tendidos fuente-receptores se encontrarán ubicados sobre una área del terreno.

En la siguiente figura se puede apreciar la obtención de datos para sísmica en 2D y 3D.

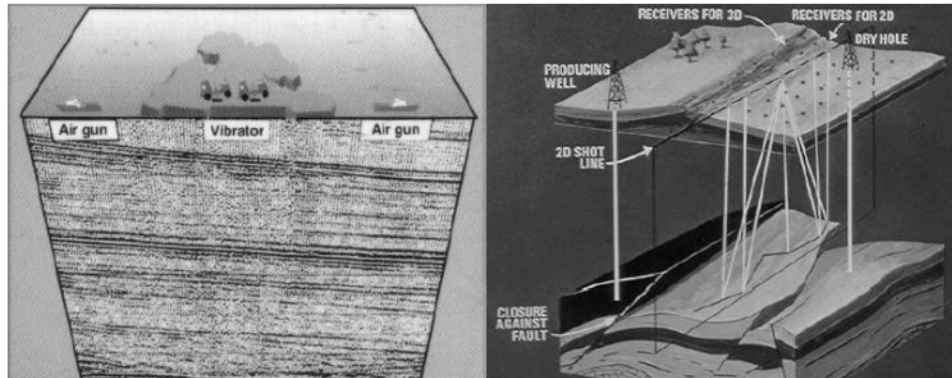


Figura 2.12 Se observa la toma de datos para sísmica 2D y 3D.

El objetivo primordial del sistema sismológico es el de obtener datos que le puedan ser útiles al interprete en la delineación de las características geológicas de interés.

El sistema básico de adquisición de datos incluye:

1. Una señal de entrada derivada de alguna de las diferentes fuentes de energía usada.
2. La función de transferencia, que está dada por el medio transmisor y reflejante, constituido por los diferentes estratos de la tierra.

3. Una señal de salida es registrada por el instrumental, compuesto por varios módulos y cuya función principal es la de grabar la señal sísmica en cintas magnéticas.

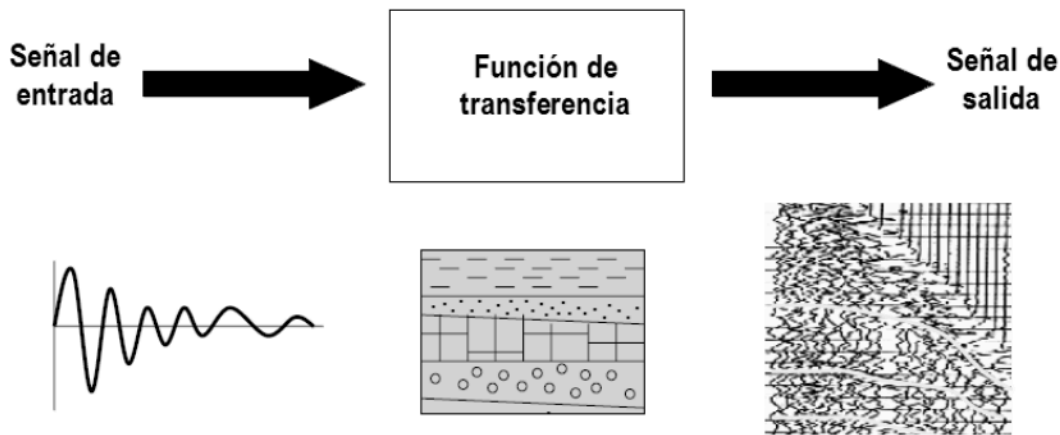


Figura 2.13 Sistema básico de adquisición de datos.

Secciones sísmicas.

Las secciones sísmicas muestran un gran parecido con las secciones estratigráficas. Las secciones sísmicas muestran la respuesta de la tierra a las ondas sísmicas y la posición geológica de los estratos, es solo uno de los muchos factores que afectan la respuesta.

Las reflexiones sísmicas se componen de interferencias y no hay una correspondencia clara entre estos eventos y las condiciones geológicas que se encuentran debajo de la tierra, aunque actualmente se dispone de un gran poder de procesamiento para convertir esas reflexiones a términos estratigráficos.

En las secciones los datos se representan a lo largo de una línea, por ejemplo un perfil en 2D, una sección sísmica consta de numerosas trazas con la ubicación en el eje x , y en el eje y se tiene una escala de profundidad o de tiempo de reflexión.

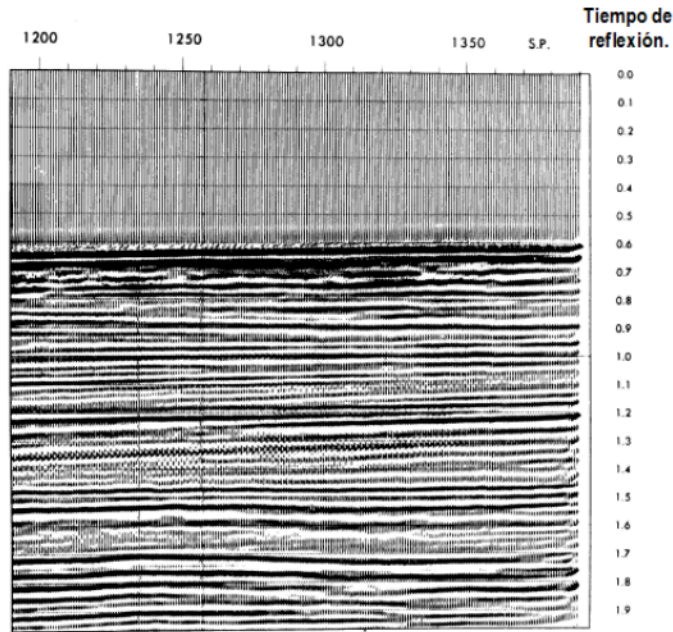


Figura 2.14 Sección sísmica.

Su interpretación involucra:

- Escoger intervalos u horizontes de interés.
- Definir la estructura de la potencial trampa.
- Obtener una idea de las variaciones de las propiedades del yacimiento que son de interés para Ingenieros Petroleros o Geólogos.

Perfil sísmico vertical.

El perfil sísmico vertical es una técnica para registrar simultáneamente los trenes de ondas ascendente y descendente. Esto es una gran ventaja en comparación con la técnica de reflexión sísmica convencional, la cual sólo registra ondas ascendentes. El registrar un número suficiente de niveles espaciados de manera bastante regular en el pozo los campos de onda ascendente y descendente pueden ser separados mediante un procesamiento. Un análisis de los trenes de onda ascendente y descendente permite estudiar detalladamente el cambio de tren de ondas sísmicas con la profundidad. Las propiedades acústicas de la tierra pueden entonces relacionarse directamente con la litología del subsuelo e interpretarse de acuerdo a ella.

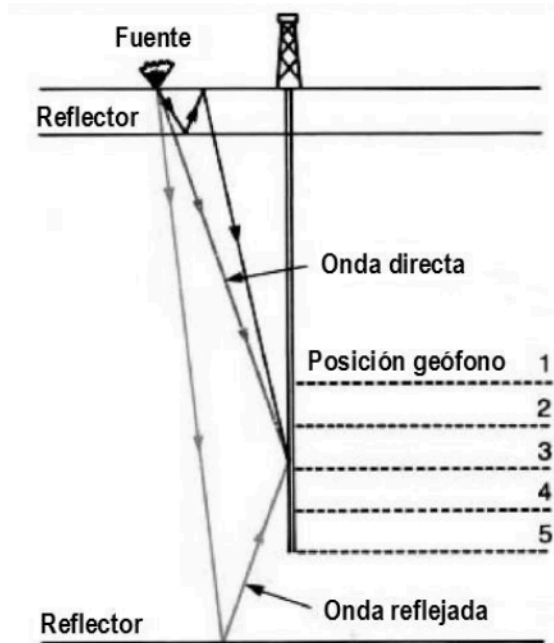


Figura 2.15 Se muestra un VSP con ondas ascendentes y descendentes.

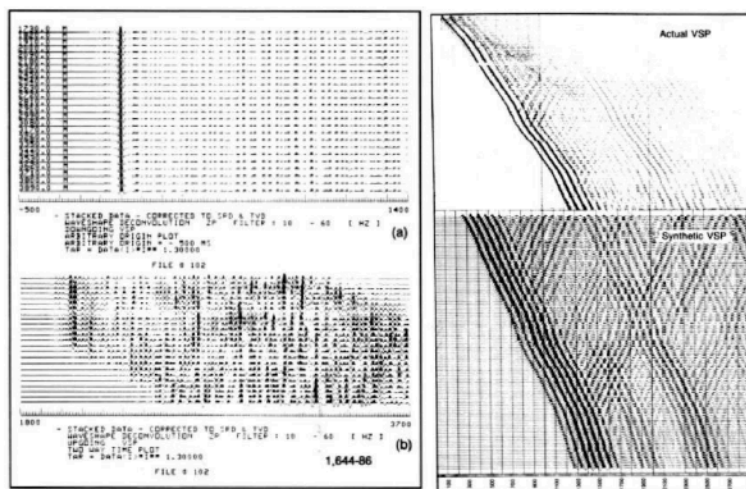


Figura 2.16 Se muestra la separación de las ondas ascendentes y descendentes y un VSP.

Las ventajas del perfil sísmico vertical incluyen:

- Registrar la traza sísmica real en el agujero en vez de confiar en un sismograma generado de manera sintética.
- La medición del contenido espectral de la señal sísmica descendente en función de la profundidad.
- La determinación de un enlace preciso entre los resultados sísmicos en la superficie y los registros de pozo, ya que el VSP es una medición de alta resolución.

- El mejoramiento de la resolución sísmica de características estratigráficas alrededor del pozo, tales como fallas o acuñamientos.

Las principales aplicaciones del VSP son comprobar o negar la presencia de reflexiones que son confusas o dudosas en las secciones sísmicas cerca del pozo debido al mejoramiento en la resolución. El VSP resulta particularmente adecuado para determinar las condiciones existentes debajo de la barrena. Se pueden comprobar o reconocer la presencia de zonas geopresionadas, arenas gaseosas o reflectores profundos. Correlacionar reflexiones observadas en un perfil sísmico de superficie y las propiedades petrofísicas específicas medidas en el pozo. El papel de correlación del VSP es importante para el desarrollo de yacimientos.

Caracterización sísmica.

La caracterización sísmica implica inferir propiedades físicas de las rocas a partir de los datos sísmicos. Al momento de realizar un estudio del subsuelo se dispone de datos sísmicos y de datos geológicos provenientes de pozos, que pueden obtenerse de perfiles de pozo o análisis de núcleos, los datos son relacionados entre sí y se relacionan para inferir las propiedades físicas en todo el volumen.

Mediciones de los parámetros petrofísicos en el laboratorio.

2.4 Obtención del tamaño de grano.

Uno de los métodos utilizados para determinar la distribución del tamaño de grano es el análisis con tamiz.

En general, el procedimiento consiste en desmoronar cuidadosamente la roca (sin molerse) para obtener los granos. Un conjunto de tamices se colocan con la malla más grande arriba y la más fina al final (Figura 2.17). En el análisis con tamiz, se asume que los granos atrapados sobre las mallas individuales tienen tamaños que son menores que las mallas de arriba y mayores que las mallas en las que están depositadas. La cantidad de arena atrapada en cada tamiz es pesada y, como una primera aproximación, el diámetro promedio del grano se asume que es igual al promedio de la malla superior y la malla en la que se encuentran atrapados. El segundo supuesto que se aplica es que los granos de mineral son de forma esférica.

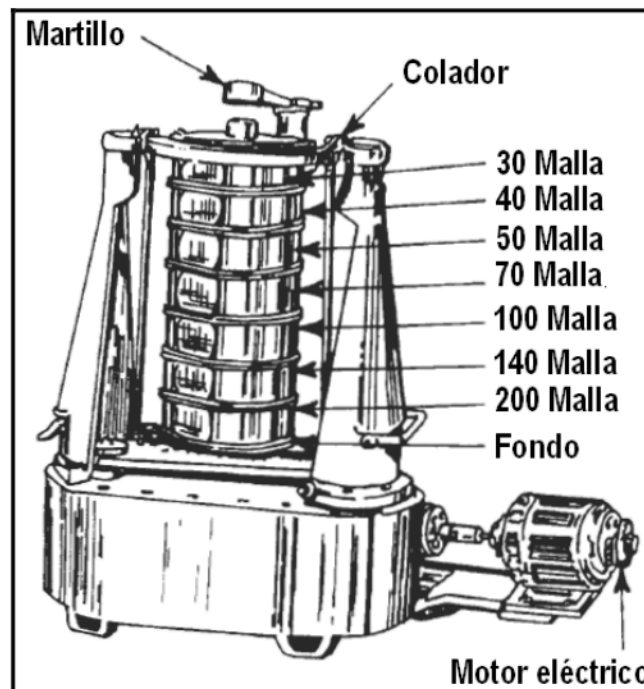


Figura 2.17 Ensamble del tamiz para el análisis de la distribución del tamaño de granos de los sedimentos.

Equipo:

- Balanza analítica
- Instrumento triturador de roca
- Mortero y mazo de mortero
- Bandeja tamizadora
- Agitador mecánico de bandejas tamizadoras

Procedimiento del análisis de tamiz.

1. Utilizando un martillo, rompa cuidadosamente una muestra de roca clástica en piezas de aproximadamente 1 pulgada de tamaño.
2. Triture la primera pieza en el triturador de rocas y recoja la roca triturada en un mortero.
3. Desmoronar la muestra utilizando un mortero. No triturar los granos individuales, separar los granos usando movimientos de ida y vuelta.
4. Obtener una muestra desmoronada de unos 200g.
5. Limpie cada uno de los tamices utilizando un cepillo de cerdas.
6. Golpee el tamiz sobre el exterior del borde dos o tres veces para liberar los granos que están atrapados entre las aberturas de las mallas.
7. Montar el tamiz en el agitador con un contenedor en el fondo y la malla de diámetro mayor arriba.
8. Vierta la muestra desmoronada de arena en el tamiz superior (no derramar parte de la muestra).
9. Coloque la tapa sobre el tamiz superior, asegure la pila de tamices en la agitadora y agitar durante 5 *minutos*. Los granos que queden en el tamiz superior colocarlos en el mortero y volverlos a desmoronar y colocarlos nuevamente en el tamiz.
10. Agitar por 15 minutos.
11. Pesarse el contenido de cada tamiz individualmente en una balanza.
12. Obtener la relación del peso de cada tamiz con respecto al peso total de la muestra de roca y obtener gráficas (histogramas, frecuencias, etc.).

2.5 Obtención del tamaño de garganta de poro (PT)

El tamaño de garganta de poro sirve para determinar características de flujo de fluidos en el medio poroso, presiones de inyección, la cantidad de flujo que es retenido en los poros y en el estudio de la migración de fluidos.

Las gargantas de poro representan una pequeña fracción del volumen total del espacio poroso de una roca; sin embargo, son de mucha importancia ya que son los accesos a los poros, o sea, la comunicación entre ellos y, por lo tanto, rigen el comportamiento capilar y controlan la permeabilidad. El tamaño y la geometría de las gargantas de poro son función de la cantidad y características de los elementos que forman la textura (grano, matriz y cementante).

La garganta de poro, es el espacio poroso a través del cual se comunican los poros de una roca, y de acuerdo a Netto se expresa como:

$$PT = \frac{0.007}{P_c} \quad (2.1)$$

Donde:

PT es la garganta de poro, en mm

P_c es la presión capilar con inyección de mercurio, en atm

Forma de obtención.

Directamente, en laboratorio.

Las características de las gargantas de poro se pueden visualizar y cuantificar por medio de análisis de muestras de roca, utilizando un microscopio petrográfico o electrónico de barrido.

Indirectamente, en laboratorio.

A una muestra de roca se le determina su comportamiento capilar con inyección de mercurio. Para varios valores de presión capilar del comportamiento establecido, se aplica la ecuación anterior obteniéndose los correspondientes tamaños de garganta de poro, los cuales pueden graficarse contra sus respectivas saturaciones de fluidos mojante, como se muestra en la Figura 2.18.

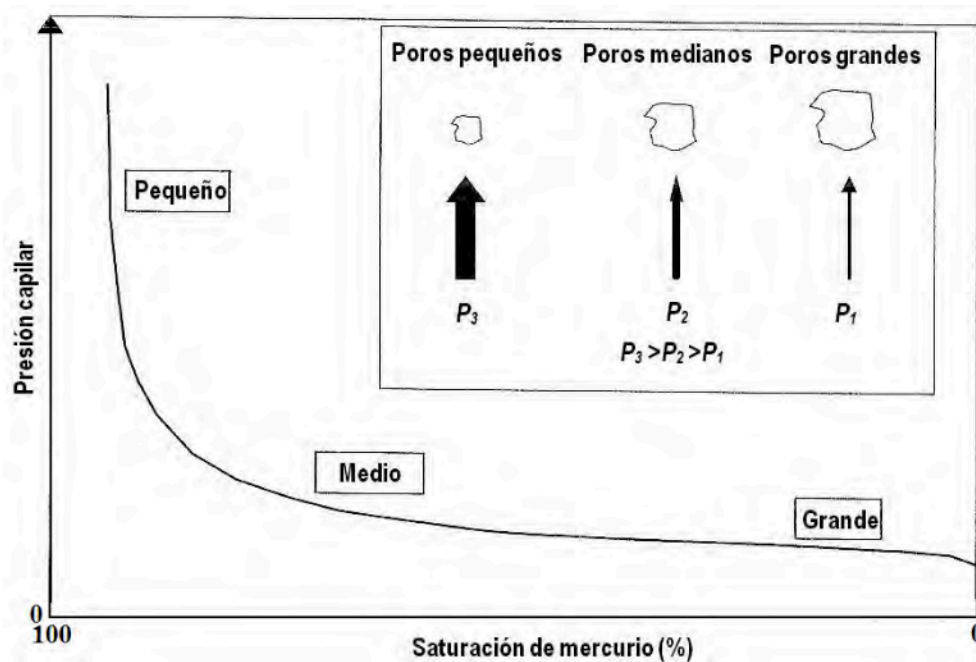


Figura 2.18 Gráfica de presión capilar vs saturación de mercurio para obtener el tamaño de las gargantas de poro.

2.5.1 Clasificación de garganta de poro.

Con la clasificación de la garganta de poro (PST) básicamente se obtiene una medición de la geometría del poro dentro de una muestra de roca. Los rangos de variación son de 1.0 (muy buena clasificación) a 8.0 (muy mala clasificación), la mayoría de las muestras de roca se encuentran entre 1.2 y 5.0.

Los valores de clasificación de garganta de poro se obtienen con la siguiente ecuación desarrollada por Trask:

$$PST = \sqrt{\frac{3er \text{ cuartil de presión}}{1er \text{ cuartil de presión}}} \quad (2.2)$$

El primer cuartil representa la presión capilar a la saturación de mercurio de 25% y el tercer cuartil de presión representa la presión capilar a la saturación de mercurio de 75% como se muestra en la Figura 2.19.

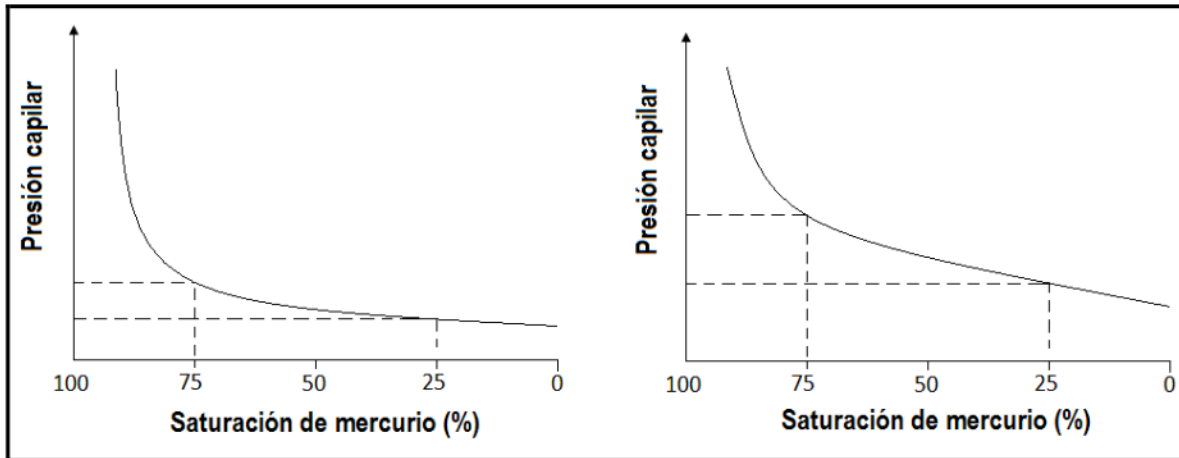


Figura 2.19 Gráfica de presión capilar vs saturación de mercurio para obtener el tamaño de las gargantas de poro para distintas muestras de roca.

2.6 Obtención de la porosidad (ϕ)

La porosidad puede ser calculada por medio de mediciones hechas en el laboratorio o bien por interpretaciones de registros geofísicos de pozos. A continuación se describen métodos realizados en el laboratorio.

2.6.1 Porosidad absoluta.

Se obtiene a través de:

- Observación en un microscopio de una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de línea de la retícula, N_t , y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía, N_p , la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\phi_a = \frac{N_p}{N_t} \quad (2.3)$$

- Si la roca es deleznable es decir no tiene cementante o tiene muy poco, se mide el volumen de la muestra, V_r , se desmenuza a nivel de granos, o sea el volumen de sólidos, V_s , obteniéndose un valor aproximado de la porosidad absoluta de la siguiente forma:

$$\phi_a = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (2.4)$$

2.6.2 Porosidad efectiva

Para evaluar la porosidad efectiva en el laboratorio deben conocerse dos de los tres siguientes parámetros: V_r , V_{pc} , V_s .

Determinación del V_r

- Muestra de geometría regular. A partir de sus dimensiones.
- Muestra de forma irregular. A partir de la cantidad de fluidos que desplaza (principio de Arquimides).

Determinación de V_{pc} .

- Extracción de gas (aire) que satura la muestra.
- Extracción completa del líquido que satura 100% a la muestra.
- Saturación completa (100%) de la muestra con un líquido.

Determinación de V_s .

- Utilizando un gas inerte, por ejemplo nitrógeno, aplicar la ley de Boyle.

Si en el laboratorio se mide V_r y V_{pc}

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2.5)$$

Si en el laboratorio se mide V_r y V_s

$$\phi_e = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (2.6)$$

Si en el laboratorio se mide V_{pc} y V_s

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_{pc} + V_s} \quad (2.7)$$

Donde: V_r es el volumen de la muestra.

V_s es el volumen de sólidos

V_{pc} es el volumen de poros conectados

Aplicaciones principales:

- Determinación de la distribución del espacio poroso en el yacimiento.
- Definición de la distribución de fluidos en el yacimiento.
- Determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento.
- Estimación de reservas de hidrocarburos.
- Obtención de otros parámetros de caracterización del yacimiento.
- Calibración de registros geofísicos de porosidad.
- Diversos estudios de yacimientos.

2.7 Obtención de la Permeabilidad (k)

2.7.1 Permeabilidad a un fluido (k_f).

Se obtiene una muestra de geometría regular y área transversal al flujo constante (A), se satura al 100% con alguno de los fluidos, cuya viscosidad se conoce. A través de ella se circula fluido igual al saturante, se mide el gasto de fluido (q_f) y la caída de presión (ΔP) en una longitud escogida (L). Se aplica la ecuación de Darcy para flujo horizontal:

$$k_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{si } S_f = 100\% \quad (2.8)$$

Si el fluido saturante es el agua, se tiene k_w y si el agua moja a los sólidos y no reacciona con ellos, entonces $k_w = k_{absoluta}$. La k_g y la k_o no se tiene en el yacimiento, solo en el laboratorio.

2.7.2 Permeabilidad al líquido (k_L).

Esta permeabilidad se obtiene por medio del método de extrapolación de Klinkenberg.

$$k_L = k_g - m \frac{1}{p} \quad [md] \quad (2.9)$$

Para obtener esta permeabilidad, a una muestra de roca limpia y seca se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas a distintas presiones de flujo. Las permeabilidades y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes se grafican en papel normal (Figura 2.20). Se extrapola la recta definida por los puntos hasta la ordenada al origen que es la k_L . Esta permeabilidad se considera equivalente a la permeabilidad absoluta.

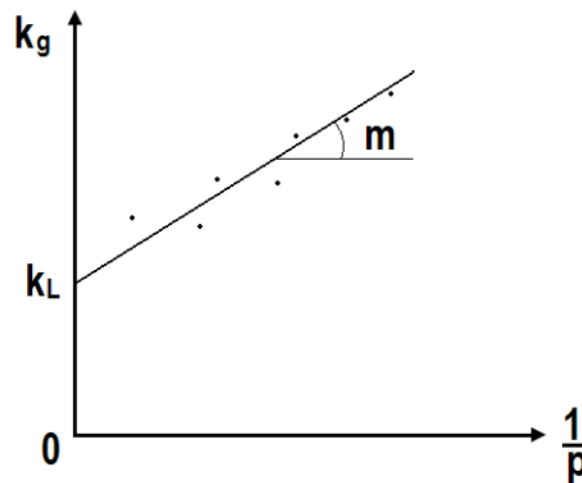


Figura 2.20 Gráfica de la permeabilidad del gas contra el inverso de la caída de presión para obtener la permeabilidad al líquido por el método de extrapolación de Klinkenberg.

Las permeabilidades generalmente incluidas en los análisis de núcleos se refieren a la permeabilidad al aire seco bajo a una presión atmosférica. Los datos conocidos del núcleo son la longitud y la sección transversal. El movimiento del fluido se establece a través del núcleo aplicando una determinada presión diferencial a lo largo del núcleo. Se debe conocer la viscosidad del aire o fluido empleado a la temperatura del laboratorio.

En cuanto al tamaño de la muestra no existe ninguna limitación ni requisito; sin embargo, se considera que si se quieren obtener resultados representativos las muestras no deben ser inferiores a 1.5 a 2.0 cm^2 de sección transversal y a 1.50 cm de largo. Por lo general, las muestras para las pruebas son de forma cilíndricas.

2.7.3 Permeabilidad efectiva a un fluido (k_{ef})

Se obtiene a partir de una muestra de roca con geometría regular y área transversal al flujo constante, se satura con dos fluidos (agua y aceite o agua y gas) o con tres fluidos (agua, aceite y gas). Se circulan los fluidos dentro del medio poroso, de acuerdo a alguno de los siguientes casos.

- Un fluido en movimiento ($S_f > S_{fc}$) y el otro o los otros dos estáticos ($S_f < S_{fc}$).
- Dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Tres fluidos en movimiento.

Para cualquier caso se mide: El gasto de cada fluido (q_f) para la caída de presión (ΔP) que se aplique en una distancia escogida (L). Con estos datos y tomando en cuenta la viscosidad del fluido y el área transversal de la muestra, se determina la permeabilidad efectiva a ese fluido.

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{si } S_f < 100\% \quad (2.10)$$

Se han diseñado varios procedimientos de laboratorio para medir las permeabilidades efectivas, básicamente consideran flujos de fluidos a presión constante o a gasto constante.

2.7.4 Permeabilidad relativa a un fluido (k_{rf}).

Al igual que las anteriores se determina a través de una muestra de roca en la cual se llevan a cabo mediciones de permeabilidad efectiva a distintas saturaciones de fluido en particular (gas, aceite o agua) y cada uno de los valores se relacionan a la permeabilidad al líquido o absoluta.

Los resultados de permeabilidad relativa normalmente se presentan, en forma gráfica (Figura 2.21), en función de la saturación de agua o de la saturación de líquido (S_L).

$$S_L = S_w + S_o \quad (2.11)$$

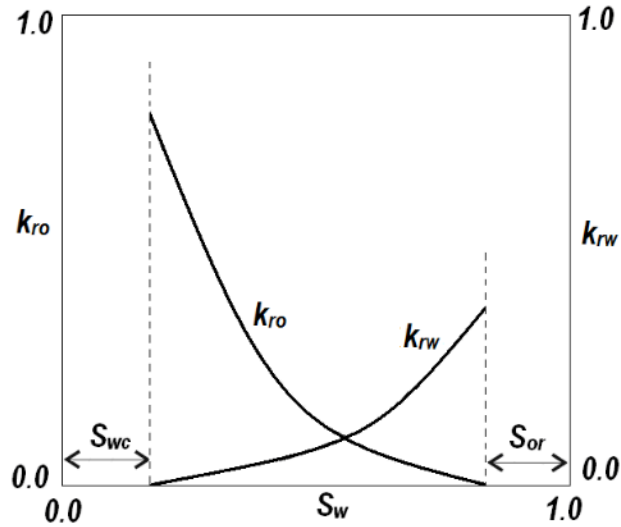


Figura 2.21 Curvas típicas de permeabilidades relativas para flujo de dos fases.

2.8 Obtención de la Saturación (S)

Los métodos para determinar las saturaciones de fluidos en los yacimientos consisten en analizar los núcleos del yacimiento en su contenido de aceite y agua. La saturación de gas se obtiene restando de la unidad la suma de las saturaciones de aceite y agua.

Como práctica general, el procedimiento simple para determinar el aceite en una roca consiste, primero, en determinar la saturación de agua en un núcleo por un método apropiado, y luego medir la pérdida total de peso de la muestra después del proceso de extracción y secamiento. La cantidad de aceite presente se calcula restando en peso del agua de la pérdida total de peso.

En el cálculo de la saturación de agua intersticial, la cantidad de agua obtenida en el análisis debe corregirse a las condiciones de presión y temperatura existentes en la formación.

Método de destilación

Los métodos de destilación, tales como el método ASTM y el método de Dean y Stark, se pueden emplear para determinar la saturación de agua. Con tal fin, de las partes centrales de núcleos grandes, se preparan muestras de 50 a 60 cc en volumen, se coloca en un casquillo o dedal de extracción y se pesan. Las muestras y el casquillo se colocan en un matraz o retorta que contiene un líquido solvente, tal como xileno, tolueno o una fracción de gasolina, temperatura de ebullición de $150^{\circ}C$, aproximadamente.

Al matraz se le coloca el condensador de reflujo, cuya función es devolver el condensado a una trampa de vidrio calibrada (Figura 2.22). Cuando esta trampa se llena el condensado vuelve otra vez al matraz o retorta.

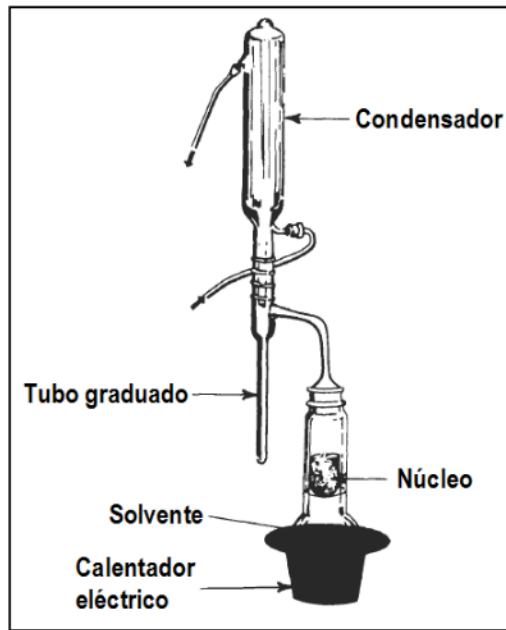


Figura 2.22 Equipo para medición de saturación de agua por extracción de solventes.

El hidrocarburo líquido ebulle, al mismo tiempo que el agua presente en la muestra se vaporiza y pasa al condensador de reflujo y de allí a la trampa. Cuando el volumen de agua en la trampa permanece constante por un determinado tiempo, se lee el volumen de agua recolectado y el casquillo con las muestras se pasa a un aparato “soxhlet” para la extracción final. El casquillo y las muestras se secan y se pesan. La saturación total de fluidos se obtiene por diferencias de peso e incluye la saturación de agua y de aceite. De nuevo, por diferencia de peso, se obtiene el peso del aceite y usando una densidad apropiada se calcula su volumen. Las saturaciones de agua y aceite con base del volumen poroso de la roca se pueden calcular fácilmente.

Si las muestras de roca son suficientemente grandes, que contengan de 5 a 10 cc de agua, las variaciones de los resultados pueden ser del 2%, lo que se considera satisfactorio en vista de las incertidumbres que se presentan al obtener los núcleos del yacimiento. Una sola destilación toma aproximadamente 2 horas y la extracción en el “soxhlet” de 6 a 24 horas adicionales.

2.9 Propiedades Eléctricas

2.9.1 Obtención de la resistividad eléctrica (R).

La resistividad eléctrica, o simplemente resistividad, del medio poroso es la resistencia que opone un volumen unitario del medio al paso de corriente eléctrica, se expresa como:

$$R = \frac{rA}{L} \tag{2.12}$$

Donde:

R es la resistividad del medio poroso, en *ohms-m*

r es la resistencia del medio poroso a una longitud L , en *ohms*

A es el área de la sección transversal del medio poroso, en m^2

L es la longitud del medio poroso donde se mide r , en *m*

Forma de obtención.

Directamente, en laboratorio.

Una muestra cilíndrica, pequeña, limpia y seca, se satura con un fluido conductor (salmuera). Se coloca en el porta muestras de un resistímetro, se le pasa una corriente eléctrica, I , y se mide una resistencia, r , que existe en una distancia, L . Con esta información y considerando el área, A , de la sección transversal, se aplica la ecuación 2.12 para obtener la resistividad del medio (Figura 2.23).

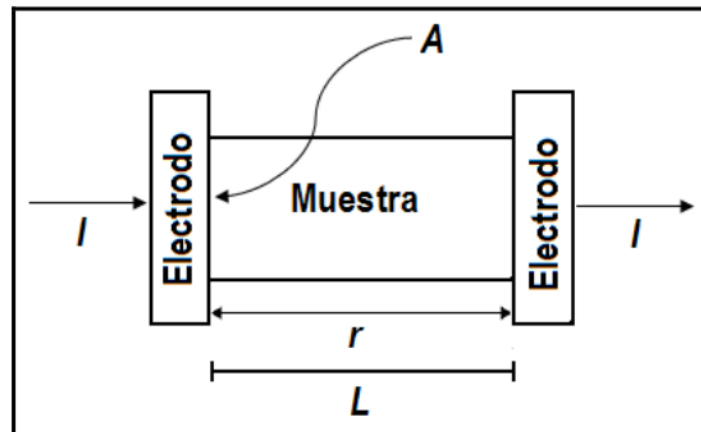


Figura 2.23 Equipo de medición de dos electrodos

Directamente, en el campo.

Por medio de alguno de los diversos registros de resistividad o de conductividad que se corren en el pozo, antes de revestirlo.

2.9.2 Obtención del factor de formación (F).

El factor de formación es un parámetro petrofísico que indica el grado en que se incrementa la resistividad de un volumen ocupado en principio con agua salada al introducir en él sólidos que forman una estructura porosa, y se expresa como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (2.13)$$

Donde:

F es el factor de formación, adimensional

R_o es la resistividad de la roca para $S_w = 100 \%$, en $Ohms-m$

R_w es la resistividad del agua que satura 100% al medio poroso, en $Ohms-m$

Formas de obtención.

- De acuerdo a la ecuación 2.13, relacionando los valores de resistividad de la roca para $S_w = 100 \%$, R_o , y los de resistividad de agua, R_w , obtenidos del análisis de núcleos o de la interpretación de registros geofísicos de pozos.
- Por medio de correlaciones petrofísicas establecidas por datos de laboratorio o de registros geofísicos de pozos.

Este parámetro sirve para obtener porosidades y saturaciones de fluidos en el yacimiento, así como para obtener parámetros petrofísicos de caracterización, como son: el exponente de cementación, m , y el factor geométrico, a .

El factor de formación depende de las características del sistema roca fluidos y de las condiciones de temperatura y de presión a las que se encuentra. Respecto al medio poroso influye el volumen y la geometría de los huecos y la composición mineralógica de los sólidos y referente al agua saturante, lo que influye básicamente es el tipo y la cantidad de sales que tiene disuelta.

2.9.3 Obtención del factor geométrico (a).

El factor geométrico es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica, que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso, se expresa como:

$$a = \frac{F}{\phi_e^{-m}} \quad (2.14)$$

Donde:

m es el factor de cementación, adimensional

F es el factor de formación, adimensional

a es el factor geométrico, adimensional

ϕ_e es la porosidad efectiva, en fracción

Obtención.

Método gráfico.

Con datos de resistividad para $S_w = 100 \%$, R_o , resistividad del agua, R_w , y porosidad efectiva, ϕ_e , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de interpretación de registros geofísicos, se determinan los valores del factor de formación, F . Estos datos se grafican en papel doble logarítmico con sus respectivas porosidades efectivas, ϕ_e , y se ajusta una recta a los puntos graficados, la ordenada al origen de esta recta es el factor geométrico (Figura 2.24).

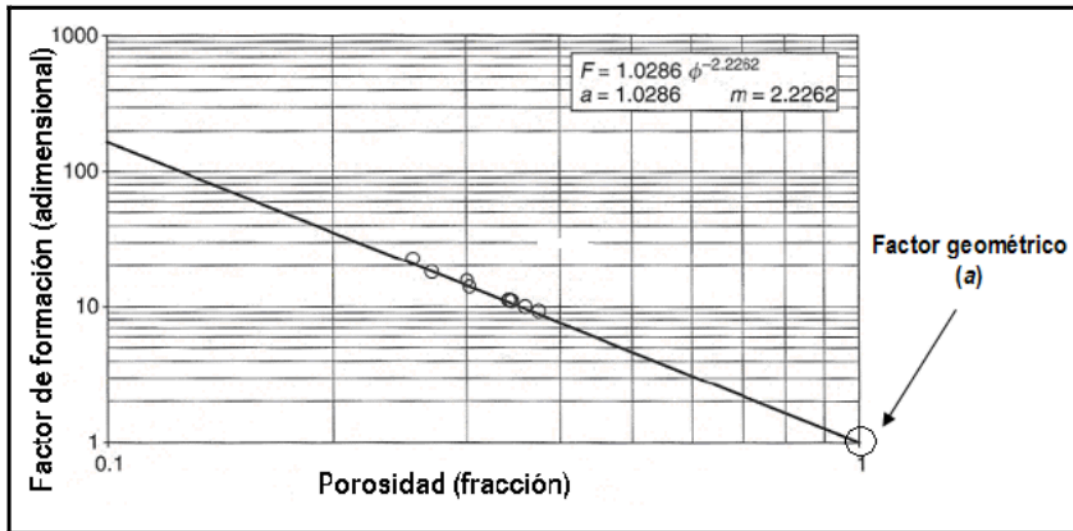


Figura 2.24 Valores del factor de formación vs porosidad para determinar el valor del factor geométrico (a).

Este parámetro, como todos los que se relacionan con las propiedades eléctricas de las rocas, dependen de las características del sistema roca fluidos y de las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentran. Los aspectos de la roca que influyen en a son: la composición de los sólidos, así como el volumen y la geometría del espacio poroso, principalmente de la tortuosidad.

2.9.4 Obtención del factor de cementación (m).

El factor de cementación es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso. Partiendo de la ecuación 2.15.

$$F = a\phi_e^{-m} \quad (2.15)$$

Se tiene que:

$$m = -\log\left(\frac{F}{a\phi_e}\right) \quad (2.16)$$

Donde:

m es el factor de cementación, adimensional

F es el factor de formación, adimensional

a es el factor geométrico, adimensional

ϕ_e es la porosidad efectiva, en fracción

Formas de obtención.

Método gráfico.

Con los datos de resistividad de la roca para $S_w = 100\%$, R_o , resistividad del agua, R_w , y porosidad efectiva, ϕ_e , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de interpretación de registros geofísicos, se calculan los valores del factor de formación, $F = R_o / R_w$. Se grafican estos valores en papel doble logarítmico, con sus respectivas porosidades efectivas, ϕ_e , y se ajusta una recta a los puntos graficados. La pendiente de esta recta es m , como se muestra en la Figura 2.25.

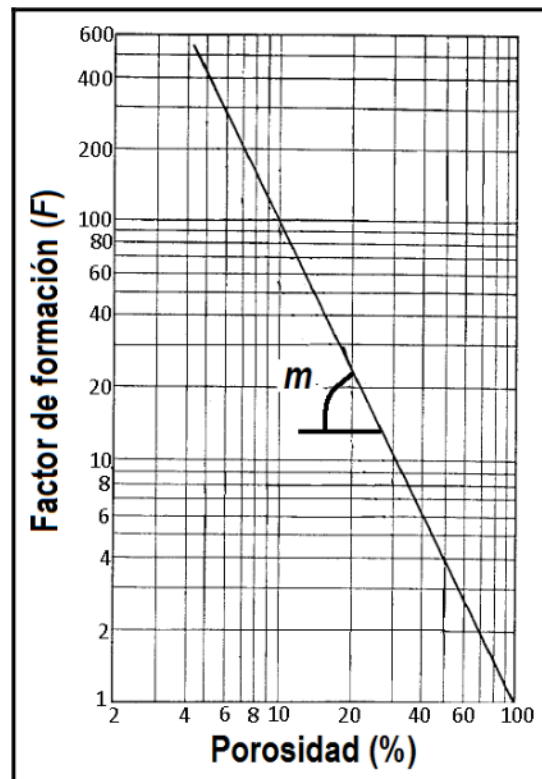


Figura 2.25 Datos graficados del factor de formación vs porosidad para obtener el factor de cementación (m).

El factor de cementación sirve para identificar características especiales del medio poroso, como es el grado de consolidación o la existencia de fracturas. Este parámetro también es conocido como exponente de cementación. Este término se relacionó a la cementación debido a que inicialmente se establecieron tendencias experimentales en las que el valor del factor de cementación, m , variaba directamente con el grado de cementación de la roca. Actualmente se considera que el factor de cementación depende de varias características de la roca, que son función de la geometría del espacio poroso, principalmente.

2.9.5 Obtención del índice de resistividad (I).

El índice de resistividad es un parámetro que indica el grado en que se incrementa la resistividad de una roca saturada 100 % con agua salada, al sustituir parte de ésta por hidrocarburos, se expresa como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (2.17)$$

Donde:

I es el índice de resistividad, adimensional y se expresa en fracción

R_t es la resistividad de la roca para $S_w < 100\%$, *ohms-m*

R_o es la resistividad de la roca para $S_w = 100\%$, *ohms-m*

Forma de obtención.

De acuerdo a la ecuación anterior, relacionando los valores de resistividad de la roca para $S_w < 100\%$, R_t , y de resistividad de la roca para $S_w = 100\%$, R_o , obtenidos del análisis de núcleos o de la interpretación de registros eléctricos de pozos, o por medio de correlaciones petrofísicas establecidas con datos de laboratorio.

Con este parámetro es posible obtener saturaciones de fluidos en el yacimiento, también el exponente de saturación n . El índice de resistividad es función principalmente de la cantidad de fluido conductor que se tiene en el medio poroso de una roca determinada.

2.9.6 Exponente de saturación (n).

El exponente de saturación es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica, que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso y de la cantidad de fluido conductor, y se expresa como:

$$I = S_w^{-n} \quad (2.18)$$

Se tiene que:

$$n = -\log\left(\frac{1}{S_w}\right) \quad (2.19)$$

Donde:

n es el exponente de saturación, adimensional
 S_w es la saturación de agua, en fracción
 I es el índice de resistividad, adimensional

Formas de obtención.

Método gráfico.

Con datos obtenidos de resistividad para $S_w = 100\%$ y $S_w < 100\%$, R_o y R_t , y de saturación de agua, S_w , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de la interpretación de registros geofísicos, se calculan los valores del índice de resistividad, I , que es igual a R_t / R_o .

En papel doble logaritmo se grafican estos datos con sus respectivas saturaciones de agua, y se ajusta una recta a los puntos graficados. La pendiente de esta recta es el exponente de saturación, n , como se muestra en la Figura 2.26.

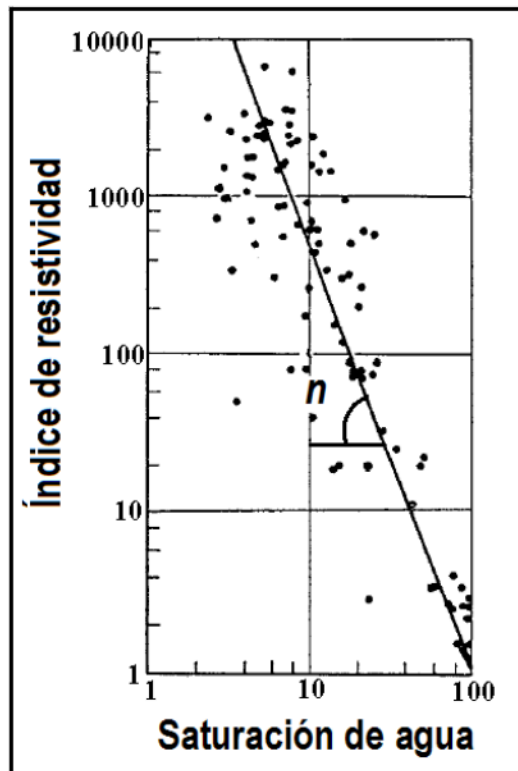


Figura 2.26 Método gráfico para la obtención del exponente de saturación (n).

El exponente de saturación, como todos los parámetros que se relacionan con las propiedades eléctricas de las rocas, depende de las características del sistema roca fluidos. Los aspectos de la roca que influyen en n son los que resultan del volumen y la geometría del espacio poroso, así como de la composición de los sólidos. En lo que respecta a los fluidos, lo que influye en n es la composición y al cantidad de esos fluidos en el medio poroso.

2.10 Obtención de la Tortuosidad (τ).

Es la relación de la longitud media (L_a) de las líneas de flujo existente en la estructura porosa, definidas por los poros o espacios interconectados, entre la longitud del medio poroso (L), como se muestra en la Figura 2.27.

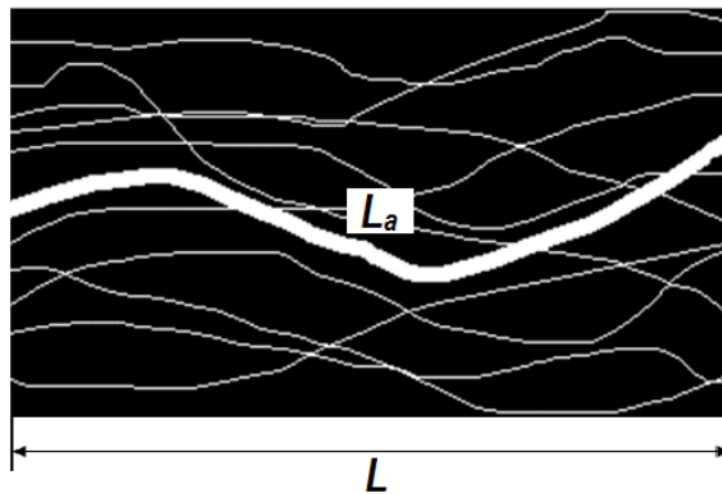


Figura 2.27 Representación de la tortuosidad en un medio poroso.

Formas de obtención.

- Directamente, en laboratorio.

A partir del tiempo que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en dos extremos de una muestra de roca y la velocidad de flujo del fluido que transporta el ion, se puede obtener la distancia que recorre tal ion. Esa distancia se relaciona con la longitud recta entre los dos detectores.

- Con la ecuación de Pérez Rosales

$$\tau = \phi \left(G \phi^{-m} + 1 - G \right) \quad (2.20)$$

Donde:

τ es la tortuosidad, adimensional

G es el parámetro que depende de la geometría del espacio poroso, en fracción

m es el parámetro que depende de la fracción de la porosidad total que participa activamente en la conducción de corriente eléctrica, en fracción
 ϕ es la porosidad total, en fracción

El concepto tortuosidad considera todas las irregularidades que presentan las líneas de flujo dentro del medio poroso. Estas irregularidades son el resultado de la combinación de los factores que establece la magnitud y la geometría de la estructura porosa.

2.11 Obtención de la Tensión interfacial y superficial (σ).

Las técnicas experimentales que son usadas para la medición de la tensión interfacial o superficial son esencialmente idénticas. En la industria petrolera la técnica más comúnmente usada es el método de la gota pendiente.

El método de la gota pendiente consiste en suspender una gota del líquido junto con otra fase líquida, por ejemplo una gota de un líquido pesado rodeada a su vez de un líquido más ligero, para determinar la tensión interfacial; por otro lado, se tendría una gota de líquido suspendida en compañía de gas o vapor para realizar las mediciones de tensión superficial.

La gota de líquido se suspende de un tubo capilar o es vertida con una jeringa en la punta. La forma y tamaño de la gota de líquido son principalmente una función de la tensión interfacial o de la tensión superficial entre un par de fluidos. Con este método los valores de tensión interfacial o superficial se determinan a partir de un perfil o imagen de la gota pendiente estática para una diferencia en densidades dada entre las fases gas-líquido o líquido-líquido. Generalmente se utiliza un sistema de video para capturar la imagen de la gota, subsecuentemente se dimensiona para su análisis.

En este método se deben obtener experimentalmente dos parámetros que son el diámetro ecuatorial o máximo diámetro horizontal d_e , y el diámetro d_s de la gota a la distancia d_e de la punta de la misma, en la Figura 2.28 se muestran estos parámetros:

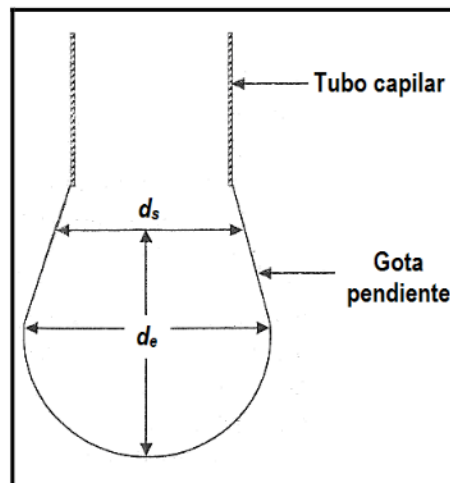


Figura 2.28. Diagrama de una gota pendiente y de sus parámetros d_e y d_s .

La medición de la tensión interfacial o superficial a partir de análisis de gota pendiente se basa en la suposición de que la gota es simétrica en su eje vertical, y que la gota no está en movimiento; la mayor ventaja de este método es que no requiere calibración.

Los valores de tensión interfacial o superficial se calculan con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{\Delta\rho g d_e^2}{H} \quad (2.21)$$

Donde:

σ es la tensión interfacial o superficial, en *dinas/cm*

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre las dos fases de fluidos, en *g/cm³*

g es la aceleración de la gravedad, en *cm/seg²*

d_e es el diámetro ecuatorial, en *cm*

H es el parámetro dependiente de la forma de la gota

El parámetro H es función del factor de forma S , donde $S = d_s / d_e$. Los valores de $1/H$ pueden ser calculados con la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^a} + B_3 S^3 - B_2 S^2 + B_1 S - B_0 \quad (2.22)$$

Donde:

B_i ($i=0,1,2,3,4$) y a son constantes empíricas para cierto rango de valores de S , en la tabla 2.1 se muestran estos valores:

Rango de S	a	B_4	B_3	B_2	B_1	B_0
0.401-0.46	2.56651	0.32720	0	0.97553	0.84059	0.18069
0.46-0.59	2.59725	0.31968	0	0.46898	0.50059	0.13261
0.59-0.68	2.62435	0.31522	0	0.11714	0.15756	0.05285
0.68-0.90	2.64267	0.31345	0	0.09155	0.14701	0.05877
0.90-1.00	2.84636	0.30715	-0.69116	-1.08315	-0.18341	0.20970

Tabla 2.2 Constantes empíricas para un rango de valores de S .

2.12 Obtención de la mojabilidad

- Método de laboratorio para determinar la mojabilidad (Método de Amott).

Este método combina pruebas de imbibición con pruebas de desplazamiento de fluidos (Figura 2.29).

Metodología:

- El núcleo debe tener saturación de aceite residual, S_{or} , y saturación de agua, S_w , ($S_g=0$)
- Se sumerge el núcleo en aceite (keroseno) por 20 hr y se mide el volumen de agua que sale por imbibición (V_{w1}).
- Se coloca el núcleo en una centrífuga. La probeta debe de estar llena de aceite. Se centrifuga y se mide el volumen de agua desplazada (V_{w2}).
- Se sumerge el núcleo en agua por 20 hr y se mide el volumen de aceite que sale por imbibición (V_{o1}).
- Se coloca el núcleo en la centrífuga. La probeta debe estar llena de agua. Se centrifuga y se mide el volumen de aceite desplazado (V_{o2}).

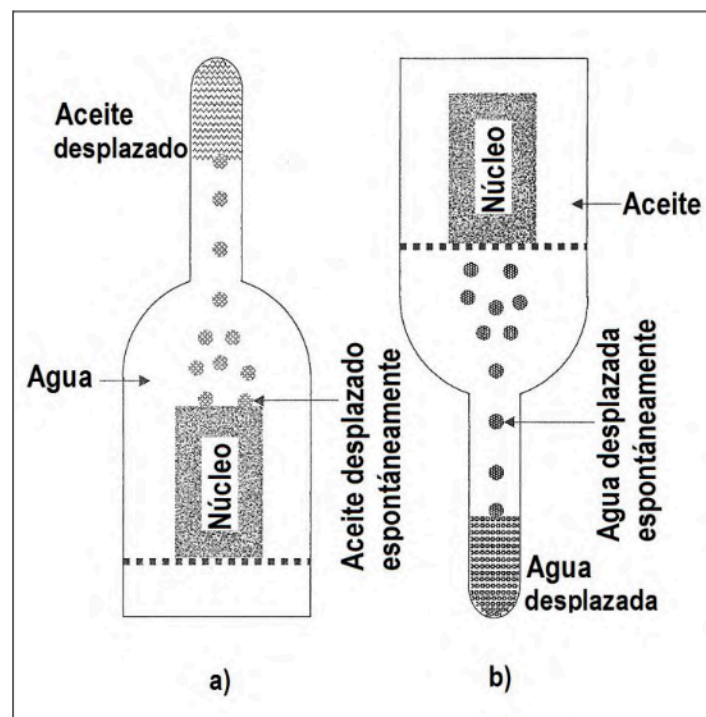


Figura 2.29. (a) Celda de imbibición con un núcleo saturado con aceite sumergido en agua, (b) núcleo saturado con agua sumergido en aceite.

Se calculan relaciones de volúmenes.

La roca es mojada por agua si:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} > 0 \quad (2.23)$$

La roca es mojada por aceite si:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} \cong 1 \quad \text{y} \quad \frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} \cong 0 \quad (2.24)$$

- Por medio de información obtenida por pruebas de flujo de fluidos para determinar las permeabilidades relativas.

La Tabla 2.3 muestra las propiedades de flujo de fluidos en medios porosos que indican la preferencia en mojabilidad.

Propiedad	Mojado por agua	Mojado por aceite
S_{wi}	Generalmente mayor a 20-25 %	Generalmente menor a 15%, frecuentemente menor a 10%
Saturación de agua a la que $k_{rw} = k_{ro}$	Mayor a 50%	Menor a 50%
k_{rw} a la máxima saturación de agua	Generalmente menor a 0.3	Mayor de 0.5 y aproximadamente a 1.

Tabla. 2.3 Propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso que indican la preferencia en mojabilidad.

La Figura 2.30 muestra curvas típicas de permeabilidades relativas al agua y al aceite utilizadas para determinar la preferencia en la mojabilidad.

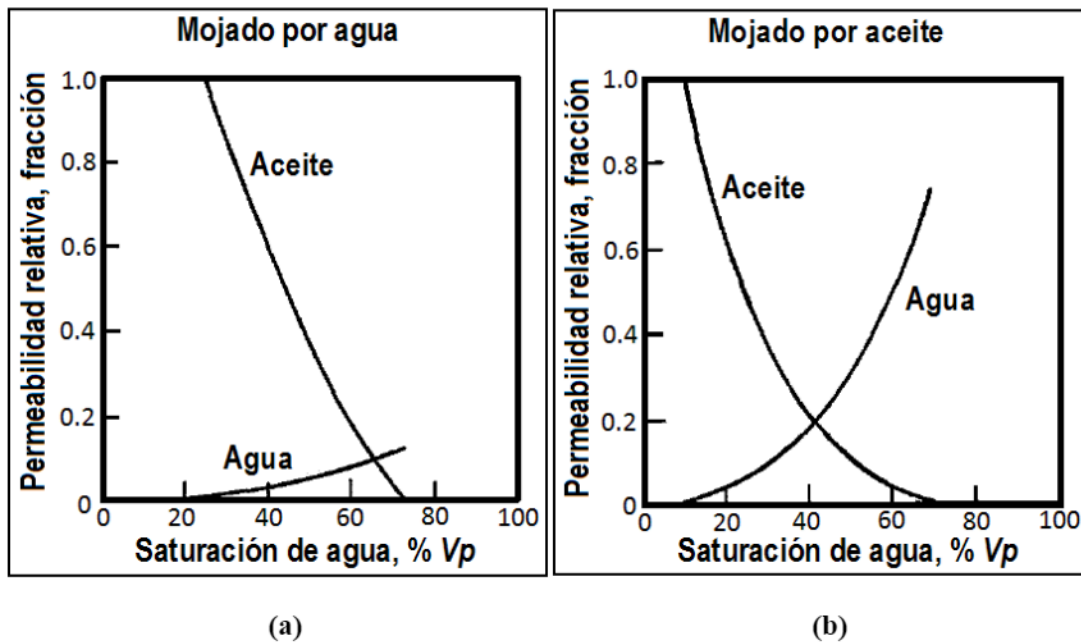


Figura 2.30 Curvas típicas de las permeabilidades relativas al agua y al aceite., (a) Roca fuertemente mojada por agua y (b) Roca fuertemente mojada por aceite.

Las aplicaciones principales son:

- Determinar la distribución de fluidos dentro del espacio poroso.
- Determinar características de flujo de fluidos y de corriente eléctrica dentro del espacio poroso

2.13 Obtención de la presión capilar (P_c)

Método de la membrana semipermeable:

a) Descripción del equipo.

El equipo consta de una pipeta graduada unida por medio de una manguera flexible a un dispositivo cilíndrico de vidrio dentro del cual se encuentra montada una membrana permeable. El extremo de la manguera que se une a la pipeta tiene montada una válvula de 3 vías, que se usa para facilitar el llenado del sistema manguera-pipeta con el agua. En la Figura 2.31 se muestra el equipo esquemáticamente.

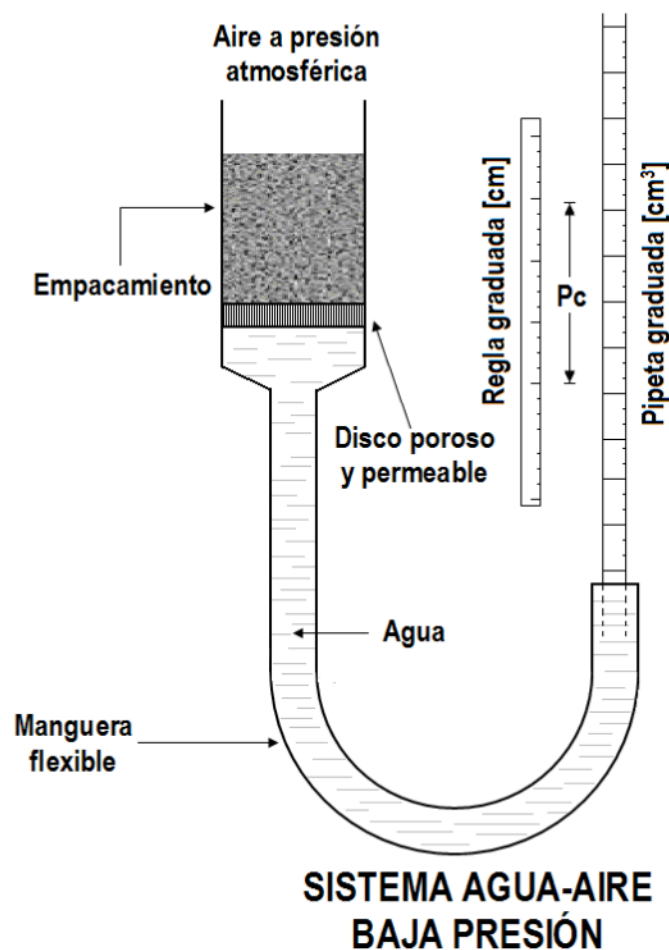


Figura 2.31 Diagrama del aparato usado para medir la presión capilar.

b) Procedimiento – (sistema Agua-Aire).

1. Llenar con agua el sistema pipeta-manguera hasta cierta altura dentro de la pipeta. El nivel del agua debe llegar exactamente hasta la cara superior de la membrana, la cual se encuentra previamente saturada al 100%.
2. Tomar lectura del nivel de agua en la pipeta. (Lectura inicial pipeta).
3. Vaciar lentamente arena dentro del dispositivo de vidrio, permitiendo que el agua por imbibición sature el empacamiento de arena que se va formando.
4. Continuar vaciando arena hasta que el empacamiento alcance una altura apropiada. Esperar el tiempo suficiente hasta que el nivel de agua alcance la parte superior de dicho empacamiento, con lo cual se consigue saturarlo al 100%.
5. Tomar lectura del nivel de agua dentro de la pipeta (en cm^3). La diferencia de lecturas registradas en los pasos 3 y 5 da el V_p del empacamiento.
6. Medir con una regla graduada la longitud y el diámetro del empacamiento.
7. Definir un nivel de referencia (puede ser la cubierta de la mesa donde se encuentra montado el equipo), y medir con una regla graduada la posición del nivel de agua de la pipeta y la posición del empacamiento, con respecto al nivel de referencia. (N.R.).
8. La determinación de la P_c por drene se hace bajando la pipeta con respecto al N.R., esperando que el nivel de agua en la pipeta se estabilice.
9. Tomar lectura del nuevo nivel de agua dentro de la pipeta y su posición con respecto al N.R., la diferencia de posiciones entre la parte superior del empacamiento y del nivel de agua en la pipeta es la presión capilar en cm, la diferencia de lecturas del nivel de agua en la pipeta registradas en los pasos 5 y 9 es el volumen de agua desalojada del empacamiento, con lo cual se puede determinar la nueva saturación.
10. Repetir los pasos 8 y 9 hasta que se observe que la lectura del nivel de agua en la pipeta no cambia, bajando la pipeta.
11. La determinación de la P_c por el método de imbibición se hace a continuación del método de drene, subiendo la pipeta y registrando las mismas lecturas, hasta que la posición del nivel de agua de la pipeta alcance la misma que la del empacamiento.
12. Graficar en papel normal los valores de P_c [cm] contra los valores de saturación de agua correspondientes en cada etapa, obtenidos por ambos métodos.

Existen otros métodos para obtener la P_c como son el método de desplazamiento y el de inyección de mercurio.

2.14 Obtención de la superficie específica (S_s)

El área de la superficie específica puede estimarse por lo menos con tres técnicas: el método de adsorción de gas, análisis de imagen de petrografía (PIA), y la resonancia magnética nuclear (NMR).

- Método de adsorción de gas.

El método básico para medir el área superficial, es la técnica de adsorción de gas, que involucra la determinación de la cantidad de gas inerte, típicamente nitrógeno, argón o

criptón, que se requiere para formar una capa de una molécula media sobre la superficie de una muestra a temperatura criogénica.

El área de la muestra es calculada usando el área conocida, la cuál es ocupada por cada molécula de gas bajo estas condiciones. Debe estar, sin embargo, limitado a los entornos porosos que no tienen superficies específicas grandes, y donde los granos de la matriz son excepcionalmente suaves y regulares, esfericidad > 0.7 y la redondez > 0.5 .

Para sistemas porosos sin consolidar, el área de superficie específica obtenida por esta técnica es suficiente. Una gráfica log-log de S_s (cm^{-1}) vs diámetro medio de grano d_{gr} (cm) puede producir la siguiente correlación:

$$S_s = \frac{4.27}{d_{gr}} \quad (2.25)$$

Donde:

S_s es la superficie específica, en cm^{-1}

d_{gr} es el diámetro medio de grano, en cm

Esta correlación aplica a granos con esfericidad > 0.7 y la redondez > 0.5 .

- Un método utilizado para una o varias muestras en particular con características similares es:

Obtener un modelo en el cual se tiene en un centímetro cúbico de medio poroso 8 esferas de $0.5cm$ (5 mm) de diámetro en empacamiento cúbico. En este caso se tienen 12 contactos entre esferas (Figura 2.32).

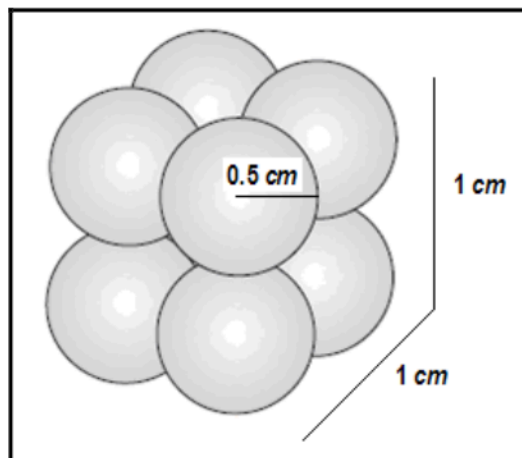


Figura 2.32 Empacamiento de 1 cm^3

Realizando el mismo análisis para distintos tamaños de esferas y 1 cm³ de medio poroso, se obtuvieron los resultados que presentan en la Tabla 2.4

Tabla 2.4 Relación entre el diámetro de esferas y superficie específica de medio poroso.

Diámetro		Número de esferas	Superficie específica	
<i>cm</i>	<i>mm</i>		<i>mm²/cm³</i>	<i>cm²/cm³</i>
0.5	5	8	628.32	6.28
0.25	2.5	64	1256.64	12.57
0.1	1	1000	3141.6	31.42
0.05	0.5	8000	6283.2	62.83
0.01	0.1	100000	31416	314.16
0.005	0.05	800000	62832	628.32
0.001	0.01	1.00E+09	314160	3141.60

Graficando los valores de diámetro de esferas con la superficie específica en un cm³ de medio poroso se puede apreciar que entre más pequeñas sean las partículas mayor será la superficie específica de la roca (Figura 2.33).

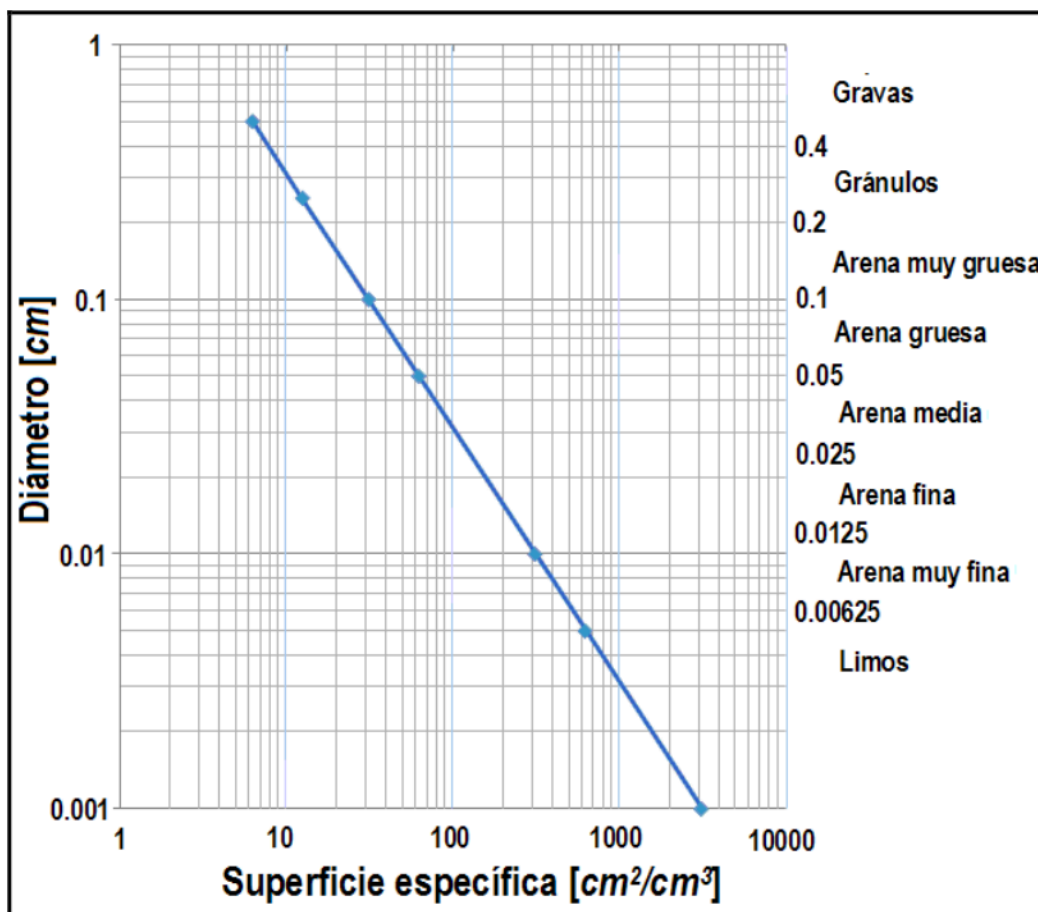


Figura 2.33 Relación gráfica entre el diámetro de esferas y la superficie específica de un medio poroso.

2.15 Obtención de la compresibilidad (C).

Para obtener la compresibilidad, en el laboratorio se reproduce lo que sucede en el yacimiento al explotarlo.

A una muestra de roca, convenientemente preparada de acuerdo a lo que se desea medir: compresibilidad de la roca, C_r , compresibilidad de los poros, C_p o compresibilidad de los sólidos, C_s , se le somete a incrementos de presión, en un equipo de alta presión (Figura 2.34), hasta alcanzar la presión de sobrecarga (P_{ob}) a temperatura constante (T_a o T_y).

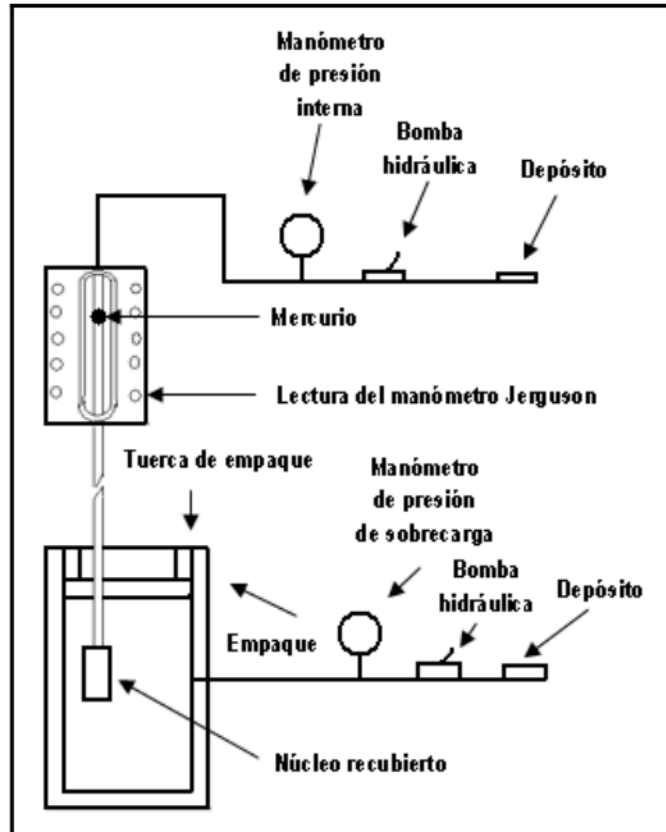


Figura 2.34. Equipo experimental para mediciones de la compactación del volumen de poro y compresibilidad

Para cada variación de presión se mide la variación del volumen de roca, de poros o de sólidos, según sea al caso. Con esta información se construyen gráficas de C vs P (Figura 2.35).

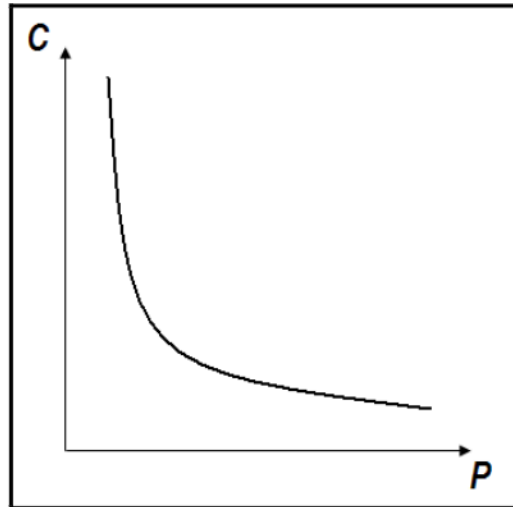


Figura 2.35 Gráfica de compresibilidad vs presión.

Aplicaciones principales

- Conocer la variación de la porosidad debido a los abatimientos de presión de los fluidos en el yacimiento.
- Conocer la variación de un volumen de roca, de poros o de sólidos al someterse a cambios de presión.
- Estimar valores de propiedades de la roca a condiciones de yacimiento a partir de datos obtenidos a condiciones atmosféricas.

2.16 Obtención de la densidad de un material (ρ).

La densidad de un material se define como la relación entre su masa y su volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \text{ [g/cm}^3\text{]} \quad (2.26)$$

Donde:

ρ es la densidad del material, en g/cm^3

M es la masa del material, en g

V es el volumen del material, en cm^3

Obtención:

- *Densidad del sistema roca-fluido*
Una muestra de roca se satura con los fluidos existentes en el yacimiento. Se mide su peso y su volumen y se relacionan.

- *Densidad de la roca.*
A una muestra de roca saturada con aire o al vacío se le mide su peso y su volumen y se relacionan.
- *Densidad de la matriz*
A una muestra de roca saturada con aire o al vacío se le mide su peso y su volumen de sólidos y se relacionan.

Las aplicaciones principales son:

- Apoyar la interpretación de los registros de densidad de pozos para determinar la porosidad.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

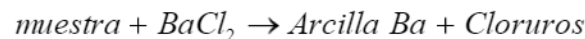
2.17 Obtención de la capacidad de intercambio catiónico (CEC)

La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral.

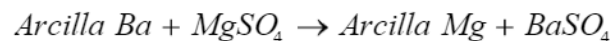
Obtención:

El método consiste en desplazar los cationes de las arcillas por otros cationes contenidos en la solución. La CEC se obtiene por titulación electroquímica.

Con una solución de cloruro de bario ($BaCl_2$) y con una cantidad conocida de muestra se prepara una suspensión. Los cationes de la muestra son desplazados por el bario y se forman cloruros con ellos.



Con un tratamiento de lavado se eliminan los cloruros y efectuando una titulación conductométrica con una solución de sulfato de magnesio ($MgSO_4$) se desplazan los cationes de Ba^{++} por Mg^{++}



La parte intercambiable de la muestra esta representada por arcilla Ba o arcilla Mg.

$$CEC = \left(V_{MgSO_4} N_{MgSO_4} \right) \quad (2.27)$$

Donde:

CEC es la capacidad de intercambio catiónico (meq)

V_{MgSO_4} es el volumen de sulfato de magnesio requerido para la segunda reacción (ml).

N_{MgSO_4} es la normalidad de la solución de $MgSO_4$ (meq/ml).

Esta propiedad petrofísica sirve para interpretar registros eléctricos de formaciones arcillosas.

2.18 Obtención de la radioactividad natural

Todas las rocas contienen cierta cantidad de material radiactivo (U , Th , K) que emiten rayos gama. Los elementos altamente radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas, por consiguiente las arcillas o las arenas altamente lutíticas (arena arcillosa) muestran una radiactividad alta, en tanto que arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radiactividad.

En el laboratorio se miden los rayos gama naturales emitidos por las muestras de roca cortadas en los pozos. La Figura 2.36 ilustra un modelo del equipo utilizado para medir la radioactividad natural de los núcleos, la cual es registrada para conocer la litología que presenta la roca y sus propiedades.

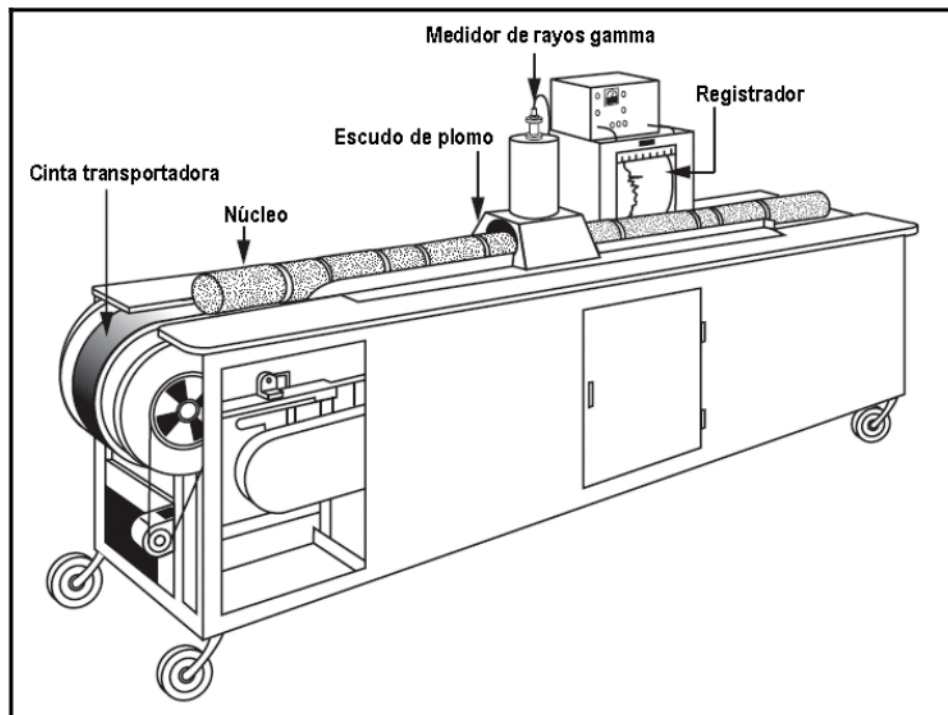


Figura 2.36 Equipo utilizado para la medición de la radioactividad natural de las rocas en el laboratorio.

La unidad de medición muy común es la unidad API, esta unidad es 1/200 de la diferencia de deflexiones de un registro de rayos gama entre zonas de baja y alta radiación en un modelo de calibración construido en la universidad de Houston.

Aplicaciones principales:

- Correlaciones geológicas
- Apoyo en la decisión y operación de cortes de núcleo en los pozos
- Afinación de profundidades de los estratos
- Identificación de los intervalos perdidos en la operación de núcleo

2.19 Obtención del tiempo de tránsito (Δt)

El registro sónico mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente al agujero.

Tiempo que tarda una vibración (sonido) en recorrer un pie de roca.

$$V = \frac{d}{t} \quad \Rightarrow \quad \frac{t}{d} = \frac{1}{V} \quad \text{si } d = 1$$

$$\frac{t}{1\text{pie}} = \Delta t \left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right] \quad (2.28)$$

Obtención:

A una muestra de roca, convenientemente preparada, se le da un impulso en un extremo y se mide el tiempo que tarda en llegar la vibración al otro extremo. Las mediciones se realizan a condiciones atmosféricas o a condiciones de yacimiento. Los valores de Δt dependen principalmente del tipo de roca y la porosidad.

Con los datos medidos se obtiene para un grupo de muestras una gráfica de Δt contra la porosidad en porcentaje, la cual describe una tendencia lineal que dependiendo con la intersección del eje del tiempo de tránsito determina el tipo de roca que se tiene en ese intervalo. Ejemplos de valores de Δt de algunos materiales:

Tabla 2.5 Valores del tiempo de tránsito de algunos materiales

Material	Velocidad de transferencia de sonido ($\frac{\text{pie}}{\text{seg}}$)	Δt ($\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}$)
Aire	1088	919
Aceite	4300	232
Agua	5000 – 5300	200 – 189
Lutita	6000 – 16000	167 – 62.5
Areniscas	18000 – 21000	55.6 – 47.6
Carbonatos	21000 – 23000	47.6 – 43.5
Dolomitas	23000 – 26000	43.5 – 38.5

Aplicaciones principales:

- Calibración de registros sónicos de porosidad
- Obtención de la porosidad
- Obtención del tipo de roca
- Obtención de otros parámetros de caracterización

3. IMPORTANCIA DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

Introducción.

La importancia de las propiedades petrofísicas se traduce en una mejor caracterización estática de un yacimiento petrolero, el desconocimiento de éstas puede ocasionar errores al estimar el volumen de hidrocarburos contenidos dentro del mismo, así como ignorar otras propiedades que pueden ser cruciales durante la vida productiva del yacimiento. En este capítulo se menciona la importancia de las propiedades petrofísicas comentadas en capítulos anteriores, así como de las ecuaciones y gráficas relacionadas con el uso de la información que se obtiene de ellas. Cabe señalar que todo estudio de los yacimientos debe estar sustentado en muchas de estas propiedades y las relaciones que guardan entre ellas.

3.1 Importancia de la porosidad.

En la recuperación de aceite de los yacimientos del subsuelo, tal líquido debe fluir ciertas distancias a través de los poros antes de llegar al pozo productor. Si el aceite se encuentra en espacios porosos aislados; es decir, que no están interconectados, no se puede recuperar y es de poco interés para el ingeniero petrolero. Por lo tanto, la porosidad efectiva es el parámetro usado normalmente en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos. Todas las rocas de los yacimientos pueden contener algunos espacios porosos aislados, siendo las calizas usualmente las que contienen el mayor porcentaje de espacios porosos aislados.

Debido a que la porosidad efectiva es el valor de interés para el ingeniero petrolero, se debe poner atención a los métodos usados para determinar la porosidad.

La porosidad de una muestra de roca es un factor muy importante para el pozo productor y es una medición de la capacidad de almacenar fluidos de una roca. Por ejemplo se tiene una roca de yacimiento con 1 acre de área y 1 pie de espesor, con una saturación de agua congénita de 25 % y una porosidad efectiva de 10%.

Contenido de aceite, (bls/acre-pie) = $7758 A h \phi (1-S_{wi})$

Donde:

7758 es un factor de conversión, pies cúbicos a barriles por acre-pie

A es la extensión del yacimiento, en *acres*

h es el espesor promedio del yacimiento, en *pies*

ϕ es la porosidad efectiva, en *fracción*

S_{wi} es la saturación de agua congénita, en *fracción*

La ecuación anterior es muy utilizada con las unidades mencionadas.

Contenido de aceite = $7758 \times 1 \times 1 \times 0.10 \times (1-0.25) = 582 \text{ bls/acre-pie} = 717897 \text{ bls/m}^3$

Ahora suponiendo una porosidad de 30%.

$$\text{Contenido de aceite} = 7758 \times 1 \times 1 \times 0.30 \times (1-0.25) = 1746 \text{ bls/acre-pie} = 2153691 \text{ bls/ m}^3$$

Se observa que con un incremento de tres veces en la porosidad, resulta en un incremento de tres veces en el contenido de aceite en la roca del yacimiento. La porosidad, por lo tanto, es una propiedad muy importante debido a su relación con la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. A continuación se presenta información importante en cuanto al manejo de datos de la porosidad.

3.1.1 Promedios de porosidad.

Los datos de porosidad que son usados como parte del análisis de rutina de núcleos se obtienen a partir de tapones cortados de núcleos que representan una fracción muy pequeña del volumen total de la roca del yacimiento. Por lo cual las propiedades que son medidas como parte del análisis de rutina deben ser promediadas y deben ir de acuerdo a la escala del núcleo y la del yacimiento, para su uso en ingeniería de yacimientos, como es el área de simulación de yacimientos.

Esto se logra al emplear diferentes tipos de métodos para promediar. Si la roca del yacimiento muestra variaciones grandes en la porosidad vertical pero tiene una porosidad aceptable y uniforme que es paralela al plano de los estratos del yacimiento, el promedio aritmético de porosidad o el promedio de porosidad ponderado al espesor son usados para describir la porosidad promedio del yacimiento.

Debido a los cambios en la sedimentación o en las condiciones de depósito, se pueden observar variaciones importantes en la porosidad en diferentes secciones del yacimiento. En tales casos, el promedio de porosidad de área ponderado o el de volumen ponderado se emplean para describir la porosidad promedio de la roca del yacimiento. Las ecuaciones matemáticas usadas para promediar los datos de porosidad tienen la siguiente forma:

Promedio aritmético:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \quad (3.1)$$

Promedio ponderado al espesor:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3.2)$$

Promedio ponderado al área:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (3.3)$$

Promedio ponderado al volumen:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad (3.4)$$

Promedio estadístico:

$$\phi = \sqrt[n]{\phi_1 \phi_2 \phi_3 \dots \phi_n} \quad (3.5)$$

Donde:

n = es el número total de muestras de núcleos usados

h_i = es el espesor de la muestra i del núcleo o el área i del yacimiento

ϕ = es la porosidad de la muestra i de núcleo o el área i del yacimiento

A_i = es el área i del yacimiento

3.1.2 Ejemplos de porosidades típicas.

La porosidad de las rocas de yacimiento difiere de un material a otro. Específicamente, la porosidad depende de varios factores como lo son: la forma de grano, acomodo, cementación y compactación.

Para ser más precisos, la magnitud de la porosidad depende en gran medida del arreglo geométrico de las partículas en el sedimento. Todos estos factores varían substancialmente de formación a formación, lo cual resulta en un amplio margen de porosidades de roca.

Considerando la complejidad de las variables que están involucradas, la porosidad no puede ser relacionada a una propiedad en específico, por lo que se tiene un cierto rango de porosidades para un tipo de roca en particular como lo son las areniscas y los carbonatos. Aunque las porosidades de las rocas de yacimientos petroleros varían típicamente en un rango de 5 al 40%, siendo más común el rango de 10 al 20%.

3.1.3 Relación de la porosidad con la profundidad.

Generalmente las rocas de yacimiento muestran una tendencia de decremento de su porosidad con la profundidad debido a las capas de roca que causan compactación.

La porosidad de las rocas sedimentarias es una función compleja de muchos factores, entre los que se incluyen: ritmo de sedimentación, profundidad de sepultamiento, la naturaleza de los fluidos del yacimiento, y la naturaleza de los sedimentos suprayacentes. En la Figura 3.1 se muestra la tendencia de la relación de porosidad con la profundidad.

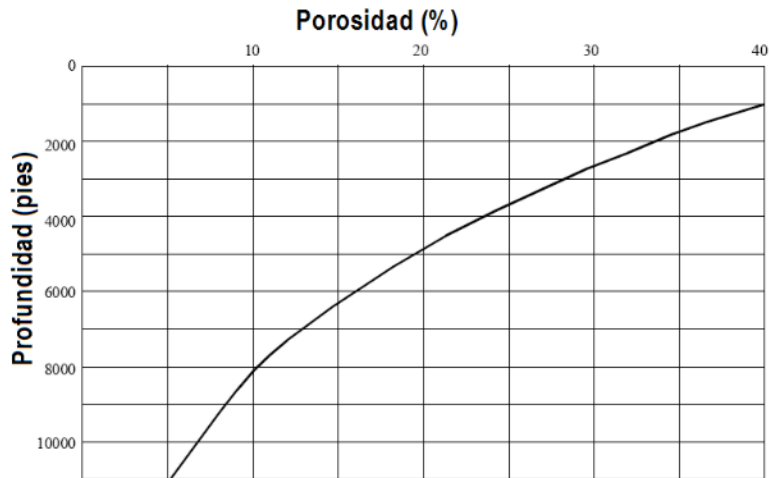


Figura 3.1 Se muestra el comportamiento típico de la relación porosidad–profundidad en una secuencia de arcillas

Una relación comúnmente usada entre la porosidad de las areniscas y la profundidad está dada por una ecuación desarrollada por Athy (1930), donde asume que la porosidad está dada por una función exponencial:

$$\phi = \phi_0 e^{-bZ_{MAX}} \quad (3.6)$$

Donde:

ϕ es la porosidad a una profundidad dada, en fracción

ϕ_0 es la porosidad en la superficie, en fracción

b es una constante, en km^{-1}

Z_{MAX} es la profundidad de sepultamiento máximo que ha sufrido la roca en km

Scherer (1987) observó que se puede predecir la porosidad de las areniscas con mayor exactitud usando cuatro variables, que son: la profundidad máxima de sepultamiento, la edad de la roca, el grado de clasificación y el contenido de cuarzo. El propuso la siguiente ecuación:

$$\phi = 18.60 + 4.73 \ln(Q) + 17.37/S_o - 0.0038(Z) - 4.65 \ln(A) \quad (3.7)$$

Donde:

ϕ es la porosidad de la roca, en porcentaje

Q es el porcentaje de cuarzo en la fracción mineral

S_o es el coeficiente de clasificación de Trask

Z es la máxima profundidad de sepultamiento, en metros

A es la edad de la roca, en millones de años

El contenido de cuarzo se obtiene mediante mediciones petrográficas; el coeficiente de clasificación de Trask puede ser estimado de manera cualitativa, por lo que su descripción puede variar. En la siguiente tabla se muestran los coeficientes para distintos grados de clasificación:

Tabla 3.1 de coeficientes de clasificación de Trask.

Descripción	Coficiente de Trask S_o
Clasificación muy buena	1.1
Clasificación buena	1.3
Clasificación moderadamente buena	1.5
Clasificación moderada	1.8
Clasificación pobre	2.35
Clasificación muy pobre	4.48

En la siguiente tabla se muestran los resultados de porosidad para una variedad de areniscas de diferentes edades, profundidades, contenido en cuarzo y coeficientes de clasificación usando la ecuación anterior.

Tabla 3.2 Resultados de porosidad (%) para profundidades de 1 a 5 km para areniscas con diferente contenido de cuarzo, edad y grado de clasificación.

Q [%]	A [millones de años]	Clasificación S_o	ϕ [%] para cada profundidad [m]				
			1000	2000	3000	4000	5000
95	10	1.3	39.0	35.2	31.4	27.6	23.8
50	10	1.8	32.2	28.4	24.6	20.8	17.0
10	10	2.35	22.4	18.6	14.8	11.0	7.2
95	100	1.3	28.3	24.5	20.7	16.9	13.1
50	100	1.8	21.5	17.7	13.9	10.1	6.3
50	100	1.8	21.5	17.7	13.9	10.1	6.3
10	100	2.35	11.7	7.9	4.1	0.3	0.0
95	400	1.3	21.8	18.0	14.2	10.4	6.6
50	400	1.8	15.1	11.3	7.5	3.7	0.0
10	400	2.35	5.2	1.4	0.0	0.0	0.0

R. Berner sugirió una ecuación diferencial para evaluar el ritmo de compactación del sedimento (como un cambio en la porosidad) como sigue:

$$\frac{d\phi}{dt} = \left(\frac{R_d}{\gamma_{ma}} \right) \left(\frac{1}{1-\phi} \right) \left(\frac{d\phi}{dD} \right)_t \quad (3.8)$$

Donde:

ϕ es la porosidad de la roca, en porcentaje

D es la profundidad de sepultamiento, en metros

R_d es el ritmo de sedimentación (el peso de un sedimento por unidad de área por año)
 γ_{ma} es la densidad de la matriz de la formación, en gr/cm^3
 t es la duración de la compactación, en años

El término $d\phi/dt$ se puede determinar de las curvas de porosidad contra profundidad.

3.2 Importancia de la permeabilidad.

La permeabilidad de un yacimiento petrolero es tan importante como la porosidad, ya que no solamente es importante el volumen de hidrocarburos, sino también lo es la capacidad de flujo que tendrá en el yacimiento.

La permeabilidad es una medida de la magnitud del flujo de fluidos en un gradiente de presión. Si se conoce la permeabilidad, se puede predecir la producción de un acuífero o de un yacimiento petrolero bajo condiciones variables de presión y flujo usando métodos de hidrología o ingeniería de yacimientos. Debido a que la mayoría de los pozos son perforados para recuperar agua o hidrocarburos, obviamente la determinación de la permeabilidad es muy importante económicamente hablando.

3.2.1 Promedios de permeabilidad.

Las ecuaciones matemáticas usadas para promediar los datos de permeabilidad tienen la siguiente forma:

Promedio aritmético:

$$k_A = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n} \quad (3.9)$$

Promedio armónico:

$$k_H = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{k_i} \right)} \quad (3.10)$$

Promedio geométrico:

$$k_G = \left(\prod_{i=1}^n k_i \right)^{1/n} \quad (3.11)$$

Donde:

k_A es el promedio aritmético de permeabilidad
 k_H es el promedio armónico de permeabilidad
 k_G es el promedio geométrico de permeabilidad
 k_i es la permeabilidad de una muestra i
 n es el número de muestras

Warren y Price demostraron que el comportamiento más probable de un sistema heterogéneo tiende a un promedio geométrico.

3.2.2 Variaciones de Permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad de las rocas, y no es necesariamente igual en todas las direcciones. En la mayoría de los casos, los yacimientos petroleros están formados por diferentes capas de roca, las cuales tienen distintas propiedades.

La permeabilidad es una propiedad anisótropa, ya que varía con la dirección que se considere, por ejemplo, en la Figura 3.2 se muestra que la permeabilidad varía con las direcciones de los ejes x , y y z .

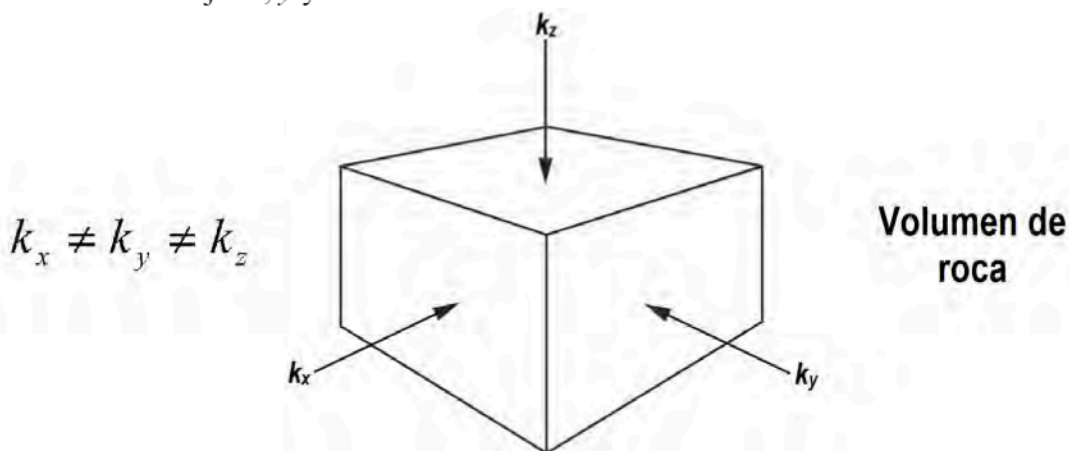


Figura 3.2 Representa a la permeabilidad de una roca como una propiedad anisótropa.

Por lo general, en las rocas sedimentarias clásticas, la permeabilidad vertical será menor a la horizontal, y a su vez, la permeabilidad horizontal, en sus principales direcciones, será diferente, o sea se tiene que: $k_x \neq k_y \neq k_z$, siendo k_z el valor más pequeño, esto se debe al depósito de los sedimentos, si se tiene una mala clasificación, con granos angulares e irregulares, lo cual es más común que ocurra.

El uso de la información de la permeabilidad anisótropa, depende mucho de la escala. Los datos medidos en núcleos representan una determinación a escala micro, como se observa en la siguiente figura, mientras que la información que se deriva de las pruebas de pozos es a una escala macro. La aplicación de los datos de permeabilidad en modelos de simulación es a una escala intermedia. En la Figura 3.3 se muestra una representación de las diferentes escalas asociadas a los medios porosos, así como también la sección transversal de una muestra de roca con las mediciones de permeabilidad para cada estrato, en los cuales se puede observar la variación en la permeabilidad.

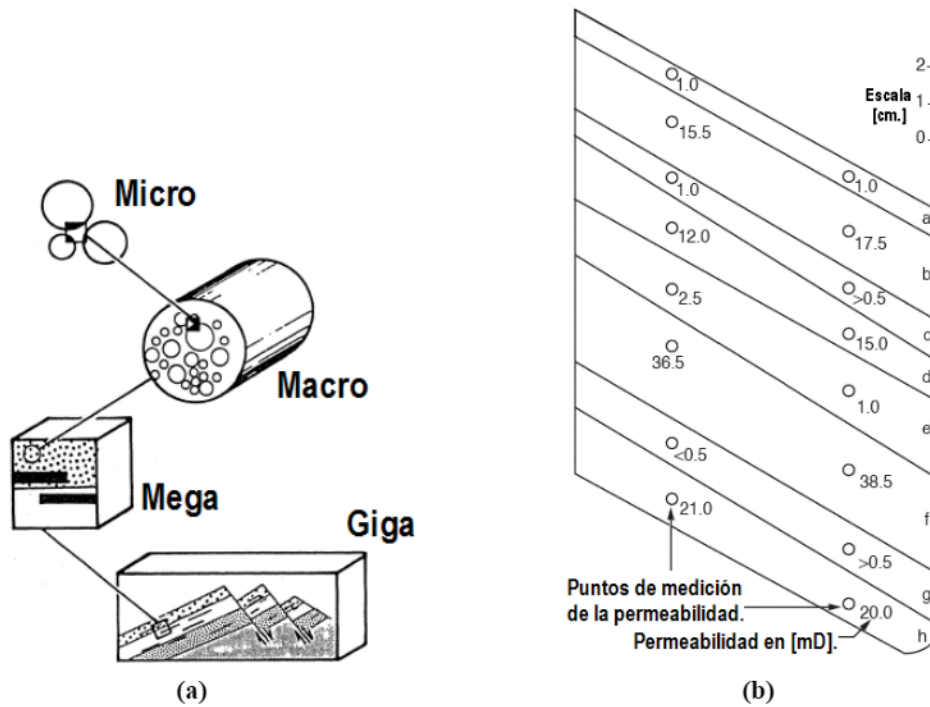


Figura 3.3 (a) Cuatro escalas asociadas con medios porosos (Haldorsen 1984) y (b) Se muestra la distribución de permeabilidades en una sección transversal.

Al examinar la variación del núcleo mostrado en la Figura 3.4, ocurren variaciones muy grandes en la permeabilidad y varían de acuerdo a la escala de medición. Los análisis convencionales de núcleos toman una muestra cada 50 cm, con registros de pozo es posible la determinación de la permeabilidad a intervalos más cortos. Los resultados de una prueba de pozo, reflejan la permeabilidad sobre decenas o centenas de metros.

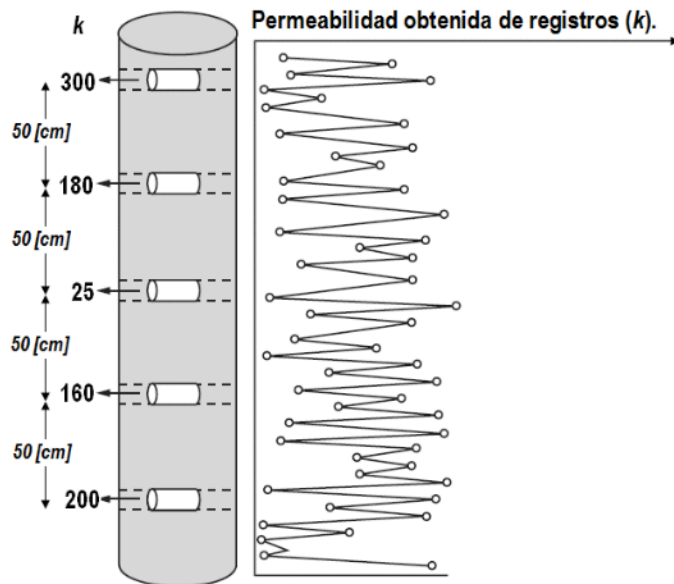


Figura 3.4 Análisis estadístico de las propiedades de la roca.

El valor de k que se utilice debe ser de una observación a una escala apropiada. La relación entre la permeabilidad de un intervalo en un pozo, derivada de pruebas de pozo \bar{k}_{res} y la promedio medida de núcleos, \bar{k}_c , pueden ser representadas empíricamente por el uso de un coeficiente α .

$$\alpha = \frac{\bar{k}_{res}}{\bar{k}_c} \quad (3.12)$$

3.2.3 Permeabilidades equivalentes para diferentes capas.

Los valores de permeabilidad promedio o equivalente pueden ser generados al considerar a la formación compuesta por diferentes capas. Hay dos principales tipos de permeabilidad a considerar: lineal y radial.

Se pueden manejar sistemas geométricos simples, como lo son:

3.2.3.1 Capas en paralelo, flujo lineal.

El sistema horizontal refleja como es en la naturaleza una roca sedimentaria: el material de la roca segregado ha sido depositado dando diferentes tamaños, formas, etc., a las diferentes capas en la formación. La razón para determinar una permeabilidad promedio se encuentra en justificar la permeabilidad medida en pequeñas muestras de laboratorio con las mediciones hechas por ejemplo en análisis de pruebas de pozos. Los análisis de pruebas de pozos no pueden medir secciones pequeñas de un yacimiento (no sería económico) en la misma escala que las pruebas de laboratorio. Los resultados son representativos del flujo a través de diferentes capas en lugar de una sola.

Para el caso de flujo lineal se consideran capas homogéneas en paralelo como se muestra en la Figura 3.5:

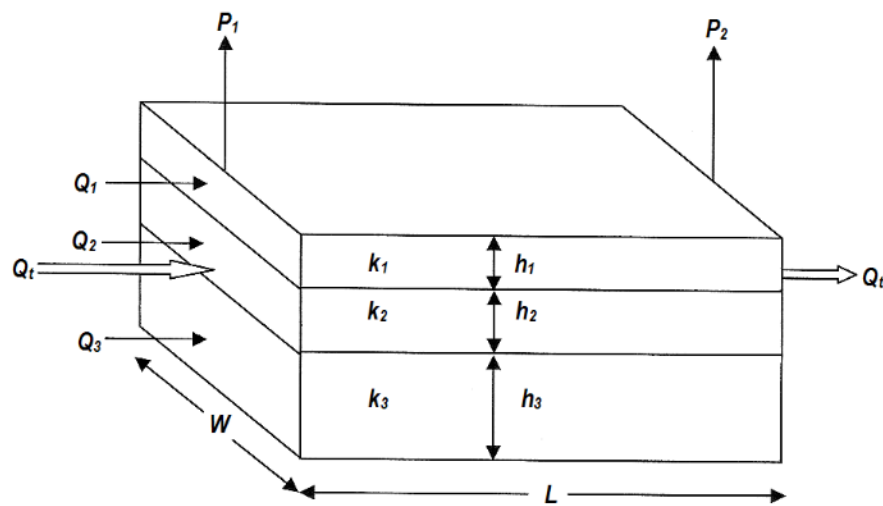


Figura 3.5 Representación del flujo lineal y capas homogéneas en paralelo.

El promedio de la permeabilidad puede desarrollarse usando la ecuación de flujo de Darcy:

$$Q_t = Q_1 + Q_2 + Q_3; \text{ y se tiene que: } Q_1 = \frac{k_1 A_1 (P_1 - P_2)}{\mu L}, Q_2 = \frac{k_2 A_2 (P_1 - P_2)}{\mu L}, \dots \text{etc}$$

$$Q_t = \bar{k} \frac{\sum A_i (P_1 - P_2)}{\mu L} = \frac{k_1 A_1 (P_1 - P_2)}{\mu L} + \frac{k_2 A_2 (P_1 - P_2)}{\mu L} + \frac{k_3 A_3 (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i}$$

Si todas las capas tienen la misma base, se cancelan términos comunes de área ($A = ah$ y además se tiene que: $a_1 = a_2 = a_3 = a_n$), entonces se obtiene la permeabilidad con promedio ponderado a la altura:

$$\bar{k}_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3.13)$$

Esta ecuación es usada comúnmente para determinar el promedio de la permeabilidad en un análisis de núcleos.

3.2.3.2 Capas en paralelo, flujo radial.

Este es el caso de diferentes capas homogéneas superpuestas simultáneamente en el pozo. Cada capa da un gasto Q_i . El gasto total es $Q_t = \sum Q_i$.

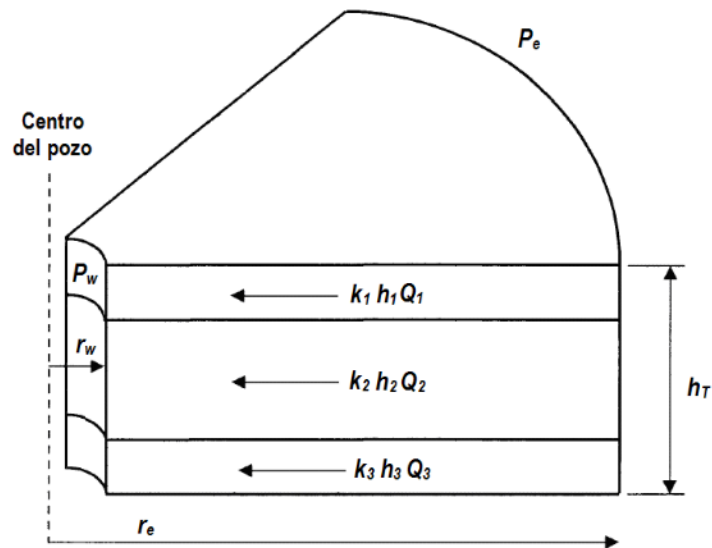


Figura 3.6 Representación del flujo radial y capas homogéneas en paralelo.

$$Q_i = \frac{2\pi h_i k_i (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}};$$

$$Q_t = \Sigma Q_i = \frac{2\pi h_T \bar{k} (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} = \frac{2\pi (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} (h_1 k_1 + h_2 k_2 + h_3 k_3 + \dots)$$

Por lo tanto se obtiene la permeabilidad con promedio ponderado a la altura:

$$\bar{k}_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3.14)$$

Este valor de permeabilidad puede ser comparado con el que se obtiene a través de pruebas de pozos.

3.2.3.3 Capas en serie, flujo lineal.

En este caso la roca del yacimiento ha sufrido distintos pliegues o fallas, y las capas que originalmente eran horizontales, ahora están en posición vertical o la roca del yacimiento tiene cambios de facies. Se asume que el flujo es ahora a través de la roca hacia el pozo. En este caso se asume un sistema con 3 celdas o una capa con 3 facies, el gasto total es constante a través de las capas o facies y la caída de presión total es ahora la suma de las caídas de presión en cada capa o facies. De manera similar, la longitud total es la suma de la longitud de todas las capas o facies, y el área abierta al flujo es constante.

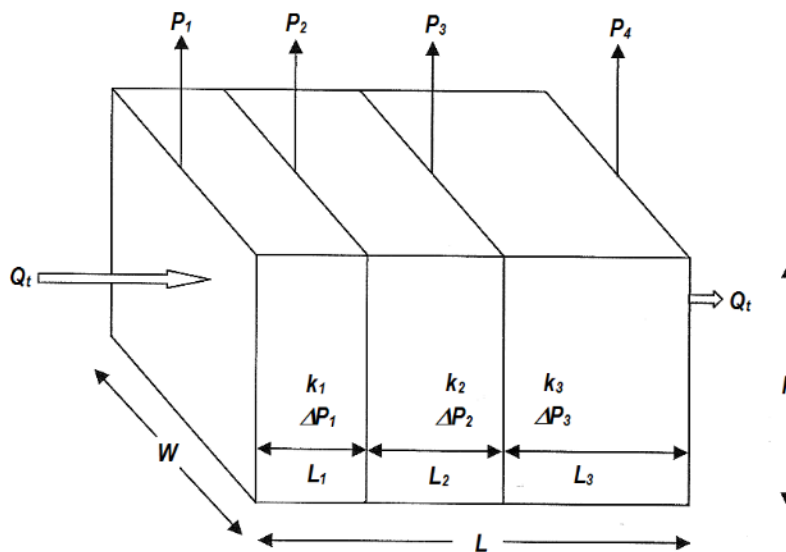


Figura 3.7 Representación del flujo lineal y capas o facies en serie.

La permeabilidad promedio de las capas o facies en serie se obtiene sumando la caída de presión a través de cada capa o facies.

$$\Delta P_T = (P_1 - P_4) = (P_1 - P_2) + (P_2 - P_3) + (P_3 - P_4); \text{ y se tiene que:}$$

$$\Delta P_T = P_1 - P_4 = \frac{Q_i \mu L_1}{k_1 A_1} + \frac{Q_i \mu L_2}{k_2 A_2} + \frac{Q_i \mu L_3}{k_3 A_3} = \frac{Q_i \mu L}{k A}$$

Debido a que los gastos, el área de las secciones transversales y las viscosidades son iguales en todas las capas, al eliminar términos se llega a:

$$\frac{L}{\bar{k}_{prom}} = \frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \frac{L_3}{k_3}$$

Para capas o facies de una sección transversal igual, se obtiene la permeabilidad con promedio armónico:

$$\bar{k}_{prom} = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}} \quad (3.15)$$

3.2.3.4 Capas en serie, flujo radial.

Además de las variaciones laterales naturales de permeabilidad, el daño en la formación puede reducir la permeabilidad en la vecindad del pozo; a su vez las técnicas de limpieza tales como la acidificación pueden incrementar la permeabilidad en esas zonas dañadas.

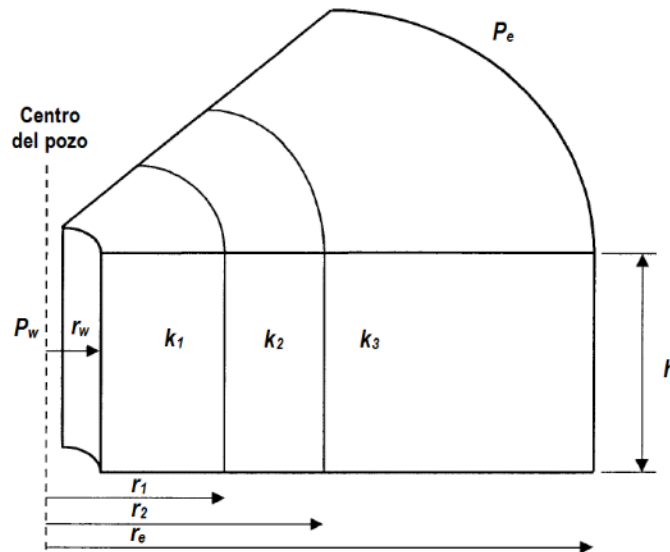


Figura 3.8 Representación del flujo radial en capas o facies en serie.

Flujo total:

$$Q_t = \frac{2\pi h \bar{k}_{prom} (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Caída de presión total:

$$(P_e - P_w) = (P_e - P_2) + (P_2 - P_1) + (P_1 - P_w);$$

$$\text{entonces } \frac{Q_t \mu \ln \frac{r_e}{r_w}}{2\pi \bar{k}_{prom} h} = \frac{Q_3 \mu \ln \frac{r_e}{r_2}}{2\pi k_3 h} + \frac{Q_2 \mu \ln \frac{r_2}{r_1}}{2\pi k_2 h} + \frac{Q_1 \mu \ln \frac{r_1}{r_w}}{2\pi k_1 h}$$

En flujo estacionario:

$$Q_t = Q_1 = Q_2 = Q_3; \text{ entonces se tiene: } \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\bar{k}_{prom}} = \frac{\ln \frac{r_1}{r_w}}{k_1} + \frac{\ln \frac{r_2}{r_1}}{\bar{k}_2} + \frac{\ln \frac{r_e}{r_2}}{\bar{k}_3}$$

En general para capas o facies en serie, la permeabilidad con promedio armónico se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\bar{k}_{prom} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\sum_{j=1}^n \left[\frac{\ln \frac{r_j}{r_{j-1}}}{k_j} \right]} \quad (3.16)$$

Al igual que el flujo radial en capas en paralelo, este valor de permeabilidad puede ser comparado con el que se obtiene a través de pruebas de pozos.

3.2.3.5 Flujo aleatorio.

Para valores de permeabilidad distribuidos aleatoriamente, la permeabilidad promedio es un promedio geométrico:

$$\bar{k}_{prom} = \left(k_1^{h_1} \cdot k_2^{h_2} \cdot k_3^{h_3} \cdot \dots \cdot k_n^{h_n} \right)^{\left(\frac{1}{\sum_{i=1}^n h_i} \right)} \quad (3.17)$$

Donde:

K_{prom} es el promedio de la permeabilidad

h_i es el espesor del intervalo con una permeabilidad k_i

n es el número de intervalos

3.2.4 Correlaciones de permeabilidad absoluta.

La determinación del agua congénita con mediciones de presión capilar ha permitido la evaluación de los valores de la misma en muestras con permeabilidad variable, con estas mediciones se ha llegado al punto que es posible correlacionar el contenido de agua congénita con la permeabilidad de una muestra de un yacimiento dado, o entre yacimientos.

La experiencia indica una relación general entre la porosidad de un yacimiento y la saturación de agua irreductible, mientras el tipo de roca y el tamaño del grano no tengan variación en la zona de interés. Esta relación se define con la siguiente ecuación:

$$C = (S_{wi})(\phi) \quad (3.18)$$

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

Distintos investigadores indican que la constante C , que describe el tipo de roca, puede ser correlacionada con la permeabilidad absoluta de la roca. Dos métodos empíricos comúnmente utilizados son: la ecuación de Timur y la ecuación de Morris - Biggs.

3.2.4.1 Ecuación de Timur.

Timur (1968) propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreductible y la porosidad:

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wir}^2} \quad (3.19)$$

3.2.4.2 Ecuación de Morris – Biggs.

Morris y Biggs (1967) presentaron las siguientes expresiones para estimar la permeabilidad de acuerdo al tipo de yacimiento:

Para un yacimiento de aceite:

$$k = 62.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wir}} \right)^2 \quad (3.20)$$

Para un yacimiento de gas:

$$k = 2.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wir}} \right)^2 \quad (3.21)$$

Donde:

k es la permeabilidad absoluta, en *darcsys*

ϕ es la porosidad, en fracción

S_{wir} es la saturación de agua irreductible, en fracción

3.2.5 Correlaciones de permeabilidad relativa.

En muchos casos, los datos de permeabilidad relativa en muestras del yacimiento que está bajo estudio no se encuentran disponibles, por lo que es necesario obtener la información deseada de alguna otra manera. Se han desarrollado distintos métodos para el cálculo de las relaciones de permeabilidad relativa, en los que se utilizan distintos parámetros para calcularlas, por ejemplo:

- Saturaciones residuales e iniciales
- Datos de presión capilar

La mayoría de las correlaciones propuestas usan la saturación efectiva de la fase como un parámetro de correlación. La saturación efectiva de la fase se define por las siguientes relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wir}} \quad (3.22)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \quad (3.23)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wir}} \quad (3.24)$$

Donde:

S_o^* , S_w^* , S_g^* son las saturaciones efectivas de aceite, agua y gas respectivamente

S_o , S_w , S_g son saturaciones de aceite, agua y gas respectivamente

S_{wir} es la saturación de agua irreductible

3.2.5.1 Correlación de Corey.

Corey (1954) propuso una expresión matemática simple para obtener valores de permeabilidad relativa en un sistema gas-aceite. Se considera una buena aproximación en procesos de drene, por ejemplo el gas desplazando al aceite.

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (3.25)$$

$$k_{rg} = (S_g^*)(2 - S_g^*) \quad (3.26)$$

Donde:

S_g^* es la saturación efectiva de gas, definida anteriormente

Corey (1954) propuso que la permeabilidad relativa en un sistema aceite-agua para areniscas así como formaciones carbonatadas, se puede representar de la siguiente manera:

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wir}} \right)^4 \quad (3.27)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (3.28)$$

Donde:

S_w^* es la saturación efectiva de agua, definida anteriormente

3.2.5.2 Correlación de Wahl.

Wahl (1958) sugirió el uso de la siguiente ecuación para un proceso de drene en un sistema gas-aceite para calcular las relaciones de permeabilidad relativa basada en mediciones de campo en yacimientos de areniscas.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \xi(0.0435 + 0.4556\xi) \quad (3.29)$$

$$\xi = \frac{1 - S_{gc} - S_{wir} - S_o}{S_o - C} \quad (3.30)$$

Donde:

k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas
 k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite
 S_{gc} es la saturación de gas crítica
 S_{wir} es la saturación de agua irreductible
 S_o es la saturación de aceite
 C es una constante igual a 0.25

3.2.5.3 Correlaciones de Wyllie.

Wyllie sugirió ecuaciones empíricas de permeabilidad relativa en sistemas gas-aceite y agua-aceite para procesos de drene en arenas consolidadas y no consolidadas, así como también para calizas oolíticas. Dichas ecuaciones son las siguientes:

Para procesos de drene en un sistema gas-aceite.

- Arenas no consolidadas, con buena clasificación de grano:

$$k_{ro} = (S_o^*)^3 \quad (3.31)$$

$$k_{rg} = (1 - S_o^*)^3 \quad (3.32)$$

- Arenas no consolidadas, con pobre clasificación de grano:

$$k_{ro} = (S_o^*)^{3.5} \quad (3.33)$$

$$k_{rg} = (1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5}) \quad (3.34)$$

- Arenas cementadas, calizas oolíticas y rocas con porosidad vugular:

$$k_{ro} = (S_o^*)^4 \quad (3.35)$$

$$k_{rg} = (1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2}) \quad (3.36)$$

Donde:

S_o^* es la saturación efectiva de aceite, definida anteriormente

Para procesos de drene en un sistema agua-aceite.

- Arenas no consolidadas, con buena clasificación de grano:

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^3 \quad (3.37)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^3 \quad (3.38)$$

- Arenas no consolidadas, con pobre clasificación de grano:

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5}) \quad (3.39)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^{3.5} \quad (3.40)$$

- Arenas cementadas, calizas oolíticas:

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*2}) \quad (3.41)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (3.42)$$

Donde:

S_w^* es la saturación efectiva de agua, definida anteriormente

3.2.5.4 Correlación de Wyllie y Gardner.

Wyllie y Gardner también sugirieron las siguientes dos expresiones que pueden ser usadas cuando una permeabilidad relativa se encuentra disponible:

- Sistema agua-aceite

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left(\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right) \quad (3.43)$$

- Sistema gas-aceite

$$k_{ro} = (S_o^*)^2 - k_{rg} \left(\frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right) \quad (3.44)$$

Donde:

S_w^* es la saturación efectiva de agua, definida anteriormente
 S_o^* es la saturación efectiva de aceite, definida anteriormente

3.2.5.5 Correlación de Torcaso y Wyllie.

Torcaso y Wyllie (1958) desarrollaron una expresión para determinar la permeabilidad relativa al aceite en un sistema gas-aceite. Esta expresión permite el cálculo de k_{ro} , y tiene la siguiente forma:

$$k_{ro} = k_{rg} \left[\frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - (S_o^*)^2)} \right] \quad (3.45)$$

Donde:

S_o^* es la saturación efectiva de aceite, definida anteriormente

La expresión anterior es muy útil debido a la facilidad con la cual se realizan las mediciones de k_{rg} , ya que en las mediciones de k_{ro} se tiene mayor dificultad al realizarse.

3.2.5.6 Correlación de Pirson.

A partir de consideraciones petrofísicas, Pirson (1958) derivó relaciones generalizadas para determinar la permeabilidad relativa de la fase mojante y de la fase no mojante para procesos de drene e imbibición. Las expresiones generalizadas se aplican para rocas mojadas por agua.

Para la fase mojante (agua):

$$k_{rw} = S_w^3 (S_w^*)^{1/2} \quad (3.46)$$

La expresión anterior es válida para ambos procesos, drene e imbibición.

Para la fase no mojante:

- Imbibición

$$(k_r)_{no\ mojante} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad (3.47)$$

- Drene

$$(k_r)_{no\ mojante} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (3.48)$$

Donde:

S_{nw} es la saturación de la fase no mojante

S_w es la saturación de agua

S_w^* es la saturación efectiva de agua, definida anteriormente

3.2.5.7 Correlación de Naar-Henderson.

Naar-Henderson (1962) propusieron las siguientes ecuaciones para yacimientos con empuje de agua:

$$k_{ro} = \frac{(1 - 2S_w^*)^{1.5}}{2 - (1 - 2S_w^*)^{0.5}} \quad (3.49)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (3.50)$$

Donde:

S_w^* es la saturación efectiva de agua, definida anteriormente

3.2.6 Permeabilidad de fracturas y canales.

Las rocas de yacimientos petroleros, tales como carbonatos, frecuentemente tienen canales o fracturas. Para comprender el flujo de fluidos en las rocas de yacimiento, se deben considerar tres elementos para la permeabilidad: matriz, canales y fracturas.

La permeabilidad de la matriz se refiere al flujo en los espacios porosos primarios de las rocas del yacimiento. Permeabilidad de canal o fractura se refiere al flujo en las grietas o

huecos en la roca. Estos canales y fracturas no cambian la permeabilidad de la matriz, pero si alteran la permeabilidad absoluta.

Las ecuaciones para la permeabilidad de canales se basan en la ecuación de Poiseuille's para el flujo de fluidos a través de tubos capilares.

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (3.51)$$

o en términos de área, $A = \pi r^2$, se tiene:

$$Q = \frac{A r^2 \Delta P}{8 \mu L}$$

igualando con la ecuación de Darcy, se tiene que la permeabilidad de un canal se puede definir como:

$$\frac{A r^2 \Delta P}{8 \mu L} = \frac{k A \Delta P}{\mu L}$$

$$k_{canal} = \frac{r^2}{8} \quad (3.52)$$

Si el radio del canal esta en m , la permeabilidad del canal estará en m^2 .

Similar al desarrollo para permeabilidad en canales, la ecuación de permeabilidad en fracturas se desarrolla al comparar ecuaciones de flujo para una geometría simple de aberturas con finos espacios en un medio poroso.

Para flujo a través de aberturas con finos espacios (análogo a las fracturas):

$$\Delta P = \frac{12 \mu \nu L}{h^2}$$

y de la ecuación de Darcy:

$$\Delta P = \frac{\mu \nu L}{k}$$

Donde:

ν es la velocidad de flujo intersticial

Comparando las ecuaciones anteriores y simplificando, se tiene:

$$k_{fractura} = \frac{h^2}{12} \quad (3.53)$$

Donde:

h es el espesor de la abertura o fractura, en m o cm

$k_{fractura}$ es la permeabilidad de la fractura, en m^2 si h esta en m o cm^2 si h esta en cm .

3.2.7 Analogías entre las leyes de Darcy, Ohm y Fourier.

La siguiente tabla muestra una comparación de diferentes leyes que tienen una forma similar a la ley de Darcy:

Ley de Darcy:	Ley de Ohm de corriente eléctrica:	Ley de Fourier de conducción de calor:
$q = A \frac{k\Delta P}{\mu L}$	$J = A \frac{U}{\rho L}$	$Q = A\lambda \frac{\Delta T}{L}$
<p>q es el gasto de fluido A es el área seccional k es la permeabilidad ΔP es la diferencia de presión μ es la viscosidad del fluido L es la longitud</p>	<p>J es el amperaje A es el área seccional U es el voltaje ρ es la resistencia eléctrica L es la longitud</p>	<p>Q es el flujo de calor A es el área seccional λ es la conductividad térmica ΔT es la diferencia de temperatura L es la longitud</p>

La forma de las ecuaciones anteriores es similar. Esta analogía permite adaptar modelos de simulación de flujo de fluidos con la ayuda de modelos eléctricos y con la adopción de soluciones matemáticas obtenidas de problemas de flujo de calor.

3.2.8 Ecuación de Darcy en unidades de campo.

En la industria petrolera, los gastos se reportan en barriles por día, por lo mismo es necesario convertir el gasto de m^3/seg a *barriles por día*, con unidades consistentes. Si se tienen los siguientes factores de conversión:

$$1 m^3 = 6.2898 \text{ barriles}$$

$$1 \text{ seg} = 0.000011574 \text{ días}$$

$$1 m^3/\text{seg} = 543438.72 \text{ barriles/día}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} Q \text{ en barriles/día} &= (1/543438.72) m^3/\text{seg} \\ &= (100^3/543438.72) cm^3/\text{seg} \\ &= 1.8401 cm^3/\text{seg} \end{aligned}$$

$$A \text{ en pie}^2 = 30.48^2 cm^2$$

$$\Delta P \text{ en psi} = (1/14.696) atm$$

L en *pie* = 30.40 *cm*

La viscosidad del fluido μ se encuentra en *cp*, en la ecuación original y en unidades de campo. Usando los factores de conversión en la definición de un Darcy:

$$Q \times 1.8401 = \frac{k(A \times 30.48^2)(\Delta P / 14.969)}{\mu(L \times 30.48)}$$

o

$$Q = 1.1271 \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (3.54)$$

En esta ecuación si k esta en *darcys*, A en *pie*², ΔP en *psi*, μ en *cp*, y L en *pie*, entonces el gasto calculado Q estará en *barriles/día*.

3.3 Importancia de la saturación de fluidos.

Normalmente en un yacimiento petrolero se encuentra más de un fluido presente Debido al proceso de su formación, los poros inicialmente estaban llenos de agua. Posteriormente el aceite o gas, migraron y desplazaron al agua dejándola a una saturación residual. Cuando un yacimiento es descubierto puede haber gas, aceite y agua distribuidos en todo el yacimiento.

Se sabe que todos los valores de saturación están relacionados con el volumen poroso y no con el volumen del yacimiento. Se piensa que los fluidos en los yacimientos han alcanzado un estado de equilibrio, y por ello estarán separados de acuerdo a su densidad: el gas en la parte más alta, después aceite y por último agua. Se tendrá agua congénita distribuida desde la parte más baja y hacia las demás zonas del yacimiento de aceite y gas, el agua en estas zonas estará normalmente en forma irreductible. La saturación de agua congénita es un factor muy importante ya que determina la fracción de espacio poroso que puede ser ocupada por hidrocarburos (aceite y/o gas).

La ecuación volumétrica para calcular el aceite in-situ es:

$$N = 7758 \frac{Ah \phi S_{oi}}{B_{oi}} \quad (3.55)$$

Donde:

N es el volumen de aceite inicial, en *barriles*

A es la extensión del yacimiento, en *acres*

h es el espesor promedio del yacimiento en *pies*

ϕ es la porosidad efectiva, en *fracción*

S_{oi} es la saturación de aceite inicial en *fracción*

B_{oi} es el factor de volumen inicial del aceite, expresado en barriles a condiciones de yacimiento entre barriles a condiciones estándar.

Cuando sólo hay dos fluidos presentes en el yacimiento inicialmente, por ejemplo agua y aceite, se tiene que $S_o+S_{wi}=1$:

$$N = 7758 \frac{Ah \phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (3.56)$$

Donde:

S_{wi} es la saturación de agua inicial, en *fracción*

Como el contenido de agua congénita se incrementa, el contenido de aceite en el yacimiento decrece.

3.3.1 Promedios de saturación.

Para obtener el promedio de la saturación de fluidos, se requiere que los datos de saturación sean ponderados con el espesor h_i y con la porosidad ϕ_i del intervalo dado. La saturación promedio de cada fluido del yacimiento puede ser calculada con las siguientes ecuaciones:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3.57)$$

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3.58)$$

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3.59)$$

Donde:

i se refiere al subíndice para cada medición

h_i representa el intervalo de profundidad dado

ϕ_i es la porosidad i en el intervalo dado

S_{oi} es la saturación i del aceite en el intervalo dado

S_{wi} es la saturación i del agua en el intervalo dado

S_{gi} es la saturación i del gas en el intervalo dado

S_o es la saturación promedio del aceite

S_w es la saturación promedio del agua

S_g es la saturación promedio del gas

3.3.2 Tipos especiales de saturaciones.

Hay tres tipos especiales de saturaciones que son de gran importancia para la ingeniería petrolera, éstas son:

1. Saturación de gas crítica.
2. Saturación de aceite residual.
3. Saturación de agua irreductible.

Estas saturaciones juegan un papel clave para comprender el flujo de fluidos en el medio poroso y en la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos petroleros.

3.3.2.1 Saturación de gas crítica.

Normalmente los hidrocarburos se encuentran en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura muy altas. Debido a la gran presión, el gas está disuelto en la fase líquida. Cuando la producción en un yacimiento inicia, la presión del mismo decrece mientras que la temperatura permanece constante. El decremento de la presión ocasiona una liberación de la fase gaseosa (donde la fase gaseosa se incrementa desde una saturación de 0) cuando la presión baja a un cierto valor menor al de la presión de burbuja. Subsecuentemente, la saturación de la fase gaseosa se incrementa al ir disminuyendo la presión del yacimiento. Esta fase gaseosa, permanece inmóvil hasta que excede un valor de saturación llamado saturación de gas crítica y se denota como S_{gc} . La fase gaseosa entonces comienza a moverse cuando la saturación es mayor que la saturación de gas crítica. Esto se atribuye a los procesos físicos en los que la fase gaseosa se vuelve continua dentro del sistema para poder fluir. En la Figura 3.9 se representan dichos eventos.

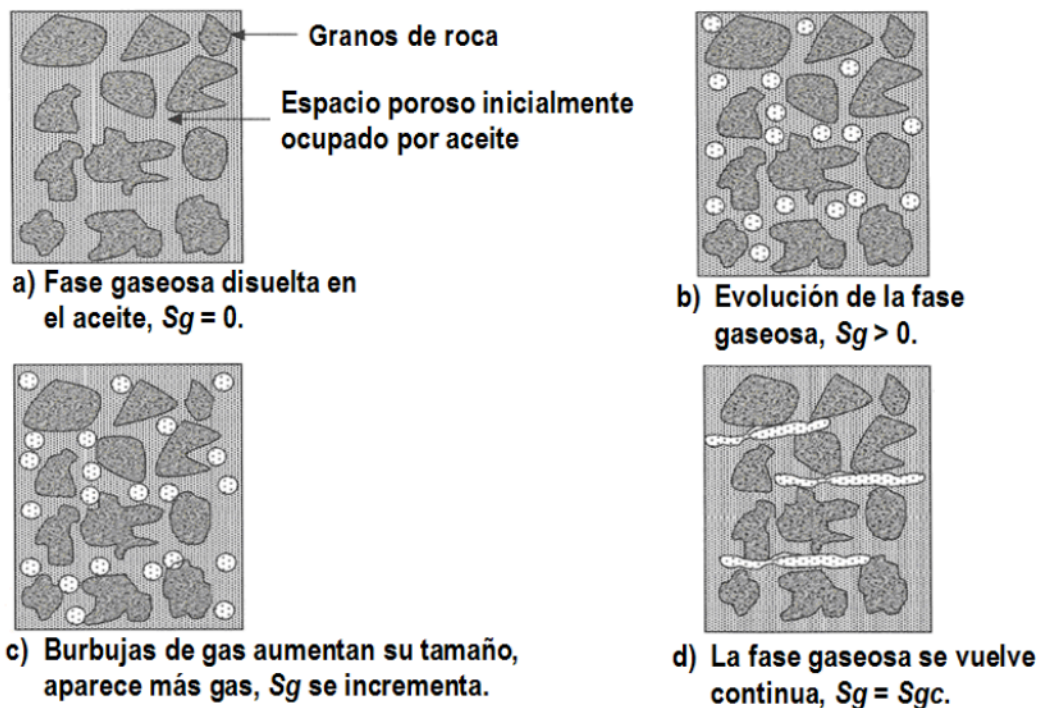


Figura 3.9 Representación de los eventos que llevan a la saturación de gas crítica.

La saturación de gas crítica impacta fuertemente a la producción de aceite de los yacimientos petroleros. En la producción primaria de aceite, el gas en solución (hidrocarburo en fase gaseosa disuelto en hidrocarburo en fase líquida) es el principal mecanismo de producción de aceite debido a que sale de la solución y expulsa al aceite. Debido a que el gas es muy compresible, mantiene la presión del yacimiento lo suficientemente alta para la recuperación. Cuando la saturación de gas alcanza el valor crítico comienza a fluir y se reduce la presión del yacimiento.

3.3.2.2 Saturación de aceite residual.

La saturación de aceite residual, se denota como S_{or} , y puede ser interpretada de dos formas por los ingenieros de yacimientos. Para algunos ingenieros, es la saturación remanente en el yacimiento al final de la producción primaria o después del desplazamiento de agua o gas. Se define la S_{or} de esta forma para referirse a los procesos de recuperación mejorada. Otros consideran la saturación de aceite residual como la saturación de aceite que queda en un núcleo de roca de yacimiento al final de un proceso de desplazamiento de gas o de agua en un laboratorio.

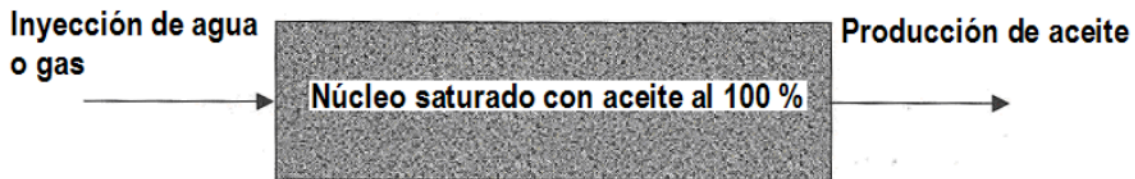


Figura 3.10 Se muestra un núcleo con $S_{oi} = 100\%$, al cual se le inyecta gas o agua, tan pronto como el fluido sea inyectado, desplazará al aceite en el espacio poroso.

Este proceso ejemplifica la producción de aceite, que en cierto punto declinará y la fase inyectada comenzará a producirse del otro lado. Si se grafica la producción acumulada de aceite contra el tiempo, la gráfica muestra una tendencia horizontal después de cierto tiempo, que representa la máxima cantidad de aceite que puede producir la muestra por inyección de agua o gas, aunque queda atrapada una parte del aceite, como se muestra en la Figura 3.11.

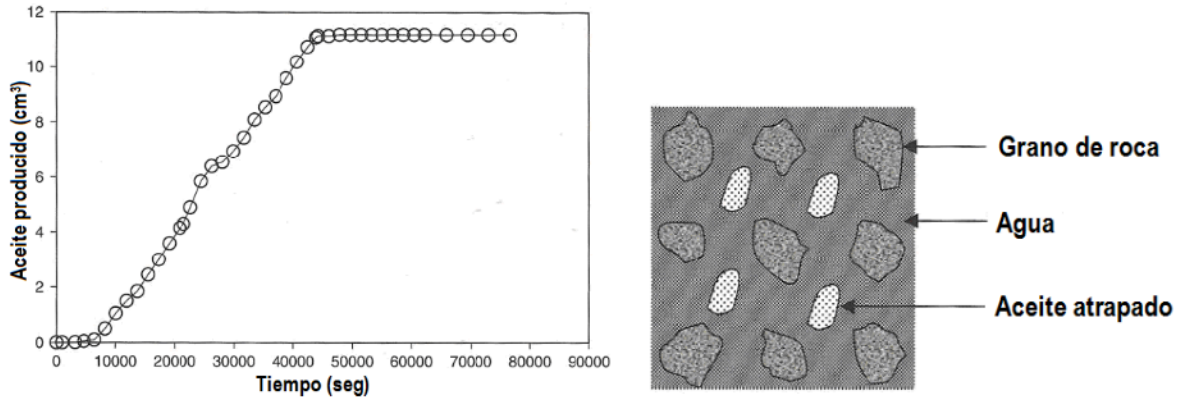


Figura 3.11 Representación de los eventos que llevan a la saturación de aceite residual.

Al final el aceite queda atrapado con una saturación residual. Si la inyección de agua o gas continúa, simplemente rodea al aceite atrapado y sólo se produce el fluido inyectado. Para un experimento de este tipo, la saturación de aceite residual se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = \frac{(V_p - \text{producción acumulada de aceite})}{V_p} \quad (3.60)$$

$$S_{or} = \frac{\text{aceite atrapado en la muestra}}{V_p}$$

Los resultados que arrojan las pruebas de laboratorio son afectados por muchos factores como: el tipo de prueba, condiciones a las que se realiza, tipos de roca y las propiedades del aceite y de los fluidos desplazantes.

3.3.2.3 Saturación de agua irreductible.

Se denota como S_{wi} y se define como la mínima saturación de agua que está presente en un medio poroso. Esta saturación es un caso especial de la saturación de agua intersticial, la saturación inicial de agua, la saturación de agua congénita, etc.

Para entender el concepto, se considera un yacimiento petrolero ideal, mostrando una distribución de gas, aceite y agua como se muestra en la Figura 3.12.

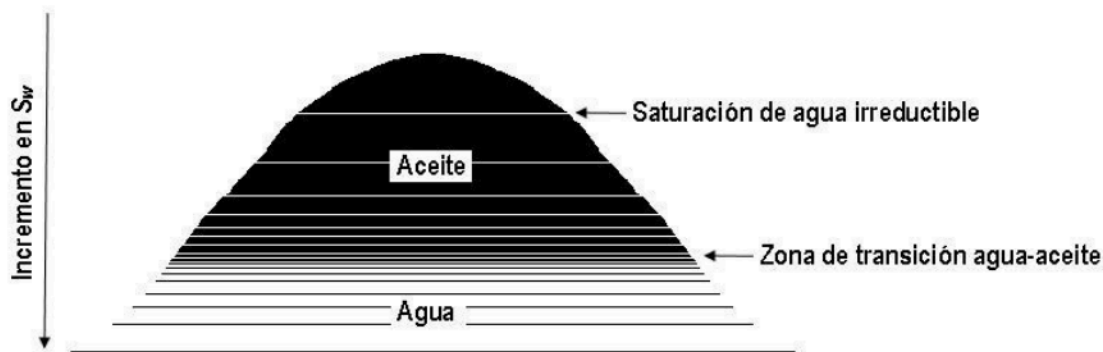


Figura 3.12 Representación esquemática de la saturación de agua irreductible en un yacimiento bajosaturado

Los fluidos alcanzan un estado de equilibrio y se separan de acuerdo a sus densidades, por ejemplo el gas en la parte superior, le sigue el aceite y por último agua. Debido a la capilaridad y a las fuerzas gravitacionales, nunca se tiene una segregación de fases completa durante la migración, y el agua congénita está distribuida en las zonas de gas y aceite. El agua en estas zonas se reduce al mínimo, y no es otra cosa que la saturación de agua irreductible, S_{wi} .

Las fuerzas que retienen el agua en las zonas de aceite y gas, se denominan fuerzas capilares, y son afectadas por el tamaño de los poros.

Una vez que se completó este proceso, el yacimiento llega a un estado conocido como equilibrio capilar-gravitacional.

La saturación de agua irreductible generalmente no está distribuida uniformemente en todo el yacimiento, varía con la permeabilidad, litología, pero sobretodo con la gravedad y las fuerzas capilares en el yacimiento.

En resumen, S_{wi} es un parámetro muy importante porque reduce el espacio disponible en el medio poroso, para los hidrocarburos y el volumen de agua que comprende es inmóvil.

También hay otro tipo de saturaciones presentes en un yacimiento, como lo son:

3.3.2.4 Saturación de gas residual.

Se denomina así a la saturación de gas remanente en el yacimiento, después de la producción primaria, se denota como S_{gr} , y controla el volumen de gas atrapado en la porción del yacimiento que ha sufrido invasión de agua, el agua llena los poros y gargantas de la roca, causando que los efectos de la presión capilar y permeabilidad relativa detengan el flujo de gas y sólo se permita el paso de agua dentro de la roca.

3.3.2.5 Saturación de aceite crítica.

Se denomina así a la saturación de aceite mínima que se debe tener para que comience el movimiento dentro de un volumen de roca, se denota como S_{oc} , a un valor menor, el aceite estará inmóvil dentro del medio poroso.

3.3.2.6 Saturación de agua congénita.

Se denomina así a la saturación de agua que se encuentra en el yacimiento al momento de su descubrimiento y su distribución varía dentro de todo el yacimiento, alcanzando su valor más alto en la parte baja del mismo y disminuye hacia arriba a partir del contacto agua-aceite.

3.4 Importancia de la presión capilar.

La importancia de la presión capilar radica en que se usa para conocer la distribución de saturación de agua en el yacimiento. La información obtenida se correlaciona con la porosidad, por ejemplo, situándose por encima del contacto agua-aceite, para obtener el volumen de aceite in-situ.

La información que se necesita de la presión capilar para realizar estudios de yacimientos, depende de la mojabilidad que se tenga en la roca y de los mecanismos de empuje.

Las curvas de promedio de presión capilar (función J), son muy útiles en estudios de simulación de yacimientos y en evaluaciones petrofísicas.

3.4.1 Promedios de presión capilar: La función J de Leverett.

Los datos de presión capilar medidos en el laboratorio normalmente se basan en muestras individuales de núcleos de roca, representando una parte extremadamente pequeña de todo el yacimiento. Debido a la heterogeneidad de las rocas, no es posible usar una curva de presión capilar para todo el yacimiento, por lo cual es necesario combinar todos los datos petrofísicos con la de presión capilar para clasificar un yacimiento.

La relación de la presión capilar con la saturación se ve afectada por la permeabilidad y la porosidad, por lo que es necesario evaluar los distintos datos de presión capilar-saturación con respecto a la porosidad y a la permeabilidad de la muestra de roca de la que fueron obtenidos. Esto se hace generalmente con la función adimensional de Leverett, llamada *función J de Leverett*, y se expresa como:

$$J(S_w) = \left(\frac{P_c}{\sigma} \right) \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.61)$$

Donde:

k es la permeabilidad absoluta, en *centímetros cuadrados*

ϕ es la porosidad, en *fracción*

P_c es la presión capilar, en *dinas/centímetro cuadrado*

σ es la tensión interfacial, en *dinas/centímetro*

El uso de unidades consistentes convierte en adimensional a la función $J(S_w)$. En muchos casos, todos los datos de presión capilar de una formación serán reducidos a una simple curva cuando se grafica la función J de Leverett contra los datos de saturación. En la Figura 3.13 se muestra una gráfica de función J -datos de saturación de rocas de un yacimiento del Mar del Norte.

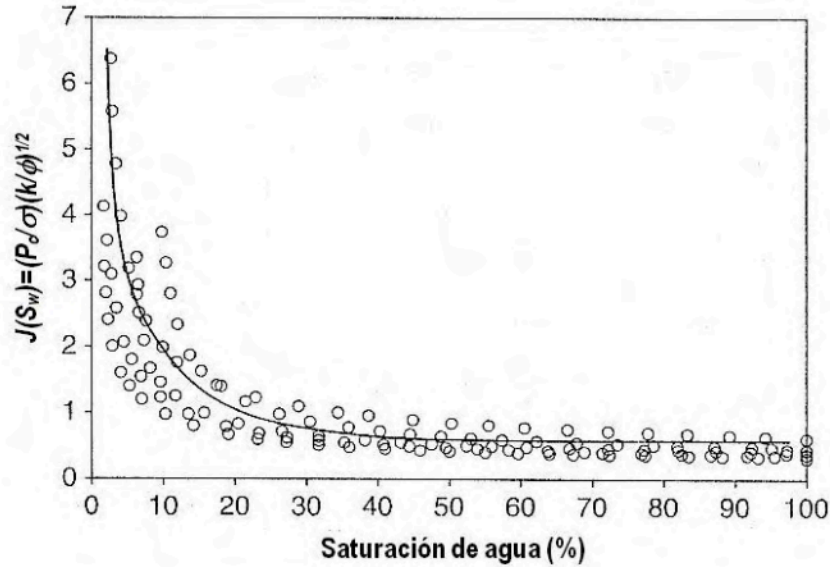


Figura 3.13 Gráfica de la función J vs. la saturación de agua para muestras de roca de yacimiento del Mar del Norte, provenientes de la misma formación.

Algunos autores modifican la expresión para la función J al incluir el coseno del ángulo de contacto:

$$J(S_w) = \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right) \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.62)$$

Mientras todas las mediciones sean hechas con los fluidos del yacimiento en núcleos con la mojabilidad del yacimiento, el término $\cos \theta$ no afectará el resultado, se presentan problemas cuando se usan diferentes fluidos o el núcleo se limpió y se alteró la mojabilidad.

3.4.2 Cálculo de la permeabilidad a partir de la presión capilar.

La primera relación entre permeabilidad y presión capilar fue desarrollada por Purcell, en la que describe la técnica de inyección de mercurio para la medición de la presión capilar, y fue desarrollada para mediciones de presión capilar en muestras de núcleos y recortes de roca.

El objetivo de Purcell era desarrollar una relación de $P_c - k$ con datos de mediciones obtenidas de recortes de roca, debido a que se dispone de ellos fácilmente, lo que no pasa

con los núcleos obtenidos de la formación, usando la técnica de inyección de mercurio para determinar la permeabilidad.

La relación de permeabilidad-presión capilar presentada por Purcell se basa en una analogía entre la ecuación de Poiseuille y la ecuación de presión capilar, y se desarrolla como sigue:

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (3.63)$$

Donde:

Q es el gasto de un fluido, en cm^3/seg

μ es la viscosidad a través del tubo capilar o cilíndrico de radio r , en *centipoise*

ΔP es la caída de presiones a través del tubo, en *atmósferas*

L es la longitud de medio, en *cm*

Debido a que el volumen V del tubo capilar es $\pi r^2 L$, la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$Q = \frac{V r^2 \Delta P}{8 \mu L^2}$$

La presión capilar para un solo tubo, está dada por la ecuación:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (3.64)$$

Sustituyendo el valor de r en la ecuación 3.64, se tiene:

$$Q = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 V \Delta P}{2 \mu L^2 P_c^2}$$

Si el medio poroso se contempla que sea conformado por N tubos capilares de igual longitud, pero de un radio variable, el gasto total se puede expresar como:

$$Q_t = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \Delta P}{2 \mu L^2} \sum_{i=1}^N \frac{V_i}{P_{ci}^2}$$

Donde:

P_{ci} es la presión capilar para cada tubo capilar

Por otro lado, el gasto Q_t , a través del mismo sistema de tubos capilares esta dado por la ley de Darcy:

$$Q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}$$

Igualando las ecuaciones anteriores para Q_t , se llega a una relación entre permeabilidad, presión capilar y volumen poroso:

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2AL} \sum_{i=1}^N \frac{V_i}{P_{ci}^2}$$

La ecuación anterior puede ser simplificada expresando el volumen V_i de cada tubo capilar como un porcentaje S_i del total del espacio vacío, V_T , del sistema:

$$S_i = \frac{V_i}{V_T}$$

Debido a que el producto de AL es el volumen de roca del sistema y ϕ la porosidad:

$$\phi = \frac{V_T}{AL}$$

La ecuación se reduce a:

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2} \phi \sum_{i=1}^N \frac{S_i}{P_{ci}^2} \quad (3.65)$$

Purcell observó que la ecuación anterior relaciona la permeabilidad de un sistema de capilares cilíndricos paralelos de igual longitud, distintos radios, a la porosidad del sistema y a la presión capilar, pero esto es muy difícil que se presente en la naturaleza. Para corregir esto, Purcell modificó la ecuación anterior e introdujo un factor litológico λ , para tener en cuenta las diferencias entre el flujo de un medio poroso hipotético y el de las rocas que se encuentran en la naturaleza. Finalmente, introduciendo factores de conversión y expresando la sumatoria como una integral de saturación sobre P_c^2 en el rango de saturación $[0,1]$, la ecuación anterior se convierte en:

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{P_{ci}^2} \quad (3.66)$$

Donde:

k es la permeabilidad, en mD

ϕ es la porosidad, en *fracción*

S es la fracción del espacio poroso total ocupado por el líquido que es inyectado o removido de la muestra

P_c es la presión capilar, en psi

σ es la tensión superficial o interfacial, en $dinas/cm$

θ es el ángulo de contacto

En la ecuación anterior, la integral se evalúa al graficar el inverso de P_c^2 contra la saturación y se determina el área bajo la curva como se muestra en la Figura 3.14:

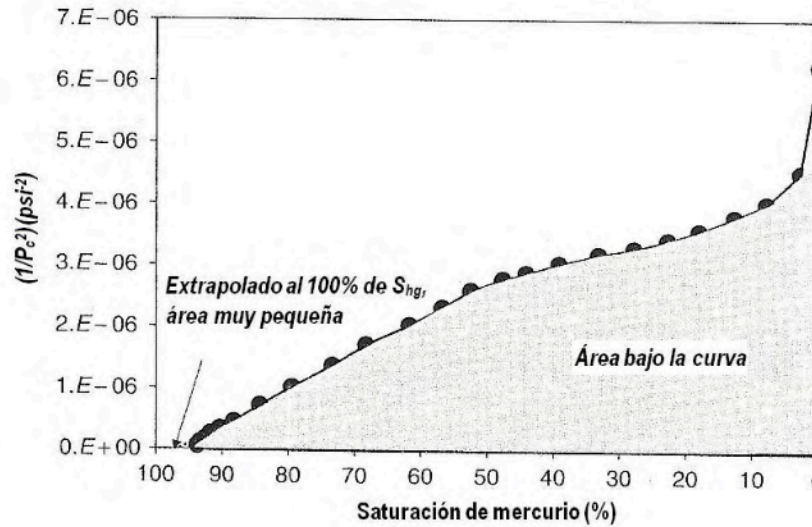


Figura 3.14 Gráfica del inverso del cuadrado de la presión capilar vs. la saturación de mercurio. El área bajo la curva se usa para determinar la permeabilidad a partir de los datos de presión capilar por el método de Purcell.

El factor litológico λ , se usa para representar las diferencias entre un modelo hipotético y un modelo real del sistema poroso. El factor litológico λ es una corrección empírica que Purcell determinó en 1949 para diferentes muestras de núcleos sobre un rango de valores de permeabilidades absolutas, al hacer mediciones de presión capilar usando mercurio.

Basándose en la medición de la presión capilar por inyección de mercurio y en datos de permeabilidad de 27 muestras de las formaciones Wilcox y Paluxy, Purcell determinó el valor del factor litológico λ , de cada una de estas muestras. El valor medido estaba en el rango de $[0.1, 0.4]$, con un valor promedio de 0.216. Se tiene una buena aproximación al usar el valor de $\lambda = 0.216$.

3.4.3 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar.

La presión capilar está relacionada a la mojabilidad del medio poroso. Anderson estudió las curvas de presión capilar contra saturación de un sistema agua-aceite, para dos sistemas fuertemente mojados por agua y dos fuertemente mojados por aceite. Específicamente el efecto de la mojabilidad en las curvas de presión capilar se determinó basándose en el trabajo externo requerido para que el aceite desplace al agua, lo cual es una curva de drene en una muestra mojada por agua (curva 1 de la Figura 3.15):

$$\Delta W_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \quad (3.67)$$

Similarmente, para el caso de agua desplazando al aceite, lo cual es una curva de imbibición forzada para un núcleo mojado por agua (curva 3 de la Figura 3.15), el trabajo se describe con la siguiente ecuación:

$$\Delta W_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{o1}}^{S_{o2}} P_c dS_o \quad (3.68)$$

Donde:

ΔW_{ext} es el trabajo requerido para que un fluido desplace a otro fluido, en *Joules*

V_b es el volumen de roca, en *metros cúbicos*

ϕ es la porosidad, en *fracción*

P_c es la presión capilar, en *N/m²*

S_w es la saturación de agua, en *fracción*

S_o es la saturación de aceite, en *fracción*

El área bajo la curva de drene es relativamente grande, mientras que el área bajo la curva de imbibición es mucho más pequeña, debido a que se requiere un trabajo mayor para que el aceite desplace al agua que en un desplazamiento inverso donde el agua desplace al aceite, lo anterior muestra la mojabilidad de la roca al agua y el efecto que tiene en las curvas de presión capilar.

En la Figura 3.15 se muestra una gráfica de presión capilar contra saturación de agua en un sistema agua-aceite, siendo el agua el fluido mojante en el yacimiento. En la figura se muestra el comportamiento de las curvas de drene, imbibición e imbibición forzada.

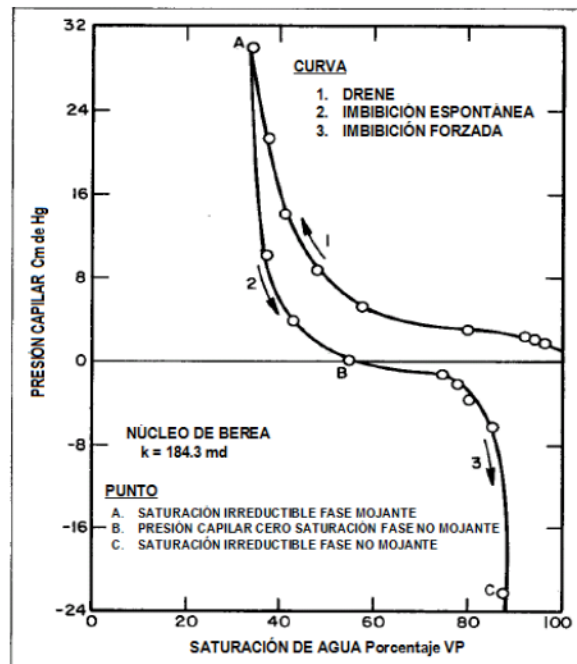


Figura 3.15 Curva de presión capilar en un sistema agua-aceite medida en un núcleo mojado por agua de la formación Berea.

En las gráficas de la Figura 3.16 se muestra cómo afecta la mojabilidad a las curvas de presión capilar, cuando el aceite es el fluido fuertemente mojante. Los papeles del agua y del aceite se invierten del caso donde el agua es el fluido fuertemente mojante, es decir, la gráfica se invierte, a partir de una curva de presión capilar típica. En este caso las áreas bajo las curvas de presión capilar indican que el trabajo requerido para que la fase no mojante desplace a la fase mojante es mucho más grande, comparado con un desplazamiento inverso, ésto demuestra la mojabilidad de la roca al aceite y el efecto que tiene en las curvas de presión capilar.

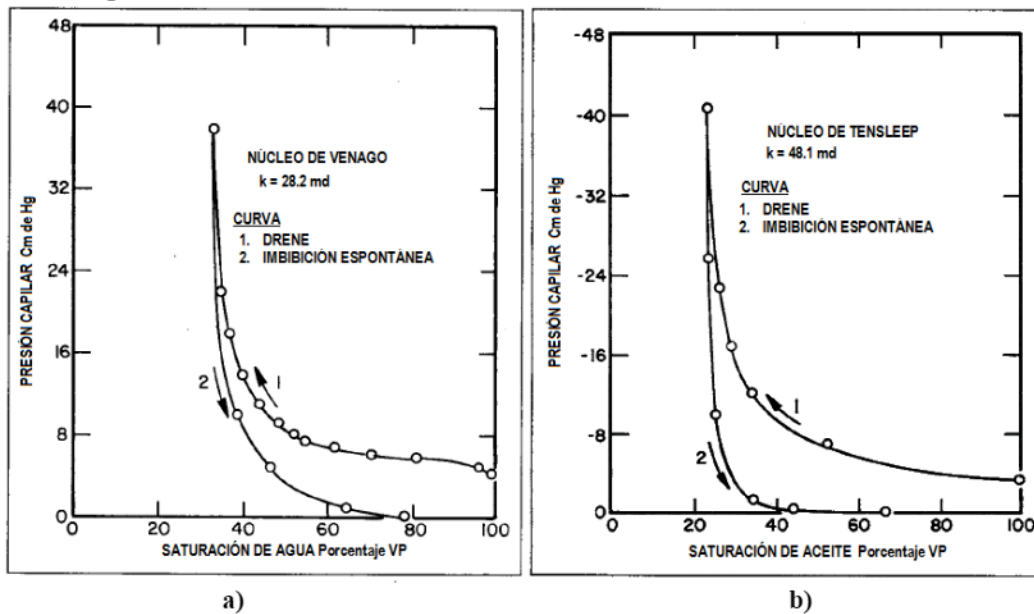


Figura 3.16 Gráficas de presión capilar para sistemas a) mojado por agua y b) mojado por aceite.

3.4.4 Zonificación, contactos y distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

Una de las aplicaciones más importantes del concepto de las curvas de presión capilar es la zonificación, contactos y distribución inicial de fluidos en un yacimiento petrolero antes de su explotación.

Los datos de presión capilar pueden revelar una cantidad importante de información en la estructura interna de un yacimiento petrolero en términos de la distribución de fluidos y su localización. Para obtener esta información de presiones capilares, son necesarios los datos de P_c-S_w para ser convertidos en datos de altura de saturación, en términos de la presión capilar, esto se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$h = \frac{144P_c}{\Delta\rho} \quad (3.69)$$

Donde:

h es la altura sobre el plano de presión capilar cero entre los fluidos mojantes y no mojantes, en *pies*

P_c es la presión capilar, en *psi*

$\Delta\rho$ es la diferencia de las densidades de los fluidos entre las fases mojante y no mojante @ condiciones de yacimiento, en $lb\ masa/pe^3$

Esta ecuación se usa para relacionar la presión capilar y la altura sobre el plano de presión capilar cero, los datos de presión capilar son fácilmente convertidos en altura de saturación de fluidos. En la Figura 3.17 se muestra la distribución de la saturación de agua en un sistema agua-aceite.

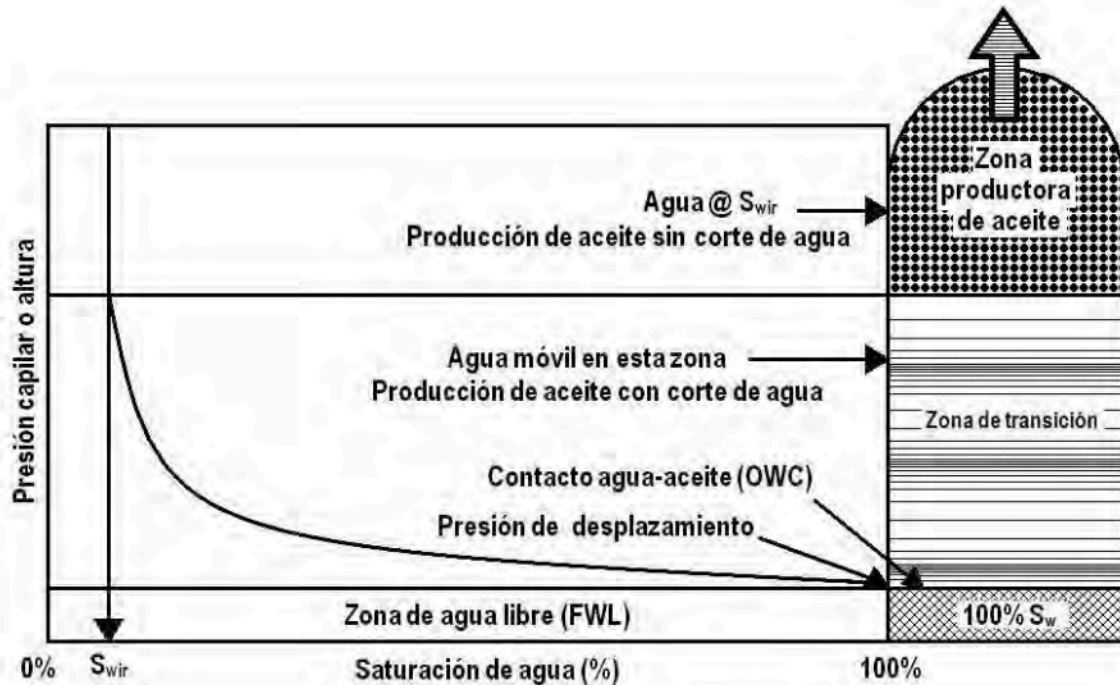


Figura 3.17 Perfil de la distribución de fluidos, zonificación, y contactos de fluidos basados en datos de presión capilar vs. saturación de agua.

3.4.4.1 Zona de agua libre.

La superficie de la zona de agua libre (*FWL*), se representa en la figura por la base de la curva altura-saturación, debajo de esta línea se encuentra el acuífero en el yacimiento. En este punto la presión capilar es cero, por encima de él, se presentan los datos de la grafica anterior. Cabe señalar que de esta región hasta cierta altura la saturación de agua es aún del 100%, y existe una cierta presión capilar que es llamada presión capilar de entrada, presión de desplazamiento o umbral de presión. En esta zona entre los dos puntos ($P_c = P_d$; $S_w = 100\%$) y ($P_c = 0$; $S_w = 100\%$) sólo se produce agua.

3.4.4.2 Contacto agua-aceite.

El contacto agua-aceite (*OWC*) se define como la mayor profundidad en el yacimiento donde existe una saturación de agua del 100%, en otras palabras, el contacto agua-aceite y el punto donde la saturación de agua es de 100% se representa en la figura en el punto donde ($P_c = P_d$; $S_w = 100\%$). Se puede expresar por las siguientes ecuaciones:

En términos de altura por encima de FWL ,

$$OWC = \frac{144P_d}{\Delta\rho} \quad (3.70)$$

Donde:

OWC es el contacto agua-aceite, en *pies*

P_d es la presión de desplazamiento, en *psi*

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre agua y aceite, en *lb masa/pie³*

En términos de profundidad por encima de FWL ,

$$OWC = FWL - \frac{144P_d}{\Delta\rho} \quad (3.71)$$

3.4.4.3 Zona de transición.

En la figura anterior se muestra que la saturación de agua varía gradualmente del 100% en la zona de agua libre, hasta la saturación de agua irreductible en algún punto por encima del contacto agua-aceite, ésta es la llamada zona de transición. La zona de transición se encuentra donde la curva de presión capilar parte de la presión de desplazamiento y comienza con una tendencia asintótica debido a que ha alcanzado la saturación de agua irreductible. El agua en esa zona es móvil, por lo tanto la producción de aceite incluirá un corte de agua respectivo. Esta zona varía de acuerdo a los fluidos contenidos en el yacimiento, así como también debido a la estructura porosa del mismo.

Se tiene indicado que la zona de transición se incrementa con una diferencia pequeña en las densidades de los fluidos. En un yacimiento de gas, que contiene agua y gas, el espesor de la zona de transición será mínimo debido a que la diferencia de densidades es muy grande, en cambio, en un yacimiento de aceite pesado la diferencia de densidades es muy pequeña, incrementando la zona de transición.

El tamaño de los poros influye también, de manera que un yacimiento con poros muy pequeños tendrá una zona de transición más grande en comparación de uno con poros más grandes. Similarmente el espesor de la zona de transición varía con la permeabilidad, un yacimiento con una permeabilidad muy grande tiene una zona de transición mucho más pequeña que un yacimiento con una baja permeabilidad.

3.4.4.4 Zona productora de aceite.

La zona productora de aceite se representa por la zona que se encuentra por encima de la línea de la zona de transición, como se muestra en la Figura 3.16. Debido a que la zona productora de aceite contiene agua a la saturación irreductible, la producción de aceite de esa zona será sin corte de agua.

3.4.4.5 Saturación de fluidos en la zona de gas.

Para calcular la saturación de fluidos en la zona de gas, es necesario considerar las tres fases de gas, aceite y agua. Si las tres fases son continuas:

$$P_{c_{gw}} = P_{c_{go}} - P_{c_{ow}} \quad (3.72)$$

Porque:
$$P_{c_{go}} = P_g - P_o \quad (3.73)$$

$$P_{c_{ow}} = P_o - P_w \text{ (suponiendo que es un sistema mojado por agua)} \quad (3.74)$$

Combinando las ecuaciones anteriores, resulta que:

$$P_{c_{go}} + P_{c_{ow}} = P_g - P_w = P_{c_{gw}} \quad (3.75)$$

Donde:

$P_{c_{gw}}$ es la presión capilar a una altura dada por encima del agua libre, determinada usando gas y agua

$P_{c_{go}}$ es la presión capilar a una altura dada por encima del aceite libre, determinada usando gas y aceite

$P_{c_{ow}}$ es la presión capilar a una altura dada por encima del agua libre, determinada usando aceite y agua

La saturación de líquido total S_t a una altura h , se calcula como:

$$S_t = 1 - S_g \quad (3.76)$$

$$S_o = S_t - S_w = 1 - S_g - S_w \quad (3.77)$$

3.5 Importancia de la mojabilidad.

La mojabilidad es muy importante debido a que la distribución de fluidos en un medio poroso es función de ella, esto se debe a las fuerzas capilares, la fase mojante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca, y la fase no mojante, los canales más abiertos al flujo; no se trata de un parámetro que se introduzca de manera directa en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

Durante la explotación de un yacimiento, las caídas de presión y temperatura pueden afectar la composición el aceite provocando depositación de asfaltenos, formación de parafina, condensación de gas, formación de casquete de gas, todos estos procesos afectan la distribución de la mojabilidad en el yacimiento.

Los efectos de la mojabilidad se pueden observar en las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso y las movilidades de las diferentes fases en función de la saturación de la fase mojante del sistema.

3.5.1 Mojabilidad de la roca a partir de curvas de k_r .

Las mediciones de permeabilidades relativas pueden hacerse a través de presión capilar, lo cual demuestra la relación que hay entre ellas, debido a esto se puede esperar que la heterogeneidad y la mojabilidad de la roca tengan cierta influencia en la permeabilidad relativa. La preferencia de mojabilidad de la roca se puede ilustrar mediante las siguientes reglas de dedo propuestas por Craig, con estas reglas se puede interpretar si una roca está mojada por agua o por aceite.

	Características	Sistema mojado por agua.	Sistema mojado por aceite.
1	Saturación de agua congénita.	Usualmente mayor del 20 a 25% del volumen poroso.	Generalmente menor del 15% del volumen poroso, frecuentemente menor del 10%.
2	Saturación de agua en donde: $k_{ro} = k_{rw}$	Generalmente mayor al 50%	Generalmente menor al 50%.
3	Permeabilidad relativa al agua en la máxima saturación de agua.	Generalmente menor del 30%.	Mayor del 50% y tiende al 100%.

En la Figura 3.18 se muestran gráficas de permeabilidad relativa para sistemas de agua-aceite, en un sistema fuertemente mojado por agua y otro fuertemente mojado por aceite, y se ilustran las características mencionadas por las reglas de dedo de Craig. Los puntos finales de saturación son por lo regular menores a 1, el punto donde $k_{ro} = k_{rw}$ es un buen indicador de la mojabilidad ya que es menos sensible a las saturaciones residuales.

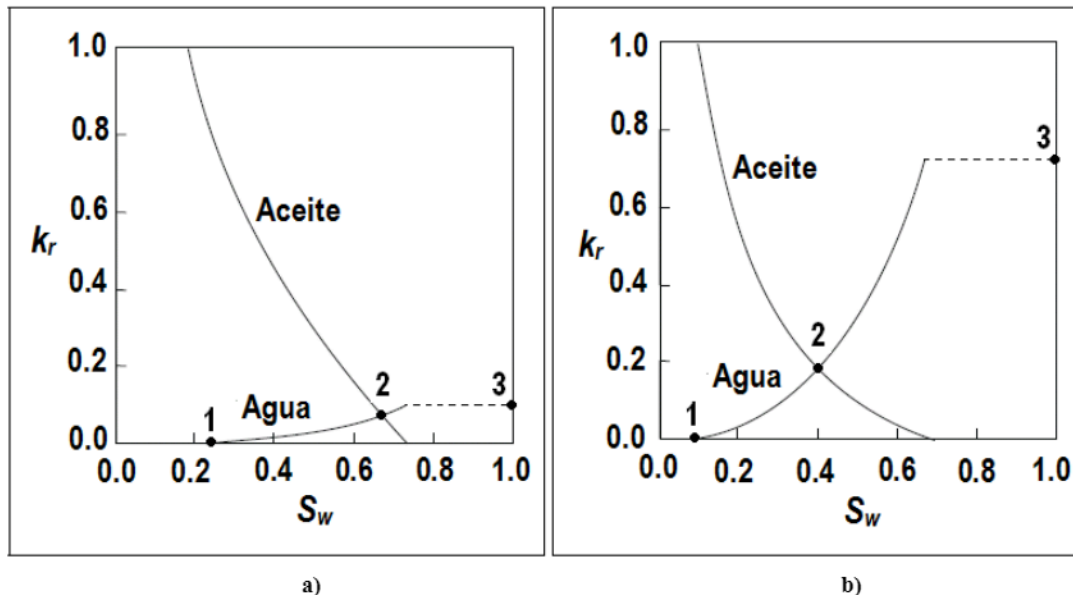


Figura 3.18 Curvas típicas de permeabilidad relativa para dos fases, donde a) es un sistema fuertemente mojado por agua, y b) es un sistema fuertemente mojado por aceite.

3.6 Importancia del tamaño de poro.

El tamaño de poro y su distribución en una roca de yacimiento son parámetros importantes, intervienen en la porosidad, la permeabilidad, así como en la distribución de la saturación de fluidos en el medio poroso.

La técnica de inyección de mercurio es comúnmente usada para determinar la distribución del tamaño de poro en una muestra de roca. Con este proceso es posible medir la presión capilar, la cual básicamente se usa para obtener información de la estructura interna del medio poroso.

Se usa un equipo de inyección de mercurio. Washburn sugirió cómo obtener la distribución del tamaño de poro a partir de mediciones del volumen inyectado de mercurio contra la presión aplicada. La ventaja de este método radica en que es posible alcanzar grandes presiones que permiten invadir con mercurio a los poros más pequeños; además, la gran cantidad de datos que es posible recolectar.

3.6.1 Distribución del tamaño de poro.

Los poros de una roca de yacimiento se pueden clasificar en pequeños, medianos y grandes. La Figura 3.19 ilustra el concepto anterior de tres tamaños distintos de poro, basándose en la curva típica de inyección de mercurio. Esta curva indica la secuencia en como el mercurio invade los poros de diferentes tamaños. Al inicio el mercurio invade los poros más grandes, con una presión capilar baja, al ir incrementando la presión el mercurio entra en los poros medianos, hasta llegar a los poros más pequeños.

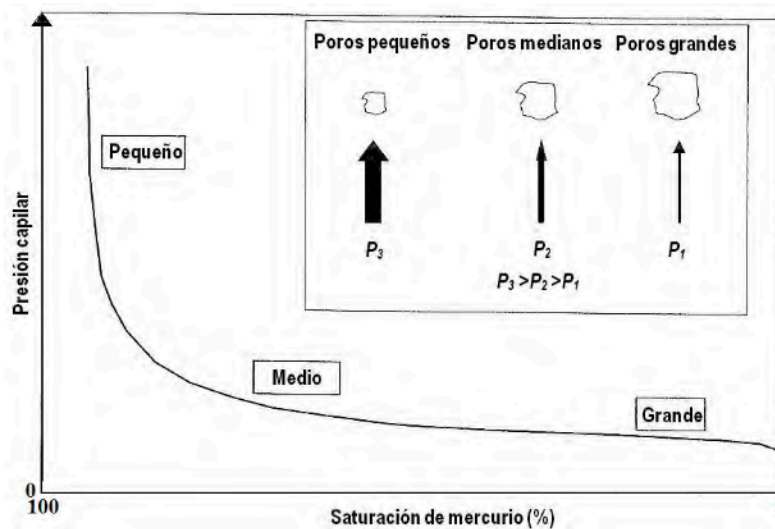


Figura 3.19 Representación esquemática de la invasión de mercurio en poros grandes, medianos y pequeños, como parte del proceso de inyección de mercurio para medición de la presión capilar.

La determinación del tamaño de poro por penetración de mercurio se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$r = \frac{2\sigma \cos \theta}{P_c} \quad (3.78)$$

Donde:

r es el radio de apertura del poro, en *centímetros*

σ es la tensión interfacial, en *dinas/centímetro*

θ es el ángulo de contacto

P_c es la presión capilar, en *dinas/centímetro cuadrado*

En la Figura 3.20 se observa un ejemplo de la distribución de poros para muestras de areniscas y carbonatos.

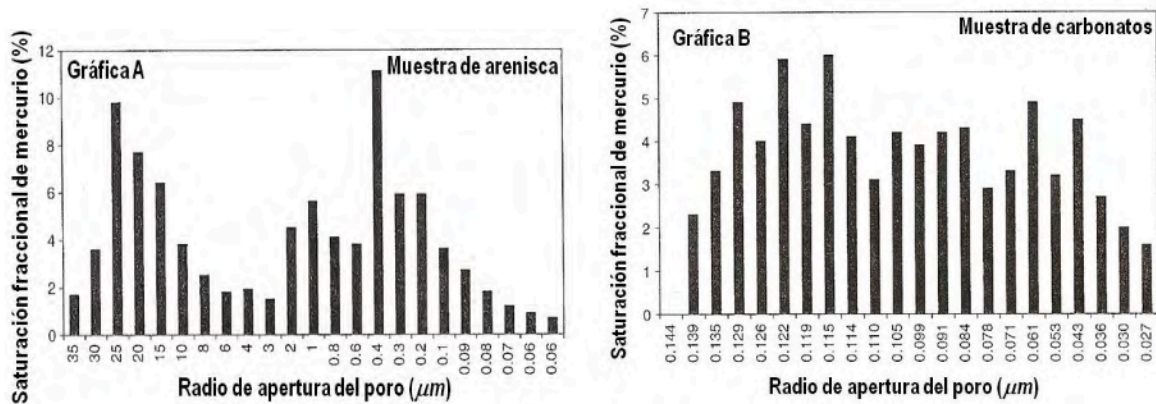


Figura 3.20 Distribución del tamaño de poro para una muestra de arenisca (Gráfica A) y una muestra de carbonatos (Gráfica B), en gráficas de radio de apertura vs. saturación fraccional de mercurio.

3.7 Importancia de la tortuosidad.

La importancia de la tortuosidad radica en la relación que guarda con otras propiedades muy importantes de las rocas de yacimiento, como son la porosidad y la permeabilidad, entre otras. Esto afecta directamente al flujo de los fluidos dentro del medio poroso, ya que los canales de flujo serán más largos si se tiene un valor grande de tortuosidad y la distancia a recorrer será mucho más grande.

La tortuosidad está en función del tamaño de grano y usualmente disminuye con un incremento en el tamaño de los granos, así como la compactación incrementa los valores de tortuosidad debido a la reducción en el espacio poroso. Se puede referir a la tortuosidad como una medida de la heterogeneidad de los poros de una roca.

3.7.1 Tortuosidad de fracturas.

También es posible hablar de tortuosidad de fracturas, que básicamente se usa para definir la forma irregular de las fracturas y canales de flujo en rocas de yacimiento.

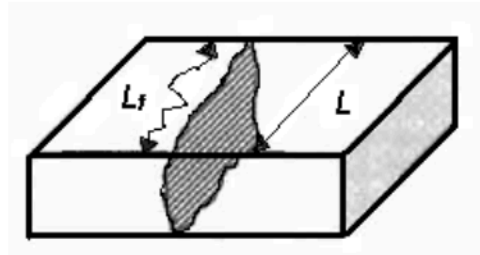


Figura 3.21 Ejemplo de la tortuosidad de fractura.

La tortuosidad de fracturas es básicamente la relación que se tiene entre la longitud de una fractura que conecta dos puntos, y la distancia mínima entre esos dos puntos; entre más fracturas estén interconectadas, se tendrá un valor menor de τ .

$$\tau_f = \frac{L_f}{L} \quad (3.79)$$

Donde:

τ_f es la tortuosidad de fractura

L_f es la longitud de la fractura conectando dos puntos

L es la longitud mínima entre dos puntos

3.7.2 Relaciones de tortuosidad.

Basándose en la teoría de tubos capilares, se observa que la tortuosidad es una propiedad geométrica del medio poroso que refleja la longitud de los canales a nivel de poro (L_a) por donde los fluidos viajan a través del mismo, en relación a la longitud externa (L) del medio.

Winsauer (1952) midió la tortuosidad de areniscas junto con otras propiedades. La tortuosidad fue medida eléctricamente basándose en la analogía entre el flujo de corriente eléctrica y el flujo de fluidos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla, donde se define a la tortuosidad como (L_a/L); los datos originales se elevaron al cuadrado para obtener la definición actual de tortuosidad.

Tabla de datos obtenidos por Winsauer para determinar la tortuosidad de un medio poroso.

Núcleo No.	Porosidad ϕ %	Permeabilidad k mD	Factor de resistividad de la formación F	Tortuosidad (L_a/L)	Tortuosidad (Definición actual) τ
1	17.0	90	23.3	2.30	5.29
2	14.7	7	51.0	3.30	10.89
3	6.7	4	67.0	3.20	10.24
4	17.6	220	16.6	2.00	4.00
5	26.3	1920	8.6	1.60	2.56
6	25.6	4400	9.4	1.60	2.56
7	13.9	145	33.0	2.40	5.76
8	18.6	25	22.9	2.30	5.29
9	18.8	410	18.6	2.00	4.00
10	16.1	3	42.0	3.20	10.24
11	15.0	9	41.0	2.90	8.41
12	22.1	200	13.1	1.90	3.61
13	20.6	36	16.6	2.10	4.41
14	30.7	70	8.4	1.70	2.89
15	16.4	330	21.1	2.10	4.41
16	18.8	98	19.3	2.20	4.84
17	24.8	1560	10.8	1.80	3.24
18	19.1	36	17.2	2.30	5.29
18	29.8	1180	8.4	1.75	3.06
20	27.1	3200	11.7	2.05	4.20
21	28.2	2100	10.9	2.05	4.20
22	19.4	8	24.0	2.50	6.25
23	19.7	18	20.8	2.35	5.52
24	31.5	2200	6.9	1.50	2.25
25	19.3	19	24.4	2.70	7.29
26	27.3	88	12.4	2.20	4.84
27	25.1	370	11.6	1.97	3.88
28	15.0	115	37.3	2.90	8.41
29	18.4	130	19.0	2.00	4.00
30					
31	39.5		4.7	1.37	1.88

La Figura 3.22 muestra la correlación entre la tortuosidad y la porosidad. Como era de esperarse, hay una correlación negativa entre las dos variables. Si la porosidad es muy baja, el camino que deben recorrer las partículas a través del medio poroso es más largo, entre más largo este camino, será mayor la tortuosidad.

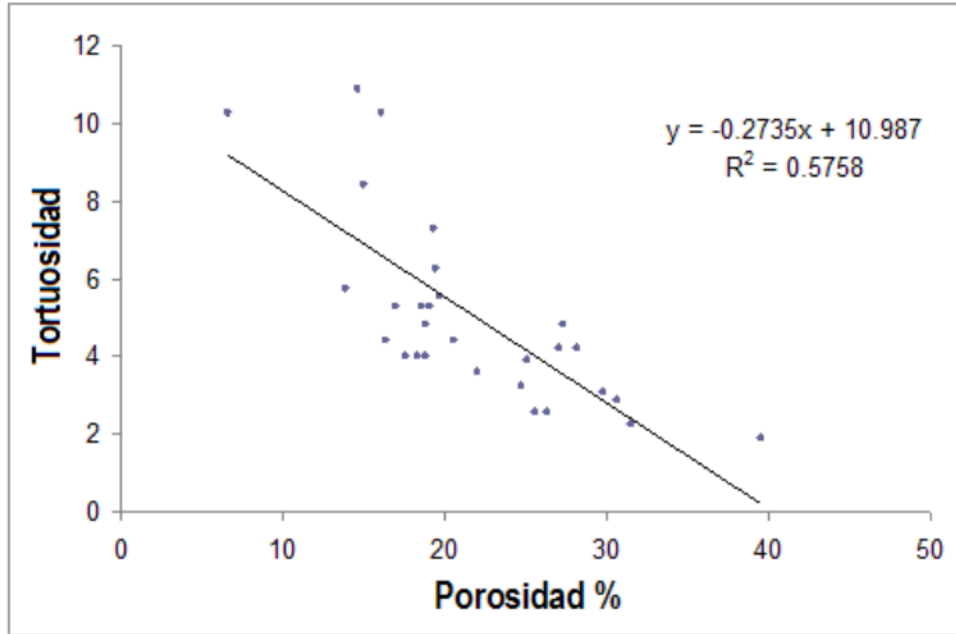


Figura 3.22 Correlación entre tortuosidad y porosidad (Winsauer 1952).

Por lo tanto, entre una menor porosidad, se debe tener una mayor tortuosidad.

En la Figura 3.23 se muestra la correlación de la tortuosidad con el factor de resistividad de la formación, o simplemente factor de formación. Existe una correlación positiva entre las dos variables. Al existir una cercana relación entre el flujo de fluidos y de la corriente eléctrica, se espera que tengan un comportamiento similar.

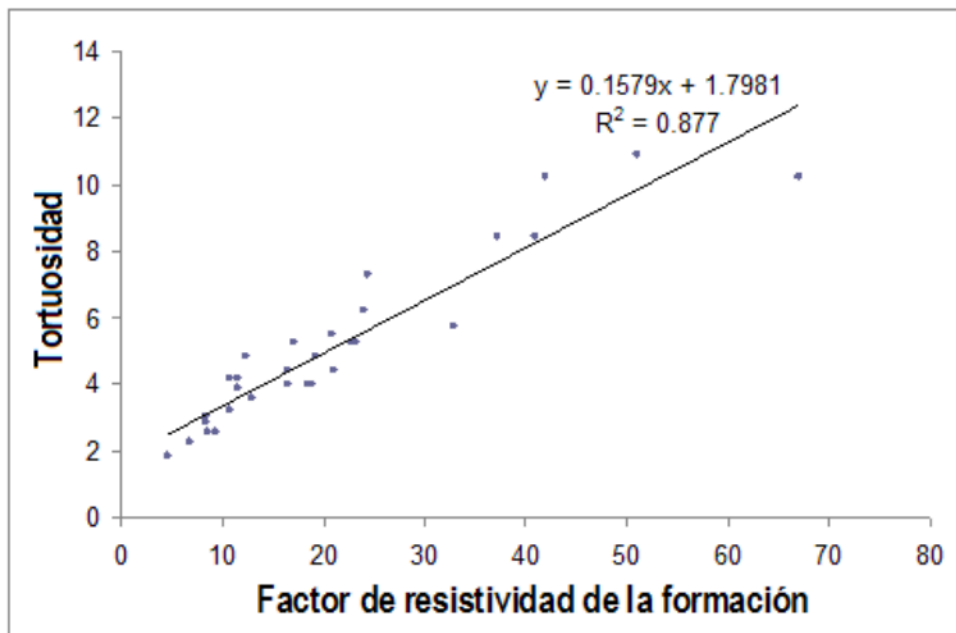


Figura 3.23 Correlación de factor de formación con la tortuosidad (Winsauer 1952).

Ahora bien, como es de esperarse, la tortuosidad al estar relacionada con el flujo de fluidos dentro del medio poroso, su relación con la permeabilidad es una correlación negativa, o sea, al tener una tortuosidad muy alta, la permeabilidad disminuye, caso contrario cuando se tiene una tortuosidad muy baja, la permeabilidad aumenta considerablemente, ya que se tiene una restricción al flujo mucho menor.

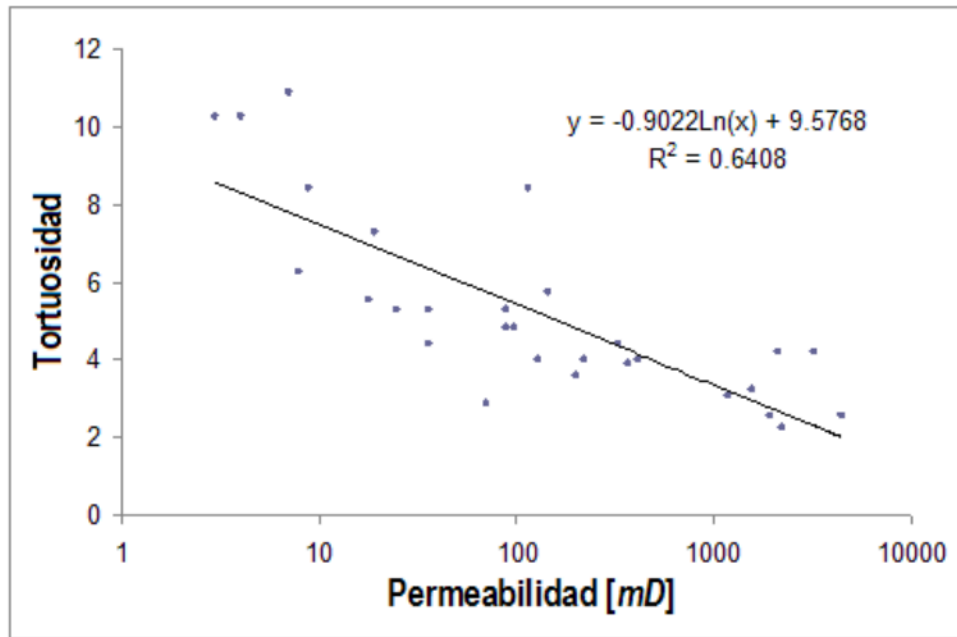


Figura 3.24 Correlación de la permeabilidad con la tortuosidad.

Willye y Spangler desarrollaron la relación entre el factor de formación y otras propiedades de las rocas, como son la porosidad y la tortuosidad, Una relación entre el factor de formación, porosidad, y tortuosidad puede ser desarrollada con base en modelos capilares simples:

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad (3.80)$$

Donde:

ϕ = la porosidad

τ = la tortuosidad del medio poroso y se define por $(L_a/L)^2$

3.8 Importancia de la compresibilidad.

La información obtenida de la compresibilidad se utiliza para calcular la reducción del volumen poroso durante las caídas de presión de un yacimiento. Esta información es de vital importancia en yacimientos bajosaturados, el no conocer la compresibilidad del sistema tendrá como consecuencia que en los cálculos de balance de materia se sobreestime el volumen de aceite in-situ, así como también una entrada de agua excesiva.

3.8.1 Compresibilidad total del sistema.

La compresibilidad total del yacimiento se denota como C_t , y es usada extensivamente en diversos cálculos de ingeniería de yacimientos con la siguiente expresión:

$$C_t = S_g C_g + S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad (3.81)$$

Si no se tiene casquete de gas (yacimientos bajo saturados) la ecuación se reduce a:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad (3.82)$$

Donde:

S_g es la saturación de gas, en *fracción*

S_o es la saturación de aceite, en *fracción*

S_w es la saturación de agua, en *fracción*

C_g es la compresibilidad del gas, en psi^{-1}

C_o es la compresibilidad del aceite, en psi^{-1}

C_w es la compresibilidad del agua, en psi^{-1}

C_f es la compresibilidad de la formación, en psi^{-1}

C_t es la compresibilidad total del yacimiento, en psi^{-1}

3.8.2 Relación de compresibilidad con porosidad.

La reducción en el volumen poroso debida a la declinación de la presión también se puede expresar en términos de los cambios de porosidad en el yacimiento. Tomando la ecuación de compresibilidad de la formación expresada en términos de la porosidad:

$$C_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad (3.83)$$

Esta ecuación se puede expresar como sigue:

$$C_f \partial P = \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial \phi$$

Integrando la ecuación anterior:

$$C_f \int_{P_o}^P \partial P = \int_{\phi_o}^{\phi} \frac{\partial \phi}{\phi}$$

$$C_f(P - P_o) = \ln\left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)$$

o bien:

$$\phi = \phi_o e^{C_f(P - P_o)} \quad (3.84)$$

Donde:

P_o es la presión original, en *psi*

ϕ_o es la porosidad original, en fracción

P es la presión actual, en *psi*

ϕ es la porosidad a la presión P , en fracción

Si se expresa la función e^x como una serie, se tiene la siguiente expresión:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots$$

Usando la expansión de la serie y considerando solo los dos primeros términos se obtiene:

$$\phi = \phi_o [1 + C_f(P - P_o)] \quad (3.85)$$

Hall estableció que cuando la presión de un yacimiento decrece, la compresibilidad de los poros se ve afectada por la expansión de los granos de roca, por lo que se incrementa la porosidad como se muestra en la Figura 3.25, la mayoría de las formaciones de calizas y areniscas tienen compresibilidades de poro del orden de 1×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

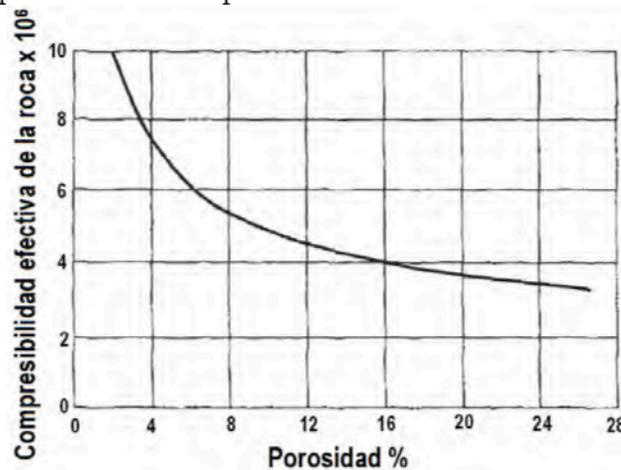


Figura 3.25 Relación entre la compresibilidad de la roca y la porosidad.

3.8.3 Correlaciones empíricas de compresibilidad de la formación.

Distintos autores han intentado relacionar la compresibilidad de la formación con varios parámetros que incluyen la porosidad. En 1953, Hall correlacionó la compresibilidad de la formación con la porosidad dando la siguiente relación:

$$C_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) 10^{-6} \quad (3.86)$$

Donde:

C_f = es la compresibilidad de la formación, en psi^{-1}

ϕ = es la porosidad, en fracción

En 1973, Newman presentó una correlación para areniscas consolidadas y calizas basada en 79 muestras. La compresibilidad de la formación y la porosidad se correlacionan por la siguiente ecuación:

$$C_f = \frac{a}{(1 + bc\phi)^{\frac{1}{b}}} \quad (3.87)$$

Los parámetros de la ecuación anterior tienen los siguientes valores:

Para areniscas consolidadas:

$$a = 92.32 \times 10^{-6}$$

$$b = 0.699993$$

$$c = 79.8181$$

Para calizas:

$$a = 0.8535$$

$$b = 1.075$$

$$c = 2.202 \times 10^6$$

3.8.4 Relaciones de compresibilidades.

Con base en la relación entre el volumen de roca y el volumen poroso ($V_p = \phi V_b$), Geertsma sugirió que la compresibilidad del volumen de roca se relaciona con la compresibilidad de poros por la siguiente expresión:

$$C_b \cong \phi C_p \quad (3.88)$$

Geertsma también estableció que en un yacimiento solo la componente vertical del esfuerzo hidrostático es constante y los componentes de los esfuerzos horizontales están restringidos por las fronteras y, por lo tanto, no hay deformación de la roca en esas direcciones. Para

esas condiciones, sugirió que la compresibilidad de poro en el yacimiento es la mitad de la compresibilidad de poro medida en el laboratorio.

$$C_p(\text{yacimiento}) = \frac{1}{2} C_p(\text{laboratorio}) \quad (3.89)$$

3.8.5 Compresibilidad de fracturas.

La compresibilidad de las fracturas puede calcularse con la siguiente expresión:

$$C_{fr} = \frac{1 - \left(\frac{k_{fr}}{k_{fi}} \right)^{\frac{1}{3}}}{\Delta P} \quad (3.90)$$

Donde:

C_{fr} es la compresibilidad de las fracturas, en psi^{-1}

k_{fi} es la permeabilidad de las fracturas a la presión inicial del yacimiento, en mD

k_f es la permeabilidad de las fracturas a la presión promedio actual del yacimiento, en mD

3.9 Importancia de las propiedades eléctricas.

La importancia de las propiedades eléctricas radica en la aplicación que tienen los diferentes registros de resistividad, que son usados para diferenciar entre zonas que contienen agua o hidrocarburos. Esto es posible, debido a que la matriz de la roca no conduce la corriente eléctrica, la capacidad de una roca de conducir la corriente estará en función del agua contenida en sus poros. Los hidrocarburos, al igual que la matriz de la roca, no conducen corriente eléctrica, por lo que un incremento en su saturación provocará un incremento en la resistividad de la roca. La resistividad es un parámetro clave en la determinación de la saturación de hidrocarburos.

La resistividad de la formación depende de:

- La resistividad del agua de la formación
- Cantidad de agua presente
- Magnitud y geometría de la estructura porosa
-

La unidad con que se mide la resistividad es $ohm-m$, la conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en $mho-m$.

Un ejemplo del registro de resistividad es el siguiente, donde una corriente de intensidad constante circula entre dos electrodos, A y B. La diferencia de potencial resultante se mide en M y N. El punto de medición es O.

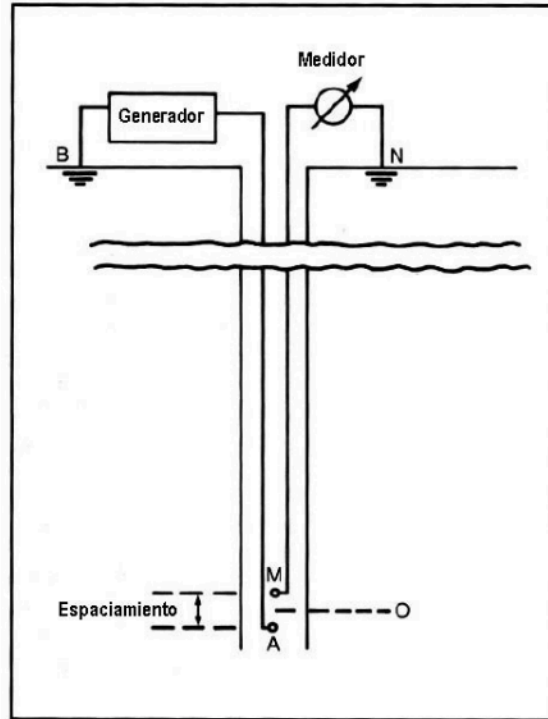


Figura 3.26 Arreglo básico del registro de inducción.

En una formación, entre mayor concentración de sal tenga el agua, se tendrá una resistividad menor, y cuando se tenga una porosidad mayor, se tendrá una mayor cantidad de agua y una resistividad menor. Las mediciones de resistividad junto con las de porosidad y resistividad del agua, son usadas para obtener la saturación de agua.

Las determinaciones de la saturación de agua a partir de registros, utilizan la ecuación de Archie para formaciones limpias:

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (3.91)$$

Donde:

S_w es la saturación de agua, en fracción del volumen poroso

F es el factor de resistividad de formación

R_w es la resistividad del agua saturante en la formación, en Ωm

R_t es la resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada con agua de formación en Ωm

n es el exponente de saturación

En la Figura 3.27 se muestra un registro eléctrico de resistividad.

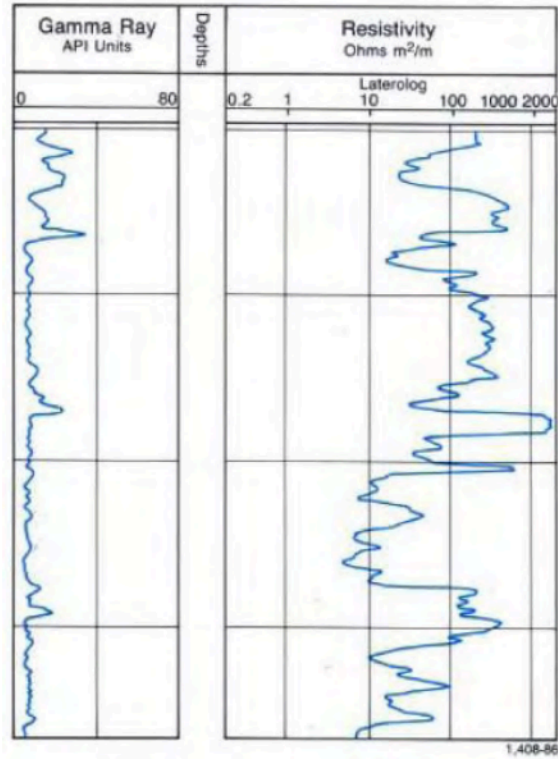


Figura 3.27 Registro de resistividad combinado con rayos gama.

3.10 Importancia de capacidad de intercambio catiónico (CEC).

La importancia de la capacidad de intercambio catiónico radica en ser una propiedad que afecta a los registros en formaciones con arcillas, y es la causa de que se tenga un exceso de conductividad como se muestra en la siguiente figura.

Se puede observar el efecto de la arcillosidad en la conductividad eléctrica en la gráfica de conductividad de una arenisca saturada con agua, C_o , como función de la conductividad del agua saturante, C_w .

Si la arenisca fuera limpia, la recta pasaría por el origen con una pendiente $1/F$, siendo la conductividad el inverso de la resistividad, se tiene:

$$C_o = C_w / F \quad (3.92)$$

Donde:

C_o es la conductividad de la arenisca saturada con agua

C_w es la conductividad del agua saturante

F es el factor de formación

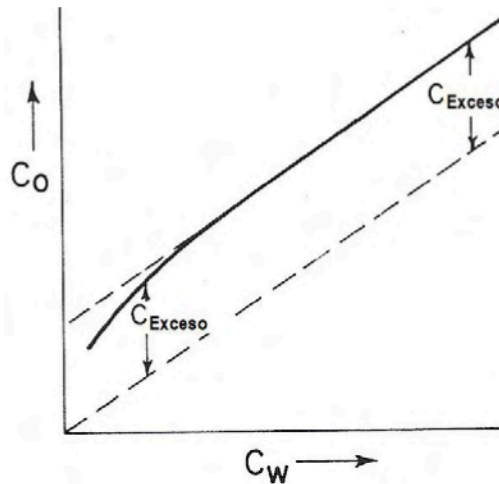


Figura 3.28 Se muestra el exceso de conductividad debido a las arcillas en una formación.

La capacidad de intercambio catiónico es una medida de la cantidad de cationes que pueden ser absorbidos o retenidos por las arcillas, y se expresa en miliequivalentes por 100 gramos de material seco (meq/100 g) y aumenta con el contenido de arcilla y de materia orgánica.

3.10.1 Relación de la capacidad de intercambio catiónico y la superficie específica.

Las mediciones han mostrado que la capacidad de intercambio catiónico es mayor cuando se tiene una superficie específica más grande, sin importar el tipo de arcilla de la que se trate, por lo tanto se tiene una relación proporcional, como se muestra en la Figura 3.29.

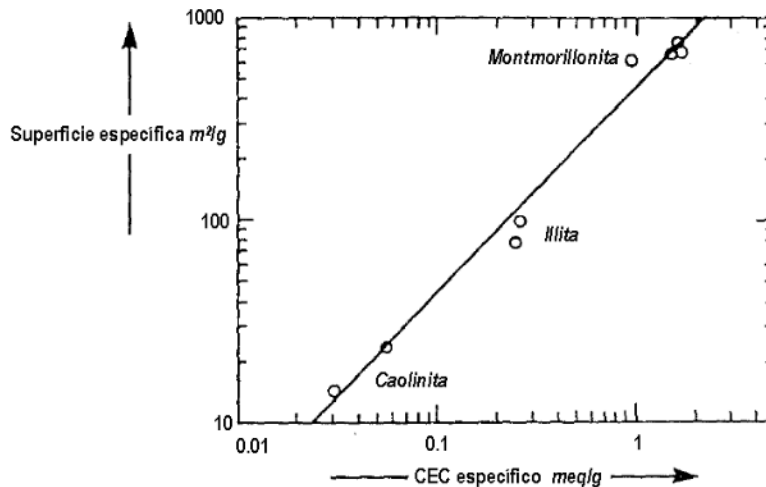


Figura 3.29 Relación de la superficie específica con la capacidad de intercambio catiónico.

3.10.2 Relación de la capacidad de intercambio catiónico y la porosidad.

Se ha observado que los valores de la capacidad de intercambio catiónico se incrementan con un decremento en la porosidad, esto se tiene cuando la pérdida de porosidad se debe a un aumento en las arcillas de un yacimiento, lo cual está ligado con un incremento en la

capacidad de intercambio catiónico. En la Figura 3.30 se muestra una gráfica donde se puede ver esta relación.

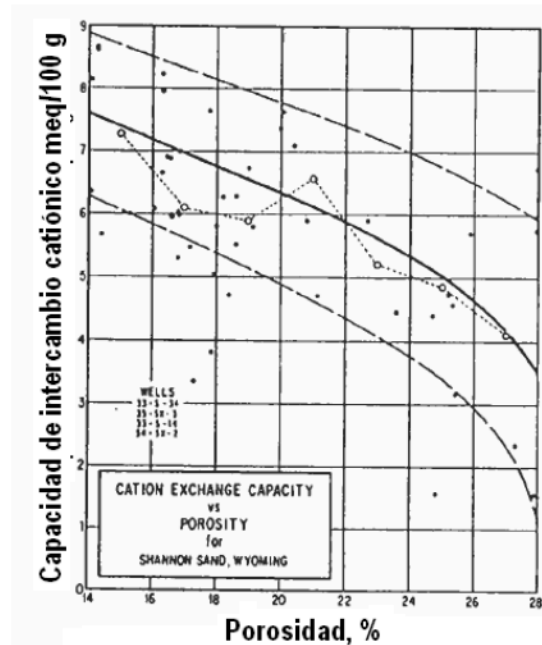


Figura 3.30 Gráfica de porosidad vs. capacidad de intercambio catiónico.

3.11 Importancia de las propiedades radioactivas.

La importancia de las propiedades radioactivas de las rocas radica en la aplicación que tienen en el registro de rayos gama, el cual mide la radioactividad natural en las formaciones dentro del pozo. Este registro es útil para identificar litologías y para propósitos de correlación. En formaciones sedimentarias, el registro de rayos gama refleja el contenido de arcillas en las formaciones debido a la concentración de materiales radioactivos en las arcillas. Formaciones limpias y rocas carbonatadas presentan valores bajos en emisiones radioactivas a menos de que se encuentren ciertos contaminantes como ceniza volcánica o fluidos ricos en potasio.

Básicamente, el registro de rayos gama mide la radioactividad natural de las formaciones, la cual se incrementa cuando se tiene uranio, torio y potasio, ya que emiten continuamente rayos gama.

El registro de rayos gama es efectivo para distinguir zonas permeables ya que los elementos radioactivos tienden a estar concentrados en las arcillas, que son impermeables, y en mucha menor proporción en arenas y carbonatos, que usualmente son permeables. En la Figura 3.31 se muestra un ejemplo de un registro de rayos gama y su respuesta para formaciones típicas.

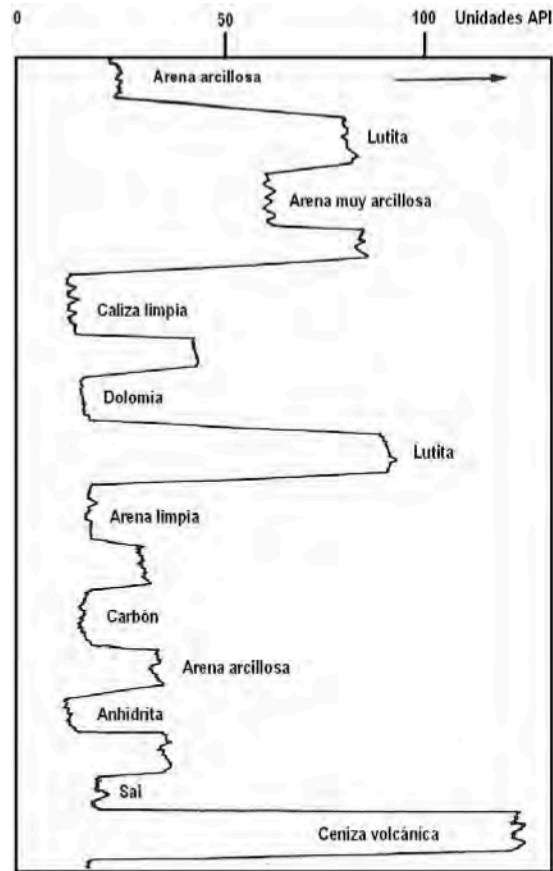


Figura 3.31 Registro de rayos gama.

Debido a que el torio, uranio y potasio emiten rayos gama de diferente magnitud, se utilizan registros de rayos gama espectrales, su aplicación consiste en que se ha establecido que en algunas áreas con componentes de torio-potasio sin uranio, son mejores indicadores del contenido de arcillas, debido a que las sales con uranio son solubles y pueden ser transportadas por los fluidos en la formación. En la Figura 3.32 se muestra un ejemplo del mismo.

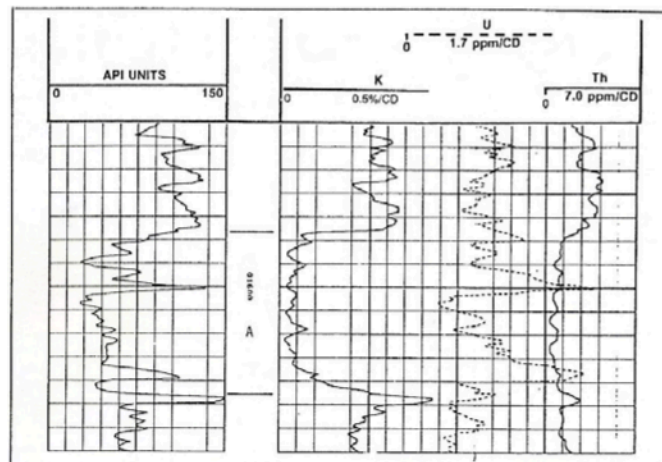


Figura 3.32 Registro de rayos gama donde se muestra el espectro que emite el torio, uranio y potasio por separado.

3.12 Importancia del tiempo de tránsito.

La importancia del tiempo de tránsito se debe a la aplicación que tiene en el registro sísmico, ya que con él es posible determinar la porosidad de una formación. En principio, la herramienta sísmica consiste en un transmisor que emite impulsos sísmicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El tiempo de tránsito de una formación determinada depende de la litología y de su porosidad.

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna del fluido del pozo y la misma herramienta del registro. En la Figura 3.33 se muestra como funciona.

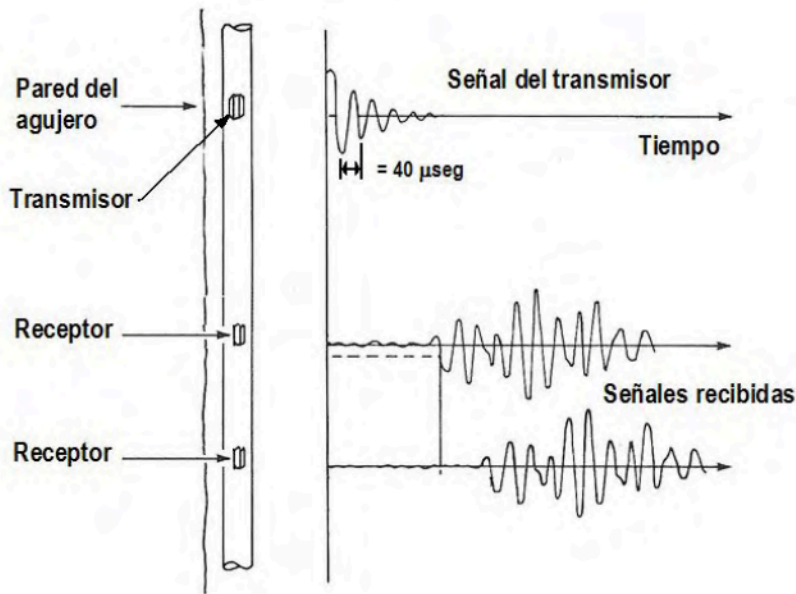


Figura 3.33 Se muestra como funciona el registro sísmico dentro del pozo.

Wyllie desarrolló una fórmula empírica basada en mediciones de laboratorio, que relaciona lo siguiente:

$$t = \phi t_f + (1 - \phi)t_{ma} \quad (3.93)$$

Donde:

t es el tiempo de tránsito de la roca porosa, en $\mu s/pie$

ϕ es la porosidad, en *fracción*

t_f es el tiempo de tránsito del fluido dentro de los espacios porosos, en $\mu s/pie$

t_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz de la roca, en $\mu s/pie$

Despejando la porosidad, se tiene:

$$\phi = \frac{t - t_{ma}}{t - t_f} \quad (3.94)$$

En la Figura 3.34 se muestra a) la solución gráfica a la ecuación anterior, que es la determinación de la porosidad a partir del tiempo de tránsito y b) un ejemplo de registro sísmico.

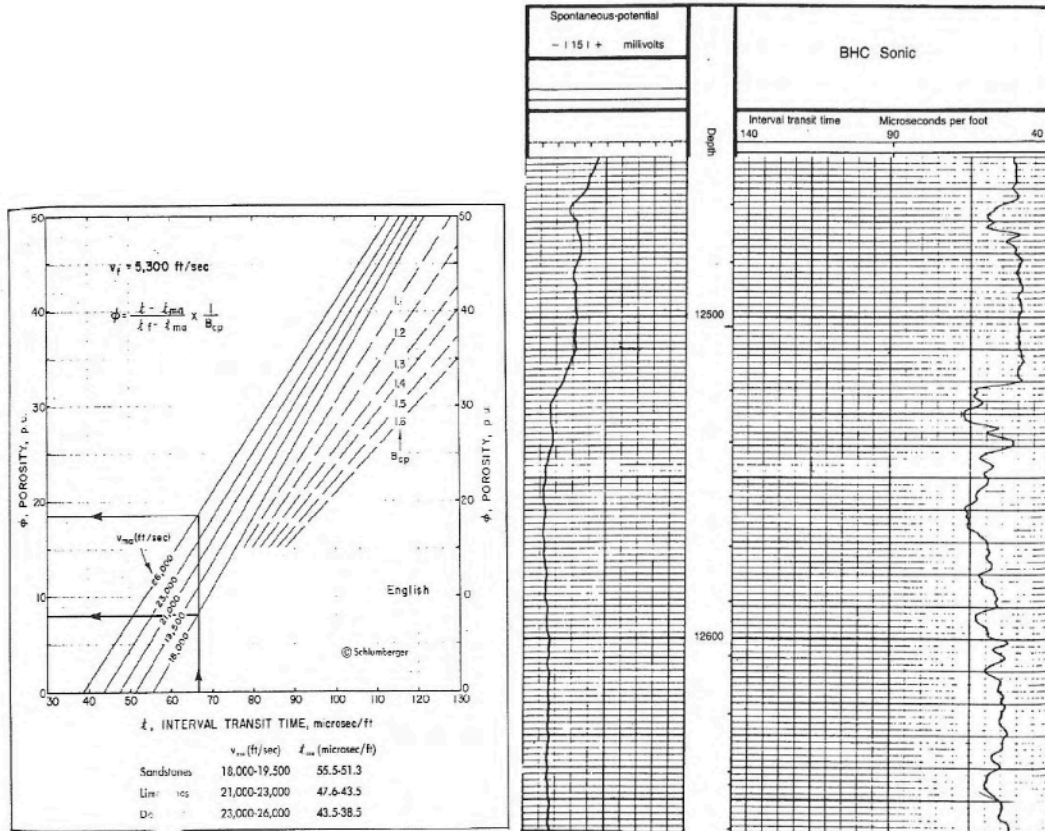


Figura 3.34 a) Solución gráfica de la ecuación 3.92 y b) Representación del registro sísmico.

3.13 Unidades de flujo.

Ingenieros Petroleros, Ingenieros Geólogos e Ingenieros Hidrólogos han reconocido la necesidad de identificar unidades geológicas para describir las zonas del yacimiento como contenedores y/o conductos para el flujo de fluidos. Estas unidades se usan como una herramienta de integración para la descripción petrofísica del yacimiento. La teoría de las unidades de flujo es una metodología para clasificar los tipos de roca y predecir sus propiedades de flujo.

Se puede definir a la unidad de flujo como un volumen particular del volumen total de la roca de yacimiento que afecta el flujo de fluidos, dentro del cual los promedios de las propiedades geológicas y petrofísicas son los mismos. En la Figura 3.35 se muestran ejemplos de unidades de flujo de acuerdo a sus características.

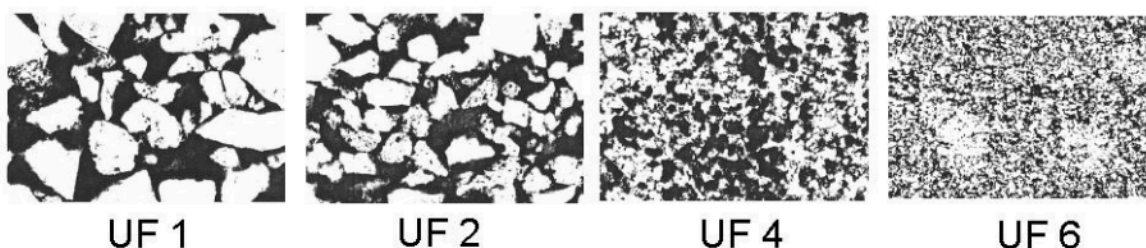


Figura 3.35 Se muestra la identificación de unidades de flujo de acuerdo a sus características como son: porosidad, permeabilidad, tamaño de grano y contenido de arcilla, entre otras.

Las características petrofísicas de las unidades de flujo son el resultado de los procesos de depósito (tamaño de grano, clasificación) y procesos diagenéticos (tipo y cantidad de cementante y arcillas), por lo tanto las unidades de flujo están relacionadas con las facies, pero no necesariamente con las fronteras; por ejemplo, dentro de una estructura sedimentaria puede haber algunas unidades de flujo, y en caso contrario en una unidad de flujo pueden encontrarse distintos tipos de roca de acuerdo a sus características mineralógicas y texturales. En la Figura 3.36 se muestra un ejemplo de estructuras sedimentarias que tienen una o más unidades de flujo.

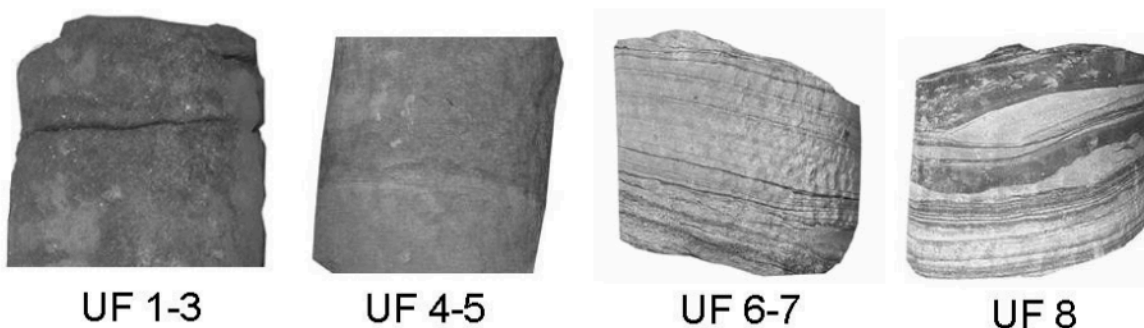


Figura 3.36 Se muestran cuatro estructuras sedimentarias observadas en muestras de núcleos que contienen una o más unidades de flujo, de acuerdo a sus características.

3.13.1 Factores de caracterización para unidades de flujo.

3.13.1.1 Índice de calidad del yacimiento (*RQI*).

Amaefule y colaboradores introdujeron el concepto de *RQI*, considerando la garganta de poro, la distribución de grano y de poro, se expresa como:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (3.95)$$

Donde:

RQI es el índice de calidad del yacimiento, en $m\mu$

k es la permeabilidad, en mD

ϕ es la porosidad, en *fracción*

3.13.1.2 Índice de porosidad normalizado (*NPI*).

Se define como la relación entre porosidad y volumen de grano:

$$NPI = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (3.96)$$

Donde:

NPI es el índice de porosidad normalizado

3.13.1.3 Indicador de zona de flujo (*FZI*).

Las funciones *RQI* y *NPI* son usadas para cuantificar las características de flujo de un yacimiento y asociar las propiedades petrofísicas a nivel micro y macro de muestras analizadas o probadas. Usando *RQI* y *NPI*, se define el indicador de la zona de flujo como:

$$FZI = \frac{RQI}{NPI} \quad (3.97)$$

Que se puede escribir como:

$$RQI = (FZI)(NPI) \quad (3.98)$$

Tomando el logaritmo en ambos lados de la ecuación:

$$\log RQI = \log NPI + \log FZI \quad (3.99)$$

La ecuación anterior tiene la forma de una recta en una gráfica log-log de RQI contra NPI , con una pendiente igual a la unidad. La intersección de esta línea recta en $NPI=1$ es el indicador de la zona de flujo. En la siguiente gráfica se muestra un ejemplo.

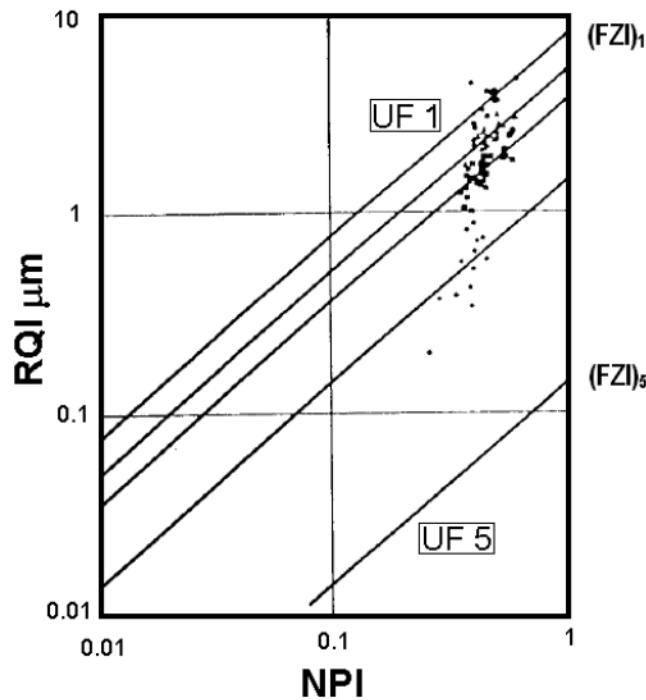


Figura 3.37 Gráfica log-log de RQI vs. NPI donde se observan 5 unidades de flujo de acuerdo a las rectas que representan las propiedades petrofísicas de las rocas.

Las muestras con diferentes valores de FZI caerán en otras líneas paralelas. Las muestras que caen dentro de la misma línea recta tienen características de garganta de poro similares, y por lo tanto constituyen una unidad de flujo.

En formaciones limpias de areniscas se esperan líneas rectas con pendientes iguales a la unidad, una pendiente mayor a uno indica que se trata de una formación arcillosa.

Cada unidad de flujo tiene un valor de FZI , que caracteriza en particular al tipo de roca, aunque los valores medidos de FZI se dispersan alrededor del valor real, debido a errores experimentales durante su medición. El problema en la clasificación de las unidades de flujo, es la agrupación de datos significativos, correspondientes a sus propiedades petrofísicas. Se deben corregir y analizar los datos obtenidos de núcleos en el laboratorio.

El significado geológico del *FZI*, se relaciona con la clasificación, tamaño de grano, contenido de arcillas; por ejemplo, en arenas limpias con una buena clasificación, un tamaño de grano grueso, los valores de superficie específica y de tortuosidad serán bajos y se tendrá un valor alto de *FZI*. En otro caso, una formación arcillosa con grano fino y mala clasificación, presentará valores mas altos de superficie específica y de tortuosidad y, por lo tanto, un valor menor de *FZI*.

En relación a las rocas carbonatadas, los diferentes ambientes de depósito y los procesos diagenéticos controlan la geometría de poro y por lo tanto a *FZI*.

La metodología de unidades de flujo reconoce que el yacimiento es heterogéneo. La existencia de múltiples unidades de flujo es evidencia de las heterogeneidades microscópicas que controlan la distribución de permeabilidad. La zonificación de los yacimientos en diferentes unidades de flujo permite el desarrollo de modelos de permeabilidad más precisos y la asignación de relaciones petrofísicas únicas para cada unidad de flujo.

Para las unidades de flujo se relaciona la capacidad de almacenamiento de fluidos con el producto de la porosidad y el espesor, así como la capacidad de flujo con el producto de la permeabilidad y el espesor.

3.13.1.4 Índice de fluido libre (*FFI*).

Se define como el producto de la saturación de hidrocarburos y la porosidad, es una medición de los líquidos móviles, aceite y/o agua, por lo tanto se relaciona con las unidades de flujo. Se expresa como:

$$FFI = \phi(1 - S_{wi}) \quad (3.100)$$

Donde:

FFI es el índice de fluido libre, en %

ϕ es la porosidad, en *fracción*

S_{wi} es la saturación de agua irreductible, en *fracción*

4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA PETROFÍSICA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

Introducción.

Uno de los objetivos principales en la industria petrolera es optimizar la producción de hidrocarburos asociada a criterios económicos. Los estudios de caracterización estática y dinámica, así como, la simulación de yacimientos aportan las bases para establecer programas de explotación orientados a lograr la recuperación óptima de hidrocarburos con un menor riesgo económico.

En una primera etapa de la caracterización de yacimientos, es necesario definir un modelo geológico-petrofísico que describa de manera detallada el yacimiento. Para esto, hay que conocer los diferentes procesos geológicos a que estuvo expuesta el área de estudio. Aunado a la geología del yacimiento, las propiedades petrofísicas de las rocas son de gran importancia por lo que es necesario conocer su comportamiento, efectos y, principalmente, su distribución dentro del sistema.

El presente capítulo muestra la aplicación de metodologías para la caracterización de yacimientos petroleros, cubriendo la aplicación y relación que existe entre diversas propiedades petrofísicas para caracterizar o recharacterizar un yacimiento petrolero, tomando ejemplos reales de yacimientos ubicados en diversas partes del planeta.

Se establecen los problemas que presentan los yacimientos, los datos generales de éstos, así como, el propósito del estudio realizado en cada uno. Se mencionan las propiedades petrofísicas utilizadas, la relación que tiene cada una dentro del estudio y cómo su interrelación ayuda a mejorar la producción y duración de la vida del yacimiento. Por último se desglosan las conclusiones y comentarios apropiados a dichos ejemplos.

4.1. Aplicación en unidades de flujo.

Los ingenieros Petroleros, Geólogos e Hidrólogos han reconocido la necesidad de identificar unidades geológicas para describir la forma de actuar de zonas del yacimiento como contenedores y/o conductos para el flujo de fluidos. Estas unidades se usan como una herramienta de integración para la descripción petrofísica del yacimiento. La teoría de las unidades de flujo es una metodología para clasificar los tipos de roca y predecir sus propiedades de flujo.

Considerando que los datos de permeabilidad y porosidad mostrados en la siguiente tabla son representativos de muchos cientos de datos tomados de un yacimiento de aceite, realizar lo siguiente:

- Identificar el número de unidades de flujo y su valor correspondiente de indicador de zona de flujo (FZI).
- Graficar los valores de tortuosidad (τ) contra los valores de índice de calidad del yacimiento (RQI), para confirmar el número de unidades de flujo.
- Calcular el índice de fluido libre (FFI) y graficar los valores del mismo contra los valores de índice de calidad del yacimiento (RQI). La saturación de agua irreductible es del 5% aproximadamente.

Tabla 4.1

Datos del yacimiento	
k [md]	ϕ [fracción]
22	0.08
51	0.1
315	0.12
344	0.13
90	0.11
112	0.09
430	0.19
250	0.16
490	0.14

Se calcula RQI con la ecuación:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4.1)$$

Se calcula NPI con la ecuación:

$$NPI = \frac{\phi}{1-\phi} \quad (4.2)$$

El factor de resistividad F se calcula con la ecuación de Humble:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (4.3)$$

La tortuosidad se calcula con la siguiente ecuación, asumiendo $m = 2$:

$$\tau = \phi^{1-m} \quad (4.4)$$

El índice de fluido libre (FFI) se calcula con la ecuación:

$$FFI = \phi \left(1 - S_{wi} \right) \quad (4.5)$$

Tabla 4.2

Resultados obtenidos						
k [mD]	ϕ	RQI [μm]	NPI	F	τ m=2	FFI [%]
22	0.08	0.521	0.087	126.56	12.5	7.60
51	0.1	0.709	0.111	81.00	10.0	9.50
315	0.12	1.609	0.136	56.25	8.3	11.40
344	0.13	1.615	0.149	47.92	7.70	12.35
90	0.11	0.898	0.124	66.94	9.10	10.45
112	0.09	1.108	0.099	100.00	11.11	8.55
430	0.19	1.535	0.220	25.00	5.5	17.10
250	0.16	1.241	0.190	31.64	6.2	15.20
490	0.14	1.858	0.163	41.33	7.1	13.30

Las siguientes gráficas relacionan a RQI, NPI y FFI, en ellas observan dos líneas rectas, indicando dos unidades de flujo. Los valores correspondientes de FZI son 15 y 9, respectivamente.

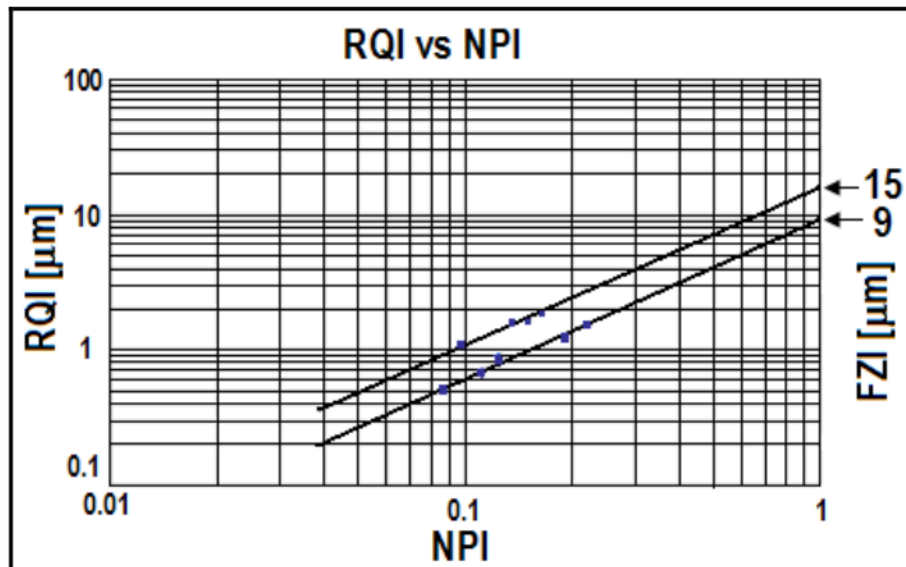


Figura 4.1. Gráfica de RQI vs. NPI que indica la existencia de dos unidades de flujo en el yacimiento de acuerdo a las características de la roca.

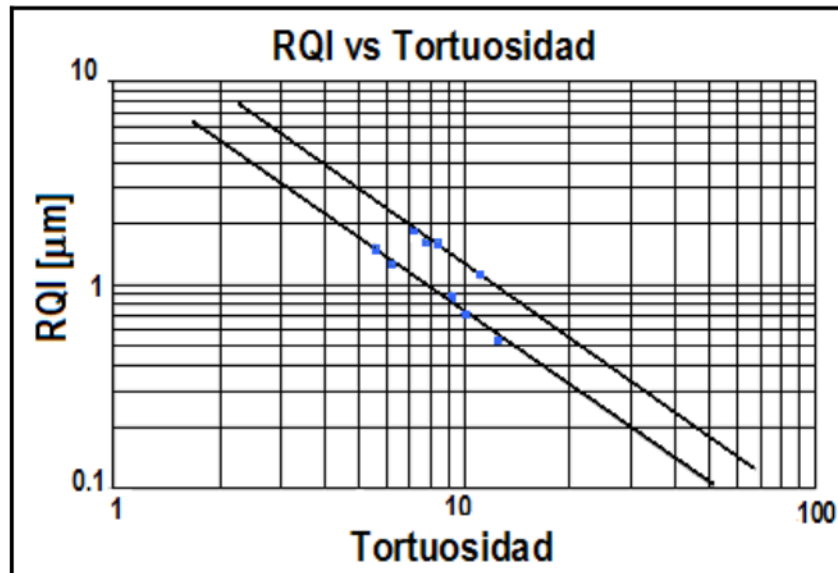


Figura 4.2. Gráfica de RQI vs. Tortuosidad que verifica la existencia de dos unidades de flujo en el yacimiento.

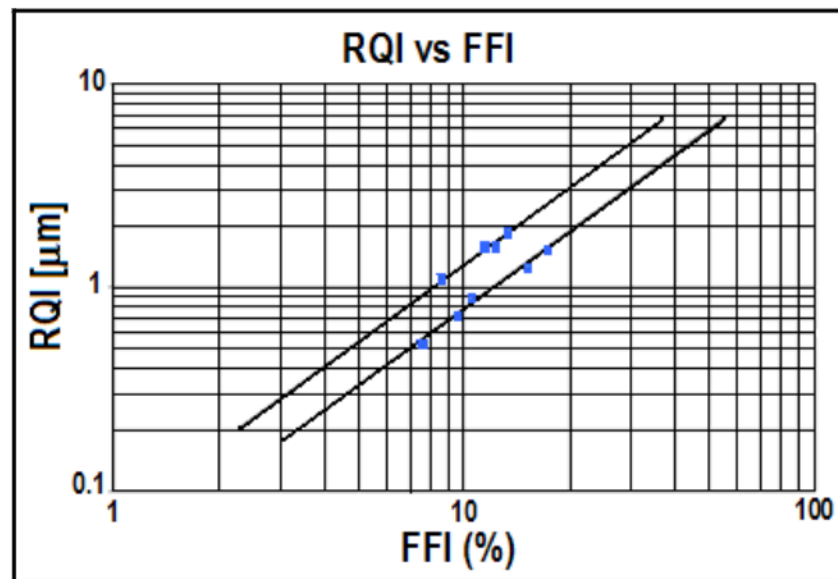


Figura 4.3. Gráfica de RQI vs. FFI, siendo este último una medida de los líquidos que se pueden mover dentro del yacimiento y, por lo tanto, está relacionado con las unidades de flujo.

Con base en lo anterior, se puede representar al yacimiento, como se muestra en la Figura 4.4, con dos unidades de flujo que son identificadas de acuerdo a las características de la roca.

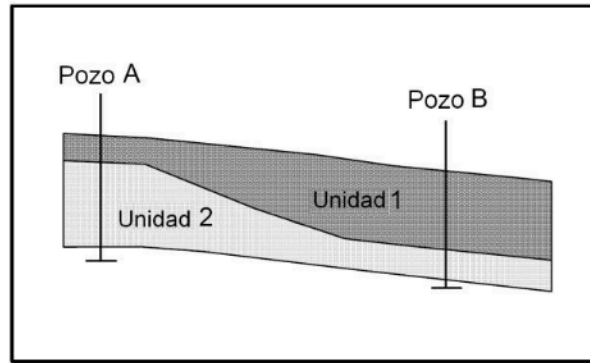


Figura 4.4. Representación de las unidades de flujo dentro del yacimiento. Se consideran solo dos pozos.

Conclusiones:

Las unidades de flujo son de suma importancia ya que son el resultado de los procesos de depósito (tamaño de grano, clasificación) y procesos diagenéticos (tipo y cantidad de cementante y arcillas), por lo tanto las unidades de flujo están relacionadas con las facies.

Este ejemplo maneja conceptos como: índice de calidad del yacimiento (*RQI*), índice de porosidad normalizado (*NPI*) e indicador de zona de flujo (*FZI*). Al relacionar estos conceptos se pueden establecer las unidades de flujo dentro de un yacimiento. De igual manera, se ilustra cómo se pueden obtener otras propiedades petrofísicas por medio de correlaciones o ecuaciones.

En la Figura 4.1 se observan dos tendencias de puntos que indican la existencia de dos unidades de flujo en el yacimiento de acuerdo a las características de la roca. Las ordenadas al origen de las tendencias son los valores de *FZI*. De igual manera, la Figura 4.2 demuestra que existen 2 unidades de flujo y la Figura 4.3 muestra que los parámetros *RQI* y *FFI* están relacionados con las unidades de flujo y nuevamente describen la existencia de éstas.

Con estos datos se puede desarrollar un modelo con el cual se pueden establecer las unidades de flujo dentro del yacimiento, como se muestra en la Figura 4.4.

En formaciones limpias de areniscas se esperan líneas rectas con pendientes iguales a la unidad, una pendiente mayor a uno indica que se trata de una formación arcillosa.

La metodología de unidades de flujo reconoce que el yacimiento es heterogéneo. La existencia de múltiples unidades de flujo es evidencia de las heterogeneidades microscópicas que controlan la distribución de permeabilidad. La zonificación de los yacimientos en diferentes unidades de flujo permite desarrollar modelos de permeabilidad más precisos y la asignación de relaciones petrofísicas únicas para cada unidad de flujo.

4.2 Integración de la geología y la petrofísica para caracterizar un yacimiento de arenas.

Resumen.

La mala caracterización de los yacimientos plantean problemas especiales para su explotación cuando la compleja variación en la litología e historia diagenética que resulta en la calidad heterogénea del yacimiento no es acertada. Optimizar el desarrollo del campo requiere niveles de descripción del yacimiento que definan adecuadamente las variaciones verticales y laterales en la calidad de éste.

Una descripción precisa del yacimiento es la clave más importante para planear apropiadamente el desarrollo y la administración del campo. Este estudio muestra cómo la integración petrofísica y geológica ayuda en la caracterización del yacimiento. Se utilizan datos del yacimiento de arenas del delta Niger.

Introducción.

Una de las actividades más complicadas en el modelado de yacimientos es la integración de todos los datos disponibles. Esta habilidad mejora el conocimiento de la caracterización del yacimiento en un proyecto de desarrollo del campo.

Las características sutiles dentro de una formación subterránea pueden revelar importantes rasgos, desde geología regional hasta propiedades locales detalladas del yacimiento. Debido a que las decisiones de inversión para el desarrollo futuro del campo son comúnmente basadas en el rendimiento futuro pronosticado del campo por los modelos estáticos y dinámicos, su exactitud usualmente determina la calidad de la decisión.

Los desafíos para la caracterización de yacimientos son: (1) identificar qué tipos de yacimiento heterogéneos son más relevantes para el flujo de fluidos con el propósito de que los datos correctos puedan ser adquiridos, (2) determinar la forma de construir modelos para grandes yacimientos con información subsuperficial limitada y en un corto periodo de tiempo. Este ejemplo se centra en la integración de todos los datos disponibles en la caracterización de un yacimiento en el delta Niger. Se ha escogido el Yacimiento-X del campo de Abia por el comportamiento de los hidrocarburos y porque los pozos están produciendo. Esto proporciona un buen candidato para la integración de la geología y la petrofísica para la caracterización el yacimiento.

Disponibilidad de los datos.

El yacimiento en estudio es explotado mediante siete pozos. Los datos disponibles incluyen: datos de desviación de pozos, localización superficial de pozos, datos litológicos y registros geofísicos. Los datos de núcleos de pared están disponibles parcialmente. Se realizaron pruebas de producción, también esta disponible una historia confiable de datos de producción, muestras de fluidos y datos de presión.

Configuración geológica.

El campo Abia al Norte tiene un rumbo de Este a Oeste y al Sur esta delimitado por una falla que es el mayor límite que presenta el campo con un cierre de descenso al Oeste. Estructuralmente es el resultado de cierres de fallas en el Sur, Norte y en el flanco Oriental y una trampa estratigráfica presente en el flanco Occidental del campo. Esta trampa estratigráfica se interpreta que se debe a cambios laterales en las facies. Las mayorías de las fallas son sello. Un arreglo en escalón observa que el Norte está limitado por una falla y tres fallas paralelas cierran en la dirección NW-SE. Todas las fallas se mueven hacia abajo al Sur terminando al incrementar la profundidad.

El Yacimiento-X es caracterizado por arena con intercalaciones delgadas de arcillas. Presenta un bloque con un rasgo distintivo sobre el registro de rayos gama, como muestra la Figura 4.5, por lo tanto, se interpreta que es un canal distributivo de arena, formado dentro de una parasecuencia de progradación, depositado con un suministro de sedimentos que tienen un mayor acomodo. En el yacimiento se encuentran presentes arcillas lateralmente continuas que pueden actuar como barreras para el flujo de fluidos, estas arcillas llegan a ser más delgadas hacia el este.

Se observa que el Yacimiento-X está cubierto por varias capas de arcilla que eventualmente llegan a ser más delgadas hacia el Oeste. La variación lateral en el espesor implica un suministro mayor de sedimento para la parte central, mientras al Este y al Oeste del yacimiento la arena es progresivamente más delgada.

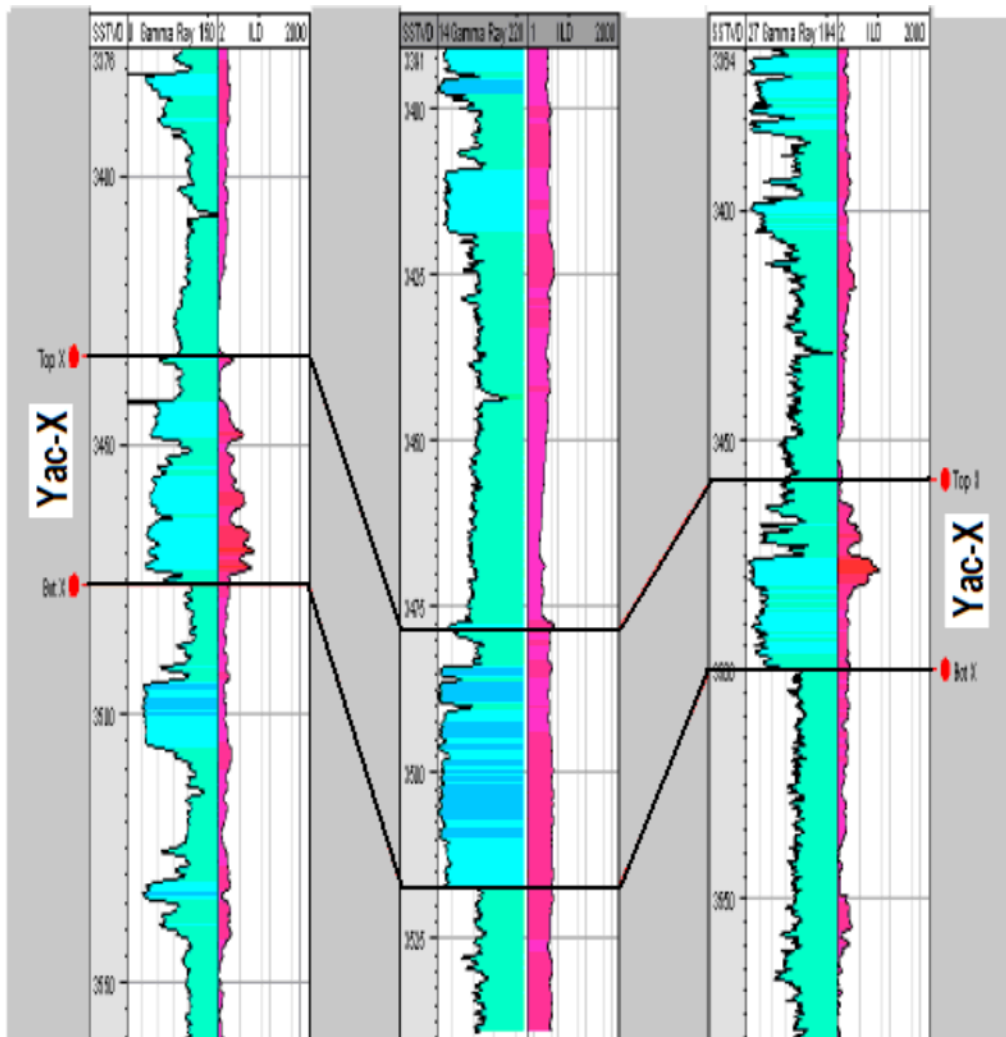


Figura 4.5. Sección a echado del yacimiento-X

Los núcleos de pared de uno de los pozos (aunque no detallado) muestran que el yacimiento tiene litología relativamente homogénea, compuesta de grano fino a medio y arenas poco consolidadas con arcillas y cementante. Sin embargo, los registros litológicos detallados muestran algunos niveles de intercalación de arcilla lo que da la heterogeneidad a la arena del Yacimiento-X.

Evaluación petrofísica.

La evaluación petrofísica fue llevada a cabo con los registros disponibles para determinar las propiedades de las rocas y los fluidos contenidos en ellas. Basado en esto, se obtuvieron conclusiones acerca de la historia de depositación y diagenética del Yacimiento-X. Los resultados fueron usados para el modelo estático del yacimiento.

Los resultados de la evaluación petrofísica incluyen propiedades como:

- Resistividad verdadera, R_t
- Resistividad del agua, R_w
- Volumen de arcillas, V_{sh}
- Porosidad, ϕ
- Saturación de agua, S_w
- Permeabilidad, k

Estas propiedades se obtuvieron de las siguientes maneras.

Resistividad verdadera, R_t .

El registro Dual Laterologs (*LLD*) se ha tomado en todos los pozos donde se ha corrido el Dual Induction Logs (*ILD*). La corrección del ambiente de medición fue hecha para todos los registros. La resistividad verdadera de la formación es obtenida usando registros de resistividad ambientalmente corregidos.

Resistividad del agua de formación, R_w .

En este estudio, no se mide la resistividad del agua congénita disponible. Por lo tanto, este parámetro se ha calculado utilizando dos métodos: el método R_{wa} y el método de la gráfica de Pickett. Por razones de consistencia, el método de la gráfica de Pickett fue adaptado después de comparar los resultados obtenidos. La resistividad del agua se calculó usando datos de la columna de agua por abajo del contacto agua-aceite del pozo 6. La temperatura de la formación, T_f y la resistividad del agua se calcularon posteriormente para otros pozos usando las siguientes ecuaciones:

$$T_f = (TG * TVD) + MST \quad (4.6)$$

$$R_w = R_{w,tm} * \left(\frac{Tm + 21.77}{T_f + 21.77} \right) \quad (4.7)$$

Donde:

T_f es la temperatura de formación, en $^{\circ}C$

TG es el gradiente de temperatura, en $^{\circ}C/m$

TVD es la profundidad vertical verdadera, en m

MST es la temperatura promedio en la superficie, $60^{\circ}F$ ($15.6^{\circ}C$)

$R_{w,tm}$ es la resistividad del agua a temperatura medida, en $ohms-m$

Tm es la temperatura medida, en $^{\circ}C$

La Figura 4.6, muestra la “línea de agua” ($S_w = 100\%$). Su intersección con la línea de $\phi = 100\%$ da la resistividad del agua, R_w , y el inverso de su pendiente da el factor de cementación, m .

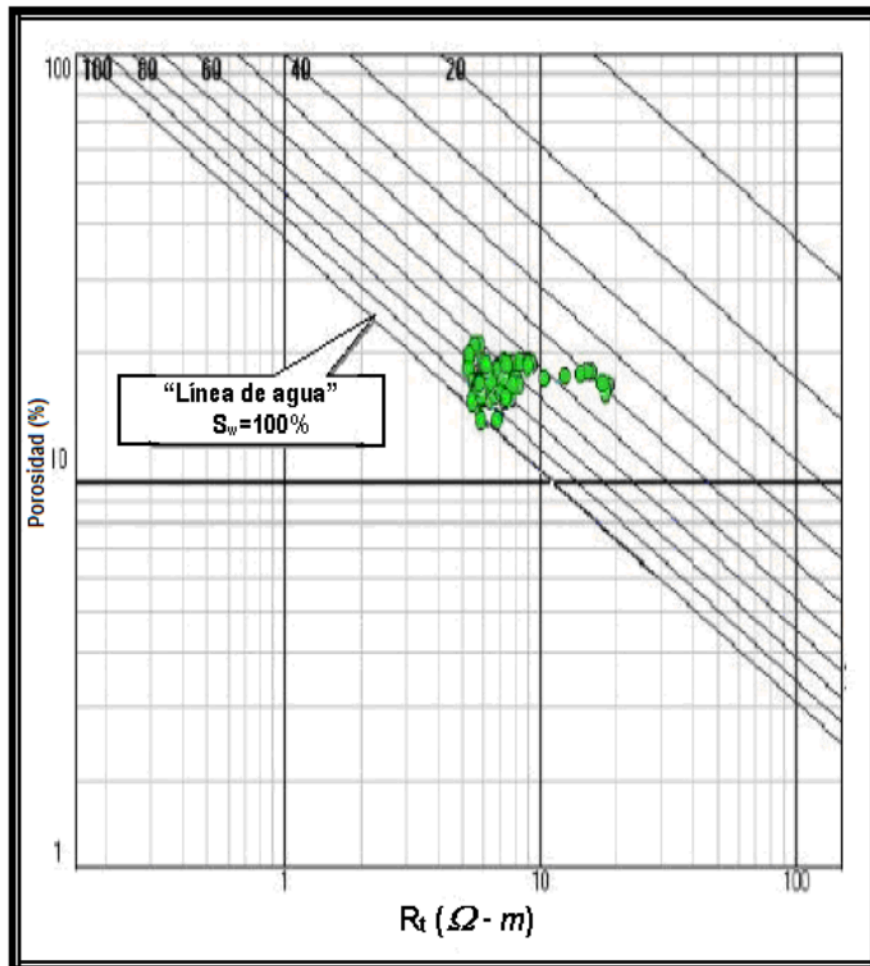


Figura 4.6. Determinación de la resistividad del agua, R_w , para el Yacimiento-X con las gráficas de Pickett.

Volumen de arcilla, V_{sh}

El registro de rayos gama proporcionó los parámetros para la definición de la fracción de arcillas en el yacimiento. La opción del índice de rayos gama fue empleada para determinar el porcentaje de arcillas e implícitamente, la litología dominante. Esto se logró definiendo las arenas limpias y las líneas de arcilla para los registros de rayos gama. El registro de potencial espontáneo, SP, fue usado para ayudar a determinar la radioactividad de las arenas, a fin de evitar una sobreestimación de arcillas. Las definiciones de litología son basadas sobre la siguiente asignación, que se apoya en valores de corte de volumen de arcillas (V_{sh}):

- $0 \leq V_{sh} < 33\%$ arenas
- $33 \leq V_{sh} < 66\%$ arena arcillosa
- $66 \leq V_{sh} < 100\%$ arcilla

Estos parámetros sirven como una entrada de datos en los modelos de porosidad y saturación para arenas arcillosas.

Porosidad, ϕ

La porosidad se estimó del registro de densidad. La porosidad efectiva es deducida por la introducción del porcentaje del volumen de arcilla en la ecuación.

Saturación de agua, S_w

La saturación de agua en el Yacimiento-X fue calculada de la ecuación de Simandoux:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_e^m S_w^n}{a R_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (4.8)$$

Donde:

- R_t es la resistividad de la formación, en $\Omega\text{-m}$
- R_w es la resistividad del agua de formación, en $\Omega\text{-m}$
- R_{sh} es la resistividad de la lutita, en $\Omega\text{-m}$
- ϕ_e es la porosidad efectiva, en fracción
- a es el factor de tortuosidad, adimensional
- m es el factor de cementación, adimensional
- n es el exponente de saturación, adimensional
- V_{sh} es la fracción de arcilla
- S_w es la saturación de agua, en fracción

La ecuación de Simandoux representa la conductividad resultante considerando el componente de arcilla en el yacimiento. Con base en la fracción de arcilla observada en el yacimiento el modelo de Simandoux es adaptado para su uso. Finalmente, se aplicó el modelo precursor de saturación de Archie en la zona de cero porciento de volumen de arcilla.

Permeabilidad, k

Debido a la poca disponibilidad de datos de núcleos convencionales, la permeabilidad para este estudio fue obtenida usando correlaciones empíricas. Las correlaciones proporcionan algo más que una estimación cualitativa.

Tres modelos empíricos fueron probados: Timur (1968), Coates y Dumanoir (1974) y Coates y Denoo (1981). El delta de la provincia de Niger no tiene correlaciones empíricas disponibles, por lo tanto, fue necesaria la adaptación de estas fórmulas. Estas fórmulas producen resultados correctos en las condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) y son reconocidas mundialmente. Sin embargo, éstas son solo generalizadas empíricamente y los resultados obtenidos son en gran parte relativos.

Definición de unidad de flujo

Para la definición de unidades de flujo, el Yacimiento-X fue dividido en capas caracterizadas con un comportamiento de flujo relativamente uniforme y continuidad lateral. Basado en esto el Yacimiento-X está dividido en cinco zonas. La porosidad calculada y el registro de rayos gama son los atributos básicos usados para las subdivisiones, ya que las zonas de flujo son regidas por el tamaño de las gargantas de poro y los cambios geológicos locales. Además, el método de Amaefule es usado para subdividir cuantitativamente las zonas. La principal restricción de este método es la disponibilidad de datos de análisis convencionales de núcleos del yacimiento o de un yacimiento cercano. Sin embargo, los resultados del Pozo 3 fueron usados como pseudodatos de núcleos para investigar este concepto.

La ecuación utilizada fue:

$$\log RQI = \log \left(\frac{NPI}{FZI} \right) \quad (4.9)$$

Donde:

RQI es el índice de calidad de la roca, en μm

NPI es la relación del volumen de poros al volumen de granos

FZI es el indicador de la zona de flujo, en μm

Estos parámetros de unidad hidráulica son derivados de las ecuaciones dadas:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (4.10)$$

$$NPI = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (4.11)$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_z \tau S_{gv}}} \quad (4.12)$$

Donde:

k es la porosidad, en md

ϕ_e es la porosidad efectiva, en fracción

$F_s \tau$ es la constante de Kozeny

S_{vg} es la superficie específica por unidad de volumen de grano, en mm^{-1}

Valores de corte petrofísicos.

Las gráficas de ϕ_e vs V_{sh} y S_w vs V_{sh} se utilizaron para proporcionar los valores de corte de fluido usados en este estudio. Éstas son usadas para determinar las zonas productoras del yacimiento. Para la red del yacimiento, los límites se colocaron en $V_{sh} \geq 70\%$, y $\phi_e < 10\%$. En el límite de la zona productora la $S_w \geq 65\%$.

El concepto de volumen de agua total (BVW) también fue investigado para determinar el volumen de agua irreductible total (BVW_i) del yacimiento y para la predicción del volumen de agua crítica total (BVW_c), es decir zonas que probablemente producen sin ningún tipo de “corte de agua”. La gráfica de Buckles ya sea lineal o logarítmica de S_w vs porosidad fue usada para obtener estos parámetros. $EL BVW_i$ es de 0.04 y el BVW_c es aproximadamente 0.09 para este yacimiento.

Modelado Geocelular 3D

Cuatro parámetros fueron utilizados para construir el modelo geológico: (1) datos petrofísicos, (2) localización superficial de los pozos, (3) datos de desviación y (4) datos sísmicos. Las unidades de flujo son incorporadas dentro del modelo geológico y las propiedades dentro de cada unidad de flujo.

Discusión

El modelado de propiedades petrofísicas ubica a la porosidad en un rango de 11% a 20% y a la permeabilidad en un rango de 12 md a 350 md . La baja permeabilidad es atribuida a la cementación de arcillas observada en los núcleos de pared. En todos los modelos, la propiedad es vista incrementándose de este a oeste del yacimiento como muestran las Figuras 4.7 y 4.8. Esto implica alta calidad del yacimiento en la parte occidental del yacimiento. Los valores de corte petrofísicos se establecieron de manera que las propiedades como porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad solo se refieran a intervalos que contribuyan a la producción. Este enfoque mejora el proceso de

evaluación del yacimiento cuando las unidades con débiles propiedades hidráulicas son eliminadas.

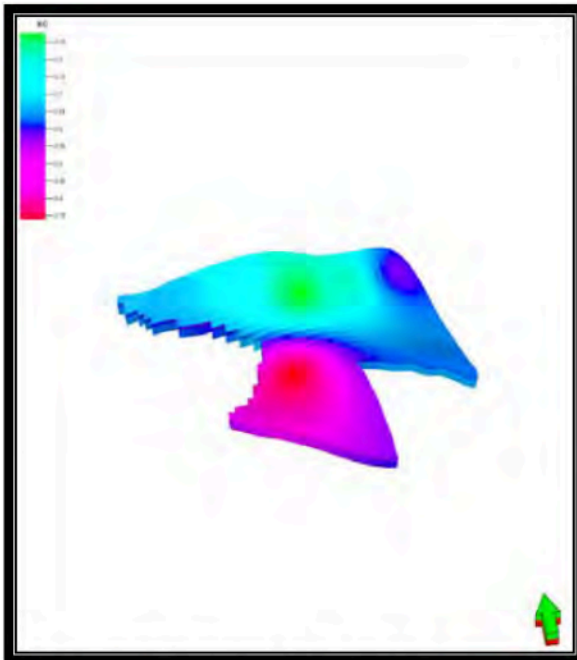
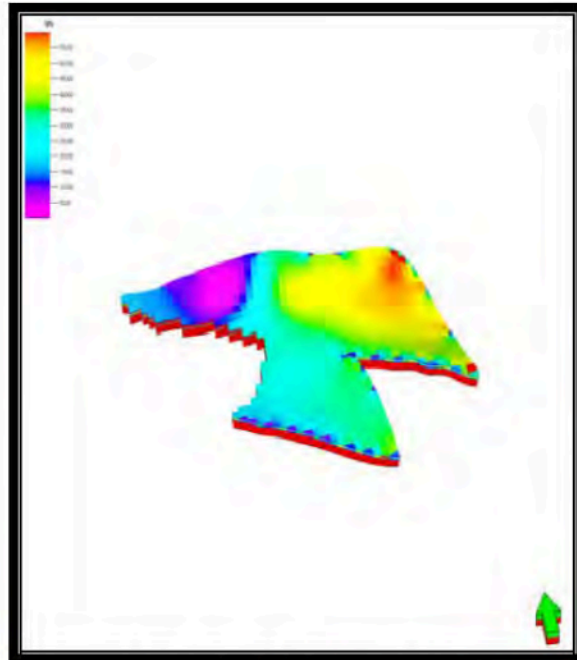


Figura 4.7. Modelo de la zona productora



4.8. Modelo de volumen de roca

Una continuidad lateral de arcillas puede actuar como barrera al flujo la cual es observada dentro de este yacimiento de arenas. El modelo estático muestra un valor medio de porosidad de 17% mostrado en la Figura 4.9 y un espesor productor neto de 0.77.

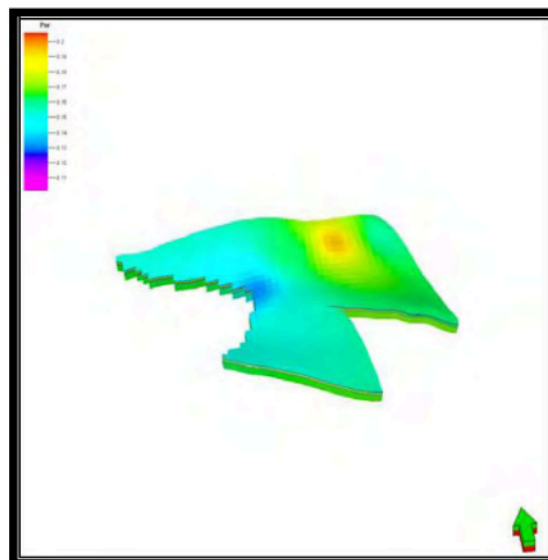


Figura 4.9. Modelo de porosidad.

Según los autores del estudio, la gráfica log-log de RQI vs NPI (no presentada en este trabajo) muestra que todos los intervalos con valores similares de FZI estarán sobre una

línea recta con una pendiente unitaria. Para el Yacimiento-X, el logaritmo de FZI es determinado para cada punto de profundidad. Esto se debe a que las zonas de flujo son distribuidas como log-normal. Las gráficas de $\log FZI$ vs Profundidad y $\log (FZI)$ vs frecuencia son trazadas para revelar la distribución, como se muestra en las Figuras 4.10 y 4.11. Las zonas definidas cuando se traza separadamente sobre una gráfica log-lineal de permeabilidad vs porosidad producen unos coeficientes de correlación altos reflejando la uniformidad en la geometría del poro dentro de las zonas. En todos los pozos, la subdivisión surge de la observación “quick-look” de atributos que se ajustan al concepto de Amaefule.

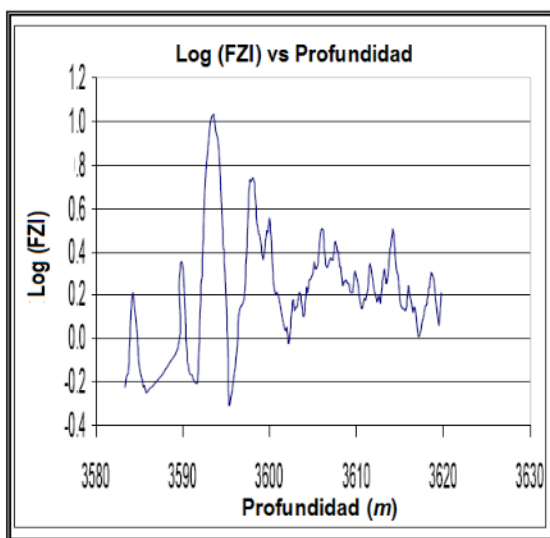


Figura 4.10. La gráfica de Log (FZI) vs profundidad muestra la distribución log-normal de las zonas de flujo.

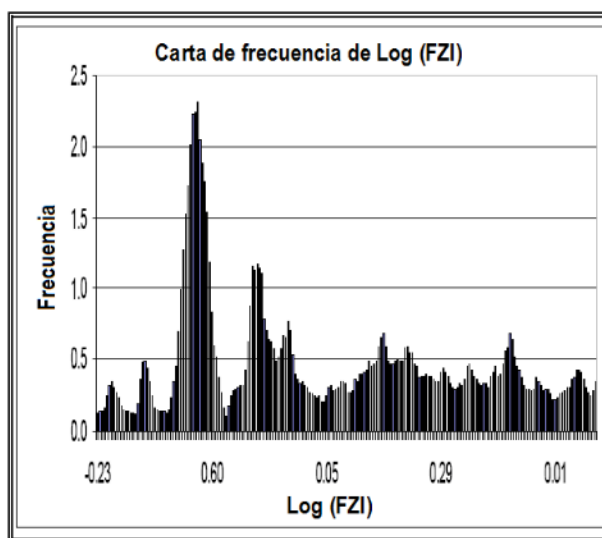


Figura 4.11. La carta de frecuencia de log (FZI) muestra la distribución de log-normal de las zonas de flujo.

Conclusión

- 1) La caracterización efectiva del yacimiento requiere la integración de la geología y la petrofísica, esto reduce la incertidumbre en la producción de aceite y gas.
- 2) La integración de datos del subsuelo mejora el entendimiento de la arquitectura del yacimiento resultando en una mejor estimación volumétrica. Las propiedades petrofísicas, como se observó en los modelos, mejoran de Este a Oeste del yacimiento. Esto amplía la alta calidad del yacimiento en la parte Occidente. Este resultado es útil para optimizar la ubicación de pozos de desarrollo.

El estudio del Yacimiento-X demostró que las propiedades petrofísicas son de suma importancia para la caracterización, además de que estas propiedades en algunos casos no

están disponibles para ciertos pozos, pero existen diversas formas de estimar, ya sea por medio de muestras de pozos adyacentes o bien por medio de correlaciones.

Los parámetros petrofísicos utilizados en este ejemplo para desarrollar un modelo estático del yacimiento como son: porosidad, permeabilidad, saturación, resistividades, volumen de arcillas, etc., fueron obtenidos por medio de correlaciones o bien de registros de pozos. La combinación de las propiedades petrofísicas permite obtener otros parámetros petrofísicos indirectamente, por medio de gráficas o bien de ecuaciones. Es de suma importancia, al hacer las mediciones o lecturas necesarias, tomar los datos lo más exacto posibles ya que una lectura errónea puede causar un grave error al utilizarla en una ecuación o bien en un simulador, arrojando resultados de mala calidad que pueden condenar o subestimar a un yacimiento.

Conocer la estructura, la geología y la petrofísica del yacimiento es una prioridad para una buena caracterización geológica-petrofísica, ya que hay un gran número de factores que pueden intervenir al momento de la explotación, los cuales tienen que conocerse y actualizarse para determinar los cambios que van sufriendo las propiedades petrofísicas al pasar un tiempo determinado de explotación y así volver a recharacterizar.

4.3. Petrofísica del yacimiento Carbonatado Shu'aiba, Campo Shaybah.

Resumen.

La necesidad de una caracterización precisa del yacimiento es importante, no solo por la complejidad geológica, sino también por los métodos de desarrollo del campo. Los componentes clave en la caracterización de yacimientos requieren del conocimiento de las interacciones entre la roca y los fluidos. Las herramientas convencionales disponibles para el propósito de la caracterización del yacimiento son: el análisis convencional de datos de núcleos, análisis especial de datos de núcleos, información geológica, estudios PVT de los fluidos y simulación numérica de yacimientos.

Los yacimientos de carbonatos son aproximadamente el 20% de las rocas sedimentarias del mundo y contienen el 40% del aceite a nivel mundial. El campo Shaybah, que se encuentra en Rub Al-Khali al Sureste de Arabia Saudita representa un yacimiento de carbonatos de primera calidad. El yacimiento Shu'aiba es del Cretácico Inferior. Es una formación de carbonatos heterogéneos con cinco facies debido a la alteración diagenética de la roca original. El campo produce aceite con una baja concentración de azufre y una alta densidad API ($\approx 40^\circ$) clasificado como "extra ligero de Arabia". Está cubierto por un casquete de gas y subyacente por un acuífero. La producción de este yacimiento de calizas comenzó en julio de 1998.

Las pruebas petrofísicas convencionales y especiales realizadas en núcleos de este yacimiento son: las propiedades de los núcleos porosidad y permeabilidad, permeabilidad relativa, presión capilar, distribución del tamaño de poro y la mojabilidad, las cuales se desarrollaron como parte de un estudio global para mejorar los datos cuantitativos de dichas propiedades en el yacimiento.

Este estudio permitirá una predicción acertada del comportamiento del yacimiento. Los datos generados impactarán significativamente los modelos del yacimiento y del campo.

Las propiedades de la roca que determinan la producción de hidrocarburos, la variación de esas propiedades, la afectación de estas propiedades para la recuperación final y el comportamiento del flujo de fluidos son de primordial interés. Dos ejemplos son: el avance del frente de agua en la producción de los pozos causado por el desplazamiento ineficiente debido a las relaciones desfavorables de las permeabilidades relativas y el rápido avance del agua a través de una capa con alta permeabilidad. La estrategia de recuperación correcta para un yacimiento específico depende de comprender los factores que controlan los fluidos. La buena cobertura del núcleo y los análisis de los datos del núcleo son requeridos para caracterizar los cambios en las litofacies en el yacimiento Shu'aiba.

Propiedades petrofísicas utilizadas y métodos de obtención.

Para la obtención de las propiedades petrofísicas se realizaron diversos procedimientos para extraer núcleos con sus fluidos originales que fueran representativos de las condiciones en las cuales se encuentra el yacimiento, posteriormente, se realizó la selección de muestras. Los núcleos que fueron fracturados, rotos o presentaron una permeabilidad a la salmuera menor a 1 *md* fueron excluidos. El aceite en la cabeza del pozo del yacimiento Shu'aiba fue usado como la fase oleica; mientras la fase acuosa es salmuera sintética (similar a la salmuera de Shau'aiba). Las propiedades petrofísicas utilizadas en el estudio fueron: porosidad, permeabilidad, permeabilidad relativa, presión capilar y mojabilidad.

Mediciones de porosidad y permeabilidad

Todos los tapones obtenidos de los núcleos para las mediciones de porosidad y permeabilidad fueron limpiados con solventes (tolueno, nafta y xileno) para remover todos los hidrocarburos solubles y fluidos contaminantes. El proceso de limpieza fue llevado a cabo usando la unidad de destilación Dean Stark.

Un método común para medir la porosidad del núcleo es medir el volumen de grano usando un porosímetro de helio (ley de Boyle) y el volumen del total por el método de desplazamiento del líquido o por mediciones de calibrador. Las mediciones de la permeabilidad se logran por la aplicación de la ley de Darcy usando un permeámetro de gas.

Mediciones de la permeabilidad relativa

El procedimiento para medir la permeabilidad relativa incluyó el uso de conjuntos de núcleos cortados con salmuera KCl y preservados en el pozo. Las pruebas de la permeabilidad relativa fueron realizadas simulando las condiciones del yacimiento, usando salmuera sintética.

Mediciones de la presión capilar agua-aceite.

Las pruebas de la presión capilar agua-aceite fueron dirigidas a condición de yacimiento usando aparatos de centrifugado. Los tapones de núcleos preservados fueron lavados con cerca de 10 volúmenes de poro de salmuera sintética para establecer la saturación residual de aceite. Las muestras fueron colocadas en el porta núcleos y luego guardadas dentro de un gabinete con calefacción para alcanzar la temperatura de equilibrio. El porta núcleos fue colocado en el escudo de centrifugado y luego fijado al brazo de la centrífuga.

Las muestras fueron sometidas a drene e imbibición. El volumen de cada fluido producido a cada velocidad (aceite o agua) se observó a través de la parte superior de la centrífuga por medio de una tapa transparente y un estroboscopio que permite ver los fluidos desplazados dentro del conjunto de tubos para ser monitoreado visualmente. El volumen de poro de cada tapón es medido al final del experimento después del procedimiento de limpieza estándar.

Medición de la mojabilidad

Las mojabilidades de los tapones fueron medidas por el método de Amott modificado. El método de Amott combina imbibición y desplazamiento dinámico que funciona bajo condiciones ambientales con salmuera de formación y aceite del tanque. El índice de mojabilidad de Amott-Harvey es la porción del desplazamiento por agua menos el desplazamiento de la porción por aceite. También, el método USBM es usado para medir la mojabilidad. El índice de mojabilidad USBM es obtenido del ciclo de histéresis de las curvas centrifugas de presión capilar. Las áreas bajo la curva representan el trabajo termodinámico requerido para los fluidos respectivos para desplazar al otro. El logaritmo de la porción del área de aceite desplazado por salmuera (A1) a la salmuera desplazada por aceite (A2) es usado para identificar el índice de mojabilidad USBM de la siguiente manera:

$$\text{Índice de mojabilidad USBM} = \log (A1/A2) \quad (4.13)$$

Medición de la presión capilar por mercurio

La presión capilar por inyección de mercurio y el tamaño de poro se miden usando el sistema de inyección de mercurio Ruska. La prueba consistió en dos corridas; corrida en blanco (sin muestra) y una corrida con muestra. Las lecturas de la corrida en blanco representan los efectos de compresión e intrusión del mercurio en los espacios pequeños en la parte interior de los instrumentos, como un resultado del incremento de la presión aplicada. Cada corrida incluye la prueba de inyección en un sistema de vacío seguido por la prueba de expulsión. La diferencia entre la corrida blanca y la corrida con muestra representa el volumen de mercurio introducido en los poros durante la prueba de inyección y el volumen de mercurio expulsado de los poros durante la prueba de expulsión.

Relacionaron las propiedades petrofísicas y discusión de resultados.

Análisis convencional de núcleos.

Una buena comprensión de la distribución areal de porosidad (ϕ) y permeabilidad (k), en las formaciones productoras atravesadas por los pozos, es fundamental en la planificación e implementación del flujo de agua en el yacimiento. La distribución de permeabilidad con respecto a la profundidad para dos pozos seleccionados (A y B) como se muestran en la Figura 4.12 y 4.13, respectivamente.

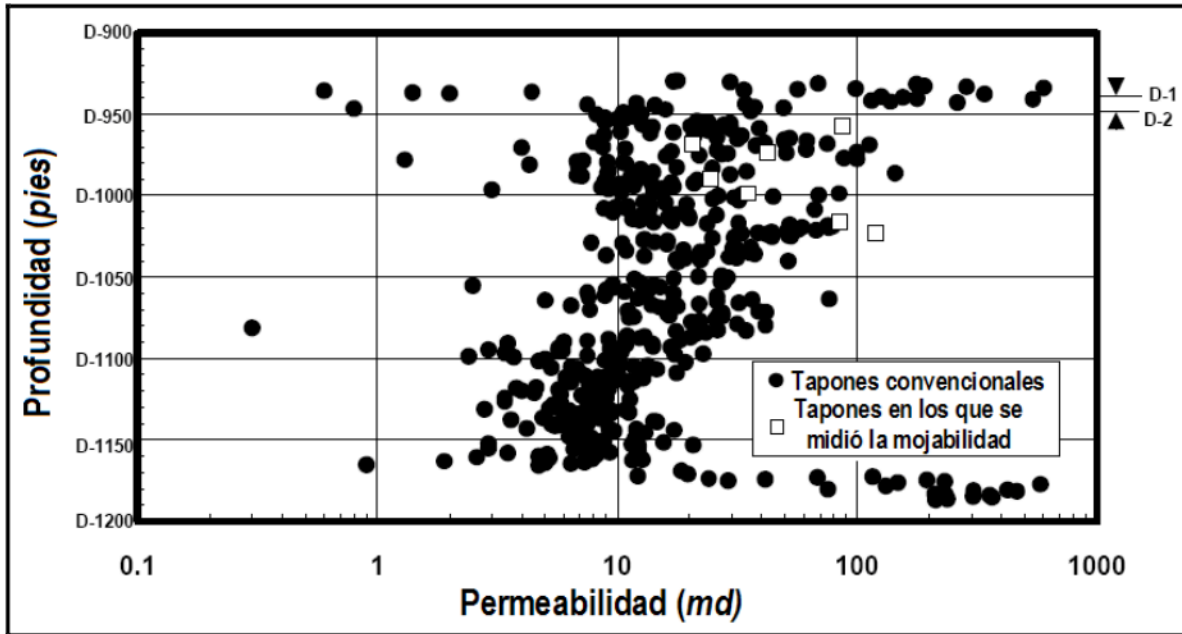


Figura 4.12. Distribución de permeabilidad VS profundidad para el pozo-A.

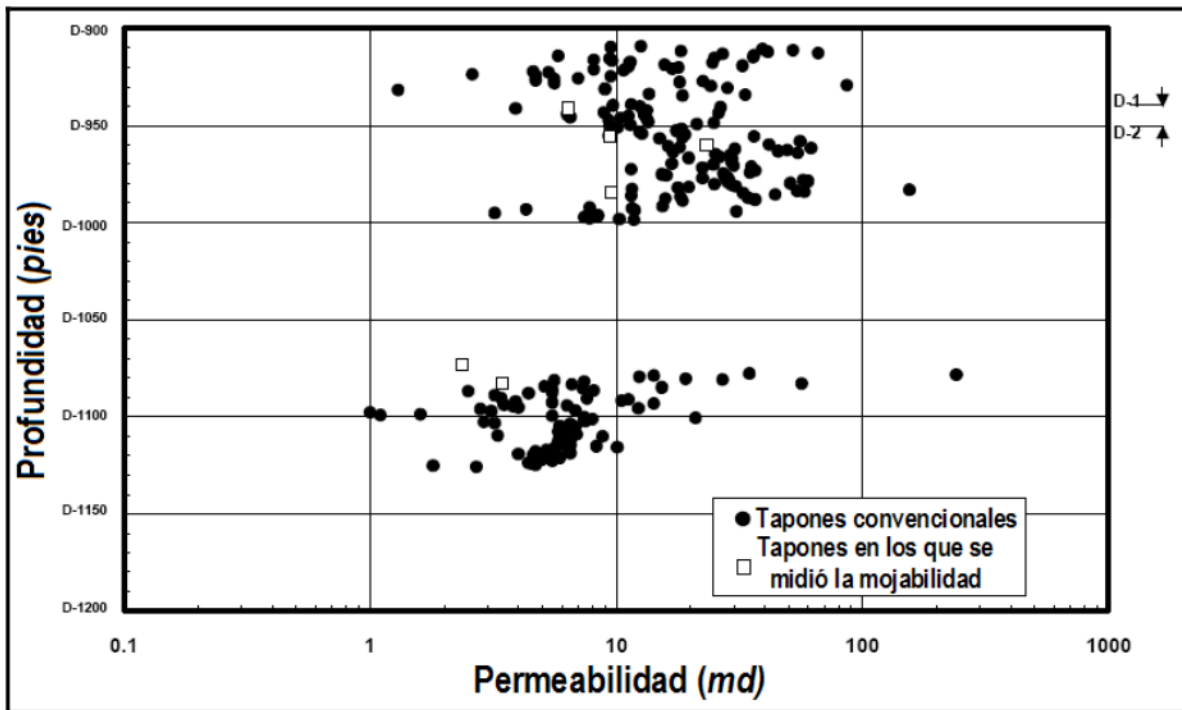


Figura 4.13. Distribución de permeabilidad VS profundidad para el pozo B.

Amplias variaciones con la profundidad y de pozo a pozo son claramente observadas. Por ejemplo, el intervalo de profundidad de D1 a D2, los valores de permeabilidad varían entre 8 a 178 *md* en el pozo-A (Figura 4.12); mientras que variaron de 9 a 36 *md* en el pozo-B (Figura 4.13). Las distribuciones de porosidad con respecto a la profundidad son mostradas en las Figuras 4.14 y 4.15 para el pozo-A y el pozo-B, respectivamente. Tendencias similares de variación de los valores de porosidad también se indican en ambos pozos.

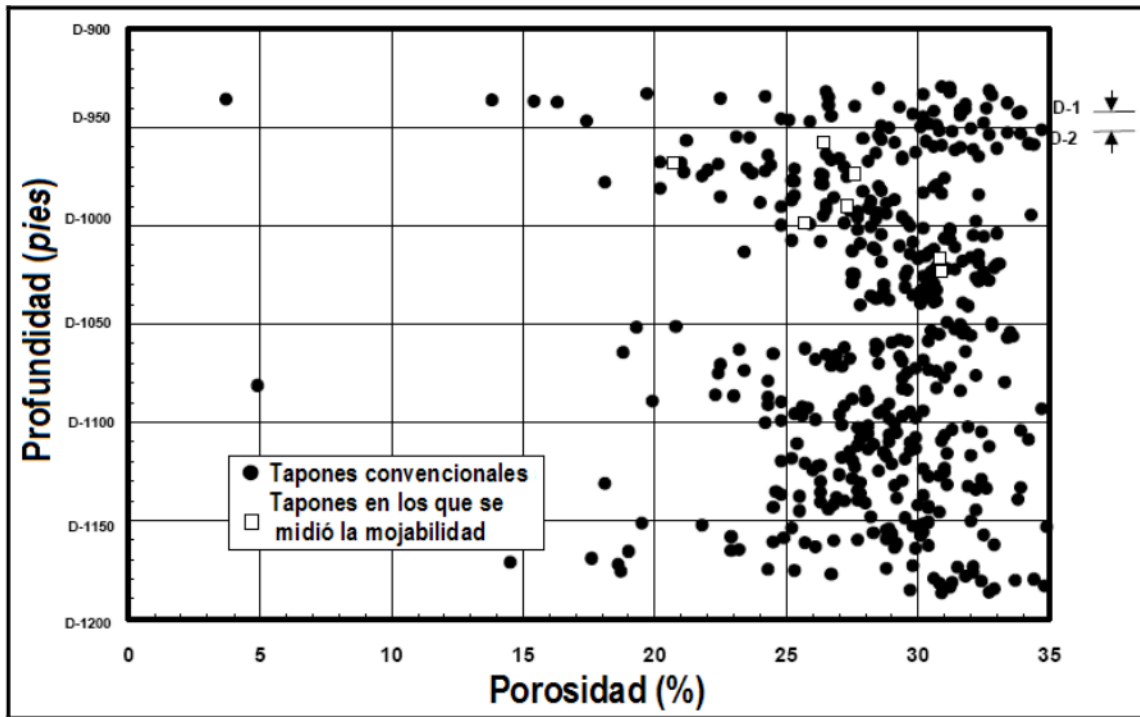


Figura 4.14. Distribución de porosidad VS profundidad para el pozo A.

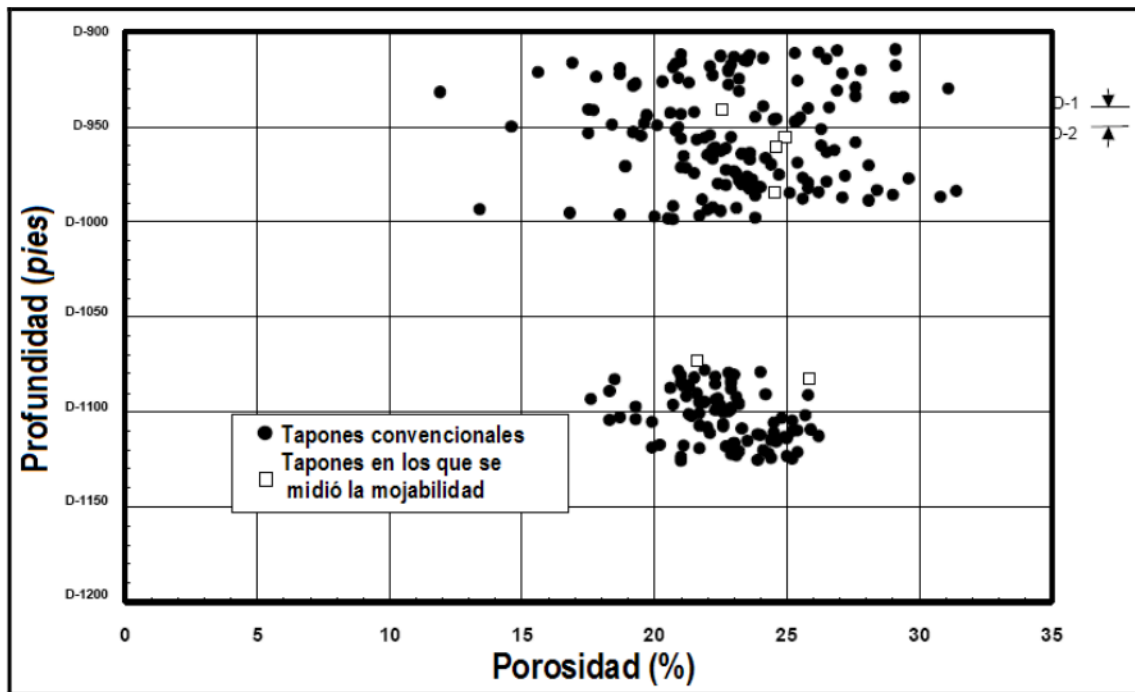


Figura 4.15. Distribución de porosidad VS profundidad para el pozo B.

Los datos de porosidad y permeabilidad son clave para la evaluación del yacimiento, el potencial de producción y la recuperación final. La combinación de los datos de ϕ y k en términos del índice de calidad del yacimiento (RQI) proporciona un punto de partida conveniente para abordar las diferencias entre las muestras y entre las zonas del yacimiento.

Los conceptos se basan en la determinación de dos funciones, RQI y NPI , definidas de la siguiente manera:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (4.14)$$

Donde:

RQI es el índice de calidad del yacimiento, en μm .

k es la permeabilidad, en md .

ϕ es la porosidad, en fracción.

El índice de porosidad normalizada, NPI , está definido como:

$$NPI = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (4.15)$$

Las funciones RQI y NPI son usadas para cuantificar la calidad de flujo de un yacimiento y proporcionar una asociación entre las propiedades petrofísicas en los niveles micro y macro de las muestras evaluadas. Utilizando RQI y NPI , un “indicador de zona de flujo” (FZI) es definido como:

$$FZI = \frac{RQI}{NPI} \quad (4.16)$$

Donde FZI tiene unidades de μm .

Una gráfica log-log de RQI contra NPI para el pozo-A se muestra en la Figura 4.16. En este tipo de gráfica, las muestras con valores similares de FZI caen dentro de una línea recta, a un valor de NPI le corresponde un valor de FZI . Sin embargo, los puntos calculados de RQI y FZI no revelaron una dependencia familiar de la profundidad con la roca. Por lo tanto, una modificación técnica fue desarrollada trazando valores de RQI sobre una suma base acumulativa-normalizada contra la profundidad para diferenciar entre las zonas de flujo.

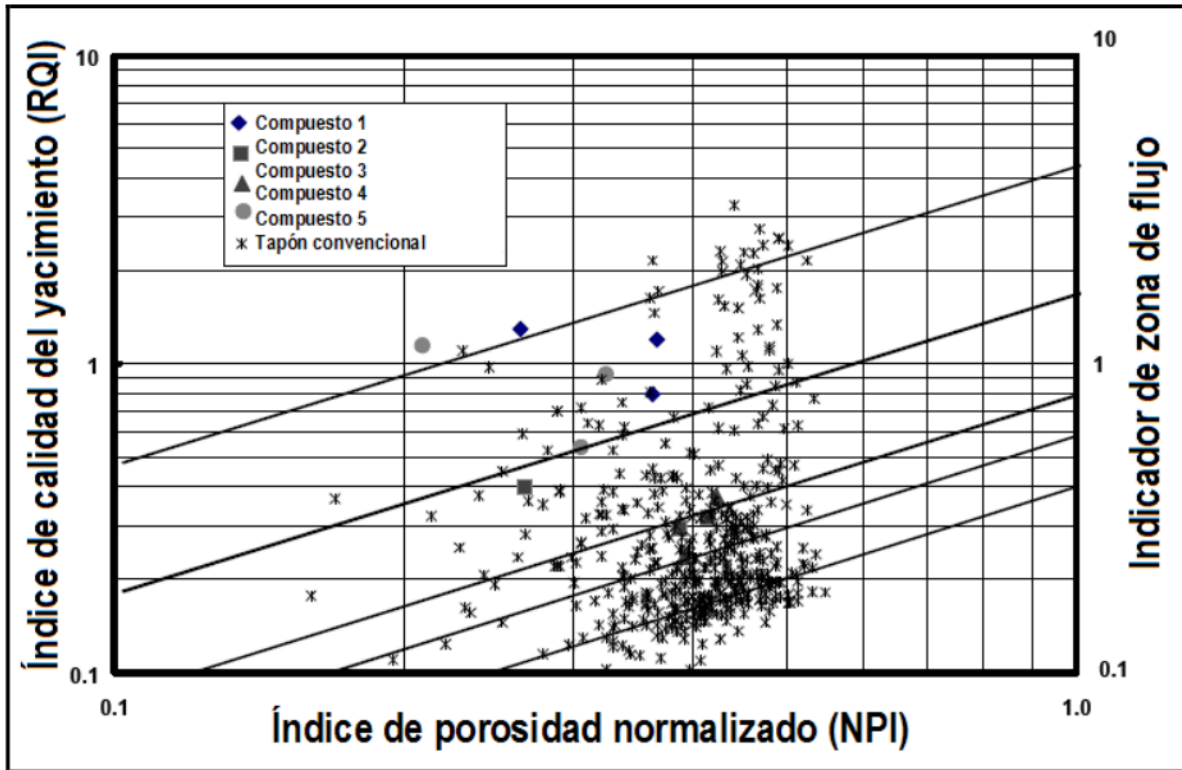


Figura 4.16. RQI VS NPI para el pozo A para tapones de núcleo.

Para cada punto individual el RQI es calculado y la suma acumulativa-normalizada es trazada contra la profundidad. La técnica se basa en los cambios observados en la pendiente sobre una gráfica de suma acumulativa-normalizada contra la profundidad. Los cambios en la pendiente de la gráfica de la suma acumulativa-normalizada del índice de calidad del yacimiento es una función de la profundidad en donde se observó para el material de núcleo del yacimiento Shu'aiba mostrado en la Figura 4.17 para los dos pozos seleccionados (Pozo A y B). En esta figura, el eje de las Y es la profundidad mientras el eje de las X es definido por:

$$X_i = \frac{\sum_{x=1}^i \sqrt{\frac{K_i}{\phi_i}}}{\sum_{x=1}^n \sqrt{\frac{K_i}{\phi_i}}} \quad (4.17)$$

Donde:

n es el número total de datos.

i es el número de puntos de los datos para los pasos sucesivos del cálculo.

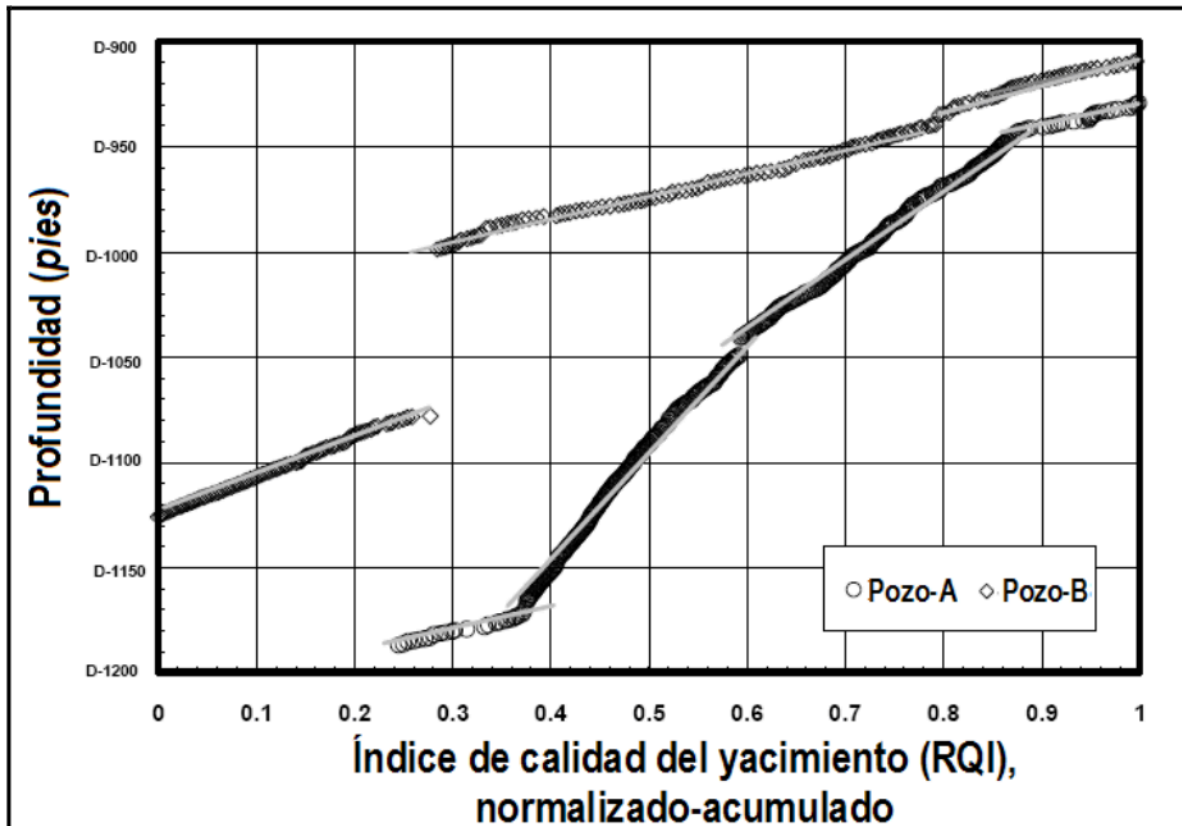


Figura 4.17. Índice de calidad del yacimiento normalizado-acumulado (*RQI*) VS profundidad para los pozos A y B.

Consecuentemente las zonas de *RQI* son caracterizadas por líneas rectas, con pendientes que indican la calidad general dentro del yacimiento a un intervalo particular de profundidad. Entre menor sea la pendiente mejor será la calidad del yacimiento.

Permeabilidad relativa.

Esta propiedad es importante para la predicción del movimiento de los fluidos en un yacimiento durante diversos procesos de recuperación. La fuente más confiable son las mediciones en el laboratorio. Las pruebas de permeabilidad relativa a condiciones de yacimiento indicaron considerables recuperaciones de aceite más allá del avance.

Los resultados de permeabilidad relativa sugieren un núcleo mojado por agua basado en la regla general de Craig.

- (a) Saturación inicial o irreductible de agua (S_{wi}) superiores al 20% de PV.
- (b) Puntos de cruce en donde $k_{rw} = k_{ro}$ eran mayores al 50%.
- (c) La permeabilidad relativa del agua hasta la saturación residual de aceite (k_{rw} a S_{or}) variaban de 25 a 45%.

Esto se muestra claramente en la Figura 4.18, la cual es una típica curva de permeabilidad relativa para el estudio del pozo-A.

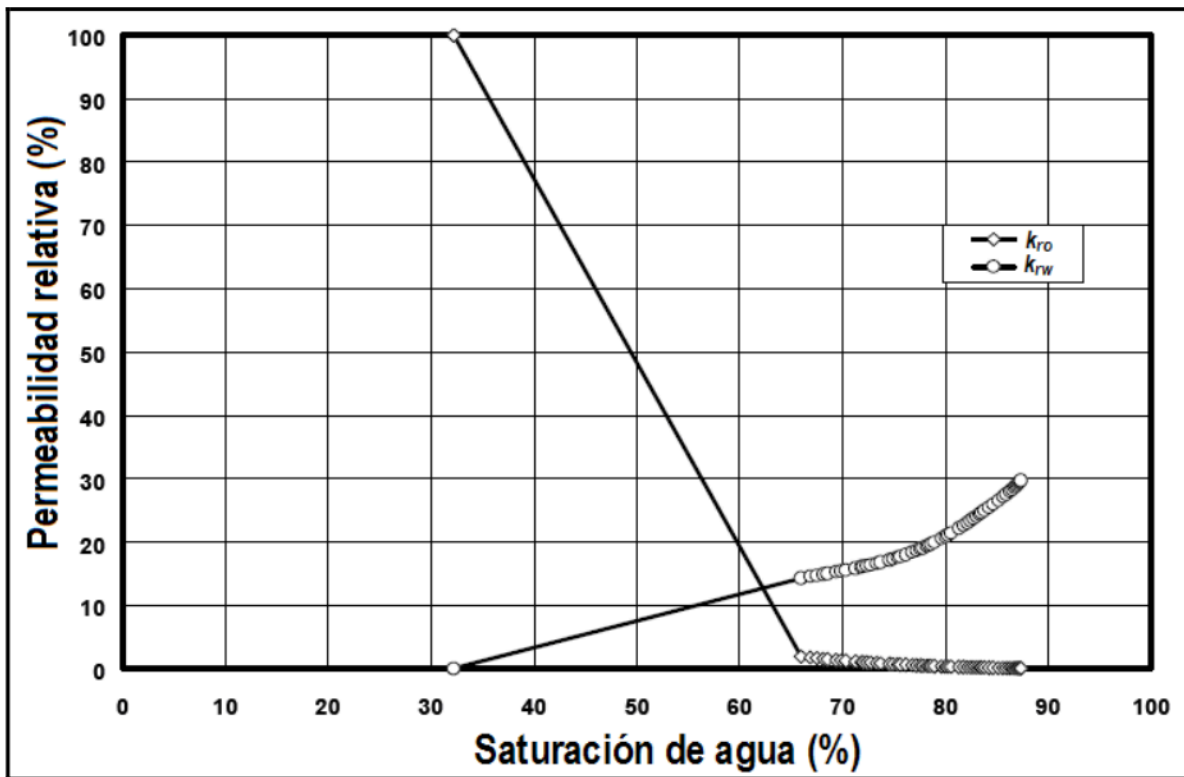


Figura 4.18. Curvas típicas de permeabilidad relativa aceite-agua, pozo-A.

Las curvas de permeabilidad relativa se han presentado en varias formas. Si se combinan todas las curvas y se traza un mismo gráfico, es difícil desarrollar una relación entre ellas. Esto se debe a la amplia gama de saturaciones de fluido inicial. Por lo tanto, la normalización de las saturaciones es una manera para reducir las saturaciones a una base común. La saturación normalizada es calculada con la siguiente ecuación:

$$S_n = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (4.18)$$

Donde:

S_n es la saturación normalizada.

S_w es la saturación de agua en el núcleo.

S_{or} es la saturación residual de aceite.

S_{wi} es la saturación de agua inicial o irreductible.

La Figura 4.19 es una gráfica de proporción de la permeabilidad relativa de agua-aceite (k_{rw}/k_{ro}) como una función de la saturación normalizada para todos los datos de

permeabilidad relativa del pozo-A. La mayoría de los datos están superpuestos excepto los datos para el compuesto 2. Un enfoque recomendado es representar los datos por una curva de regresión. Tal regresión se aproxima a la tendencia de los datos obtenidos. Un total de 202 valores de k_{rw}/k_{ro} contra los datos de S_n emparejan a todos los compuestos de núcleos que son usados en el análisis.

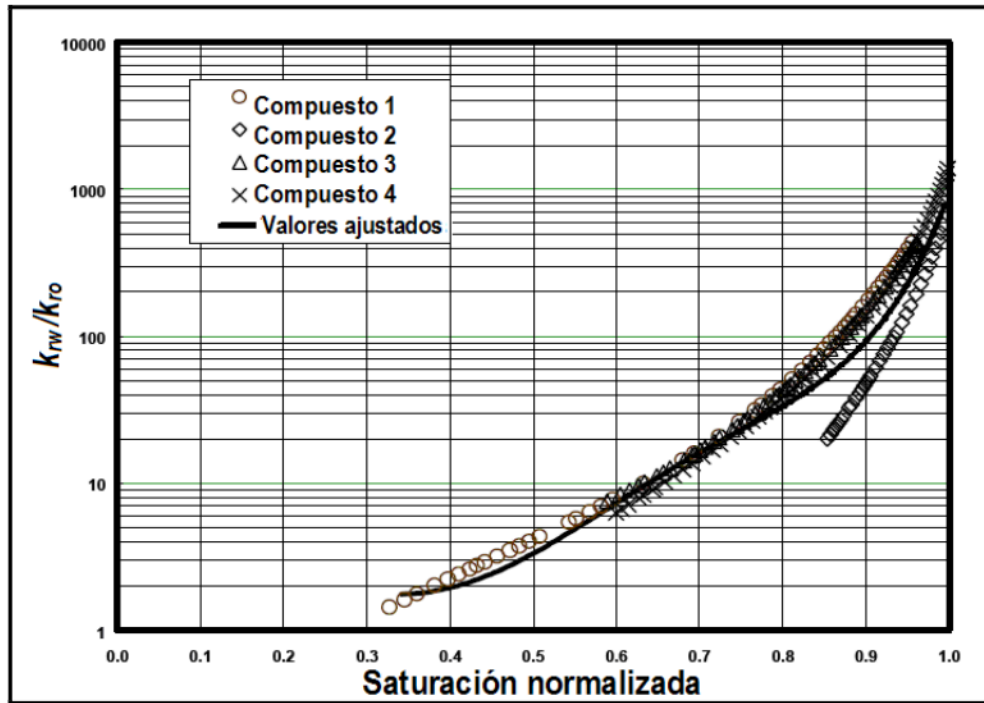


Figura 4.19. Comparación de todas las proporciones de permeabilidades relativas como una función de la saturación normalizada (Pozo-A).

La ecuación resultante es:

$$\ln\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right) = e^{(5.1Sn - 175.18Sn^2 + 457.01Sn^3 - 489.65Sn^4 + 189.56Sn^5)} \quad (4.19)$$

El ajuste de la correlación es bueno con el coeficiente de correlación cercano a 0.94. La permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}) puede ser calculada usando la ecuación 4.20 basada en el análisis de regresión. El coeficiente de correlación es de 0.97.

$$k_{ro} = 16.69 + 172Sn - 734.52Sn^2 + 909.49Sn^3 - 364.2Sn^4 \quad (4.20)$$

Presión capilar centrifugada.

La presión capilar es un factor importante en el flujo a través del medio poroso. Por lo tanto, los datos de presión capilar pueden ser usados relacionando la saturación de la fase mojante con las propiedades de porosidad del núcleo, permeabilidad y la altura por arriba del contacto agua-aceite. Además, dicha información es necesaria para el cálculo en diferentes ubicaciones en el yacimiento.

Los resultados de la presión capilar calculados por el método de la centrífuga mostró que hay una tendencia general de aumento en la presión capilar con el decremento en la permeabilidad. Esto indica que la saturación de salmuera en la cara de salida del núcleo (S_w^*) varía de 25 a 46% durante los ciclos de drene. Los ciclos de imbibición de saturación en la cara de salida del núcleo son de 83 a 99%. La Figura 4.20 muestra las curvas de presión capilar durante los ciclos de drene e imbibición para el yacimiento Shu'aiba en un formato de mojabilidad USBM.

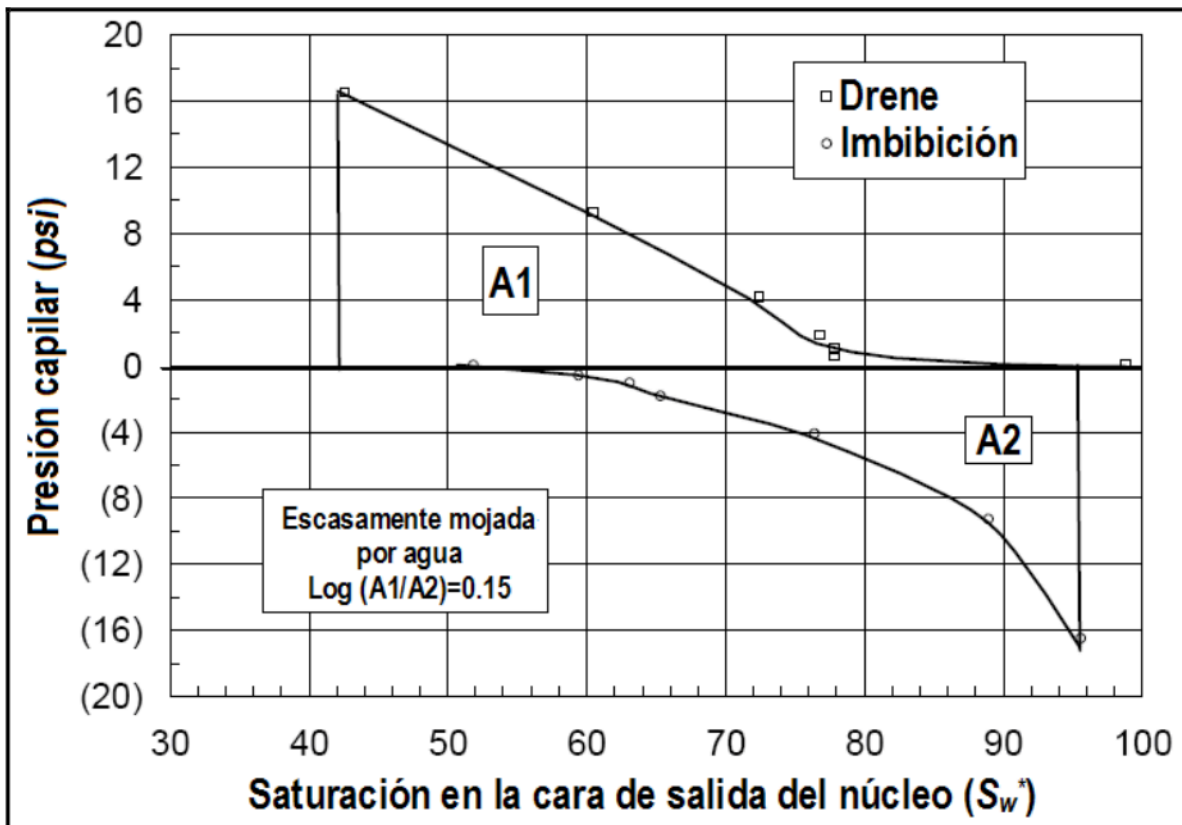


Figura 4.20. Curva típica de drene e imbibición para el pozo-A

Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a la superficie de la roca en presencia de otro fluido inmisible. Esto tiene un efecto profundo sobre la recuperación de aceite producido por el flujo de agua o por los mecanismos que manejan a ésta. Por lo tanto, es necesario determinar la mojabilidad preferencial de la roca del yacimiento, ya sea al agua o al aceite o algún punto entre los dos extremos.

Los resultados de mojabilidad obtenidos por la prueba USBM y el método de Amott mostraron que los índices de mojabilidad oscilan de -0.02 a 0.78. La Figura 4.21 muestra la gráfica de los índices de mojabilidad como una función de la profundidad del núcleo. Los índices de mojabilidad revelaron una calidad intermedia a ser mojada por agua con una tendencia a incrementarse con la profundidad.

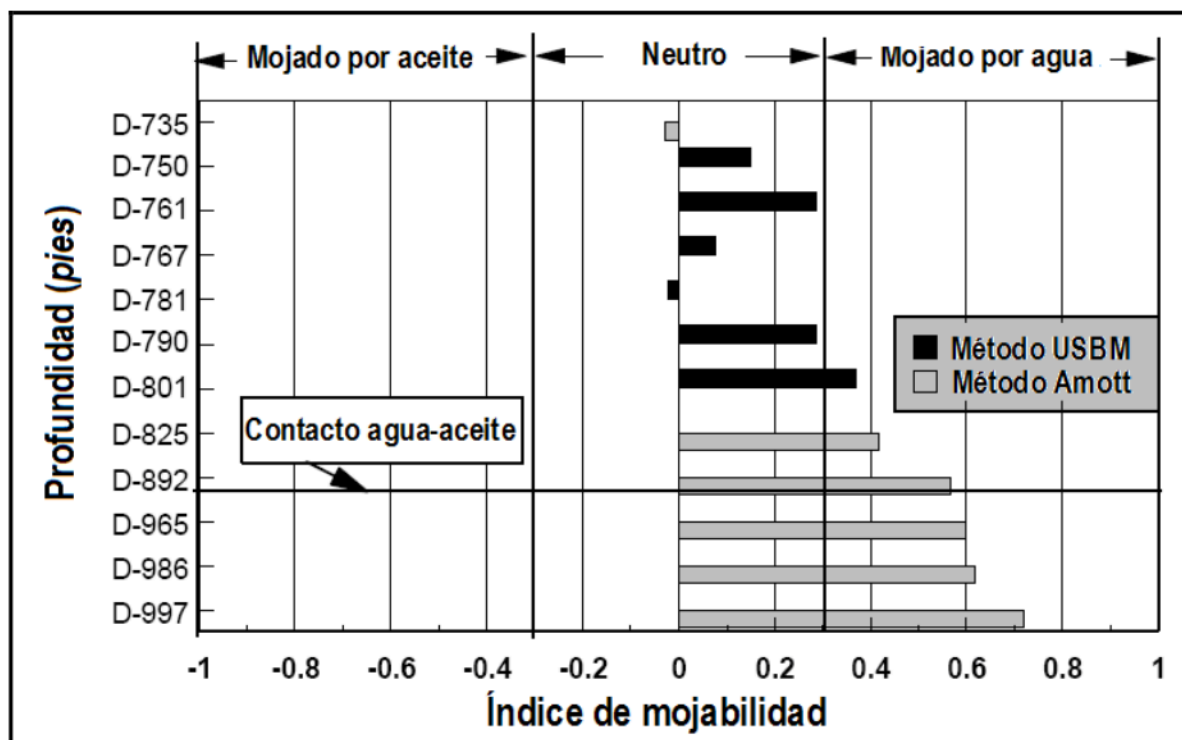


Figura 4.21. Distribución del índice de mojabilidad para el yacimiento Shu'aiba.

Las características de mojabilidad de los núcleos de los carbonatos de Shu'aiba descritos por los resultados de k_{rw}/k_{ro} concuerdan con los resultados del USBM y Amott.

Presión capilar (mercurio) y distribución del tamaño de poro.

Una parte esencial de la evaluación del comportamiento de los hidrocarburos en los yacimientos de carbonatos es el estudio de la distribución del tamaño de poro de la roca. El tamaño y la distribución de las gargantas de poro dentro de las rocas del yacimiento

controlan las características de la presión capilar, que a su vez controlan el comportamiento de los fluidos en el sistema poroso.

Los resultados de la presión capilar por inyección de mercurio muestran que los materiales de carbonato del yacimiento Shu'aiba exhiben un sistema poroso distribuido unimodal y bimodal como se indica en la Figura 4.22 (pozo-C). Tales distribuciones reflejan la compleja historia diagenética.

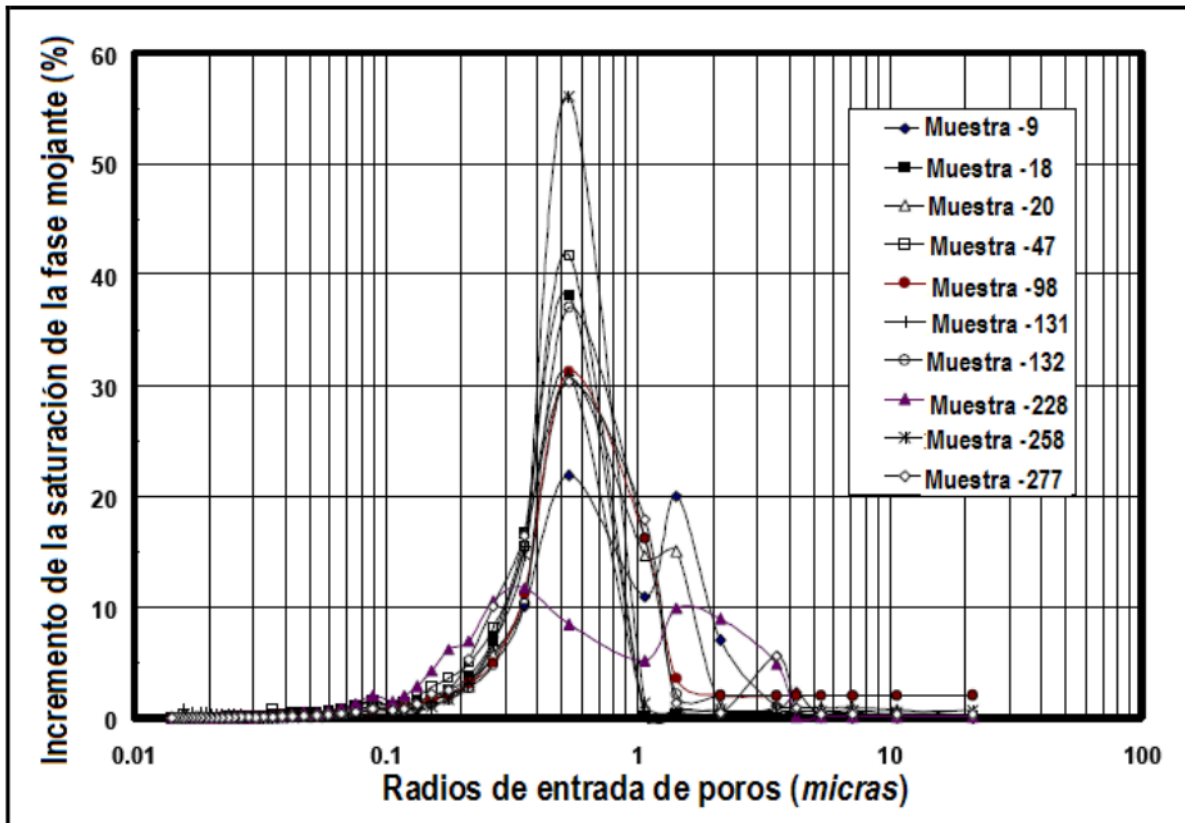


Figura 4.22. Incremento de la saturación de la fase mojada vs radios de entrada de poros para el pozo-C

La Figura 4.23 presenta una gráfica acumulativa de la saturación de la fase mojada contra los radios de entrada de los poros de los tapones del yacimiento Shu'aiba. Esto indica que el radio medio de poro varía de 0.5 a 1.5 micras, con lo que también indica un aumento en el incremento del radio de los poros con el incremento en la permeabilidad.

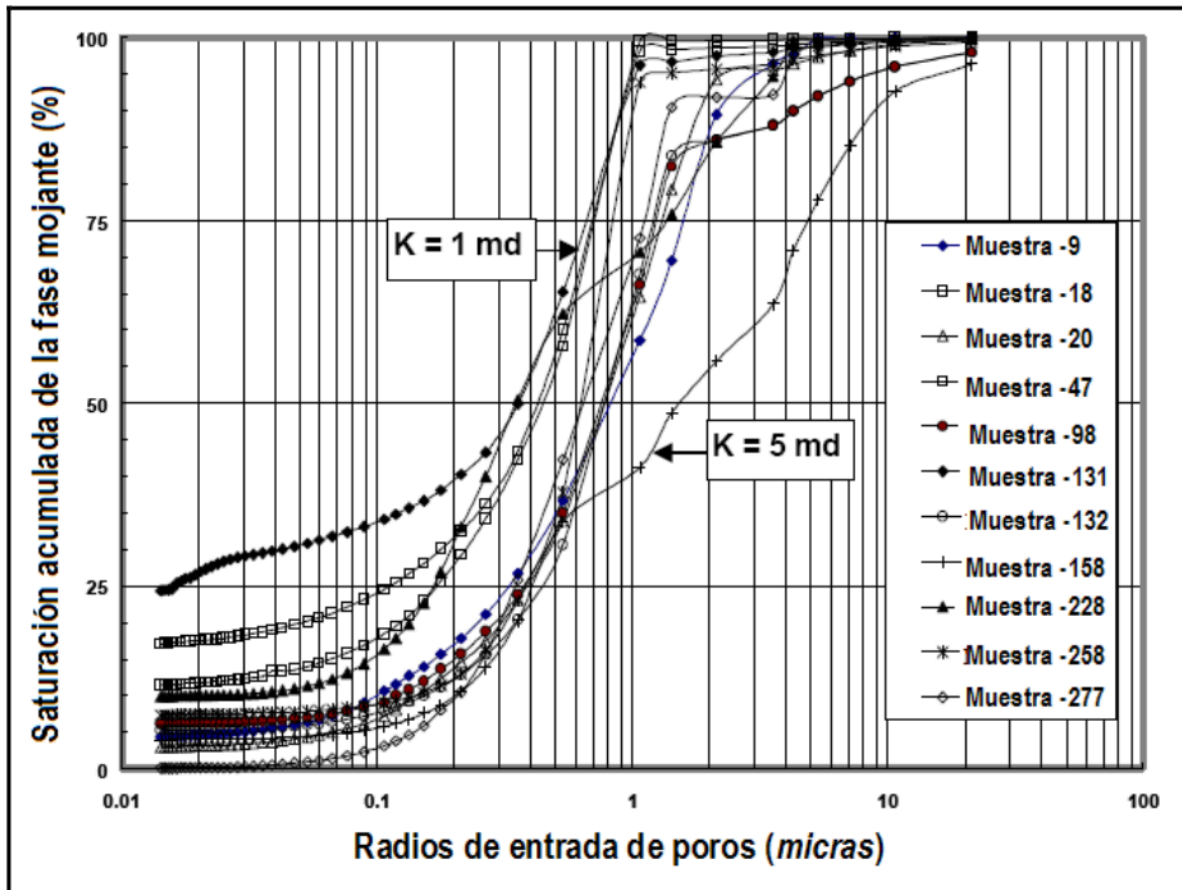


Figura 4.23. Saturación VS radios de entrada de poros para el pozo-C

Conclusiones

1. Las gráficas obtenidas de los núcleos convencionales para los pozos A y B muestran un amplio contraste en las propiedades de permeabilidad y porosidad lo cual indica que el yacimiento Shu'aiba es muy complejo.
2. Una nueva técnica ha sido desarrollada para identificar intervalos con diferentes relaciones de porosidad-permeabilidad. Esta técnica presenta el índice de calidad del yacimiento (RQI) como una función de la profundidad y ayuda a describir unidades del yacimiento, que tienen propiedades similares.
3. Un grupo eficiente de análisis de muestras de núcleos especiales con propiedades petrofísicas similares son obtenidas utilizando una técnica RQI modificada.
4. Los resultados de la permeabilidad relativa indicaron considerables recuperaciones de aceite con una recuperación sustancial más allá del avance. Una correlación es desarrollada para estimar la proporción de la permeabilidad relativa agua-aceite, k_{rw}/k_{ro} de datos de saturación normalizados.

5. Los resultados de la mojabilidad de Amott modificada y el índice de mojabilidad USBM reveló que la mojabilidad intermedia tiende a ser mojada por agua con una tendencia a incrementar con la profundidad.
6. La mojabilidad característica de los carbonatos de Shu'aiba descritos por k_{rw}/k_{ro} resultaron congruentes con los resultados de Amott y USBM.
7. Las pruebas de inyección de mercurio mostraron que el yacimiento Shu'aiba puede ser clasificado como un sistema poroso unimodal y bimodal con el radio medio de poro variando de 0.5 a 1.5 *micras*.

Se observa en el ejemplo que para una buena caracterización del yacimiento Shu'aiba se tienen que considerar una gran cantidad de propiedades petrofísicas, algunas obtenidas directamente de análisis de núcleos en el laboratorio y otras calculadas a través de correlaciones o por nuevos métodos desarrollados para caracterizar de una mejor manera el yacimiento. Algunos métodos de medición utilizados en este ejemplo son descritos en este trabajo y algunos otros solo son mencionados.

Los ingenieros encargados de caracterizar los yacimientos han reconocido la necesidad de identificar unidades geológicas para describir la forma de zonas del yacimiento como contenedores y/o conductos para el flujo de fluidos, estas unidades se usan como una herramienta de integración para la descripción petrofísica del yacimiento. Se manejan algunos conceptos como el *RQI*, *NPI* y *FZI* los cuales se estiman a través de la combinación de diversas propiedades petrofísicas para calcular zonas de flujo en el yacimiento con respecto a la profundidad.

La esencia de la combinación de las propiedades petrofísicas es poder obtener diversos parámetros petrofísicos conociendo solo algunos de éstos, ya sea por medio de ecuaciones, correlaciones, estudios de núcleos de laboratorio, sísmica o registros.

Las propiedades petrofísicas mencionadas en el artículo solo son algunas de la gran cantidad con las que se pueden realizar estudios, algunas veces no es posible realizar un estudio detallado de todas las propiedades ya que sería muy costoso y en algunos casos se necesitaría más tiempo, lo cual representa una disminución en la producción. Solo se toman en cuenta las propiedades que se consideran de mayor importancia y con mayor peso en el desarrollo del campo. Lo ideal sería conocer todas las propiedades e implementar una mejor forma de explotación para obtener una óptima recuperación.

CONCLUSIONES

En la Ingeniería de Yacimientos petroleros es de suma importancia obtener información exacta y actual del yacimiento o campo que se desea caracterizar, ya que de esta manera se obtendrán resultados que muestren la condición más aproximada en la que se encuentra el yacimiento en las distintas etapas de su explotación.

Parte de la información esencial para caracterizar o recharacterizar un yacimiento son las propiedades petrofísicas. Algunas de las propiedades petrofísicas que se consideraron en este trabajo son del sistema roca y otras del sistema roca-fluidos.

Las propiedades petrofísicas pueden ser obtenidas de diferentes fuentes, entre las más comunes se encuentran: recortes de roca, núcleos de pared, análisis convencionales de núcleos, registros de cable, mediciones durante la perforación de pozos, pruebas de pozo, prospección sísmica y registro de hidrocarburos, entre otros.

Los datos obtenidos de diversas fuentes provienen de mediciones hechas en diferentes volúmenes de roca, las comparaciones de ellos pueden no ser adecuadas hasta usar factores de escala. Hay cuatro escalas importantes cuando se miden las propiedades en volúmenes de rocas de yacimiento: la escala micro (relaciona a los poros y granos de roca), la escala macro (relaciona a núcleos convencionales), la escala mega (relaciona a bloques de mallas de simulación y puede representarse por la escala de registros de pozo) y la escala giga (relaciona volúmenes a escala regional).

Los datos petrofísicos (ϕ , S_w , k , *etc.*) en combinación con información geológica (sedimentología, estratigráfica y estructural) logran una buena caracterización del yacimiento (modelado geológico o petrofísico estático), reduciendo la incertidumbre en la producción de hidrocarburos. En algunos casos, los datos petrofísicos requeridos para un determinado pozo no están disponibles, de ser así, existen diversas formas para obtenerlos, ya sea por medio de muestras de roca y registros de pozos adyacentes o bien por medio de correlaciones y/o ecuaciones.

Es importante comparar los resultados obtenidos de un determinado análisis con los de otros métodos, o bien, usar varios métodos para obtener un parámetro más aproximado.

Algunas veces no es posible realizar un estudio detallado de todas las propiedades ya que sería muy costoso y en algunos casos se necesitaría más tiempo, lo cual representa una disminución en la producción. Solo se toman en cuenta las propiedades que se consideran de mayor importancia y con mayor peso en el desarrollo del campo. Lo ideal sería conocer todas las propiedades e implementar una mejor forma de explotación para obtener una óptima recuperación.

RECOMENDACIONES

La combinación de propiedades petrofísicas medidas permite obtener otros parámetros petrofísicos indirectamente, por medio de gráficas o bien de ecuaciones. Es de suma importancia, a la hora de hacer las mediciones o lecturas necesarias, tomar los datos lo más exacto posibles ya que una lectura errónea puede causar un grave error al momento de utilizarla en una ecuación o bien en un simulador, arrojando datos de mala calidad que pueden condenar o subestimar a un yacimiento.

Conocer la estructura, la geología y la petrofísica del yacimiento son prioridades para una buena caracterización, ya que hay una infinidad de factores que intervienen durante la explotación, los cuales tienen que conocerse y actualizarse para determinar los cambios que van sufriendo algunas propiedades petrofísicas al pasar un tiempo determinado de explotación y así volver a realizar la caracterización.

Es importante desarrollar nuevas técnicas que involucren la mayor cantidad de propiedades petrofísicas para obtener una caracterización más exacta y representativa del yacimiento ya que éstas determinarán los métodos de recuperación que se utilizarán.

La integración exitosa de datos petrofísicos y geológicos dará cambios en la comprensión del comportamiento del yacimiento, así como, nuevas herramientas con software y manejo de sistemas de datos. Otros cambios previsibles en el desarrollo de la tecnología incluyen un incremento en el uso de datos en 3-D y 4-D, inversión y herramientas de lecturas más profundas del pozo.

Una compañía dedicada a la industria petrolera necesita emplear personal con habilidades interpretativas de exploración y desarrollo de campos de hidrocarburos para integrar datos como: núcleos, registros de línea de cable, datos de perforación, y algunos otros datos del pozo, utilizando conocimientos de geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, física, matemáticas, química y construcción de ordenadores para obtener un modelo comprensivo del yacimiento.

La petrofísica es de suma importancia en la caracterización de yacimientos, por lo que los profesionales de esta área deben ir a la vanguardia tanto en tecnología como en la aplicación de ésta, ya que los retos en la explotación de yacimientos son cada vez mayores y presentan mayor complejidad. Se tiene que aceptar el desafío, adaptarse, innovar e inventar nuevas soluciones para los yacimientos complejos, así como, trabajar con grupos multi-disciplinarios para realizar un trabajo exitoso.

Nomenclatura

	Nombre	Unidades
ϕ	Porosidad	<i>Fracción ó %</i>
ϕ_a	Porosidad absoluta	<i>Fracción ó %</i>
ϕ_e	Porosidad efectiva	<i>Fracción ó %</i>
Δt	Tiempo de tránsito	<i>$\mu\text{seg}/\text{pie}$</i>
ρ	Densidad	<i>g/cm^3</i>
ρ_r	Densidad de la roca	<i>g/cm^3</i>
ρ_m	Densidad de la matriz	<i>g/cm^3</i>
ε	Deformación	
μ	Viscosidad del fluido	<i>centipoise</i>
τ	Tortuosidad	
σ	Esfuerzo	<i>pascal</i>
σ	Tensión Superficial e interfacial	<i>dinas/m</i>
σ_{g-o}	Tensión superficial gas-aceite	<i>dinas/m</i>
σ_{g-w}	Tensión superficial gas-agua	<i>dinas/m</i>
σ_{o-w}	Tensión interfacial aceite-agua	<i>dinas/m</i>
A	Área transversal	<i>cm^2</i>
a	Factor geométrico	
C	Compresibilidad	<i>psi^{-1}</i>
C_r	Compresibilidad de la matriz	<i>psi^{-1}</i>
C_b	Compresibilidad de la roca	<i>psi^{-1}</i>
C_p	Compresibilidad de los poros	<i>psi^{-1}</i>
CEC	Capacidad de intercambio catiónico	
F	Factor de resistividad de formación	
F	Fuerza	<i>Newtons (N)</i>
FFI	Índice de fluido libre	<i>%</i>
FZI	Indicador de zona de flujo	<i>μm</i>
I	Índice de resistividad	
h	Altura	<i>m</i>
k	Permeabilidad absoluta	<i>md</i>
k_e	Permeabilidad efectiva	<i>md</i>
k_{rf}	Permeabilidad relativa	<i>%</i>
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	<i>Fracción</i>
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	<i>Fracción</i>
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	<i>Fracción</i>
k_{eo}	Permeabilidad efectiva al aceite	<i>md</i>

k_{eg}	Permeabilidad efectiva al gas	md
k_{ew}	Permeabilidad efectiva al agua	md
L	Longitud	cm
m	Factor de cementación	
M	Masa del material	g
n	Exponente de saturación	
NPI	Índice de porosidad normalizado	%
P	Presión	<i>atmósferas</i>
P_c	Presión capilar	lb/in^2
PT	Tamaño de garganta de poro	mm
PST	Clasificación de la garganta de poro	
q	Gasto del fluido	cm^3/seg
r	Resistencia eléctrica	Ω
R	Resistividad	Ωm
R_o	Resistividad Eléctrica	Ωm
R_w	Resistividad del agua	Ωm
R_t	Resistividad de la roca, $S_w < 100\%$	Ωm
RQI	Índice de calidad del yacimiento	μm
S_f	Saturación de fluidos	<i>fracción ó %</i>
S_c	Saturación crítica	<i>fracción ó %</i>
S_o	Saturación de aceite	<i>fracción ó %</i>
S_r	Saturación residual	<i>fracción ó %</i>
S_{oc}	Saturación de aceite crítica	<i>fracción ó %</i>
S_{or}	Saturación de aceite residual	<i>fracción ó %</i>
S_g	Saturación de gas	<i>fracción ó %</i>
S_{gc}	Saturación de gas crítica	<i>fracción ó %</i>
S_w	Saturación de agua	<i>fracción ó %</i>
S_{wi}	Saturación de agua irreductible	<i>fracción ó %</i>
S_{wc}	Saturación de agua crítica	<i>fracción ó %</i>
S_s	Superficie Específica	cm^{-1}
T	Temperatura	$^{\circ}C$
T_f	Temperatura de formación	$^{\circ}C$
TVD	Profundidad vertical verdadera	m
t	Tiempo	seg
V	Volumen del material	m^3
V_p	Volumen de poro	m^3
V_o	Volumen de aceite	m^3
V_g	Volumen de gas	m^3
V_w	Volumen de agua	m^3
V_{sh}	Volumen de arcillas	m^3

<i>API</i>	American Petroleum Institute
<i>USBM</i>	United States Bureau of Mines
<i>Ba</i>	Bario
<i>BaCl₂</i>	Cloruro de bario
<i>Ca</i>	Calcio
<i>K</i>	Potasio
<i>KCl</i>	Cloruro de potasio
<i>Mg</i>	Magnesio
<i>MgCl₂</i>	Cloruro de magnesio
<i>MgSO₄</i>	Sulfato de magnesio
<i>NaCl</i>	Cloruro de sodio
<i>Th</i>	Torio
<i>U</i>	Uranio

BIBLIOGRAFÍA

Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook, Elsevier, 3rd ed., 2006.

Amaefule, J.O., Mehmet A., Djebbar T., Kersey D.G., Dare K.K., Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, Society of Petroleum Engineers, 1993, SPE 26436-MS.

Amott E., Observations relating to the wettability of porous rock, AIME Petroleum Transactions, 1960, SPE 1167-G.

Amyx J.W., Bass D.M. Jr. y Whiting R.L., Petroleum Reservoir Engineering, The Agricultural and Mechanical College of Texas, McGraw Hill, 1960.

Anderson, W.G., Wettability Literature Survey Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure, Journal of Petroleum Technology, 1987, SPE 15271-PA.

Anderson, W.G., Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability, Journal of Petroleum Technology, 1987, SPE 16323-PA.

Archer J.S. y Wall C.G., Petroleum Engineering Principles And Practice, Springer, 1st ed., 1986.

Archie G.E., The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, AIME Petroleum Transactions, 1942, SPE 942054-G.

Baker Hughes INTEQ, Advanced Wireline & MWD Procedures Manual, Houston, 1992.

Baker Hughes INTEQ, Formation Pressure Evaluation, Reference Guide, Houston, 1996.

Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures, Workbook, Houston, 1999.

Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization, Training Guide, Houston, 1996.

Baker Hughes INTEQ, Surface Logging Systems, Training Guide, Houston, 1996.

Baker Hughes INTEQ, Wellsite Geology, Reference Guide, Houston, 1996.

Bartlema H., The future of petrophysical profession, Petrophysics, Nov-Dec 2000.

Bateman R.M., Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation, Intl Red Cross, 1985

Berg R.R., Reservoir Sandstones, Prentice-Hall, 1986.

Bilideau B., The future of formation evaluation at Chevron, Petrophysics, May-June 2001.

Bowen D.G., Formation Evaluation and Petrophysics, Core Laboratories, Training course, Jakarta Indonesia, April, 2005.

Bradley H.B., Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, 1992.

Buryakovsky L.A., Chilingar G.V., Aminzadeh F., Petroleum Geology of the South Caspian Basin, Gulf Professional Publishing, 2001.

Cole W.F., Reservoir Engineering Manual, Dallas Texas, Gulf Publishing Company, 1969.

Consetino L., Integrated Reservoir Studies, Institut Francais Du Petrole Publications, Editions Technip, Paris, 2001.

Dandekar A.Y., Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, CRC, 1st ed., 2006.

Craft B.C., Hawkins M.F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1991.

Djebbar T., Donaldson E.C., Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2nd ed., 2004.

Drelich J., Fang Ch., White C.L., Measurements of interfacial tension in fluid-fluid systems, Michigan Technological University, Houghton Michigan, 2002.

Ekpoudom O.J., Ukaonu C., Egbele E., Integration of Geology and Petrophysics for the Characterisation of a Sandstone Reservoir, Society of Petroleum Engineers, 2005, SPE 98814-MS.

Fanchi J.R., Integrated Flow Modeling, Colorado, Elsevier, 1st ed., 2000.

Gatling C., Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions, Prentice Hall, 1960.

Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J., Miller, J.D., Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, Society of Petroleum Engineers, 1997, SPE 38679-MS.

Haldorsen H.H., Lake L.W., A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models, SPE Journal, SPE 10976-PA.

Hearst J.R., Nelson P.H., Paillet F.L., Well logging for physical properties, A handbook for geophysicist, geologist and engineers, John Wiley & Sons, Ltd, 2000.

Heinemann Z.E., Fluid Flow In Porous Media, Textbook Series Vol. 1, University of Leoben, Petroleum Engineering Department, 2005.

Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H., Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Inc., Florida, 1986.

Huet C.C., Rushing J.A., Newsham K.E., Blasingame T.A. , A Modified Purcell/Burdine Model for Estimating Absolute Permeability from Mercury-Injection Capillary Pressure Data, International Petroleum Technology Conference, 21-23 November 2005, Doha, Qatar, SPE 10994-MS.

Jahn F., Cook M., Graham M., Hydrocarbon Exploration and Production, Elsevier, 2003.

Lake L.W., Carroll H.B., Wesson T.C., Reservoir Characterization, Academic Press Inc., 1991.

Leet L.D., Judson S., Fundamentos de Geología Física, Limusa, 2004.

Longwell C.R., Flint R.F., Geología Física, Limusa, México, 1981.

Lucia F.J., Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach, 2nd ed., Springer, 2007.

Nolte K.G., Economides M.J., Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, 1987.

Okasha T.M., Funk J.J., Balobaid Y.S., Petrophysics of Shuaiba reservoir, Shaybah Field, The Society of Core Analysts , 2000 International symposium, SCA 2000-35.

Openhole Well Logging , S P E Reprint Series Booklets (Paperback), Society of Petroleum 1987.

Pérez Monsalvo M.E., Glosario ejemplificado de terminología utilizada en caracterización de yacimientos petroleros, Tesis de licenciatura, Ingeniero Petrolero, UNAM, 1996.

Pérez-Rosales, Candelario, On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity, SPE Journal, Volumen 22 num 4, August 1982, SPE 10546-PA.

Peters E.J., Petrophysics, University of Texas, Department of Petroleum and Geosystems Engineering, 2007.

Pickup, G.E., Ringrose, P.S., Corbett, P.W.M., Jensen, J.L., Sorbie, K.S., Geology, Geometry, and Effective Flow, Society of Petroleum Engineers, 1994, SPE 28374-MS.

Pirson S.J., Ingeniería de yacimientos petrolíferos, ediciones Omega, Barcelona, 1966.

Purcell W.R., Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom, AIME Petroleum Transactions, 1949, SPE 949039-G.

Reiss L.H., Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations (Paperback), Gulf Publishing Company, 1981.

Salager J.L., Anton R., Métodos de medición de la tensión superficial e interfacial. Universidad de los Andes, Cuaderno FIRP S205-B, Mérida Venezuela, 2005.

Saudi Aramco, Petroleum Geology And Reservoirs, Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standards.

Schlumberger, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros, México, MCA Marketing, 1989.

Slider H.C., Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods (Paperback), Pennwell Books, 1983.

Timmerman E.H., Practical Reservoir Engineering, Pennwell publishing company, Tulsa, Oklahoma, 1982.

Todd A.C., Reservoir Engineering Notes, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University.

Torsæter O., Abtahi M., Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book, Department of Petroleum engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, 2003.

Ursin J.R., Zolotukhin A.B., Introduction to Petroleum Reservoir Engineering, Høyskoleforlaget, 2000.

Villamar Vigueras M.J., Apuntes de caracterización de formaciones, UNAM, 2007.

Villamar Vigueras M.J., Apuntes de caracterización de yacimientos, UNAM, 2007.

Wahl W.L., Mullins L.D., Elfrink E.B., Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas-Drive Reservoirs, Society of Petroleum Engineers, 1958, SPE 955-G.

Waples D., Evolution of sandstone porosity through time. The Modified Scherer Model: A Calculation Method Applicable to 1-D Maturity Modeling and Perhaps to Reservoir Prediction, Natural Resources Research, Vol. 11, No. 4, 2002.

Warren J.E., Price H.S., Flow in heterogeneous porous media, Society of Petroleum Engineers, 1961, SPE 1579-G.

Worhington P.F., The direction of Petrophysics: a five-year perspective, The log analyst, March-April 1991.