



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PROPIEDADES PETROFÍSICAS:
ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN EN UN POZO
PETROLERO AL NORESTE DE LA REPÚBLICA MEXICANA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

OMAR ALEJANDRO CASTILLO AYALA

ALEJANDRO ORTEGA HERNÁNDEZ

DIRECTOR

M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO

MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



ÍNDICE

Resumen.....	9
Objetivo.....	10
Introducción.....	10
Capítulo I	
Conceptos Básicos	
Propiedades Petrofísicas.....	12
Porosidad	12
Porosidad Absoluta	13
Porosidad Efectiva.....	13
Clasificación de Porosidad.....	14
Porosidad Primaria.....	15
Porosidad Intergranular o Interpartícula	15
Porosidad Intragranular o Intrapartícula	16
Porosidad Intercristalina	16
Porosidad Secundaria.....	16
Porosidad Fenestral	17
Porosidad Móldica	19
Porosidad Vugular	19
Porosidad de Fractura	19
Interconectividad de Poros	21
Permeabilidad	22
Permeabilidad Absoluta	25
Permeabilidad Efectiva	26
Permeabilidad Relativa	26



Saturación	27
Saturación Crítica de Aceite, Soc.....	28
Saturación de Aceite Residual, Sor.....	28
Saturación de Aceite Móvil, Som	29
Saturación Crítica de Gas, Sgs	29
Saturación Crítica de Agua, Swc.....	29
Heterogeneidad del Yacimiento	30
Heterogeneidad Vertical	31
Tortuosidad	32
Capítulo II	
Estimación de Valores.....	34
Porosidad y Permeabilidad	34
Métodos de Medición de la Porosidad y la Permeabilidad	37
Métodos Directos de Medición de Porosidad.....	38
Métodos Indirectos de Medición de la Porosidad	38
Registro Sónico.....	39
Registro Neutrón.....	40
Registro de Densidad	40
Métodos Directos de Medición de la Permeabilidad.....	41
Métodos Indirectos de Medición de la Permeabilidad.....	41
Pruebas de Pozo.....	42
Variación de Permeabilidad V Dykstra-Parsons.....	43
Coeficiente de Lorenz L.....	47
Heterogeneidad Areal.....	53
Capítulo III	
Interrelaciones de las Propiedades	62
Valores Promedio y Ponderados.....	62
Promedio Permeabilidad Absoluta	64



Promedio Ponderado de la Permeabilidad	65
Promedio Armónico de la Permeabilidad	69
Media Geométrica de la Permeabilidad	74
Saturación de Hidrocarburos	76
Saturación Promedio.....	76
Métodos Comunes de Estimación de la Permeabilidad en el Yacimiento.....	78
Correlaciones Empíricas	78
Relaciones de Porosidad- Permeabilidad.....	79
Regresiones Lineales Múltiples	80
Ecuaciones Empíricas	81
La Ecuación de Timur	82
La Ecuación de Morris-Biggs	82
Técnicas de interpolación	84
Kriging	84
Co-Kriging	84
Índice de Calidad del Yacimiento	85
Ley de Civan's Power	85
Capítulo IV	
Aplicación en la Cuenca de Burgos.....	87
Cuenca de Burgos.....	87
Marco Tectónico Estructural.....	88
Marco Estructural.....	88
Evolución Tectónica Estructural.....	90
Marco Estratigráfico y Ambiente de Depósito.....	91
Sistemas Petroleros.....	93
Sistema Petrolero Paleógeno-Paleógeno (!).....	93
Elementos del Sistema Petrolero Paleógeno-Paleógeno (!).....	94
Roca Generadora	94



Roca Almacén.....	94
Sello.....	95
Trampa.....	95
Producción y Reservas 3P.....	96
Manejo de Datos.....	97
Datos Pozo Puma-1.....	98
Permeabilidad.....	103
Porosidad.....	104
Saturación de Hidrocarburos.....	105
Análisis y Resultados.....	106
Permeabilidad.....	106
Porosidad.....	109
Saturación de Hidrocarburos.....	112
Conclusiones.....	116
Glosario.....	117
Bibliografía.....	122
Referencias.....	123

Dedicatoria

A mi abuelita *Agustina Constantino Núñez*

A mi mamá *Martha Yolanda Ayala Constantino*

Las guías de mi vida y eterno ejemplo

Intentamos hacer las cosas del tal forma que siempre estén orgullosas de nosotros

DEDICATORIA

A mi familia que gracias al conjunto de esfuerzos realizados, hoy por hoy estoy escribiendo esta historia

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES que son la mejor pareja del mundo que a base de grandes sacrificios y esfuerzos me han apoyado en cada aspecto de mi vida, son mis pilares y todo lo que soy es gracias a ellos.

A MI PAPA. SANTOS ORTEGA CARRILLO que siempre desde niño quise ser como el cuándo fuera grande y aunque fuera difícil controlarme siempre supo cómo llevarme por un buen camino, por enseñarme a ser un caballero, a ser una persona educada y trabajadora a luchar por lo quiero y que en esta vida los límites se los pone uno mismo que por siempre me ha dado un abrazo, simplemente por ser el mejor papa

A MI MAMA. MARJA ESTELA HERNANDEZ RODRIGUEZ que siempre ha estado conmigo como solo una verdadera madre lo sabe hacer, por cuidarme, por darme consejos, por consentirme, por ser mi gran amiga que me ha llevado de la mano en muchos paso de mi vida, simplemente por darme la vida gracias por ser la mejor mamá

A MIS HERMANOS

Que como nosotros sabemos somos toda la familia y que siempre contaremos con nuestro apoyo estemos donde estemos
ING. ANGÉLICA LILIANA ORTEGA HERNANDEZ por ser mi ejemplo a seguir para ser una gran persona y un gran ingeniero, por ser mi hermana mayor que con regaños me ha hecho ver la vida de una manera objetiva, por ser el más grande ejemplo que nada en la vida debe derrumbar tus ideales, por ser ese ejemplo de vida de no caer ante nada, gracias hermana

LIC. MIGUEL ANGEL ORTEGA HERNANDEZ por ser mi hermano mayor, por enseñarme a nunca dejarme de nadie en ninguna situación, por decirme mis errores y ayudar a enmendarlos, por estar ahí en las buenas y en las malas

ARIANNA JATZIRI ORTEGA HERNANDEZ por ser la bebesita de la casa, mi hermanita que me escucha y ayuda a mis locuras, por estar siempre que la necesito

A MIS AMIGOS

Porqué la vida te pone a la gente indicada en los momentos más difíciles de la vida esa gente que siempre va a estar ahí cuando la necesites sin esperar nada a cambio simplemente la gran amistad que nos une

ING. SALVADOR NHUN MIRANDA GONZALEZ porque desde el inicio de nuestra amistad hemos compartido momentos de estudio diversión y hasta tristezas, por estar ahí siempre que lo he necesitado, por darme consejos y escucharme, gracias hermanó

LIC. KAREN GUTIERREZ MÉRIDA mi amiga del alma, por escucharme y apoyarme en mis decisiones, por darme consejos, por regañarme, por acompañarme en este camino de la vida, por saber ser una amiga en las buenas y en las malas

A MI COMPAÑERO DE TESIS

OMAR ALEJANDRO CASTILLO AYALA porque a pesar de la poca amistad que teníamos coincidimos para la realización de este trabajo, por compartir el gusto por la carrera así como por el deporte, por la paciencia y que a pesar de los tiempos, enojos y detalles hoy se está acabando uno de los primeros trabajos que podemos realizar en conjunto

AL DIRECTOR DE TESIS

M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO por dirigir este trabajo, porque antes de ser nuestro director es un gran amigo, por su dedicación tiempo y esfuerzo Muchas gracias.



Resumen

Las propiedades petrofísicas son datos de gran importancia en la industria petrolera ya que con ellas se puede predecir el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, la ubicación espacial de zonas explotables, la capacidad y distribución de almacenamiento de dichas zonas.

En la presente tesis se trabajan tres propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos. Haciendo un análisis del manejo de estas tanto de manera teórica como práctica y su importancia para la determinación de la heterogeneidad de un yacimiento.

En la explotación de hidrocarburos se necesita predecir las variaciones de las propiedades del yacimiento como función de la ubicación espacial. Hay esencialmente dos tipos de heterogeneidad: Heterogeneidad vertical y heterogeneidad areal

Como aspecto práctico, en este trabajo se analiza la heterogeneidad de un yacimiento, utilizando el método de Dykstra y Parsons (1950), siendo ellos los que introdujeron el concepto de coeficiente de variación de permeabilidad V , que es una medida estadística de la no-uniformidad de un conjunto de datos. Este método es generalmente aplicado a la propiedad de permeabilidad, pero a su vez puede ser ampliada para tratar otras propiedades de la roca como en este caso la porosidad y la saturación de hidrocarburos.

Así mismo se utilizó la geoestadística, para describir la continuidad espacial de la permeabilidad, porosidad y saturación de hidrocarburos, para modelar esta variación espacial y proponer los lugares más adecuados para iniciar un proceso de explotación.



Objetivo

El objetivo de este trabajo es analizar los datos de permeabilidad, porosidad y saturación de hidrocarburos de un pozo exploratorio, para la obtención del intervalo con menor variación en las propiedades antes mencionadas, es decir, ubicar dentro de un pozo una zona que presente mayor homogeneidad o una mayor uniformidad en los valores de las propiedades citadas.

Introducción

En la industria petrolera así como en otras industrias o áreas, la evolución es una constante. Evolución que ha llevado a mejorar la explotación de campos petroleros.

El objetivo de la industria petrolera es generar valor a través de la producción hidrocarburos.

Los ingenieros petroleros tienen que estudiar el comportamiento y características de los yacimientos para determinar el curso del desarrollo en el futuro y la producción que maximice el beneficio.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas y la conexión existente entre el sistema de hidrocarburos y la formación, es esencial en el entendimiento y evaluación del comportamiento del yacimiento.

La principal característica geológica y de todas las propiedades petrofísicas de la roca que tienen un interés en el comportamiento del yacimiento, cuando produce aceite y gas, es la extrema variación de tales propiedades dentro del mismo yacimiento, tanto vertical como lateralmente y dentro de distancias cortas. Por lo que es importante reconocer que no hay yacimientos homogéneos, solo diversos grados de heterogeneidad.

La heterogeneidad del yacimiento es entonces definida como la variación en las propiedades del yacimiento como una función del espacio, idealmente, si el yacimiento es



homogéneo, medir una propiedad del yacimiento en cualquier localización permitiría describir completamente el yacimiento.

La tarea de descripción del yacimiento es muy simple para yacimientos homogéneos. Por otra parte, si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían como función de la ubicación espacial. Estas propiedades pueden incluir la permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas y fracturas, facies de rocas. Para una adecuada descripción del yacimiento, necesitamos predecir las variaciones de estas propiedades del yacimiento como función de la ubicación espacial.



Capítulo I

Conceptos Básicos

Propiedades Petrofísicas

Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poros) que es capaz de contener fluidos, como son, aire, aceite, gas, agua y vapor de agua.

Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de poros y el volumen de roca.

Esta propiedad es determinada matemáticamente por la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de roca}}$$

Donde

$$\phi = \text{porosidad.}$$

Cuando los sedimentos se depositan e inicia el proceso de compactación-litificación, algunos espacios vacíos se aíslan de otros, en ocasiones por una excesiva cementación. Lo que da por resultado que muchos de los espacios vacíos están interconectados mientras que otros espacios vacíos están completamente aislados.

Caracterizando dos tipos principales de porosidad:

- Porosidad absoluta
- Porosidad efectiva



Porosidad Absoluta

La porosidad absoluta se define como la relación del volumen total de poros en la roca entre el volumen de la roca. Una roca puede tener una considerable porosidad absoluta y no tener conductividad de fluidos por falta de interconexión de los poros. La porosidad absoluta se expresa por las siguientes relaciones matemáticas:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen total de poros}}{\text{volumen de roca}}. \quad (1-1)$$

O bien considerando los granos de la muestra se tiene que:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen de roca} - \text{volumen de grano}}{\text{volumen de roca}}. \quad (1-2)$$

Donde

ϕ_a = porosidad absoluta.

Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva se define como el volumen de los poros interconectados con respecto al volumen de roca:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen de roca}}. \quad (1-3)$$

Donde

ϕ = porosidad efectiva.

La porosidad efectiva es el valor usado en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos porque representa el volumen de poros interconectados que contiene los fluidos recuperables de manera más sencilla.



Clasificación de Porosidad

La porosidad puede clasificarse geológicamente como primaria o secundaria. La porosidad primaria es la que se desarrolla en la depositación del material, mientras que la porosidad secundaria es la que se desarrolló por algún proceso geológico subsecuente a la depositación de la roca (proceso diagenético).

La clasificación mostrada en la *Tabla 1.1* divide la porosidad en dos variedades principales (e.g., Murray, 1960).

Porosidad primaria, que está presente inmediatamente después de que la roca ha sido depositada, y porosidad secundaria, que es formada después de la sedimentación por una variedad de causas. Los principales tipos de porosidad son descritos e ilustrados.

	Tipo	Origen
I. Primaria	a) Intergranular o interpartícula	Sedimentación
	b) Intragranular o Intrarpartícula	
	c) Intercristalina	Disolución
	d) Fenestral	
II. Secundaria	e) Móldica	Movimientos tectónicos, Compactación o deshidratación
	f) Vugular	
	g) Fractura	

Tabla 1.1. Clasificación de tipos de porosidad (e.g., Murray, 1960).



Porosidad Primaria

La porosidad primaria es la que, por definición, se formó cuando un sedimento es depositado. Dos tipos principales de porosidad primaria son reconocidos: Intergranular, o interpartícula, e intragranular, o intrapartícula.

Porosidad Intergranular o Interpartícula

La porosidad intergranular o interpartícula se produce en los espacios entre los granos detríticos que forman la fábrica de la roca sedimentaria (*Fig. 1.1A*). Esta es un tipo importante de porosidad que está presente en casi todos los sedimentos.

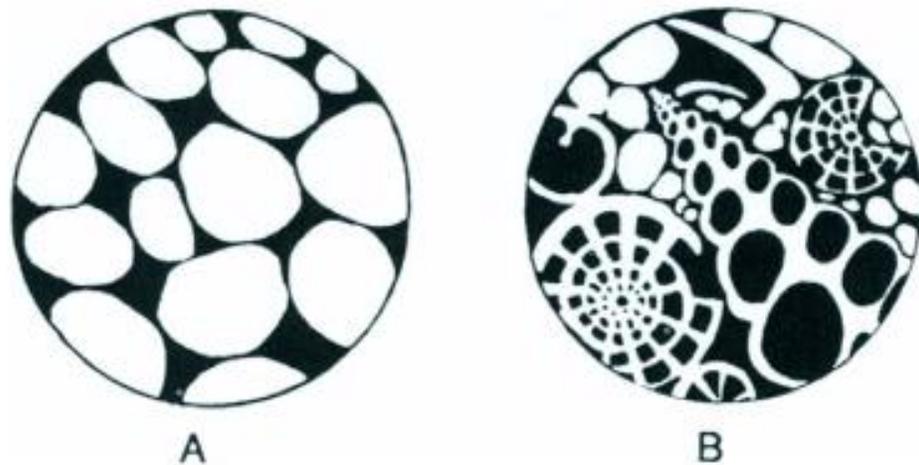


Fig. 1.1. Bocetos de secciones delgadas que muestran porosidad primaria. (A) Porosidad intergranular (o interpartícula), comúnmente encontrada en areniscas. (B) Porosidad mixta intergranular (o interpartícula) e intragranular (o intrapartícula), típica de arenas esqueléticas (Richard C. Selly, 2000).



Porosidad Intragranular o Intrapartícula

En arenas carbonatadas, particularmente aquellas de origen esquelético, la porosidad primaria puede estar presente dentro de los granos detríticos. Por ejemplo, las cavidades de los moluscos, amonitas, corales, invertebrados y microfósiles pueden clasificarse como porosidad primaria interpartícula o intergranular (*Fig. 1.1B*).

Porosidad Intercristalina

La porosidad intercristalina se produce entre los cristales individuales de una roca cristalina (*Fig. 1.2A*). Es, por lo tanto, el tipo de porosidad típica en rocas ígneas o con alto grado de metamorfismo, y de algunas evaporitas. Sin embargo, si es producto de la cementación es de origen secundario. Estrictamente hablando, esta porosidad es de origen primario, es, sin embargo, más característica de carbonatos que han sido sometidos a cristalización. Los poros de las rocas cristalinas son esencialmente cavidades planas que intersectan oblicuamente con otros cristales.

Porosidad Secundaria

Porosidad secundaria es la que, por definición, se formó después de que el sedimento ha sido depositado.

La porosidad secundaria es más diversa en morfología y más compleja en la génesis que la porosidad primaria. Los siguientes tipos principales de porosidad secundaria son reconocibles.



Porosidad Fenestral

El término “porosidad fenestral” fue propuesto por Tebbutt et al. (1965).

Poros irregulares primarios o penecontemporáneos, generalmente producidos por la expulsión de gas en el sedimento. Pueden presentar diversas morfologías.

Este tipo de porosidad es típica en carbonatos. Ocurre en arenas carbonatadas fragmentadas donde entra en los grados de la porosidad primaria, pero es más característica en pellets de lodo, laminitas algáceas y lodos homogéneos de origen de cuenca interna (laguna costera) e intermarea.

La deshidratación, litificación, y la generación de gas biogénico penecontemporáneo pueden causar pandeo laminar y generar poros fenestrales subhorizontales entre el laminado (*Fig. 1.2B*).

Este tipo de fábrica (configuración geométrica y espacial) ha sido denominada loferita (caliza o dolomía llena de poros de retracción) por Fischer (1964).

Una variedad de fábrica fenestral se le conoce como “ojo de pájaro”. Esta se refiere a “ojos” aislados de hasta 1 centímetro de diámetro que ocurren en algunas calizas con textura de mudstone (Illing, 1954). Estas aperturas han sido atribuidas a cavidades o túneles orgánicos y también a los conductos de escape de gas, están frecuentemente infiltradas por calcita cristalina. Como generalización, los poros redondeados “ojos de pájaro” se pueden atribuir a la generación biogénica de gas. Los poros fenestrales alargados pueden ser atribuidos a la descomposición de la materia orgánica en los estromatolitos o al pandeo de lodo laminado durante la exposición intermareal.

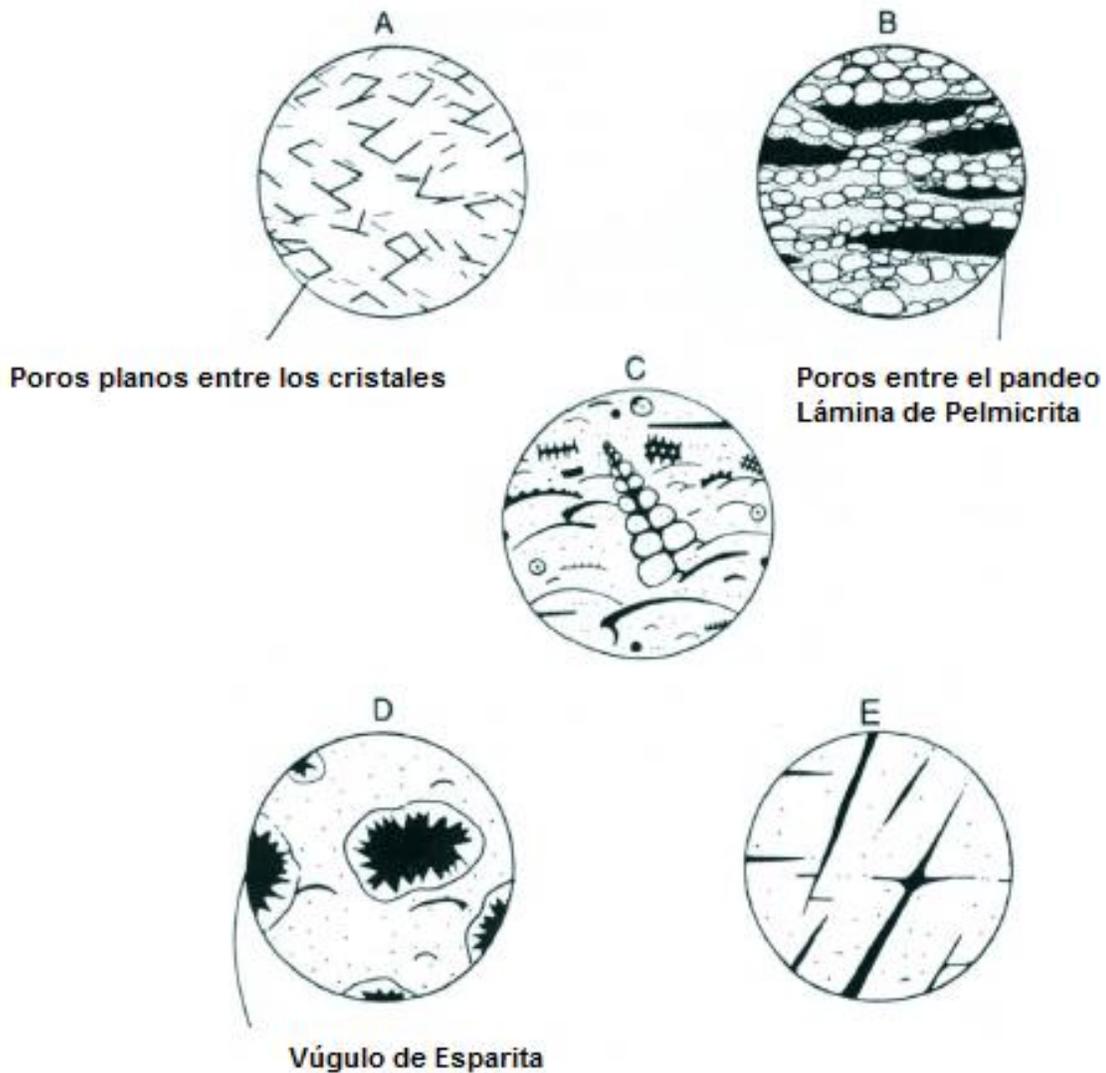


Fig. 1.2. Bocetos de capas delgadas que ilustran los principales tipos de porosidad secundaria. (A) Porosidad intercristalina, característica de dolomías. (B) Porosidad fenestral, características de pelmicrita (caliza con variable % de peloide y lodo carbonatado, peloide, aloquímico compuesto de micrita, independiente del tamaño y origen). (C) Porosidad móldica, formada por lixiviación selectiva, en este caso de fragmentos esqueléticos. (D) Porosidad vugular producida por disolución irregular. (E) Porosidad de fractura, presente en todas las rocas quebradizas (Richard C. Selly, 2000).



Porosidad Mórdica

Un cuarto tipo de porosidad secundaria, formada más adelante en la historia de una roca es la fenestral y la asociada a los estromatolitos, es la porosidad mórdica. Los moldes son poros formados por la disolución de los granos depositados generalmente subsecuentemente a alguna cementación. Los moldes son fábrica selectiva. Es decir, la disolución es confinada a las partículas individuales y no atraviesa el cemento, la matriz, o la estructura (*Fig. 1.2C*).

Porosidad Vugular

Los vúgulos son el segundo tipo de porosidad formada por disolución y, como los moldes, son normalmente encontrados en carbonatos. Los vúgulos difieren de los moldes porque estos atraviesan la fábrica primaria de la roca (*Fig. 1.2D*). Los vúgulos por la tanto tienden a ser más largos que los moldes.

Porosidad de Fractura

El último tipo principal de poros a ser considerado, son aquellos formados por fracturamiento, este ocurre en muchos tipos de rocas. El fracturamiento, en el sentido de rompimiento de laminación depositacional, puede ser penecontemporáneo con la sedimentación. Está a menudo toma la forma de micro fractura causada por caída, deslizamiento y compactación.

Las fracturas en los sedimentos plásticos son instantáneamente selladas, y así rara vez preservan su porosidad. En rocas quebradizas las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, lo que elevará su porosidad de fractura (*Fig. 1.2E*). Este tipo de



porosidad caracteriza rocas que están fuertemente litificadas y es, por lo tanto, generalmente formada después que las otras variedades de porosidad (*Fig. 1.3*). Es importante notar que la porosidad de fractura no solo es encontrada en areniscas bien cementadas y carbonatos, sino también puede estar presente en lutitas y rocas ígneas y metamórficas.

La porosidad de fractura es mucho más difícil de observar y analizar que la mayoría de los sistemas de poros aunque las fracturas varían en un rango de microscópicas a tamaño de cavernas, las cuales resultan complicadas en el estudio de testigos de roca.



Fig. 1.3. Fotografía del núcleo de la arenisca Gargaf (Cámbrico- Ordovícico), cuenca Sirte, Libia, ilustrando la porosidad de fractura (Richard C. Selly, 2000).

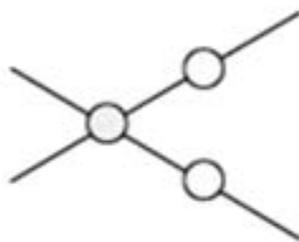
La porosidad de fractura es extremadamente importante para los yacimientos de petróleo y acuíferos. Esto es porque una pequeña cantidad de porosidad de fractura puede dar una permeabilidad muy grande, las fracturas conectan muchos poros con otros tipos que de otra manera serían inefectivos.



Interconectividad de Poros

La interconectividad de poros es un parámetro que determina la porosidad del medio poroso efectivo en su capacidad de flujo de fluidos. En este respecto, los poros del medio poroso, como los bosquejados en la *Fig. 1.4*, son clasificados en tres grupos:

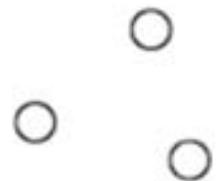
1. Poros conectados que tienen capacidad de flujo o permeabilidad (conductor)
2. Poros sin salida que tienen capacidad de almacenamiento
3. Poros no conectados que están aislados y por lo tanto no contribuyen a la permeabilidad (no conductor)



Poros Interconectados



Poros Sin Salida



Poros Aislados

Fig. 1.4. Interconectividad de poros. (Faruk Civan, 2007).



Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y la habilidad de la formación de transmitir fluidos. La permeabilidad de la roca, k , es muy importante debido a que controla el movimiento direccional y la velocidad de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación. Esta caracterización de la roca fue definida matemáticamente por Henry Darcy en 1856 (Darcy, 1856). De hecho, la ecuación que define la permeabilidad en términos en cantidades medibles es llamada ley de Darcy.

Si se establece un flujo lineal horizontal de un fluido incompresible a través de una muestra de núcleo de longitud L y una sección transversal de área A , entonces, la ecuación que gobierna el flujo de fluidos es definida como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}, \quad (1-4)$$

Donde

v = Velocidad aparente del fluido, cm/seg

k = Constante proporcional, o permeabilidad, Darcy

μ = Viscosidad del fluido, cp

dp/dL = Caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

La velocidad, v , en la Ecuación (1-4) no es la velocidad real del fluido es la velocidad aparente determinada por la división de la velocidad de flujo por el área de la sección transversal a través de la cual el fluido fluye. Sustituyendo la relación, q/A , en lugar de v en la Ecuación (1-4) y resolviendo para q resulta en:

$$q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dL}. \quad (1-5)$$

Donde

q = Velocidad de flujo a través del medio poroso, cm^3/seg

A = Área de la sección transversal a través de la cual ocurre el flujo, cm^2



Con una velocidad de flujo de un centímetro cúbico por segundo a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado con un fluido de un centipoise de viscosidad y un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro de longitud, es obvio que k es la unidad, o sea un Darcy.

Un Darcy es una permeabilidad relativamente grande ya que la mayoría de las rocas de los yacimientos tienen menos de un Darcy. Con el fin de evitar el uso de fracciones en la descripción de permeabilidad, el término milidarcys es usado, como el término lo indica, un milidarcy, es decir, 1 md es igual una milésima parte de un Darcy:

$$1 \text{ Darcy} = 1000 \text{ md}.$$

El signo negativo en la Ecuación (1-5) es necesario ya que la presión aumenta en una dirección mientras que la longitud aumenta en la dirección opuesta.

La Ecuación (1-5) puede ser integrada cuando la geometría del sistema a través del cual el fluido fluye es conocida. Para el sistema lineal simple mostrado en la *Fig. 1.5*, la integración se desarrolla como sigue:

$$q \int_0^L dL = \frac{KA}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dp,$$

Integrando la expresión:

$$qL = -\frac{KA}{\mu} (P_2 - P_1),$$

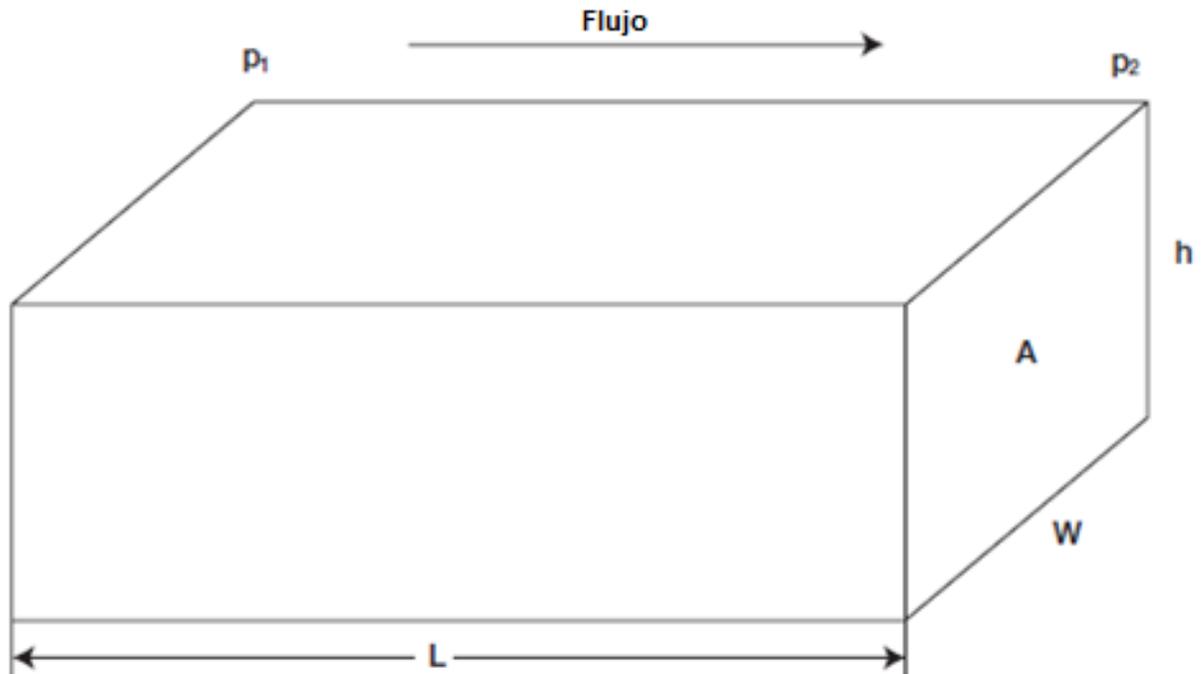


Fig. 1.5. Modelo de flujo lineal. (Tarek Ahmed, 2006).

Se debe notar que la tasa de flujo, q (gasto), es constante para los líquidos porque la densidad no cambia significativamente con la presión.

Dado que p_1 es mayor que p_2 , el término de la presión puede ser reorganizado, con lo que se elimina el término negativo en la ecuación. La ecuación resultante es:

$$qL = -\frac{KA(p_1 - p_2)}{\mu}. \quad (1-6)$$

La Ecuación (1-6) es la ecuación de flujo lineal convencional usada en cálculos de flujo.



Permeabilidad Absoluta

Es la conductividad de una roca a un fluido cuando está se encuentra saturada al 100 % de dicho fluido. La permeabilidad del medio poroso debe ser la misma para cualquier líquido que moje a los sólidos, que no reaccione con la roca y que la sature al 100 %.

La permeabilidad es medida haciendo pasar un fluido de viscosidad conocida μ a través de un tapón de núcleo de dimensiones (A y L) y luego midiendo la velocidad de flujo q y la caída de presión Δp . Resolviendo la Ecuación (1-6) para la permeabilidad, se tiene:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

Donde

L = Longitud del núcleo, cm

A = Área de la sección transversal, cm²

Las siguientes condiciones deben existir durante la medición de la permeabilidad:

- Flujo laminar (viscoso)
- Que el fluido moje a los sólidos
- Sin reacción entre el fluido y la roca
- Solo está presente una fase a 100 % de saturación del espacio poroso.

Esta medición de la permeabilidad a una saturación de 100 % de una fase simple es llamada permeabilidad absoluta de la roca.



Permeabilidad Efectiva

Es la conductividad de una roca a una fase cuando dos o más fases se encuentran presentes, se mide en Darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en el medio poroso permeable, la permeabilidad efectiva de una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y está en función de la saturación de la fase. Conforme a lo anterior y considerando que un medio poroso puede estar saturado por aceite, gas y agua; k_o , k_g , y k_w representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente.

Permeabilidad Relativa

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base.



Saturación

La saturación es definida como la fracción, o porcentaje, del volumen de poros ocupado por un fluido en particular (aceite, gas, agua y vapor de agua). Esta propiedad es expresada matemáticamente por la siguiente relación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}}$$

Aplicando este concepto matemático de saturación a cada fluido del yacimiento.

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso}} \quad (1-7)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (1-8)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (1-9)$$

Donde

S_o = Saturación de aceite.

S_g = Saturación de gas.

S_w = Saturación de agua.

Así, todos los valores de saturación están basados en el volumen poroso y no en el volumen bruto del yacimiento.

La saturación de cada fase individual varía en entre de 0 a 100 %.

Por definición, la suma de las saturaciones es 100 %, por lo tanto

$$S_o + S_g + S_w = 1. \quad (1-10)$$

Los fluidos en la mayoría de los yacimientos se creen que han alcanzado un estado de equilibrio, por lo tanto, se han separado de acuerdo con su densidad, es decir, aceite subyaciendo al gas y sustentado por agua. Habrá agua congénita distribuida a lo largo de



las zonas de aceite y gas. Por el fenómeno de mojabilidad el agua en estas zonas será reducida a algún mínimo irreductible. Las fuerzas de retención del agua en las zonas de aceite y gas se le conocen como fuerzas capilares porque solo son importantes en espacios de poro de tamaño capilar.

La saturación de agua congénita (intersticial) S_{wi} es importante porque reduce la cantidad de espacio disponible para el aceite y/o el gas.

Otra particular fase de saturación de interés es llamada la saturación crítica, y está asociada con cada fluido del yacimiento. La definición y significado de la saturación crítica para cada fase es descrita a continuación.

Saturación Crítica de Aceite, S_{oc}

Para que la fase de aceite fluya, la saturación del aceite debe exceder cierto valor, que es denominado saturación crítica de aceite (S_{oc}). A esta particular saturación, el aceite permanece en los poros y, para propósitos prácticos, no fluirá.

Saturación de Aceite Residual, S_{or}

Durante el proceso de desplazamiento del sistema de aceite crudo en el medio poroso por inyección de gas o agua (o invasión), habrá algún aceite remanente que es caracterizado de manera cuantitativa por un valor de saturación que es más grande que la saturación de aceite crítica. Este valor de saturación es llamado saturación de aceite residual, (S_{or}). El término saturación residual es usualmente asociado con la fase no mojante, cuando está siendo desplazada por la fase mojante.



Saturación de Aceite Móvil, S_{om}

La saturación de aceite móvil (S_{om}) es otra saturación de interés y está definida como la fracción del volumen poroso ocupada por aceite móvil como lo expresa la siguiente ecuación.

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

Donde

S_{wc} = Saturación de agua congénita.

S_{oc} = Saturación crítica de aceite.

Saturación Crítica de Gas, S_{gs}

A medida que la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbuja, el gas evoluciona de la fase de aceite y consecuentemente la saturación del gas incrementa a medida que la presión declina. La fase de gas permanece inmóvil hasta que su saturación exceda cierta saturación, llamada saturación crítica de gas, por encima del cual el gas comienza a moverse.

Saturación Crítica de Agua, S_{wc}

La saturación crítica de agua, es usada para definir la máxima saturación de agua a la cual la fase de agua permanecerá inmóvil



Heterogeneidad del Yacimiento

Se ha propuesto que la mayoría de los yacimientos se establecen en un cuerpo de agua por un proceso a largo plazo, abarcando una amplia variedad de ambientes de depósito, tanto en tiempo y espacio. Como resultado de una reorganización física y química subsecuente, tal como la compactación, disolución, dolomitización, y cementación, las características del yacimiento son alternadas (diagénesis). Por lo tanto, la heterogeneidad de los yacimientos es, en su mayor parte, dependiente de los ambientes de depósito y de los eventos subsecuentes (diagénesis).

La principal característica geológica y de todas las propiedades petrofísicas de la roca que tienen un interés en el comportamiento del yacimiento cuando produce aceite y gas es la extrema variación de tales propiedades dentro del mismo yacimiento, tanto vertical como lateralmente, y dentro de distancias cortas. Es importante reconocer que no hay yacimientos homogéneos, solo diversos grados de heterogeneidad.

La heterogeneidad del yacimiento es entonces definida como la variación en las propiedades del yacimiento como una función del espacio. Idealmente, si el yacimiento es homogéneo, medir una propiedad del yacimiento en cualquier localización permitiría describir completamente el yacimiento. La tarea de descripción del yacimiento es muy simple para yacimientos homogéneos. Por otra parte, si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían como función de la ubicación espacial. Estas propiedades pueden incluir la permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas y fracturas, facies de rocas, y características de la roca. Para una adecuada descripción del yacimiento, necesitamos predecir las variaciones en estas propiedades del yacimiento como función de la ubicación espacial.

Hay esencialmente dos tipos de heterogeneidad:

- Heterogeneidad vertical
- Heterogeneidad areal



Métodos geoestadísticos son usados ampliamente en la industria del petróleo para describir cuantitativamente los dos tipos de heterogeneidad del yacimiento. Es obvio que el yacimiento puede ser no uniforme en todas las propiedades petrofísicas tales como la permeabilidad, porosidad, mojabilidad, y saturación de agua congénita.

Discutiremos la heterogeneidad de yacimiento en términos de la permeabilidad, porosidad y saturación de hidrocarburos.

Heterogeneidad Vertical

Unos de los primeros problemas encontrados por los ingenieros de yacimientos, en la interpretación y predicción del comportamiento de desplazamiento del fluido durante los procesos de recuperación secundaria y mejorada es, la organización y uso de grandes cantidades de datos disponibles del análisis de núcleos. La permeabilidad posee un problema en particular en la organización porque normalmente varían más de un orden de magnitud entre diferentes estratos. Los ingenieros deben ser capaces entonces de:

- Describir el grado de heterogeneidad vertical en términos matemáticos.
- Describir y definir la permeabilidad asociada propiamente a la estratificación de la zona productiva. Esta tarea es comúnmente llamada zonificación o problema de estratificación.

Es conveniente describir el grado de heterogeneidad dentro de un sistema particular en términos cuantitativos. El grado de heterogeneidad de una propiedad del yacimiento es un número que caracteriza la desviación de la uniformidad o constancia de esa propiedad medida a través del espesor del yacimiento. Se dice que una formación tiene un coeficiente de uniformidad de cero en una propiedad específica cuando esa propiedad es constante a lo largo del espesor de la formación. Una formación completamente heterogénea tiene un coeficiente de uniformidad de una unidad. Entre los dos extremos, la formación tiene



coeficientes de uniformidad entre cero y uno. Los siguientes son los descriptores más ampliamente usados para la heterogeneidad vertical de una formación:

- Dykstra-Parsons variación de permeabilidad V
- Coeficiente de Lorenz L

Tortuosidad

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfases entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares (*Fig. 1.6*).

La tortuosidad se expresa mediante la siguiente relación:

$$\tau = \left(\frac{L_r}{L}\right)^2. \quad (1-11)$$

Donde

L_r = Longitud real del trayecto del flujo.

L = Longitud de la muestra de roca.

De la Ecuación (1-11) 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 obtener es 1, el cual se obtiene cuando la longitud real del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de roca.

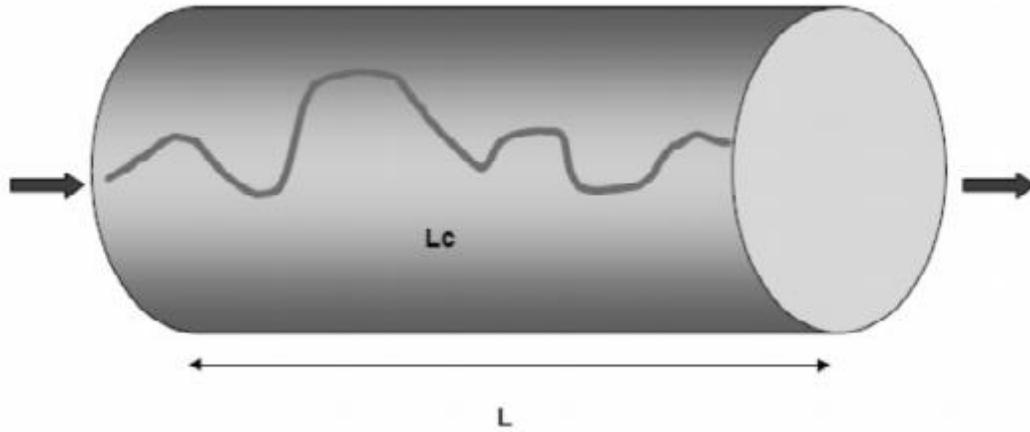


Fig. 1.6. El camino no es totalmente recto por el contrario es sinuoso y la relación entre la longitud total del medio poroso y la longitud de la roca donde ocurre el flujo es la tortuosidad (Halliburton, 2010).



Capítulo II

Estimación de Valores

Porosidad y Permeabilidad

Se debe hacer una importante distinción entre la porosidad total de la roca y su porosidad efectiva. Porosidad efectiva es la cantidad de espacios de poros interconectados mutuamente presentes en la roca. Económicamente la porosidad efectiva es la más importante, dicha porosidad es la que se determina en mayor promedio, sin embargo, no todos los métodos pueden determinarla.

Esta porosidad es de gran interés en la ingeniería petrolera, se debe prestar particular atención a los métodos usados para determinar la porosidad. Por ejemplo, si se determinó la porosidad de una muestra por saturación de la roca 100 % con un fluido de densidad conocida y después se determinó, por peso, el incremento de peso debido a la saturación de fluido, esto producirá una medición de porosidad efectiva porque el fluido saturante puede entrar solo en los espacios de poros interconectados. Por otra parte, si la muestra de roca se tritura con un mortero para determinar el volumen real de sólidos en la muestra, entonces una medida de porosidad absoluta podría resultar porque la identificación de cualquier poro aislado podría perderse en el proceso de trituración.

Una aplicación importante de la porosidad efectiva es su uso en la determinación en el volumen de hidrocarburos.

La presencia de porosidad efectiva da a la roca la propiedad de permeabilidad.

La permeabilidad es controlada por muchas variables. Estas incluyen la porosidad efectiva de la roca, la geometría de los poros, incluyendo su tortuosidad, y tamaño de las gargantas



entre los poros, la fuerza capilar entre la roca y el fluido, su viscosidad y gradiente de presión.

La permeabilidad es convencionalmente determinada por la ley de Darcy usando la siguiente ecuación:

$$Q = k\Delta A/\mu L. \quad (2-1)$$

Donde Q es el factor de flujo en centímetros cúbicos por segundo, Δ es el gradiente de presión en atmósferas, A es el área de sección transversal en centímetros cuadrados, μ es la viscosidad del fluido en centipoises, L es la longitud en centímetros y k es la permeabilidad en Darcy. La Fig. 2.1. Ilustra el sistema de medición de permeabilidad de una muestra de roca.

Esta relación fue descubierta originalmente por H. Darcy en 1856. La permeabilidad es usualmente expresada en unidades Darcy, un término propuesto y definido por Wycoff et al. en 1934. Un Darcy, es la permeabilidad que permite a un fluido de un centipoise de viscosidad fluir a un centímetro por segundo, dado un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.

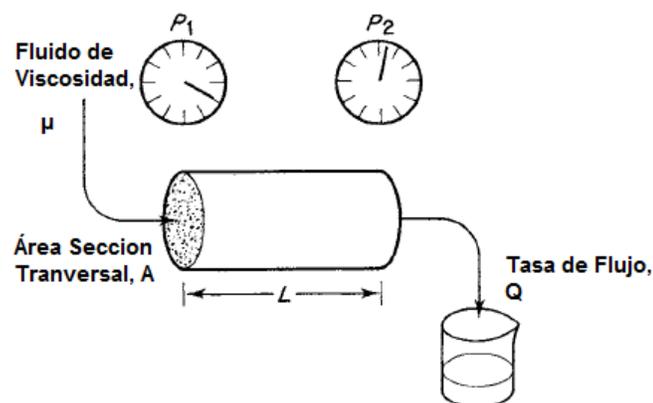


Fig. 2.1. Ilustración que muestra cómo la permeabilidad es medida para un espécimen de roca. Un fluido de viscosidad μ es pasado a través de una muestra de área transversal A y longitud L, el gasto es medido, junto con el diferencial de presión registrado en los medidores de cada extremo de la muestra. La permeabilidad es calculada de acuerdo con la ecuación de Darcy (Richard C. Selly, 2000).



La ley de Darcy es válida para tres postulados: que solo hay una fase presente, que el sistema poroso es homogéneo, y que no hay reacción entre el fluido y la roca. Estas condiciones no siempre se satisfacen, ya sea en la naturaleza o en el laboratorio.

Para ilustrar el problema del primer postulado: La mayoría de los yacimientos de aceite son mezclas de gas, aceite y agua, todas ellas tienen diferentes viscosidades y por lo tanto velocidades de flujo diferentes.

Para ilustrar el problema del segundo postulado, la distribución del tamaño de poro es uniforme: En donde muchas rocas tienen sistemas porosos duales.

Para ilustrar el problema del tercer postulado, no hay reacción entre el fluido y la roca: Las rocas en ocasiones contienen minerales que reaccionan con el lodo de perforación u otros fluidos que pasan a través de la roca.

Métodos de Medición de la Porosidad y la Permeabilidad

Se pueden usar varios métodos para medir la porosidad y permeabilidad de la roca. Muchos de éstos requieren del análisis directo de la muestra de roca en cuestión, ya sea de muestras de superficie o de núcleos recuperados de pozo. Los resultados de muestras de afloramientos en superficie son consideradas poco fiables, porque han sido lixiviadas hasta cierto punto, llevando a valores de porosidad y permeabilidad que son mayores que sus equivalentes subsuperficiales.

Datos sísmicos y registros geofísicos de pozos también pueden ser usados para medir la porosidad de la roca subsuperficial. Es importante notar la vía en que los diferentes métodos de medición proporcionan información a diferentes escalas. En un extremo, las mediciones de un núcleo proporcionan información de una muestra muy pequeña. En el otro extremo el método sísmico proporciona información de un volumen de roca más grande (*Fig. 2.2*). La heterogeneidad del sedimento entonces se vuelve importante consideración.

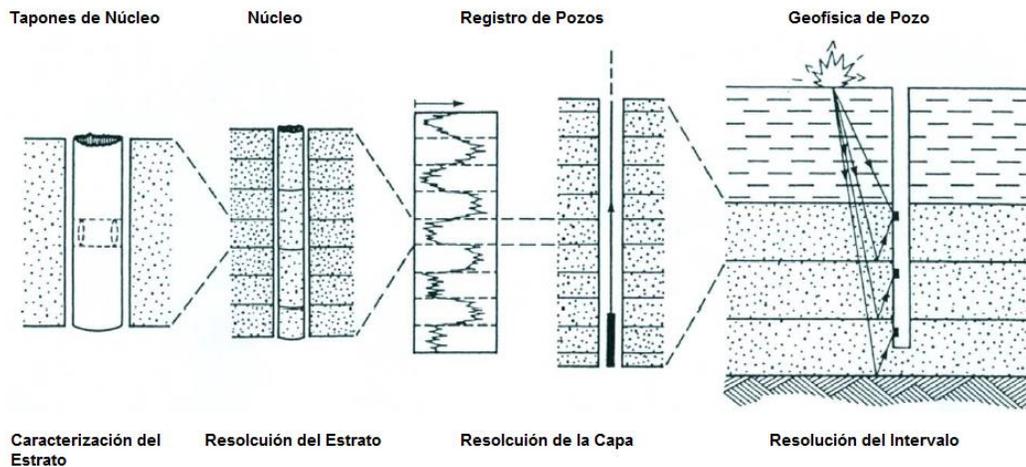


Fig. 2.2. Ilustración de la interrelación de las diferentes escalas de medición, para diferentes técnicas, a través del cambio de resolución (Worthington, 1991).



Métodos Directos de Medición de Porosidad

La medición de la porosidad por métodos directos de medición requiere muestras de roca en cuestión disponibles para su análisis. Estos pueden ser especímenes (muestras de mano) recogidos de afloramientos superficiales o pueden ser núcleos o pequeños tapones cortados de los núcleos.

Para todos los métodos de medición directa de la porosidad es necesario determinar tanto el volumen total de la muestra de roca y el volumen de su porosidad. La mayoría de los métodos se basan en la medición de la porosidad por extracción al vacío de fluidos contenidos dentro de los poros. Tales métodos, por lo tanto, no miden la porosidad total sino la porosidad efectiva.

Métodos Indirectos de Medición de la Porosidad

A menudo, es imposible obtener muestras lo suficientemente grandes para un análisis de porosidad de la roca que contiene agua, aceite, o gas. La porosidad de tales rocas debe ser conocida en cualquier intento por evaluar su potencial económico. Un número de métodos están disponibles para medir la porosidad de las rocas en sitio cuando es penetrada por un pozo. Estos están basados en la medición de varias propiedades geofísicas de la roca con registros geofísicos de pozos.

Algunas sondas están diseñadas para medir diferentes propiedades de la roca. Las sondas que pueden medir la porosidad de una roca incluyen el registro sónico, neutrón y de densidad.



Registro Sónico

Es un registro de la profundidad contra Δt , o sea, el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de la formación (Δt).

El tiempo de tránsito, Δt , en una formación dada depende de su litología y porosidad. Esta sonda compensa errores por diámetro del pozo e inclinación de la misma.

La velocidad sónica de la formación es registrada en microsegundos por pie. Dada la velocidad sónica del fluido intersticial de una roca mineral pura (la velocidad sónica de la calcita es usada para calizas, y sílice para areniscas, etc.) la porosidad puede ser encontrada con la ecuación de Wyllie (Wyllie et al., 1956) así:

$$\phi = t_{log} - t_{ma}/t_f - t_{ma}. \quad (2-2)$$

Donde ϕ es a porosidad, t_{log} es la velocidad sónica medida en el registro, t_{ma} es la velocidad sónica de la matriz (es decir, nano poros), y t_f es la velocidad sónica del fluido intersticial. Estas técnicas de registro geofísico de pozos pueden dar una medición precisa de la porosidad.

La ecuación de Wyllie puede también ser usada para medir la porosidad de prospecciones sísmicas. El intervalo de velocidad de la formación es calculado de datos sísmicos, y las velocidades para rocas y fluidos son tomadas de valores estándar o, mejor aún, de valores medidos de muestras reales de la formación tomada de los pozos. La precisión del método sísmico es tan buena como los valores de velocidades de fluido y roca. Funcionará bien, por ejemplo, en espesores gruesos de caliza uniforme (calizas con mayor potencia), pero será menos preciso en formaciones heterogéneas clásticas con rápidas variaciones laterales y verticales.



Registro Neutrón

El equipo refleja la cantidad de hidrógeno en la formación, como el petróleo y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno, por unidad de volumen, las respuestas reflejan primordialmente la cantidad de espacio poroso lleno de líquido en formaciones limpias.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es casi idéntica a la de los átomos de hidrógeno.

Una fuente radioactiva colocada en la sonda emite continuamente neutrones de alta energía, al encontrarse con núcleos del material de la formación, chocan elásticamente y pierden parte de su energía, la pérdida de energía depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca, la mayor pérdida ocurre cuando choca con el hidrógeno, estos neutrones amortiguados son capturados por núcleos de átomos como cloro, hidrógeno, sílice, etc.

Los núcleos capturadores emiten rayos gamma de captura, los cuales son detectados en la sonda.

Registro de Densidad

Se utiliza principalmente como registro de porosidad, ya que puede obtener valores de la porosidad directamente en función de la densidad.

La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales, también se usa en combinación con el registro de neutrón compensado para determinar zonas productoras de gas.



Métodos Directos de Medición de la Permeabilidad

La permeabilidad puede ser medida directamente de un afloramiento o de un espécimen de mano o de un núcleo en el laboratorio. La permeabilidad de un afloramiento puede ser medida utilizando un mini-permeámetro. La técnica consiste en colocar una boquilla contra la cara de la roca e inyectar un fluido, generalmente nitrógeno, dentro de la roca y medir la velocidad de flujo (Hurst y Goggin, 1995).

La medición de la permeabilidad en laboratorio consiste en circular gas a través de una muestra de roca cuidadosamente secada y preparada. El aparato registra la caída de presión a través de él, y la velocidad de flujo para el periodo de prueba. La permeabilidad es entonces calculada aplicando la ecuación de Darcy. La viscosidad del gas a la temperatura de la prueba puede ser encontrada en tablas impresas de datos físicos.

Métodos Indirectos de Medición de la Permeabilidad

La permeabilidad del yacimiento se puede medir a partir de pruebas de productividad potencial y de pruebas de producción largas. Estas registran la cantidad de fluido producido en un período determinado, la caída de presión durante este tiempo, y la restauración de la presión durante un segundo intervalo de tiempo cuando el yacimiento no está produciendo.

La permeabilidad, a diferencia de porosidad, no se puede medir directamente usando sondas geofísicas.



Pruebas de Pozo

Las pruebas de pozo proveen un medio confiable de estimar la permeabilidad del yacimiento. Cuando un pozo es puesto bajo un esquema de producción o inyección, se cambia su gasto o se cierra, el yacimiento reacciona con un comportamiento de presión que se relaciona directamente a su potencial de flujo y por lo tanto a su permeabilidad.

Se pueden utilizar diferentes tipos de pruebas de pozo para calcular la permeabilidad. Todas ellas se basan en la aplicación de las ecuaciones básicas de flujo para la interpretación de una presión registrada y un gasto dado. Algunas de las pruebas son DST (Drill Stem Test), pruebas convencionales de pozo (Incremento y Decremento) y pruebas multipozo (Pulso e Interferencia).

La permeabilidad inferida de una prueba de pozo tiene información importante debido a que otras mediciones están a una escala de magnitud más pequeña que los bloques de la malla utilizada en la simulación. Una prueba de presión provee una sola permeabilidad efectiva en la cercanía del pozo.



Variación de Permeabilidad V Dykstra-Parsons

Dykstra y Parsons (1950) introdujeron el concepto de coeficiente de variación de permeabilidad V , que es una medida estadística de la no-uniformidad de un conjunto de datos. Es generalmente aplicada a la propiedad de permeabilidad, pero puede ser ampliada para tratar otras propiedades de la roca. Es generalmente reconocido que los datos de permeabilidad se distribuyen de manera logarítmica. Es decir, los procesos geológicos que crean permeabilidad en el yacimiento parecen dejar permeabilidades distribuidas alrededor de la media geométrica. Dykstra y Parsons reconocieron esta característica e introdujeron la variación de permeabilidad que caracteriza una distribución particular. Los pasos de cómputo requeridos para determinar el coeficiente V son resumidos abajo:

Paso 1. Ordenar las muestras de núcleo en una secuencia decreciente de permeabilidad, es decir, en orden descendente

Paso 2. Para cada muestra, calcular el porcentaje de espesor con mayor permeabilidad que esta muestra.

Paso 3. Usando un gráfico log-log, trazar el valor de permeabilidad en escala logarítmica y el porcentaje de espesor en la escala de logarítmica (*Fig. 2.3*).

Paso 4. Dibujar la mejor línea recta a través de los puntos

Paso 5. Leer los valores de permeabilidad correspondiente a 84.1 % y 50 % de espesor. Estos dos valores son designados como $k_{84.1}$ y k_{50} .

Paso 6. La variación de permeabilidad Dykstra-Parsons es definida por la siguiente expresión:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (2-3)$$



Ejemplo 2-1 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Los datos están disponibles para el siguiente pozo

Intervalos Prof. (m)	Porosidad ϕ %	Permeabilidad k (md)
936.7	0.143	0.21
937	0.148	0.276
948.8	0.144	0.106
951	0.145	0.129
951.3	0.15	0.16
953.1	0.145	0.154
953.7	0.142	0.149
954	0.152	0.245
954.3	0.154	0.388
954.6	0.174	0.901
954.9	0.18	1.218
955.2	0.164	0.69
966.5	0.16	0.331
966.8	0.187	0.92
967.1	0.178	0.602

Calcular la variación de permeabilidad V



Paso 1. Ordenar todos los datos de permeabilidad en orden descendente y calcular el porcentaje de espesor con mayor permeabilidad como se muestra abajo:

Permeabilidad. k (md)	Intervalos		h (m)	h (m) corregido	h con mayor k	% de h con mayor k
	Prof. (m)					
1.218	954.9	966.8	11.9	11.9	0	
0.92	966.8	954.6	-12.2	12.2	12.2	8.28
0.901	954.6	955.2	0.6	0.6	12.8	8.69
0.69	955.2	967.1	11.9	11.9	24.7	16.77
0.602	967.1	954.3	-12.8	12.8	37.5	25.46
0.388	954.3	966.5	12.2	12.2	49.7	33.74
0.331	966.5	937	-29.5	29.5	79.2	53.77
0.276	937	954	17	17	96.2	65.31
0.245	954	936.7	-17.3	17.3	113.5	77.05
0.21	936.7	951.3	14.6	14.6	128.1	86.97
0.16	951.3	953.1	1.8	1.8	129.9	88.19
0.154	953.1	953.7	0.6	0.6	130.5	88.59
0.149	953.7	951	-2.7	2.7	133.2	90.43
0.129	951	948.8	-2.2	2.2	135.4	91.92
0.106	948.8		Total=	147.3		

Paso 2. Graficar la permeabilidad vs. porcentaje de espesor con mayor k en escala logarítmica como se muestra en la Fig. 2.3, y leer.

$$k_{50} = 0.277 \text{ md.}$$

$$k_{84.1} = 0.182 \text{ md.}$$

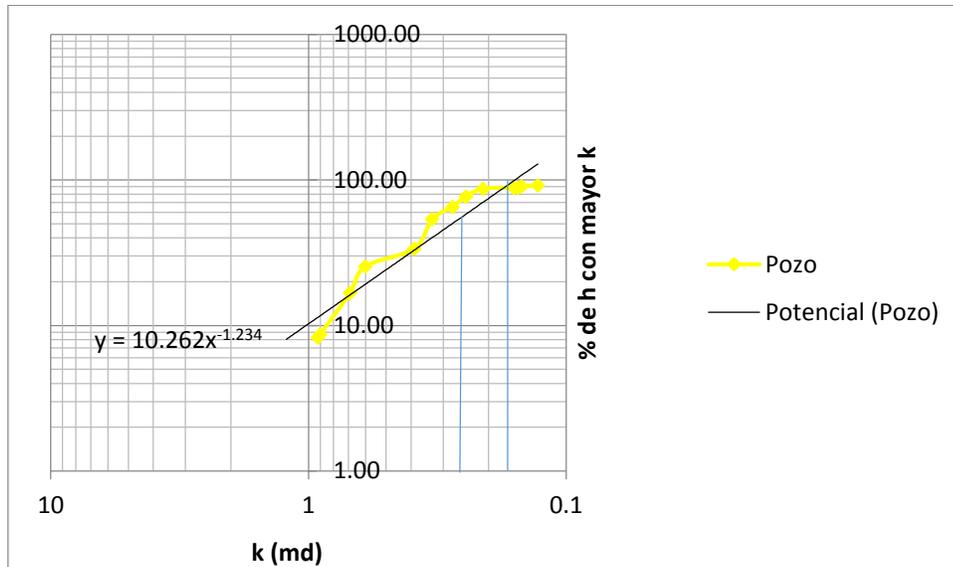


Fig. 2.3. k vs. $\% \text{ de } h$.

Paso 3. Calcular V aplicando la Ecuación (2-3).

$$V = \frac{0.277 - 0.182}{0.277} = 0.344$$

Se debe notar que si las permeabilidades son iguales, el numerador de la Ecuación (2-3) será cero, y la V también se haría cero. Este será el caso para un sistema completamente homogéneo. El método de Dykstra-Parsons es comúnmente nombrado como la técnica de ordenado de permeabilidad.



Coeficiente de Lorenz L

Schmalz y Rahme (1950) introdujeron un parámetro simple que describe el grado de heterogeneidad dentro de una sección productiva. El término es llamado coeficiente de Lorenz y varía entre 0, para un sistema completamente homogéneo, a 1 para un sistema completamente heterogéneo.

Los siguientes pasos resumen la metodología de cálculo del coeficiente de Lorenz:

Paso 1. Ordenar los datos disponibles de permeabilidad en orden decreciente.

Paso 2. Calcular la capacidad de permeabilidad acumulativa Σkh y la capacidad de volumen acumulativa $\Sigma \phi h$.

Paso 3. Normalizar ambas capacidades acumulativas, de manera que cada capacidad acumulativa varíe de 0 a 1.

Paso 4. Graficar la capacidad acumulativa de permeabilidad normalizada vs. la capacidad de volumen acumulativa normalizada en escala cartesiana.

La *Fig. 2.4*. Muestra una ilustración de la distribución de la capacidad de flujo. Un sistema completamente uniforme tendrá todas las permeabilidades iguales, y el trazo de la normalizada Σkh vs. $\Sigma \phi h$ será una línea recta.

La *Fig. 2.4*. Indica que conforme el grado de contraste entre valores altos y bajos de permeabilidad aumenta, el gráfico exhibe una gran concavidad hacia la esquina superior izquierda. Esto haría indicar más heterogeneidad, es decir, la severidad de desviación de la línea recta es un indicador del grado de heterogeneidad. El gráfico puede ser usado para describir la heterogeneidad del yacimiento cuantitativamente por el cálculo de coeficiente de Lorenz.



El coeficiente es definido por la siguiente expresión:

$$L = \frac{\text{Área por encima de la línea recta}}{\text{Área por debajo de la línea recta}} \quad (2-4)$$

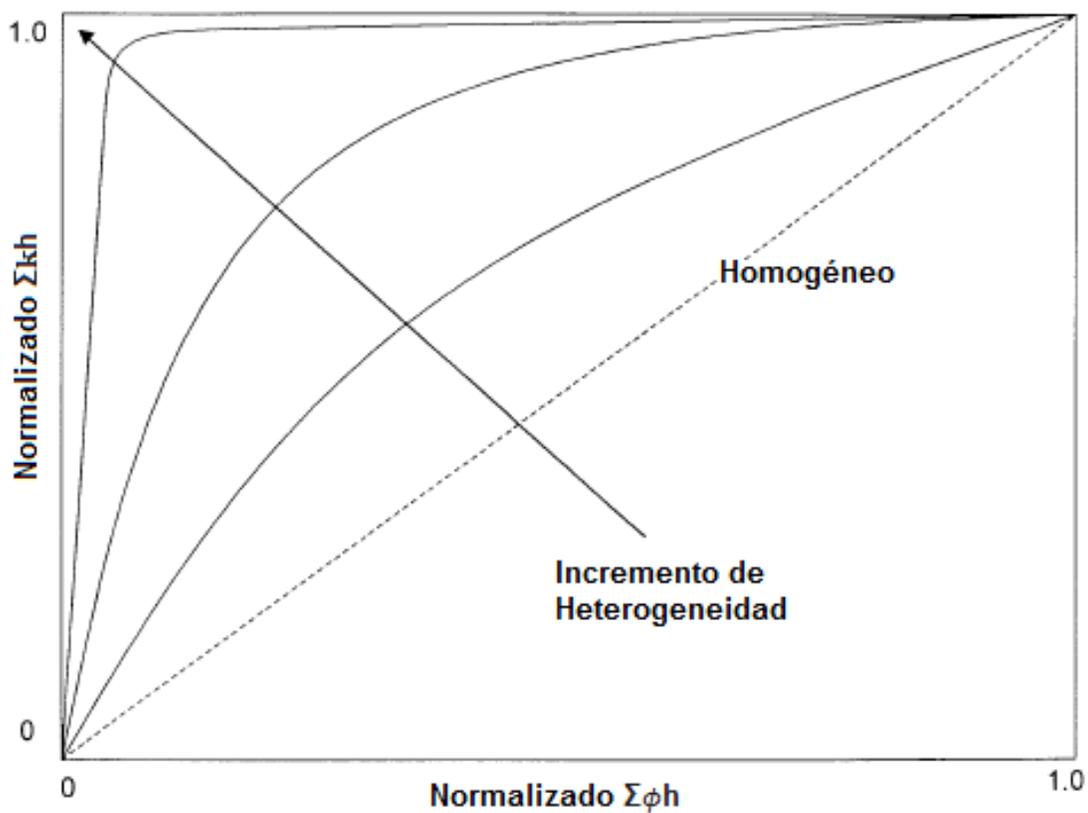


Fig. 2.4. Capacidad de flujo normalizada (Tarek Ahmed, 2006).

Donde el coeficiente de Lorenz puede variar entre 0 y 1.

- 0 = Completamente homogéneo
- 1 = Completamente heterogéneo



La Fig. 2.5. Muestra la relación de la variación de la permeabilidad V y el coeficiente de Lorenz para una distribución de permeabilidad log-normal como se propone por Warren y Price (1961). Esta relación puede ser expresada matemáticamente por las siguientes dos expresiones:

Coefficiente de Lorenz en términos de variación de permeabilidad:

$$L = 0.0116356 + 0.339794V + 1.066405(V^2) - 0.3852407(V^3). \quad (2-5)$$

Variación de permeabilidad en términos del coeficiente de Lorenz:

$$V = -5.05971(10^{-4}) + 1.747525L - 1.468855(L^2) + 0.701023(L^3). \quad (2-6)$$

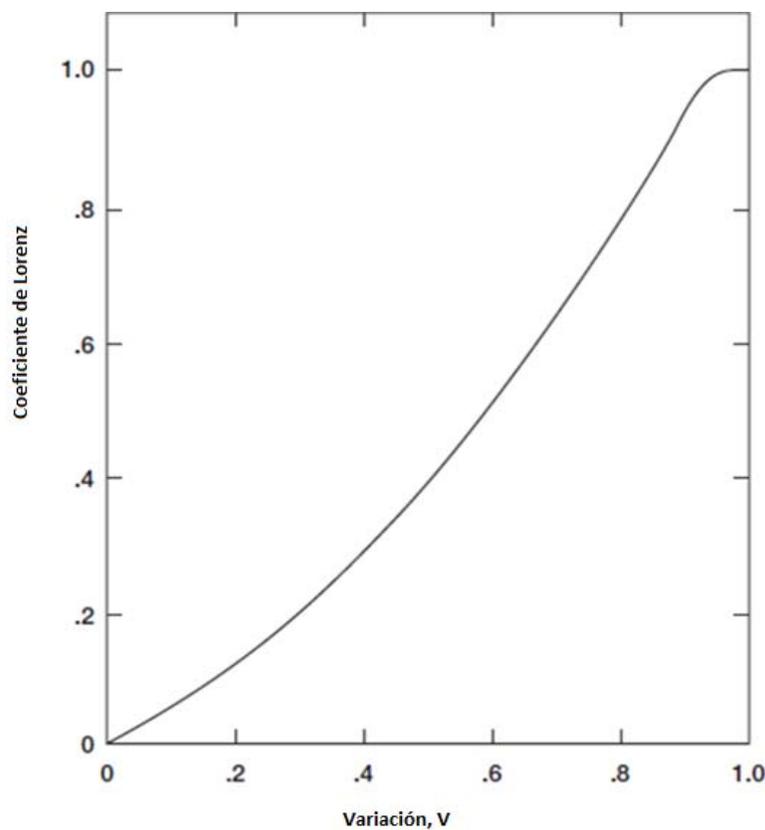


Fig. 2.5. Correlación del coeficiente de Lorenz y variación de la permeabilidad (Warren and Price, 1961).

Las expresiones de arriba son aplicables entre $0 < L < 1$ y $0 < V < 1$.



Ejemplo 2-2 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Usando los datos dados, calcular el coeficiente de Lorenz suponiendo una porosidad uniforme.

Solución

Paso 1. Tabular los datos de permeabilidad en orden descendiente y calcular Σkh y Σh normalizadas como se muestra abajo:



CAPÍTULO II ESTIMACIÓN DE VALORES

Intervalos	Permeabilidad	h	kh	Σkh	$\Sigma kh/16.2659$	Σh	$\Sigma h/79.8$
Prof.(m)	k (md)	(ft)					
936.7	1.218	0.3	0.3654	0.3654	0.0225	0.3	0.004
937	0.92	0.3	0.276	0.6414	0.0394	0.6	0.008
948.8	0.901	0.3	0.2703	0.9117	0.0560	0.9	0.011
951	0.69	0.3	0.207	1.1187	0.0688	1.2	0.015
951.3	0.602	0.3	0.1806	1.2993	0.0799	1.5	0.019
953.1	0.499	0.3	0.1497	1.449	0.0891	1.8	0.023
953.7	0.391	0.3	0.1173	1.5663	0.0963	2.1	0.026
954	0.388	0.3	0.1164	1.6827	0.1034	2.4	0.030
954.3	0.351	0.3	0.1053	1.788	0.1099	2.7	0.034
954.6	0.346	0.3	0.1038	1.8918	0.1163	3	0.038
954.9	0.331	11.3	3.7403	5.6321	0.3463	14.3	0.179
955.2	0.277	0.3	0.0831	5.7152	0.3514	14.6	0.183
966.5	0.276	0.3	0.0828	5.798	0.3565	14.9	0.187
966.8	0.262	4.3	1.1266	6.9246	0.4257	19.2	0.241
967.1	0.245	0.3	0.0735	6.9981	0.4302	19.5	0.244
967.4	0.218	21.3	4.6434	11.6415	0.7157	40.8	0.511
967.7	0.21	0.3	0.063	11.7045	0.7196	41.1	0.515
968	0.21	0.3	0.063	11.7675	0.7234	41.4	0.519
968.3	0.187	0.3	0.0561	11.8236	0.7269	41.7	0.523
986.9	0.182	0.3	0.0546	11.8782	0.7303	42	0.526
987.2	0.181	0.4	0.0724	11.9506	0.7347	42.4	0.531
987.6	0.175	0.3	0.0525	12.0031	0.7379	42.7	0.535
1008.9	0.16	0.3	0.048	12.0511	0.7409	43	0.539
1009.2	0.16	0.3	0.048	12.0991	0.7438	43.3	0.543
1009.5	0.154	1.8	0.2772	12.3763	0.7609	45.1	0.565
1009.8	0.149	0.6	0.0894	12.4657	0.7664	45.7	0.573
1010.1	0.145	0.3	0.0435	12.5092	0.7690	46	0.576
1010.4	0.135	0.3	0.0405	12.5497	0.7715	46.3	0.580
1014.7	0.129	2.2	0.2838	12.8335	0.7890	48.5	0.608
1015	0.112	18.6	2.0832	14.9167	0.9171	67.1	0.841
1015.3	0.11	0.6	0.066	14.9827	0.9211	67.7	0.848
1015.9	0.108	0.3	0.0324	15.0151	0.9231	68	0.852
1016.2	0.106	11.8	1.2508	16.2659	1.0000	79.8	1.000



Paso 2. Graficar las capacidades normalizadas en escala cartesiana como se muestra en la Fig. 2.6.

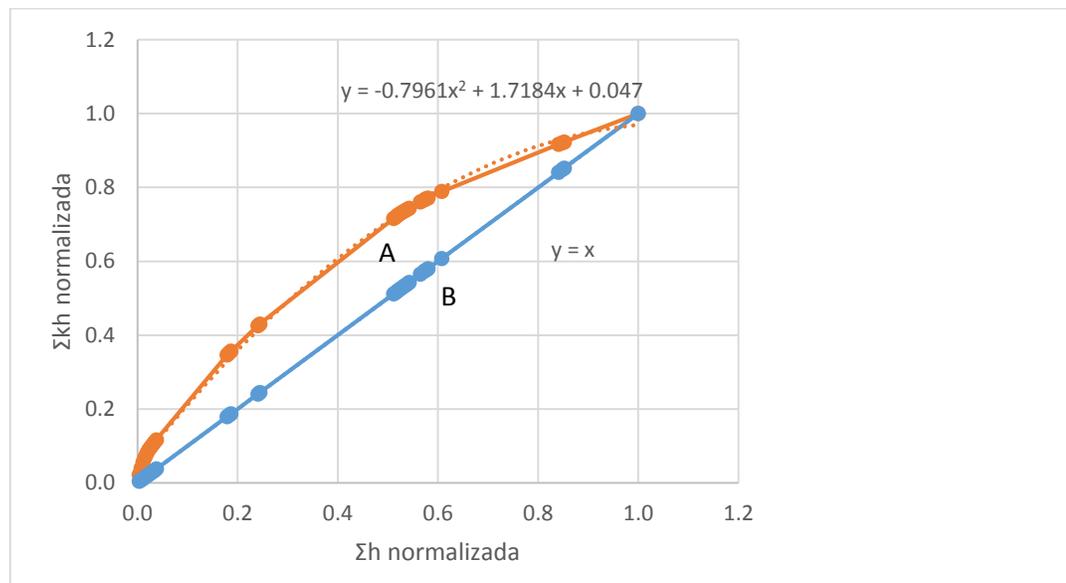


Fig. 2.6. Σh normalizada vs. Σkh normalizada.

Paso 3. Calcular el coeficiente de Lorenz dividiendo en área por encima de la línea recta (área A) y el área debajo de la línea recta (área B) dando:

Integrando (0,1)

$$y = x,$$

$$\frac{x^2}{2} = -0.5,$$

$$y = -0.7961x^2 + 1.7184x - x + 0.047,$$

$$y = -0.7961x^2 + 0.7184x + 0.047,$$

$$y = -0.1408,$$

$$L = 0.2816.$$



Heterogeneidad Areal

Desde las etapas tempranas de la producción de aceite, los ingenieros han reconocido que la mayoría de los yacimientos varían en permeabilidad y otras propiedades de la roca en dirección lateral. Para entender y predecir el comportamiento de un yacimiento, se debe tener un conocimiento preciso y detallado del subsuelo. En realidad, el desplazamiento del agua y gas está condicionado por la geometría de almacenamiento (forma estructural, espesor del estrato) y los valores locales de los parámetros físicos (variables de un punto a otro) característicos de las rocas porosas. Por lo tanto, la predicción acertada está íntimamente relacionada con el detalle con el que el yacimiento es descrito.

Johnson y colaboradores (1966) idearon un procedimiento de prueba de pozos, llamado prueba de pulso, para generar datos de las propiedades de la roca entre pozos. En este procedimiento, una serie de pulsos es hecha en un pozo y la respuesta se mide en pozos adyacentes. La técnica proporciona una medición de la capacidad de flujo del yacimiento (kh) y la capacidad de almacén (ϕh). La propiedad del yacimiento más difícil por definir es el nivel de distribución de la permeabilidad. Sin embargo, un adecuado conocimiento de la distribución de la permeabilidad es crítico para la predicción del agotamiento del yacimiento por cualquier proceso de recuperación.

Una variedad de técnicas de estimación geoestadísticas han sido desarrolladas en un intento de describir de manera precisa la distribución espacial de las propiedades de la roca. El concepto de continuidad espacial sugiere que los que los datos cercanos el uno con el otro son más propensos a ser similares que los datos más alejados de otros. Una de las mejores herramientas geoestadísticas para representar esta continuidad es un mapa visual mostrando un conjunto de datos con respecto a su localización. Estos métodos involucran interpolar entre datos de puntos conocidos, tal como la elevación o permeabilidad, y extrapolar más allá de estos valores conocidos. Estas propiedades de la roca son comúnmente llamadas variables regionalizadas.



Estas variables usualmente tienen las siguientes características contradictorias:

- Una característica aleatoria muestra un comportamiento errático de un punto a otro.
- Una característica estructural refleja las conexiones entre los datos de puntos.

Por ejemplo, los valores de espesor neto de un número limitado de pozos en un campo pueden mostrar aleatoriedad o un comportamiento errático. También pueden mostrar un comportamiento conectado o suavizado conforme los pozos son perforados o espaciados muy juntos.

Para estudiar las variables regionalizadas, una formulación adecuada debe tomar en cuenta este doble aspecto de aleatoriedad y estructura. En geoestadística, un variograma es usado para describir la aleatoriedad y correlaciones espaciales de las variables regionalizadas.

Existen varios métodos de interpolación y extrapolación convencionales que pueden ser aplicados a valores regionalizados a diferentes localizaciones. Muchos de estos métodos usan la siguiente expresión generalizada:

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i). \quad (2-7)$$

Con

$$\sum_{i=1}^R \lambda_i = 1. \quad (2-8)$$

Donde

$Z^*(x)$ = Estimado de la variable regionalizada a la posición x .

$Z(x_i)$ = Valor medido de la variable regionalizada a la posición x_i .

λ_i = Factor de ponderación.

n = Número de datos de puntos cercanos.

La diferencia entre los métodos de interpolación y extrapolación comúnmente usados es en el algoritmo matemático empleado para computar los factores de ponderación λ_i . Comparado con otros métodos de interpolación, la geoestadística toma en cuenta que la estimación de la precisión a un punto dado (λ_i) depende de dos factores, el primero es la



naturaleza de la geometría, la segunda relaciona las características espaciales de estadística del fenómeno considerado.

El primer factor es la geometría que es la posición relativa de los puntos medidos al estimado. Cuando un punto es bien rodeado por puntos experimentales. Puede ser estimado con más precisión que uno ubicado en un área aislada. Este hecho es tomado en cuenta por los métodos de interpolación clásicos (poli nominal, regresión múltiple, mínimos cuadrados) pero estos parecen no ser aplicables tan pronto el fenómeno estudiado muestra variaciones irregulares o error de medición.

Cinco métodos de interpolación y extrapolación son resumidos brevemente abajo:

- El método del polígono

Esta técnica es esencialmente basada en la asignación de valor medido más cercano de la variable regionalizada para designar su ubicación. Esto implica que todos los factores ponderados, es decir, λ_i en la Ecuación (2-7) son iguales a cero excepto el correspondiente λ_i para el punto más cercano es igual a uno.

- El método de la distancia inversa

Con la distancia inversa, datos de puntos son ponderados durante la interpolación de tal manera que la influencia de un punto relativo a otro declina con la distancia de la ubicación deseada.

El método de la distancia inversa asigna un factor ponderado λ_i a cada variable regionalizada medida por la distancia inversa entre el valor medido y el punto estimado al principio, o

$$\lambda_i = (1/d_i)^2 / \sum(1/d_i). \quad (2-9)$$

Donde

d_i = Distancia entre el valor medido y ubicación de interés

n = Número de puntos cercanos



- El método de la distancia inversa cuadrada

El método asigna un peso a cada variable regionalizada medida por la inversa de la distancia cuadrada de una muestra a punto estimada al principio, es decir,

$$\lambda_i = (1/d_i)^2 / \sum(1/d_i)^2. \tag{2-10}$$

Si bien este método cuenta todos los pozos cercanos con las propiedades de la roca registradas, da mayor proporción de peso a pozos cercanos que el método previo.

Ejemplo 2-3 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

La Fig. 2.7. Muestra una ilustración esquemática de la ubicación de cuatro pozos y las distancias entre los pozos y el punto x. La permeabilidad promedio en cada ubicación del pozo es dada abajo:

Pozo	Permeabilidad, md
1	0.32
2	1.193
3	0.299
4	0.603

Estimar la permeabilidad en la ubicación x por los métodos del polígono y los dos métodos de las distancias inversas.

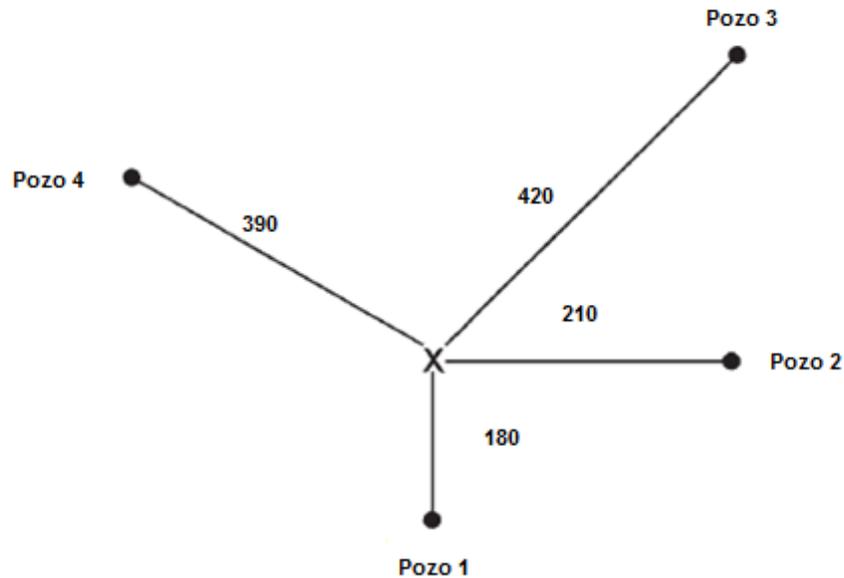


Fig. 2.7. Ubicaciones de los pozos para el Ejemplo 2-3. (Modificado de Tarek Ahmed, 2006).

Solución

El método del polígono

La ubicación más cercana al punto x es el pozo No.1 con una distancia de 180 ft. La permeabilidad promedio registrada de este pozo es 0.32 md; por lo tanto, la permeabilidad en la ubicación x es

$$K = (1)(0.32) + (0)(1.193) + (0)(0.299) + (0)(0.603) = 0.32 \text{ md.}$$

El método de la distancia inversa

Paso 1. Calcular los factores de ponderación aplicando la Ecuación (2-9)



Distancia d_i				
ft	$1/d_i$	$\lambda=(1/d_i)0.0153$	k, md	
180	0.0056	0.3631	0.32	
210	0.0048	0.3112	1.193	
420	0.0024	0.1556	0.299	
390	0.0026	0.1676	0.603	
<hr/>				
0.0153				

Paso 2. Estimar la permeabilidad en la ubicación x aplicando la Ecuación (2-7)

$$K = (0.3631)(0.32) + (0.3112)(1.193) + (0.1556)(0.299) + (0.1676)(0.603) = 0.635 \text{ md.}$$

La distancia inversa cuadrada

Paso 1. Aplicar la Ecuación (2-10) para determinar los factores de ponderación.

Distancia d_i				
ft	$(1/d_i)^2$	$\lambda=(1/d_i)^2/0.000066$	k, md	
180	0.000031	0.4676	0.32	0.1496
210	0.000023	0.3436	1.193	0.4099
420	0.000006	0.0859	0.299	0.0257
390	0.000007	0.0996	0.603	0.0601
<hr/>				
0.000066				

Paso 2. Estimar la permeabilidad en la ubicación x usando la Ecuación (2-7)

$$K = (0.4676)(0.32) + (0.3436)(1.193) + (0.0859)(0.299) + (0.0996)(0.603) = 0.6453 \text{ md.}$$



- El método triangulación

El método de triangulación está diseñado para remover posibles discontinuidades entre puntos adyacentes mediante la instalación de un plano a través de tres muestras que rodeen el punto que se está estimando. El método está basado en seleccionar las tres ubicaciones más cercanas con los valores que forman un triángulo, como se muestra en la *Fig. 2.8*.

La ecuación del plano puede ser expresada generalmente como

$$Z = ax + by + c. \quad (2-11)$$

Donde Z es un valor regionalizado, por ejemplo, la permeabilidad, k, en las coordenadas “x, y”. Dadas las coordenadas y el valor regionalizado de las tres muestras más cercanas, como se muestra en la *Fig. 2.8* para permeabilidades absolutas, los coeficientes a, b, y c pueden ser determinados resolviendo las siguientes tres ecuaciones.

$$k_1 = a x_1 + b y_1 + c.$$

$$k_2 = a x_2 + b y_2 + c.$$

$$k_3 = a x_3 + b y_3 + c.$$

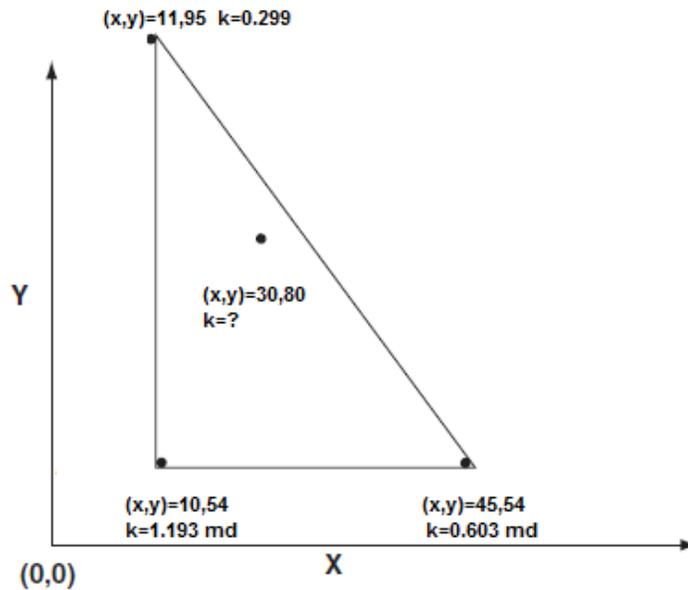


Fig. 2.8. Método de triangulación (Modificado de Tarek Ahmed, 2006).

Sustituyendo los valores de permeabilidad y coordenadas dentro del sistema de ecuaciones:

$$10a + 54b + c = 1.193,$$

$$45a + 54b + c = 0.603,$$

$$11a + 95b + c = 0.299,$$

Resolviendo las tres expresiones se obtiene:

$$a = -0.01685,$$

$$b = -0.02139,$$

$$c = 2.5168,$$

$$k = -0.01685x - 0.02139y + 2.5168.$$



La relación estima el valor de la permeabilidad en cualquier ubicación dentro a ese triángulo en específico. Para estimar la permeabilidad en las coordenadas $(x, y) = (30, 80)$, entonces:

$$k = -0.01685(30) - 0.02139(80) + 2.5168 = 0.3001 \text{ md.}$$

- Triangulación Delaunay

La Fig. 2.9. Muestra el triángulo Delaunay para las mismas muestras dadas en la Fig. 2.8, para el método de triangulación. Los valores de permeabilidad de las muestras en estas ubicaciones son k_1 , k_2 , y k_3 . En lugar de resolver las tres ecuaciones simultáneamente y sustituir las coordenadas del punto de interés dentro de la solución, el valor de permeabilidad puede ser calculado directamente de:

$$k = \frac{(k_1)(\text{área I}) + (k_2)(\text{área II}) + (k_3)(\text{área III})}{(\text{área I}) + (\text{área II}) + (\text{área III})} \quad (2-12)$$

El método de triangulación es esencialmente una combinación lineal ponderada en la cual cada valor es ponderado de acuerdo con el área del triángulo opuesto.

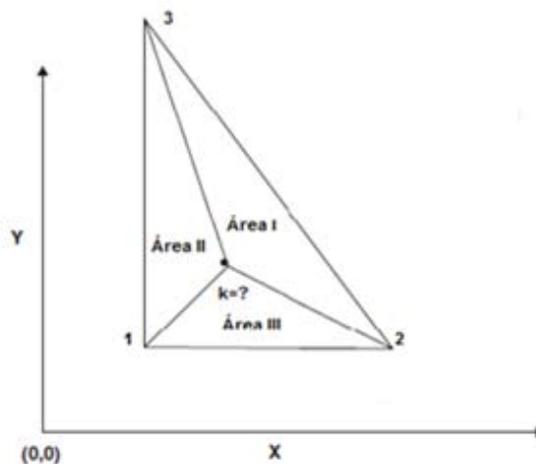


Fig. 2.9. Método del triángulo Delaunay (Modificado de Tarek Ahmed, 2006).



Capítulo III

Interrelaciones de las Propiedades

Valores Promedio y Ponderados

Debido a las diferencias existentes en los valores de porosidad obtenidos de muestras tomadas en diferentes partes del yacimiento, para algunos cálculos de ingeniería es necesario asignar valores promedio de esta propiedad a todo el yacimiento o secciones del mismo.

La roca almacén puede mostrar grandes variaciones en la porosidad vertical, pero no muestra grandes variaciones en la porosidad paralela a los planos de estratificación. En este caso, el promedio aritmético de la porosidad o la porosidad promedio ponderada por espesor son usados para describir la porosidad promedio del yacimiento. Un cambio en la sedimentación o en las condiciones de depositación, pueden causar que la porosidad en una porción del yacimiento sea muy diferente que en otra área. En tal caso, el promedio ponderado por área o la porosidad promedio ponderado por volumen son usados para caracterizar la porosidad promedio de la roca.

Estas técnicas son expresadas matemáticamente por las siguientes formas:

Promedio aritmético

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n}. \quad (3-1)$$

Promedio ponderado por espesor

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}. \quad (3-2)$$



Promedio ponderado por área

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (3-3)$$

Promedio ponderado por volumen

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad (3-4)$$

Donde

- n = Número total de muestras de núcleo
- h_i = Espesor de la muestra de núcleo i
- ϕ_i = Porosidad de la muestra de núcleo i
- A_i = Área del yacimiento i

Ejemplo 3-1 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Calcular el promedio aritmético y promedio ponderado por espesor de las siguientes mediciones de porosidad.

Muestra	Espesor, ft	Porosidad, %
1	0.3	14.3
2	0.3	14.8
3	11.8	14.4
4	2.2	14.5
5	0.3	15
6	1.8	14.5



Solución

- Promedio aritmético

$$\phi = \frac{14.3 + 14.8 + 14.4 + 14.5 + 15 + 14.5}{6}$$

$$\phi = 14.58 \%$$

- Promedio ponderado por espesor

$$\phi = \frac{(0.3)(14.3) + (0.3)(14.8) + (11.8)(14.4) + (2.2)(14.5) + (0.3)(15) + (1.8)(14.5)}{0.3 + 0.3 + 11.8 + 2.2 + 0.3 + 1.8}$$

$$\phi = 14.44 \%$$

Promedio Permeabilidad Absoluta

Las propiedades más difíciles de determinar del yacimiento son el valor y la distribución de la permeabilidad absoluta a lo largo del yacimiento. Son más variables que la porosidad y más difíciles de medir.

Sin embargo, un adecuado conocimiento de la distribución de la permeabilidad es crítico para la predicción del agotamiento de yacimiento por cualquier proceso de recuperación. Es raro encontrar un yacimiento homogéneo en la práctica actual. El yacimiento contiene distintas capas o bloques de diferentes permeabilidades. Así mismo, dado que siempre existen heterogeneidades de menor escala, la permeabilidad del núcleo debe ser promediada para representar las características de flujo del yacimiento en su totalidad o las capas individuales (unidades). La manera adecuada de promediar los datos de permeabilidad depende de cómo es distribuida la permeabilidad.



Existen tres técnicas simples de promedio de permeabilidad que son usadas generalmente para determinar un promedio adecuado de permeabilidad para representar un sistema equivalente homogéneo. Estas son:

- Promedio-ponderado de la permeabilidad
- Promedio-armónico de la permeabilidad
- Promedio-geométrico de la permeabilidad

Promedio Ponderado de la Permeabilidad

Este método de promedio es usado para determinar el promedio de permeabilidad de las capas paralelas de estratos con diferentes permeabilidades. Considere el caso donde el sistema de flujo está compuesto por tres capas paralelas que están separadas por una barrera impermeable, es decir, el flujo no cruza, como se muestra en la *Fig. 3.1*. Todas las capas tienen el mismo ancho (w) con un área transversal de A .

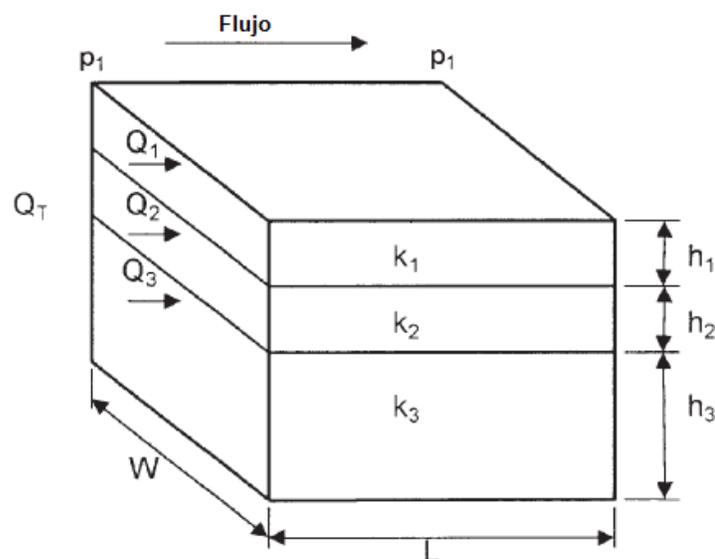


Fig. 3.1. Flujo lineal a través de capas (Tarek Ahmed, 2006).



El flujo de cada capa puede ser calculado aplicando la ecuación de Darcy en su forma lineal como es expresada por la Ecuación (1-6), dando:

Capa 1

$$q_1 = \frac{k_1 w h_1 \Delta p}{\mu L}.$$

Capa 2

$$q_2 = \frac{k_2 w h_2 \Delta p}{\mu L}.$$

Capa 3

$$q_3 = \frac{k_3 w h_3 \Delta p}{\mu L}.$$

El gasto total del sistema es expresado como:

$$q_t = \frac{k_{prom} w h_t \Delta p}{\mu L}.$$

Donde

q_t = Gasto total.

k_{prom} = Promedio de la permeabilidad del modelo.

w = Ancho de la formación.

Δp = $p_1 - p_2$

h_t = Espesor total.

El gasto total q_t es igual a la suma de los gastos a través de cada capa o:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3.$$



Combinando las expresiones:

$$\frac{k_{prom} w h_t \Delta p}{\mu L} = \frac{k_1 w h_1 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_2 w h_2 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_3 w h_3 \Delta p}{\mu L},$$

$$k_{prom} h_t = k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3,$$

$$k_{prom} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3}{h_t},$$

La permeabilidad absoluta promedio para el sistema de capas paralelas puede ser expresada de la siguiente forma:

$$k_{prom} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}. \quad (3-5)$$

La Ecuación (3-5) es generalmente usada para determinar el promedio de permeabilidad de un yacimiento con análisis de datos de núcleo.

La Fig. 3.2, muestra un sistema de capas similares con ancho variable.

Suponiendo que no hay flujo a través de las capas, el promedio de permeabilidad puede ser aproximado de una manera similar a la derivación anterior dando:

$$k_{prom} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j A_j}{\sum_{j=1}^n A_j}. \quad (3-6)$$

Con

$$A_j = h_j w_j.$$

h_j = Área transversal de la capa j.

w_j = Ancho de la capa j.

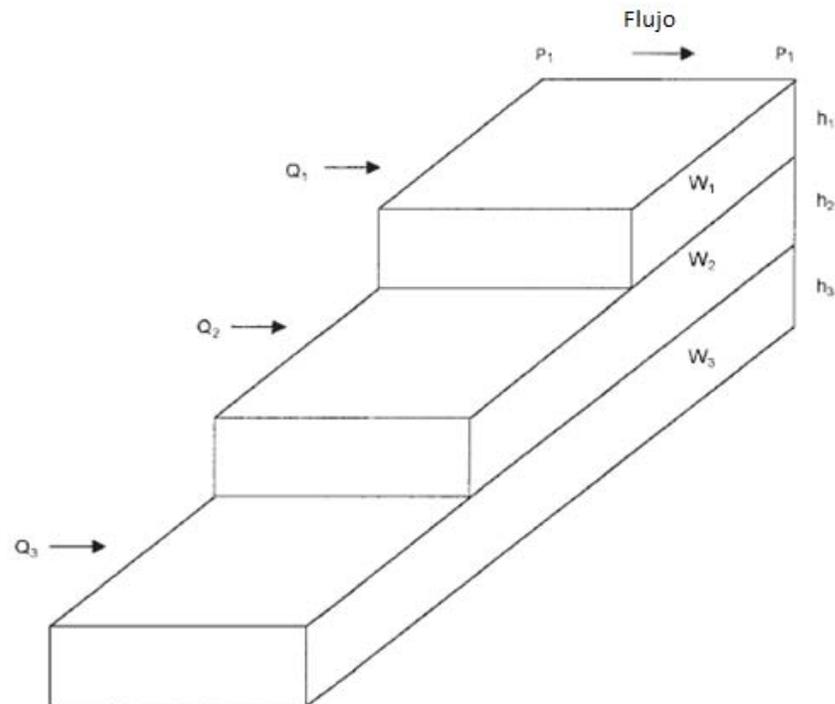


Fig. 3.2. Flujo lineal a través de capas con área variable (Tarek Ahmed, 2006).

Ejemplo 3-2 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Dados los siguientes datos de permeabilidad calcular el promedio permeabilidad del yacimiento.

Profundidad, ft		Permeabilidad, md
936.7	937	0.21
937	948.8	0.276
948.8	951	0.106
951	951.3	0.129
951.3	953.1	0.16



Solución

h_i , ft	k_i	$h_i k_i$
0.3	0.21	0.063
11.8	0.276	3.2568
2.2	0.106	0.2332
0.3	0.129	0.0387
1.8	0.16	0.288
$h_t = 16.4$	$\Sigma h_i k_i =$	3.8797

$$k_{prom} = \frac{3.879}{16.4} = 0.236 \text{ md.}$$

Promedio Armónico de la Permeabilidad

Las variaciones de permeabilidad pueden ocurrir lateralmente en el yacimiento así como en la vecindad del agujero del pozo. Considere la Fig. 3.3, que muestra una ilustración del flujo de fluido a través de una serie de combinaciones de estratos con diferentes permeabilidades.

Para flujo en estado estacionario, el gasto es constante y la caída de presión total Δp es igual a la suma de las caídas de presión a traes de cada estrato, o

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3,$$

Sustituyendo para la caída de presión aplicando la ecuación de Darcy, es decir, Ecuación (1-6).

$$\frac{q\mu L}{Ak_{prom}} = \frac{q\mu L_1}{Ak_1} + \frac{q\mu L_2}{Ak_2} + \frac{q\mu L_3}{Ak_3},$$



Cancelando los términos idénticos y simplificando

$$k_{prom} = \frac{L}{(L/k)_1 + (L/k)_2 + (L/k)_3}$$

La ecuación de arriba puede ser expresada en una forma más generalizada dando:

$$k_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{k_i}\right)} \quad (3-7)$$

Donde

L_i = Longitud de cada estrato

k_i = Permeabilidad absoluta de cada estrato

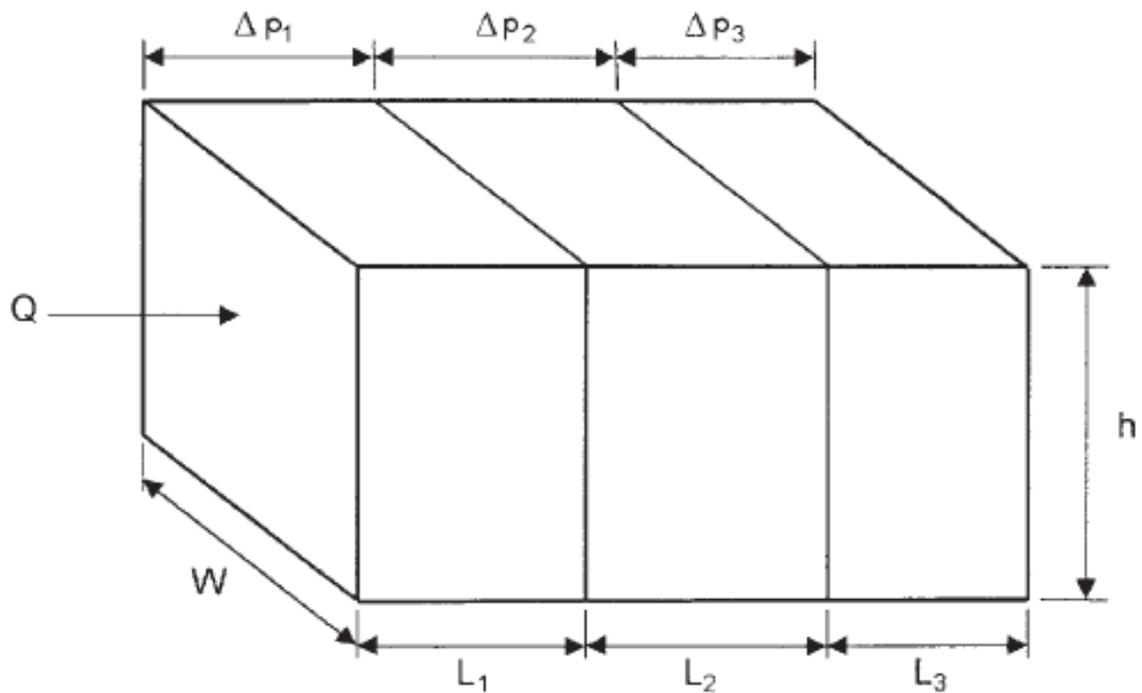


Fig. 3.3. Flujo lineal a través de una serie de estratos (Tarek Ahmed, 2006).



En el sistema radial mostrado en la Fig. 3.4, la metodología descrita puede ser aplicada para producir la siguiente expresión generalizada:

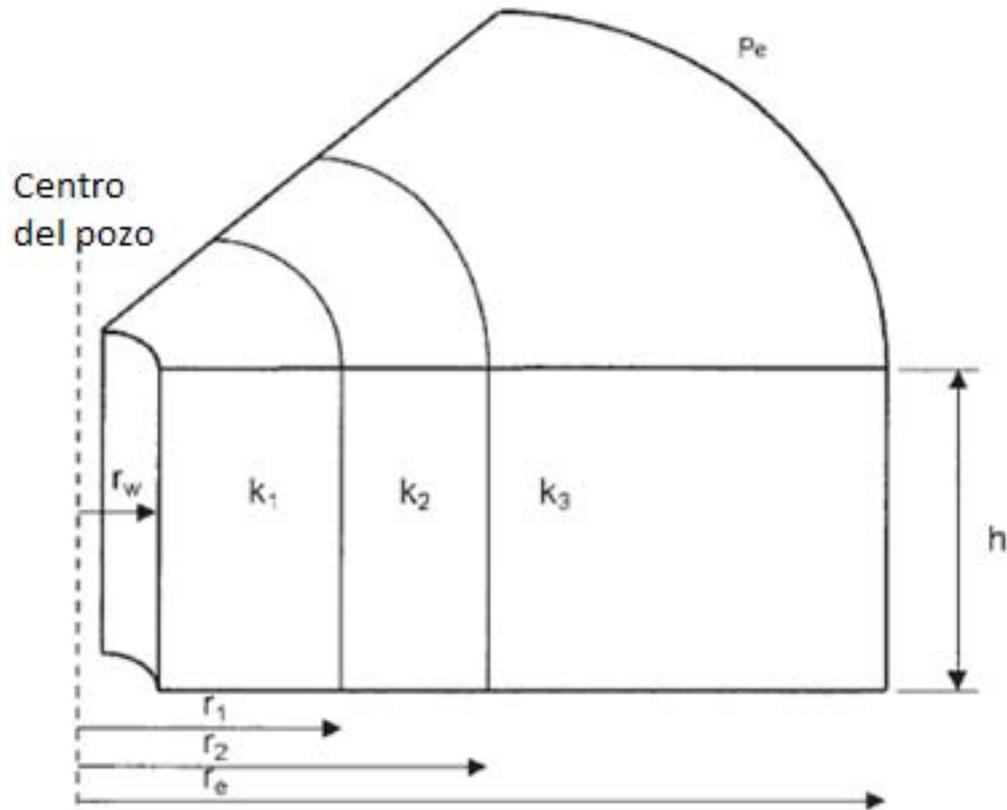


Fig. 3.4. Flujo a través de una serie de estratos (Tarek Ahmed, 2006).

$$k_{prom} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{j=1}^n \left[\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_j} \right]} \quad (3-8)$$



Ejemplo 3-3 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Un yacimiento de hidrocarburos está caracterizado por cinco formaciones distintas que están conectadas en serie. Cada segmento tiene el espesor. La longitud y permeabilidad de cada sección es:

Longitud, ft	permeabilidad, md
1.8	0.154
0.6	0.149
0.3	0.245
0.3	0.388
0.3	0.901

Calcular el promedio de permeabilidad del yacimiento suponiendo

- a. Sistema de flujo lineal
- b. Sistema de flujo radial

Para un sistema de flujo lineal

L_i , ft	k_i	L_i/k_i
1.8	0.154	11.6883
0.6	0.149	4.0268
0.3	0.245	1.2245
0.3	0.388	0.7732
0.3	0.901	0.3330
3.3	$\Sigma L_i/k_i =$	18.0458

$$k_{prom} = \frac{3.3}{18.0458} = 0.1828 \text{ md.}$$



Para un sistema radial

La solución del sistema radial puede ser convenientemente expresada en la siguiente forma tabulada. La solución está basada en la Ecuación (3-8) y supone un radio de pozo de 0.25 ft:

Segmento	r_i , ft	r_i/r_{i-1}	$\ln(r_i/r_{i-1})$	k_i	$(\ln(r_i/r_{i-1}))/k_i$
pozo	0.25				
1	1.8	7.2	1.9741	0.1540	12.8187
2	2.4	1.3333	0.2877	0.1490	1.9308
3	2.7	1.125	0.1178	0.2450	0.4807
4	3	1.1111	0.1054	0.3880	0.2715
5	3.3	1.1	0.0953	0.9010	0.1058
					15.6075

Para la Ecuación (3-8)

$$k_{prom} = \frac{\ln\left(\frac{3.3}{0.25}\right)}{15.6075}$$

$$k_{prom} = 0.1653 \text{ md.}$$



Media Geométrica de la Permeabilidad

Warren y Price (1961) ilustraron experimentalmente que el comportamiento más probable de una formación heterogénea se aproxima a un sistema uniforme teniendo una permeabilidad que es igual a la media geométrica. La media geométrica está definida matemáticamente por la siguiente relación:

$$k_{prom} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (h_i \ln(k_i))}{\sum_{i=1}^n h_i} \right]. \quad (3-9)$$

Donde

k_i = Permeabilidad de la muestra i .

h_i = Espesor de la muestra i .

n = Número total de muestras.

Si el espesor de todas las muestras (h_i) es el mismo, la ecuación puede ser simplificada como sigue:

$$k_{prom} = (k_1 k_2 k_3 \dots k_n)^{1/n}. \quad (3-10)$$



Ejemplo 3-4 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Dados los siguientes datos, calcular la media geométrica de la permeabilidad.

Muestra	h_i , ft	k_i , md
1	0.3	2.071
2	0.3	2.403
3	0.3	2.171
4	0.3	3.087
5	0.3	2.724
6	0.3	1.838
7	0.4	0.783
8	0.3	0.133
9	2.1	0.215
10	0.7	0.314

Solución

Muestra	h_i , ft	k_i , md	$\ln(k_i)$	$h_i \cdot \ln(k_i)$
1	0.3	1.684	0.5212	0.1564
2	0.3	1.663	0.5086	0.1526
3	0.3	1.426	0.3549	0.1065
4	0.3	1.626	0.4861	0.1458
5	0.3	1.994	0.6901	0.2070
6	0.3	2.071	0.7280	0.2184
7	0.3	2.403	0.8767	0.2630
8	0.3	2.171	0.7752	0.2326
9	0.3	3.087	1.1272	0.3382
10	0.3	2.724	1.0021	0.3006
	3			2.1211

$$k_{prom} = \exp\left(\frac{2.1211}{3}\right) = 2.027 \text{ md.}$$



Saturación de Hidrocarburos

Saturación Promedio

Promedios adecuados de datos de saturación requiere que los valores de saturación sean ponderados tanto por el espesor del intervalo h_i , y la porosidad del intervalo ϕ . La saturación promedio de cada fluido del yacimiento es calculado con las siguientes ecuaciones:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3-11)$$

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3-12)$$

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (3-13)$$

Donde el subíndice i se refiere a cualquier medición individual e h_i , representa el intervalo de profundidad a la cual, ϕ_i , S_{oi} , S_{gi} , y S_{wi} aplican.

Ejemplo 3-5 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Calcular la saturación promedio de aceite y de agua congénita de las siguientes mediciones:

Muestra	h_i , ft	ϕ	S_o	S_{wc}
1	0.3	0.152	0.46	0.54
2	0.3	0.154	0.51	0.49
3	0.3	0.174	0.56	0.44
4	0.3	0.18	0.58	0.42
5	0.3	0.164	0.55	0.45
6	11.3	0.16	0.47	0.53



Solución

Construir la siguiente tabla y calcular las saturaciones promedio para las fases de aceite y agua

Muestra	h_i , ft	ϕ	ϕh	S_o	$S_o \phi h$	S_{wc}	$S_{wc} \phi h$
1	0.3	0.152	0.0456	0.46	0.020976	0.54	0.024624
2	0.3	0.154	0.0462	0.51	0.023562	0.49	0.022638
3	0.3	0.174	0.0522	0.56	0.029232	0.44	0.022968
4	0.3	0.18	0.054	0.58	0.03132	0.42	0.02268
5	0.3	0.164	0.0492	0.55	0.02706	0.45	0.02214
6	11.3	0.16	1.808	0.47	0.84976	0.53	0.95824
			2.0552		0.98191		1.07329

Calcular la saturación promedio de aceite aplicando la Ecuación (3-11)

$$S_o = \frac{0.98191}{2.0552} = 0.4777$$

Calcular la saturación promedio de agua aplicando la Ecuación (3-12)

$$S_w = \frac{1.07329}{2.0552} = 0.5222$$



Métodos Comunes de Estimación de la Permeabilidad en el Yacimiento

Correlaciones Empíricas

El método más común de estimar la permeabilidad es mediante algún predictor de la permeabilidad típicamente en forma de una ecuación empírica. Esto requiere de un conjunto de datos para la calibración, el cual está constituido por uno o más pozos clave donde la información completa en términos de datos de registros y núcleos esté disponible. Este conjunto de calibración es utilizado para construir el predictor y probar la fiabilidad de los resultados.

Los tres tipos de predictores de la permeabilidad más comunes son:

- Las relaciones Porosidad-Permeabilidad
- Las regresiones lineales múltiples
- Ecuaciones empíricas

El objetivo de estas técnicas es la estimación de la permeabilidad absoluta en condiciones in situ ya que los parámetros que se usan provienen de mediciones de registro de pozos.



Relaciones de Porosidad- Permeabilidad

El predictor de la permeabilidad más usado es la relación de Porosidad- Permeabilidad. Es reconocido que la mayoría de las rocas de los yacimientos muestran en una escala semilogarítmica una relación razonablemente lineal entre estas dos propiedades, como se muestra en la *Fig. 3.5*, lo cual permite la estimación de la permeabilidad cuando está disponible el perfil de la porosidad.

Las rocas de los yacimientos muestran un amplio espectro de relaciones de Porosidad- Permeabilidad. En algunas formaciones, por ejemplo en las rocas clásticas homogéneas, estas relaciones muestran muy baja dispersión por lo que la regresión lineal puede ser utilizada razonablemente para propósitos de predicción. Mientras que en otros casos, como es frecuente para las formaciones carbonatadas, esta relación es muy dispersa por lo que no es recomendable la regresión como método de predicción.

Una buena práctica en la estimación de la permeabilidad consiste en la separación en grupos o categorías que muestren un comportamiento más homogéneo, este concepto también se aprecia en la *Fig. 3.5*. El método más simple de agruparlas es por área, estratos o unidades.

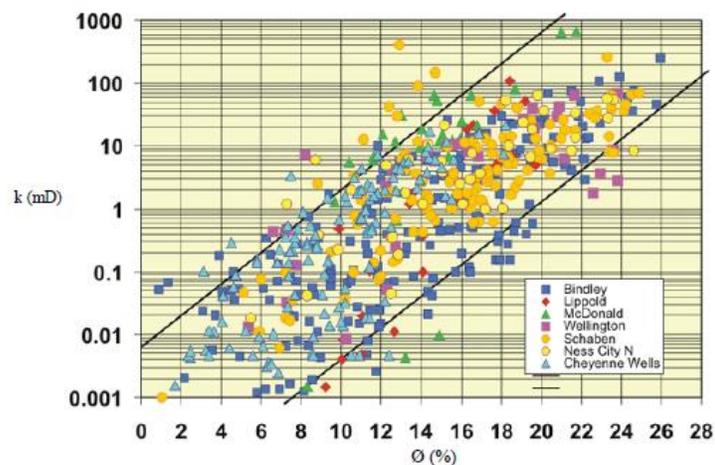


Fig. 3.5. Correlación de Porosidad-Permeabilidad (Geological Survey, 2006).



Regresiones Lineales Múltiples

En muchos casos, la relación de Porosidad-Permeabilidad es demasiado dispersa para reproducirse de manera confiable por una regresión lineal simple. Esto ocurre cuando las variables petrológicas (cementación, distribución del tamaño de grano, alteración diagenética, etc.) desempeñan un papel importante en la estructura de poro de la roca. En estos casos se requiere de un enfoque más sofisticado que pueda tomar en cuenta la influencia de otras propiedades además de la porosidad.

El método de la regresión lineal múltiple es una técnica más compleja respecto a la regresión lineal simple, pero usualmente permite una estimación más rápida y confiable de la permeabilidad en la mayoría de los yacimientos. La metodología se basa en la estimación de los coeficientes c de la ecuación de regresión múltiple:

$$\text{Log } k = c_0 + c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n. \quad (3-14)$$

La estimación se realiza utilizando uno o más pozos clave, donde existan valores de permeabilidad en núcleos. La ecuación resultante se puede aplicar al resto de los pozos donde las variables independientes son conocidas. Estas deben ser seleccionadas de los parámetros que tengan un fuerte impacto en la permeabilidad, como son: porosidad, saturación de agua, granulometría y volumen de arcilla.



Ecuaciones Empíricas

En general, estas ecuaciones hacen uso de la información disponible, como la porosidad o la saturación de agua para derivar un perfil de permeabilidad en las ubicaciones de los pozos.

Las ecuaciones proveen estimados de la permeabilidad en función al tamaño y la distribución de los espacios porosos. En función a esto, las correlaciones empíricas propuestas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Modelos basados en los granos (Berg, 1970)
- Modelos basados en la superficie (Timur, 1968 y Coates, 1973)
- Modelos basados en el tamaño de poro (Kozeny- Carman, 1961)

La experiencia indica una relación general entre la porosidad del yacimiento (ϕ) y la saturación de agua irreductible (S_{wi}) siempre que el tipo de roca y/o el tamaño de grano no varíe sobre la zona de interés. Esta relación está definida por la ecuación.

$$C = (S_{wi})(\phi). \quad (3-15)$$

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

Varias investigaciones sugieren que la constante C que describe el tipo de roca puede ser correlacionada con la permeabilidad absoluta de la roca.

Los dos métodos usados generalmente son la ecuación de Timur y la ecuación de Morris-Biggs.



La Ecuación de Timur

Timur (1968) propuso la siguiente expresión para estimar la permeabilidad de la saturación de agua congénita y porosidad.

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wc}^2}. \quad (3-16)$$

La Ecuación de Morris-Biggs

Morris y Biggs (1967) presentaron las siguientes dos expresiones para estimar la permeabilidad para yacimientos de gas y aceite.

Para un yacimiento de aceite:

$$k = 62.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2. \quad (3-17)$$

Para un yacimiento de gas

$$k = 2.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2. \quad (3-18)$$

Donde

k = Permeabilidad absoluta, Darcy.

ϕ = Porosidad, fracción.

S_{wc} = Saturación de agua congénita, fracción.



Ejemplo 3-6 Modificado de Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK.

Estimar la permeabilidad absoluta de una zona de aceite con un promedio de saturación de agua congénita y porosidad de 28 % y 17 % respectivamente.

Solución

Aplicando la ecuación de Timur

$$k = 8.58102 \frac{(0.17)^{4.4}}{(0.28)^2},$$

$$k = 0.0499 \text{ Darcy.}$$

Correlación de Morris-Biggs:

$$k = 62.5 \left(\frac{0.17}{0.28} \right)^2,$$

$$k = 0.0192 \text{ Darcy.}$$



Técnicas de interpolación

Kriging

Es un método geoestadístico de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una propiedad que se está estudiando. Utiliza un modelo de variograma para la obtención de datos. Kriging calcula los pesos que se darán a cada punto de referencia usada en la valoración. Esta técnica de interpolación se basa en la premisa de que la variación espacial continúa con el mismo patrón.

Se considera óptimo ya que es insesgado (el valor esperado del error es cero) y minimiza la varianza del error.

Co-Kriging

Es la estimación conjunta de variables aleatorias regionalizadas. Comúnmente conocido como Kriging conjunto es el análogo del Kriging de una función aleatoria. El Co-Kriging utiliza la correlación espacial y la correlación entre las funciones aleatorias al mismo tiempo. Es útil en el caso en que dos variables han sido muestreadas, pero una está menos muestreada que las otras o existe la presencia de errores de muestreo.



Índice de Calidad del Yacimiento

El grupo $\sqrt{\frac{k}{\phi}}$ representa el tamaño de poro (Leverett, 1941). Amaefule et al. (1993) midió la calidad del formación por el índice de calidad de yacimiento (RQI) por sus siglas en inglés, definido como

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}. \quad (3-19)$$

Donde k es la permeabilidad en md, ϕ es la porosidad como fracción de volumen aparente, y 0.0314 es un resultado de la conversión de permeabilidad de μm^2 a md. Sin embargo, el RQI debería ser más bien definido por la media del diámetro de tubo hidráulico como:

$$RQI = Db = 4\sqrt{2\tau} \sqrt{\frac{k}{\phi}}. \quad (3-20)$$

A falta de información, la tortuosidad ha sido aproximada como $\tau \cong \sqrt{2}$

Ley de Civan's Power

Civan expresó el diámetro medio de poro como una función de tres parámetros del volumen de poro a volumen sólido

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \tau(\phi/\alpha - \phi)^\beta. \quad (3-21)$$

Civan declaró, k y ϕ son la permeabilidad y la porosidad. El símbolo β y τ denotan el exponente y el parámetro interconectividad respectivamente. El símbolo α es el factor de exclusión de cementación valores de los parámetros varían en un rango de $\phi < \alpha \leq 1.0$, $0 \leq \beta < \infty$, y $\tau \geq 0$ con las unidades de flujo.



El factor de exclusión del cemento relaciona la superficie de los poros de la roca expresados por volumen aparente Σ_b a la superficie de poros de la roca no consolidada (empaquetado de granos) por volumen de granos Σ_g como:

$$\Sigma_b = \Sigma_g (\alpha - \phi),$$

El factor de exclusión de cementación α está dado por:

$$\alpha = 1 - \alpha_c.$$

Donde α_c denota la fracción de volumen de la cementación y/o los granos consolidados en medio poroso. El factor de cementación es $\alpha_c = 1.0$, por lo tanto $\alpha = 0$ cuando no ocurren la consolidación de granos por cementación, fusión u otros medios.

Los parámetros β y τ de la Ecuación (3-22) están relacionados con los parámetros fenomenológicos de los procesos de interacción del fluido y la roca como sigue, en base a una vista fractal del medio poroso:

$$\frac{(\beta^{-1})_{max} - \beta^{-1}}{(\beta^{-1})_{max} - (\beta^{-1})_{min}} = \left[\frac{\tau_{max} - \tau}{\tau_{max} - \tau_{min}} \right]^{C/A} = \frac{\phi_{min}^v - \phi^v}{\phi_{min}^v - \phi_{max}^v}. \quad (3-22)$$

Los subíndices min y max indican los valores máximos y mínimos.



Capítulo IV

Aplicación en la Cuenca de Burgos

Cuenca de Burgos

La provincia petrolera Burgos, considerada la principal cuenca productora de gas no asociado del país, está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se extiende al norte hacia EUA donde se le conoce como la cuenca del Río Grande, limita al oeste con las provincias Alto de Tamaulipas y con la Plataforma Burro Picachos, al oriente con Provincia Salina del Bravo, al sur con Tampico Misantla. Geográficamente, cubre una superficie aproximada de 110,000 km² y la actividad se centra en un área de 30,000 km² (Fig 4.1).

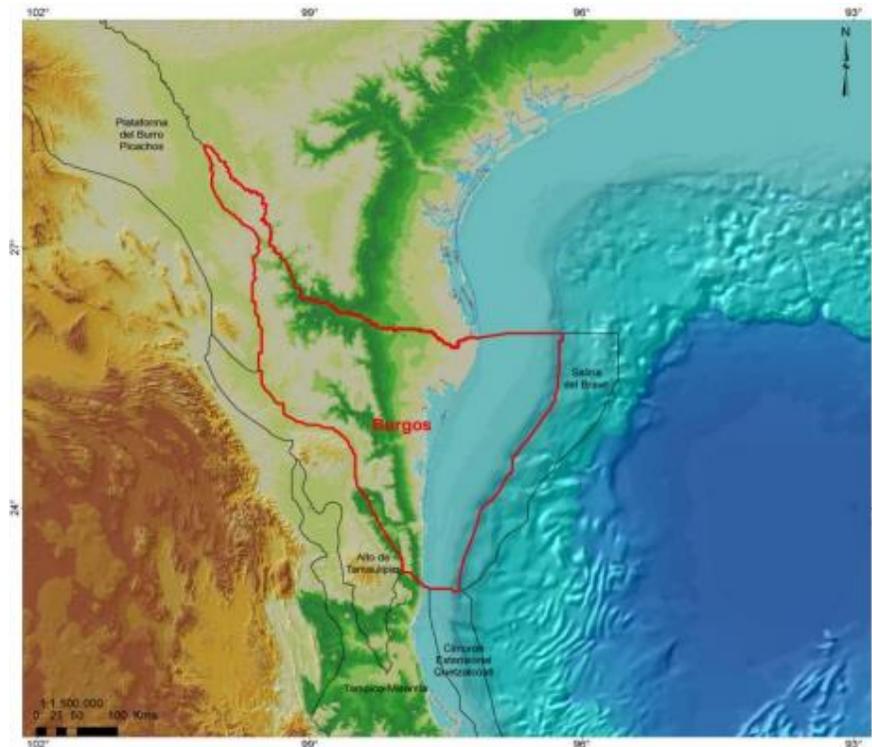


Fig 4.1. Localización de la Provincia Petrolera Burgos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013).

Marco Tectónico Estructural

Marco Estructural

La Cuenca de Burgos se originó a principios del Terciario y en ella se depositó una columna sedimentaria cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 m. Su geometría estratigráfica y estructural obedece a progradaciones (Echánove, 1986) que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas, variando cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno (Echánove, 1986; Pérez Cruz, 1992; Eguiluz et. al., 2000; Téllez et. al., 2000) y obedecen a regresiones marinas y a la actividad de fallas extensionales de crecimiento sinsedimentarias que desarrollaron estructuras “roll-over”. Siguiendo estos lineamientos estructurales se encuentran los campos petroleros de la cuenca en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas (Fig. 4.2).

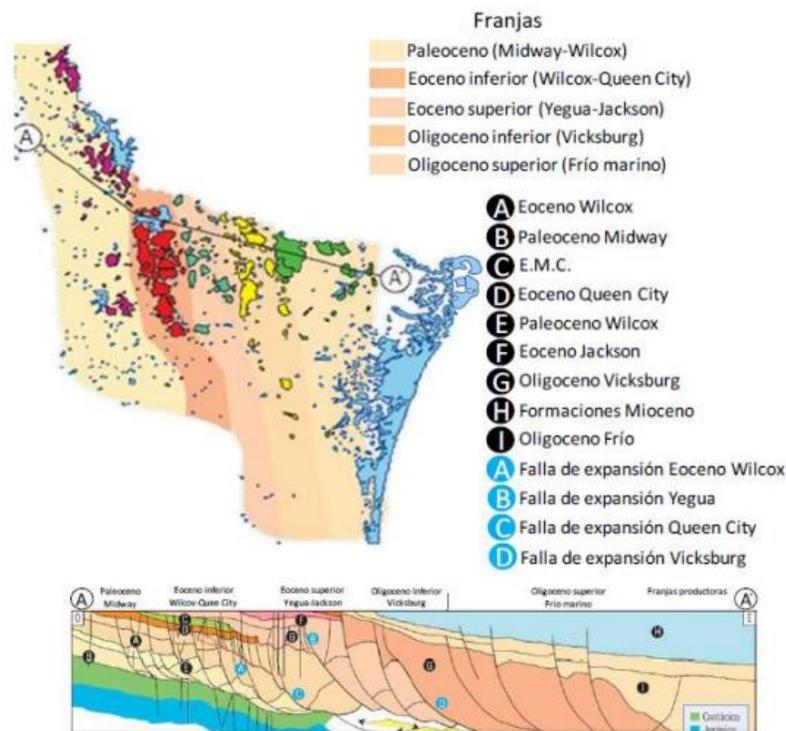


Fig. 4.2. Franjas depositacionales y de producción de la Provincia Petrolera Burgos. Abajo: sección estratigráfica-estructural regional (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013).

Las fallas de crecimiento presentan caída hacia el oriente, son típicamente lístricas. En forma general estos alineamientos de fallas muestran una orientación NW-SE, pudiéndose distinguir en el área tres grandes estilos de fallas *Fig 4.3*, uno hacia la porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales postdeposicional, otro hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo, y finalmente una zona en donde las fallas son también de crecimiento pero con trazas que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno.

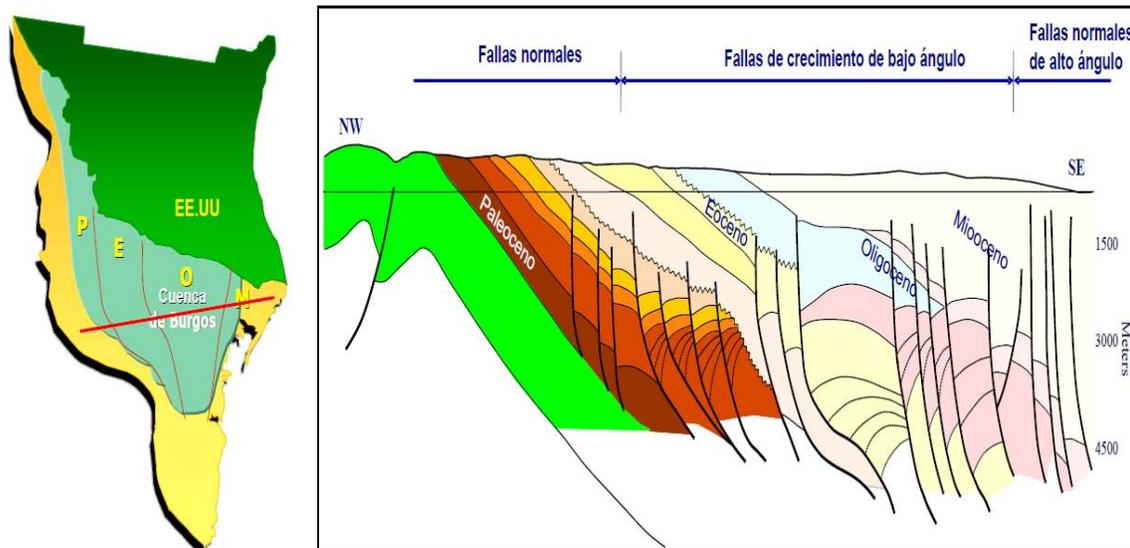


Fig 4.3. Distribución de franjas progradantes y estilos estructurales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013).

Para la franja del Paleoceno la acción de fallas de crecimiento es de poca intensidad, esta región se ve afectada por una gran presencia de fallas normales, estas no muestran mayor influencia en la columna sedimentaria, sin embargo, para la Franja del Eoceno estos crecimientos son notables desarrollándose trampas estructurales de tipo “roll-over” asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo.

Para el Eoceno superior, la acción de estas fallas de crecimiento se desplaza al oriente donde se tienen expansiones considerables a nivel del Eoceno Yegua y Jackson, así como anticlinales de tipo “roll-over”. Esta zona de expansión del Eoceno medio-superior coincide con la zona de máxima pendiente del sustrato Mesozoico.



Durante el Oligoceno el sistema de fallas de crecimiento migra espacialmente hacia la región central de la cuenca, la columna sedimentaria se ve afectada por un gran número de fallas lístricas que tienen como característica ser de bajo ángulo, que regularmente dan lugar a gruesos depósitos de terrígenos en los bloques bajos de las mismas, así como grandes estructuras de tipo “roll-over”, en muchos casos son afectadas por fallas antitéticas que contribuyen a fragmentar en bloques las estructuras. Este estilo estructural está asociado a regiones con alta tasa de sedimentación y rápido sepultamiento, seguidos por movilización y sobre presurización de masas arcillosas, en respuesta a la rápida carga sedimentaria.

El estilo estructural para la franja del Mioceno, comprendida en la porción oriental de la cuenca, es dominado por fallas de crecimiento caracterizadas por ser de alto ángulo, de corto espaciamiento entre una y otra, dando lugar a bloques rotados y estructuras anticlinales colapsadas y afectadas por numerosas fallas. Una característica de estos bloques es que los mayores espesores de sedimentos se depositaron en el Mioceno, se ubican hacia la parte occidental de la plataforma y se adelgazan hacia el noreste.

Evolución Tectónica Estructural

A principios del Mesozoico, el área de la Provincia Petrolera Burgos estuvo expuesta a una tectónica de tipo extensional asociada a la etapa de la apertura del Golfo de México. Del Jurásico Superior y hasta término del Mesozoico el área correspondió a una cuenca marina somera con amplias plataformas, localizada en la margen oriental del gran Geosinclinal Mexicano, donde tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas.

Al término del Cretácico Superior y durante parte del Terciario se desarrolló el evento orogénico Laramídico que ocasionó levantamiento y plegamiento en el occidente de la cuenca, (Alfonso, 1976), para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental, este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado (cuencas de foreland), entre ellas la Cuenca de Burgos hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos. De esta manera, gruesas secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a francamente marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma



Cretácica durante el Terciario. El Levantamiento tectónico y la sedimentación asociada provocaron el inicio de fallamiento extensional en la porción occidental de la cuenca a partir del Paleoceno, en el Eoceno este sistema extensional se caracterizó por fallas de crecimiento que fueron aumentando en intensidad. El sistema extensional continuó migrando hacia el límite oriental de la Cuenca durante el todo el Neógeno.

Marco Estratigráfico y Ambiente de Depósito

La columna sedimentaria de la Provincia Petrolera Burgos abarca todo el Terciario y yace sobre rocas del Mesozoico (*Fig 4.4*). El espesor máximo calculado en el depocentro de esta cuenca es de aproximadamente 10,000 metros y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas en un patrón general progradante hacia el oriente, (Echánove, 1986; Téllez et al., 2000).

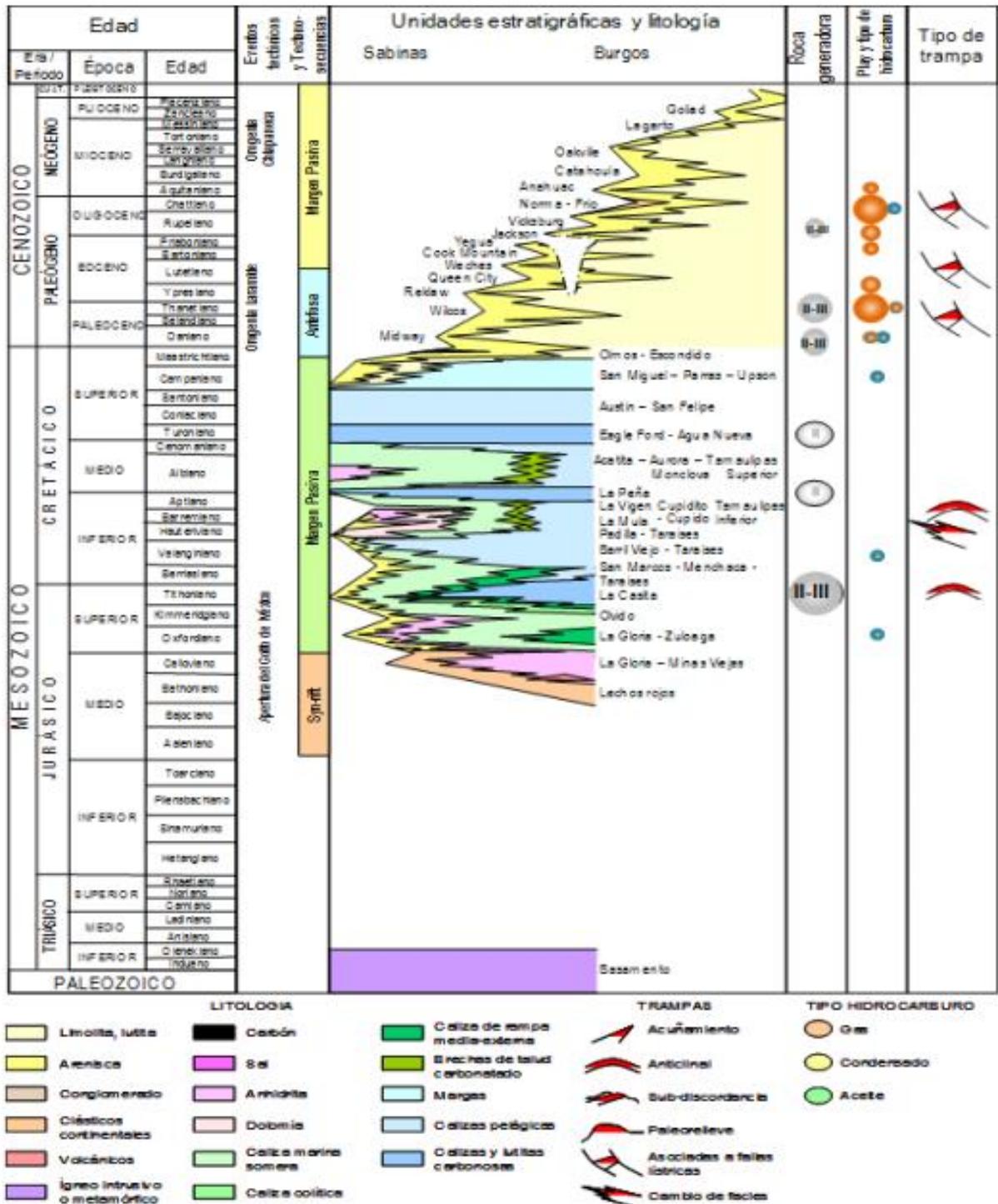


Fig 4.4. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).



Sistemas Petroleros

En la Cuenca de Burgos se han clasificado como sistemas conocidos (!) al Tithoniano-Cretácico y Paleógeno-Paleógeno donde se agrupan las facies arcillosas de las formaciones Midway, Wilcox y Vicksburg como rocas generadoras que cargan a las areniscas interestratificadas de estas secuencias Paleógeno-Paleógeno, este sistema produce hidrocarburos gaseosos y condensados en esta cuenca.

Estos sistemas petroleros proveen de hidrocarburos a las rocas almacén y se diferencian cinco franjas en dirección norte-sur, volumétricamente el Oligoceno es el más productivo, estos volúmenes de gas se encuentran almacenados en secuencias arenosas del Terciario selladas por potentes espesores de arcillas interestratificadas.

Sistema Petrolero Paleógeno-Paleógeno (!)

En los potentes espesores arcillosos de las formaciones Midway, Wilcox y Vicksburg se ha identificado riqueza orgánica como roca generadora potencial, estas rocas con base en el modelado de cuencas permite inferir una capacidad de carga de hidrocarburos a las rocas almacén de las formaciones Midway, Lobo, Wilcox, Queen City y Yegua-Jackson en forma secundaria.



Elementos del Sistema Petrolero Paleógeno-Paleógeno (!)

Roca Generadora

Las rocas generadoras están representadas predominantemente por lutitas de color gris oscuro a negro, con areniscas interestratificadas de color gris oscuro de grano fino a medio de cuarzo, a manera de flujos turbidíticos que abarcan desde facies marginales hacia el occidente de la cuenca hasta una plataforma siliciclástica corta con un amplio talud. En estas rocas se tiene variaciones de carbono orgánico de occidente a oriente de pobres a buenos (0.2 % a >2.0 %). El kerógeno presente es precursor de gas y condensado constituido por mezclas del Tipo II y III. Estas rocas generadoras alcanzan profundidades del orden de 1,500 m y 8,000 m. Los estudios de biomarcadores indican un aporte de plantas superiores dada la presencia del compuesto oleanano, que está asociado a un kerógeno de tipo II-III o III, la baja abundancia del homohopano C35 es indicativo de condiciones subóxicas a óxicas relacionadas a ambientes deltaicos, la alta abundancia del C29 esteranos es también indicativo de esta condición. Estos condensados tienen condiciones maduras a sobremaduras. Por otro lado, correlaciones directas se han elaborado en el sur de Louisiana en el que se concluye que la principal contribución es del Eoceno Wilcox, por lo que se clasifica este sistema como conocido (!).

Roca Almacén

La roca almacén de las formaciones Midway, Lobo y Wilcox está constituida por una alternancia de estratos de areniscas de grano fino a medio color gris claro y areniscas ligeramente calcáreas, en estratos que varían de delgados a gruesos, depositados en una plataforma somera en facies deltáicas de barra que se extendió en prácticamente toda la porción occidental de la Cuenca.

Las rocas almacén de las formaciones Wilcox, Queen City, Yegua y Jackson están asociados a capas de areniscas de grano fino a medio de cuarzo y líticas, moderadamente a bien clasificados, de color gris claro a gris oscuro en estratos delgados a medianos, estos



cuerpos arenosos fueron depositados en una plataforma somera en ambientes predominantemente fluvio-deltaicos y costeros (barras).

Sello

El sello superior consiste en abundantes y gruesos intervalos arcillosos que se intercalan con las secuencias arenosas del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, los sellos laterales son contrafalla favorecidos por las fallas de crecimiento.

Trampa

El tipo de trampas para el Paleoceno consisten en bloques afectados por fallas normales de regular desplazamiento que dan origen a bloques rotados y cierres contra falla.

Para la Formación Wilcox la constituyen estructuras “roll-over” con cierre contrafalla, desarrolladas a partir de fallas sinsedimentarias que tuvieron gran influencia en el depósito y que sirvieron de rutas de migración para los hidrocarburos.



Producción y Reservas 3P

La producción comercial en la Provincia Petrolera Burgos inició en 1945 con el descubrimiento del campo Misión productor en el Play Vicksburg. La producción se incrementó a partir de 1956, principalmente debido al desarrollo del campo Reynosa, hasta alcanzar 620 millones de pies cúbicos diarios en 1970. Durante los años setenta y ochenta la producción declinó debido a que las inversiones y recursos humanos se enfocaron a la exploración y explotación de los campos en la Provincia Petrolera Sureste. Sin embargo, a principios de los años noventa se produce un cambio en la política energética y el impulso a fuentes limpias de energía. Como resultado, la cuenca inicia su revitalización en 1994 revirtiendo la declinación e incrementando la producción de 200 millones de pies cúbicos diarios a más de 1,000 millones de pies cúbicos diarios. A partir de 2004 la cuenca produce más de 1,300 MMpc/D y ha acumulado más de 2.4 MMMbpce (11 billones de pies cúbicos de gas). Las reservas remanentes de la cuenca son de 0.8 MMMbpce, al 1° de enero de 2013. (Producción acumulada y reservas 3P incluyen a la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos).



Manejo de Datos

Dentro de la Cuenca de Burgos se han levantado varios cubos sísmicos, principalmente en el Terciario, con el objetivo de evaluar nuevos plays.

Los plays Wilcox y Queen City, aportan el 70 % de la producción diaria de la cuenca, con una producción acumulada de 2.0 MMMMPC y reservas 3P (Probada + probable + posible) de 2.2 MMMMPC.

El estudio de los plays Wilcox y Queen City se inició a principios de 1998, con el fin de identificar áreas prospectivas y conocer los mecanismos que controlan la productividad de los yacimientos. El área de estudio cubre aproximadamente 10,000 km² y se ubica en la parte oeste de la cuenca.

Mediante la aplicación de estratigrafía de secuencias se interpretaron secciones a detalle integrando datos petrofísicos y de producción, se estableció también el marco estructural y estratigráfico regional, definiendo los modelos de depósito e identificando grandes discordancias y fallas de crecimiento que afectan de manera importante la distribución de los plays.

Este estudio dio mayor certidumbre para el desarrollo de los campos y se identificaron áreas de oportunidad entre exploratorias, de desarrollo y extensión de campos. El recurso remanente en estos plays, se estima en 0.8 MMMMPC en los Plays del Eoceno Wilcox y 2.2 MMMMPC en los Plays Queen City.

En el desarrollo de este trabajo, se tuvo el acceso a información de pozos que cortaron en Eoceno Wilcox (Ew), Plaeoceno Wilcox (Pw) y y Paleoceno Midway (Pm).

La ubicación del pozo es confidencial

Para efectos de análisis, se agruparon los datos en la siguiente tabla



Datos Pozo Puma-1

Play	Intervalos	Porosidad	Permeab.	Sw	Pw						
	Prof.(m)	ϕ %	k md	(%)	Pw						
Ew	936.7	0.3	0.143	0.21	0.53	Pw	1130.5	0.3	0.208	1.663	0.46
Ew	937	0.3	0.148	0.276	0.51	Pw	1130.8	0.3	0.206	1.426	0.47
Ew	948.8	11.8	0.144	0.106	0.62	Pw	1131.1	0.3	0.211	1.626	0.47
Ew	951	2.2	0.145	0.129	0.59	Pw	1131.4	0.3	0.219	1.994	0.48
Ew	951.3	0.3	0.15	0.16	0.58	Pw	1131.7	0.3	0.216	2.071	0.46
Ew	953.1	1.8	0.145	0.154	0.57	Pw	1132	0.3	0.217	2.403	0.44
Ew	953.7	0.6	0.142	0.149	0.57	Pw	1132.3	0.3	0.211	2.171	0.44
Ew	954	0.3	0.152	0.245	0.54	Pw	1132.6	0.3	0.221	3.087	0.41
Ew	954.3	0.3	0.154	0.388	0.49	Pw	1132.9	0.3	0.218	2.724	0.42
Ew	954.6	0.3	0.174	0.901	0.44	Pw	1133.2	0.3	0.208	1.838	0.45
Ew	954.9	0.3	0.18	1.218	0.42	Pw	1133.6	0.4	0.189	0.783	0.51
Ew	955.2	0.3	0.164	0.69	0.45	Pw	1133.9	0.3	0.146	0.133	0.59
Ew	966.5	11.3	0.16	0.331	0.53	Pw	1136	2.1	0.172	0.215	0.61
Ew	966.8	0.3	0.187	0.92	0.48	Pw	1136.7	0.7	0.175	0.314	0.58
Ew	967.1	0.3	0.178	0.602	0.51	Pw	1138.4	1.7	0.168	0.718	0.45
Ew	967.4	0.3	0.165	0.391	0.52	Pw	1174.7	36.3	0.154	0.362	0.5
Ew	967.7	0.3	0.164	0.346	0.53	Pw	1175	0.3	0.164	0.533	0.48
Ew	968	0.3	0.168	0.499	0.5	Pw	1175.3	0.3	0.167	0.778	0.44
Ew	968.3	0.3	0.154	0.175	0.59	Pw	1175.6	0.3	0.177	1.218	0.41
Ew	986.9	18.6	0.134	0.112	0.57	Pw	1175.9	0.3	0.157	0.383	0.5
Ew	987.2	0.3	0.142	0.182	0.54	Pm	2358.2	0.3	0.093	0.179	0.34
Ew	987.6	0.4	0.146	0.181	0.56	Pm	2360.1	1.9	0.125	0.678	0.36
Ew	1008.9	21.3	0.148	0.218	0.54	Pm	2360.4	0.3	0.115	0.279	0.41
Ew	1009.2	0.3	0.147	0.16	0.58	Pm	2362.2	1.8	0.102	0.262	0.4
Ew	1009.5	0.3	0.148	0.187	0.56	Pm	2362.5	0.3	0.103	0.268	0.39
Ew	1009.8	0.3	0.143	0.145	0.57	Pm	2375.6	13.1	0.152	0.446	0.47
Ew	1010.1	0.3	0.149	0.21	0.56	Pm	2375.9	0.3	0.131	0.143	0.55
Ew	1010.4	0.3	0.142	0.135	0.58	Pm	2376.2	0.3	0.14	0.342	0.47
Ew	1014.7	4.3	0.153	0.262	0.53	Pm	2376.5	0.3	0.145	0.23	0.54
Ew	1015	0.3	0.159	0.351	0.52	Pm	2376.8	0.3	0.137	0.151	0.56
Ew	1015.3	0.3	0.158	0.277	0.54	Pm	2377.4	0.6	0.135	0.147	0.56
Ew	1015.9	0.6	0.143	0.11	0.61	Pm	2377.7	0.3	0.138	0.233	0.51
Ew	1016.2	0.3	0.14	0.108	0.6	Pm	2378	0.3	0.134	0.187	0.51
Pw	1116.8	0.3	0.13	0.105	0.56	Pm	2378.7	0.7	0.12	0.105	0.53
Pw	1117.1	0.3	0.142	0.113	0.6	Pm	2380.2	1.5	0.128	0.211	0.47
Pw	1129.9	12.8	0.159	0.283	0.54	Pm	2380.5	0.3	0.124	0.149	0.5
Pw	1130.2	0.3	0.205	1.684	0.45	Pm	2381.1	0.6	0.14	0.222	0.52
						Pm	2381.4	0.3	0.142	0.178	0.56
						Pm	2387.5	6.1	0.167	1.015	0.48
						Pm	2391.8	4.3	0.126	0.121	0.61



CAPÍTULO IV APLICACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS

Pm	2394.2	2.4	0.168	1.138	0.47	Pm	2425.3	0.3	0.113	0.121	0.51
Pm	2394.5	0.3	0.168	1.063	0.48	Pm	2521.9	96.6	0.105	0.162	0.41
Pm	2394.8	0.3	0.128	0.129	0.6	Pm	2522.2	0.3	0.106	0.184	0.4
Pm	2395.1	0.3	0.146	0.408	0.52	Pm	2522.5	0.3	0.117	0.319	0.38
Pm	2395.7	0.6	0.12	0.108	0.6	Pm	2522.8	0.3	0.115	0.228	0.41
Pm	2398.5	2.8	0.167	1.231	0.46	Pm	2523.1	0.3	0.113	0.18	0.43
Pm	2398.8	0.3	0.152	0.851	0.44	Pm	2525	1.9	0.104	0.116	0.44
Pm	2399.1	0.3	0.138	0.481	0.47						
Pm	2399.4	0.3	0.146	0.649	0.46						
Pm	2399.7	0.3	0.152	0.787	0.46						
Pm	2414	14.3	0.11	0.117	0.53						
Pm	2414.3	0.3	0.129	0.328	0.48						
Pm	2414.6	0.3	0.118	0.162	0.54						
Pm	2414.9	0.3	0.128	0.344	0.49						
Pm	2415.2	0.3	0.128	0.364	0.48						
Pm	2415.5	0.3	0.122	0.216	0.52						
Pm	2416.8	1.3	0.116	0.132	0.56						
Pm	2417.1	0.3	0.122	0.132	0.58						
Pm	2417.4	0.3	0.124	0.143	0.57						
Pm	2417.7	0.3	0.13	0.21	0.55						
Pm	2418.6	0.9	0.124	0.166	0.55						
Pm	2418.9	0.3	0.131	0.245	0.53						
Pm	2419.2	0.3	0.128	0.193	0.54						
Pm	2419.5	0.3	0.136	0.306	0.51						
Pm	2419.8	0.3	0.129	0.217	0.53						
Pm	2420.1	0.3	0.128	0.199	0.54						
Pm	2420.4	0.3	0.127	0.209	0.53						
Pm	2420.7	0.3	0.131	0.28	0.51						
Pm	2421	0.3	0.122	0.163	0.53						
Pm	2421.3	0.3	0.12	0.147	0.53						
Pm	2421.6	0.3	0.118	0.125	0.54						
Pm	2421.9	0.3	0.128	0.233	0.51						
Pm	2422.2	0.3	0.128	0.221	0.51						
Pm	2422.6	0.4	0.128	0.218	0.52						
Pm	2422.9	0.3	0.132	0.28	0.5						
Pm	2423.2	0.3	0.123	0.164	0.54						
Pm	2423.5	0.3	0.126	0.188	0.53						
Pm	2423.8	0.3	0.139	0.37	0.5						
Pm	2424.1	0.3	0.128	0.178	0.56						
Pm	2424.4	0.3	0.138	0.253	0.55						
Pm	2424.7	0.3	0.14	0.294	0.54						
Pm	2425	0.3	0.123	0.13	0.57						



Los datos dados corresponden para tres intervalos perforados con profundidades de 936.7-1016.2 metros, 1116.8- 1175.9 metros, 2358.2- 22525 metros, en las siguientes formaciones respectivamente:

- Eoceno Wilcox
- Paleoceno Wilcox
- Paleoceno Midway

Con datos de un pozo exploratorio se realiza el análisis de los valores de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos para cada profundidad dada.

Se realizó análisis para la obtención del intervalo con una variación mínima en las propiedades antes mencionadas. Es decir, que presente una mayor homogeneidad o una mayor uniformidad en los valores de las propiedades.

Este análisis se basó en la aplicación del coeficiente de variación V de Dykstra-Parsons, como medida de estadística de la variación de este conjunto de datos.

Una vez conocido el valor de la variación, se realiza la interpretación y el análisis, esto con el fin de determinar el intervalo que presenta mayor homogeneidad en sus propiedades.

Esta técnica fue aplicada para los tres intervalos, obteniéndose los siguientes resultados:

Eoceno Wilcox

Coefficiente de variación V Permeabilidad

$$V = 0.204085$$

Coefficiente de variación V Porosidad

$$V = 0.030748$$

Coefficiente de variación V Saturación de Hidrocarburos

$$V = 0.032742$$



Paleoceno Wilcox

Coefficiente de variación V Permeabilidad

$$V = 0.241744$$

Coefficiente de variación V Porosidad

$$V = 0.041827$$

Coefficiente de variación V Saturación de Hidrocarburos

$$V = 0.115365$$

Paleoceno Midway

Coefficiente de variación V Permeabilidad

$$V = 0.181706$$

Coefficiente de variación V Porosidad

$$V = 0.050522$$

Coefficiente de variación V Saturación de Hidrocarburos

$$V = 0.131571$$

Con lo cual se concluye que el intervalo con una mayor homogeneidad en sus propiedades corresponde al intervalo de Eoceno Wilcox, es decir, que el coeficiente de variación V tiende a cero por lo que presenta una menor variación en sus valores y por lo tanto es más uniforme.

Es importante mencionar que el intervalo elegido (Eoceno Wilcox), no solo fue elegido por presentar variaciones mínimas, sino también porque representa el intervalo con menor profundidad, y por presentar valores altos de porosidad y saturación de hidrocarburos.

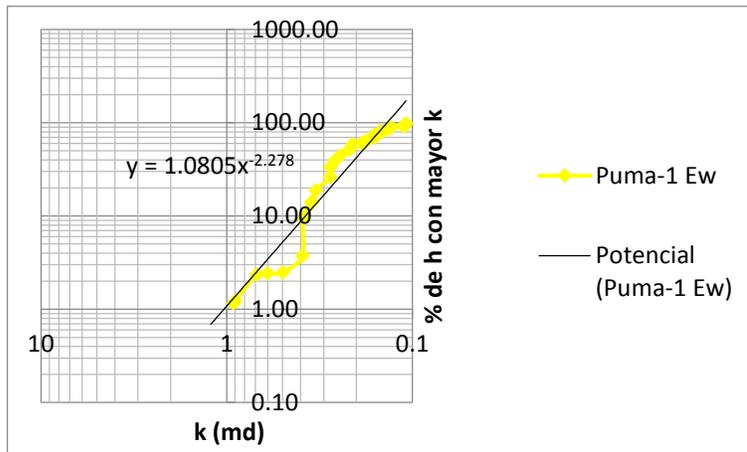


Para el análisis de este pozo exploratorio se utilizó el programa Gs+ el cual es un programa de geoestadística, obteniendo los siguientes resultados:

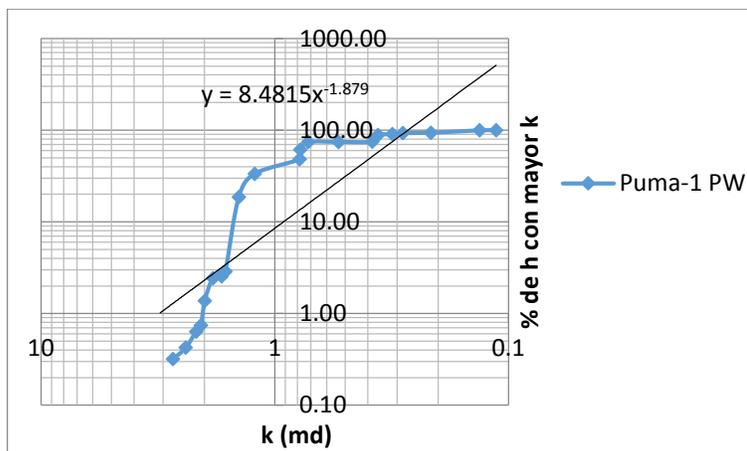
1. Distribución espacial de los puntos
2. Pares relacionados para la construcción del semivariograma
3. El semivariograma con su modelo de ajuste en donde podemos observar que la distancia máxima de correlación de nuestras variables (rango o parámetro)
4. Una vez realizado el método de kriging teniendo como solución los mapas de interpolación de las variables



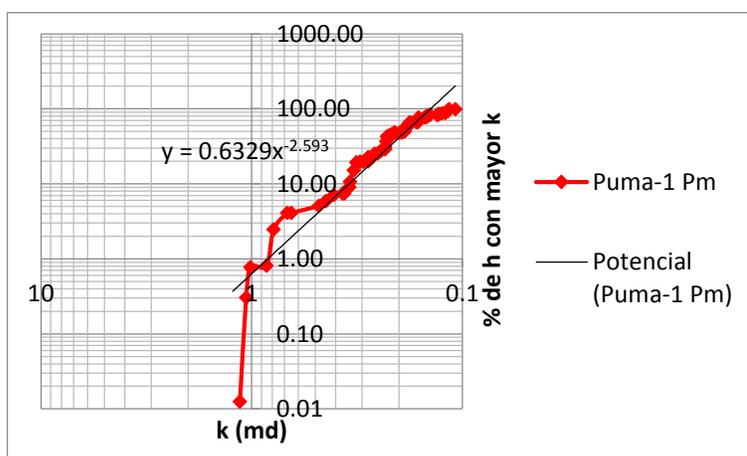
Permeabilidad



k50=	0.18575655
k84.1=	0.14784638
V=	0.20408525



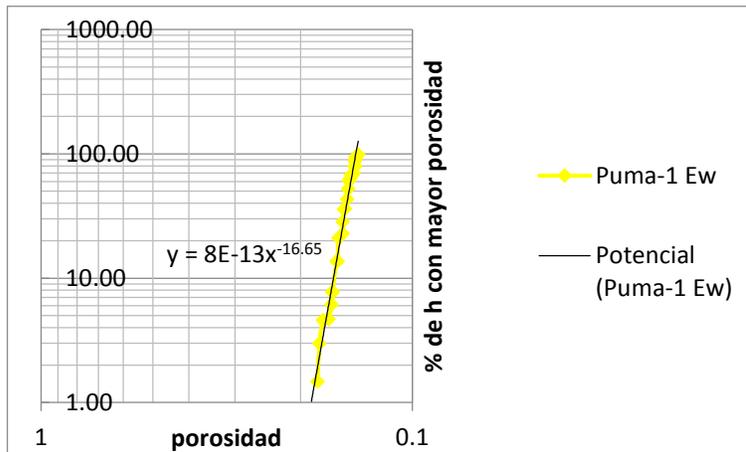
k50=	0.38899398
k84.1=	0.29495702
V=	0.24174399



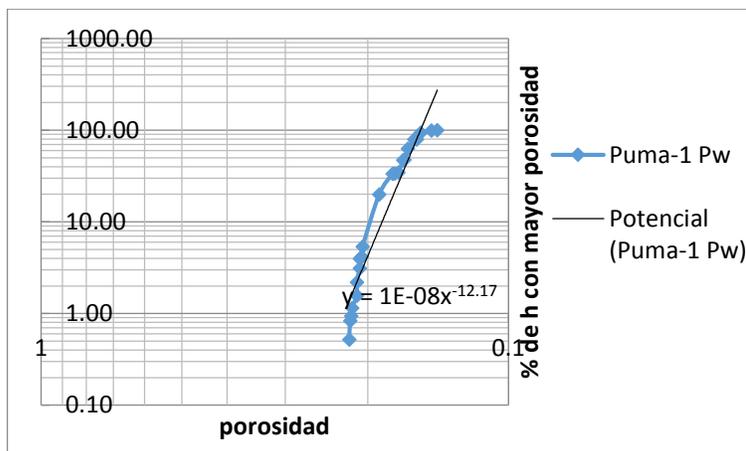
k50=	0.18542578
k84.1=	0.1517328
V=	0.18170599



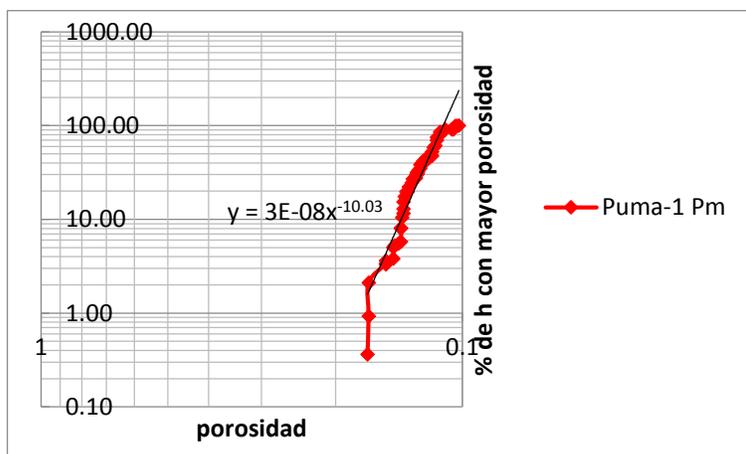
Porosidad



k50=	0.14839478
k84.1=	0.14383199
V=	0.03074762



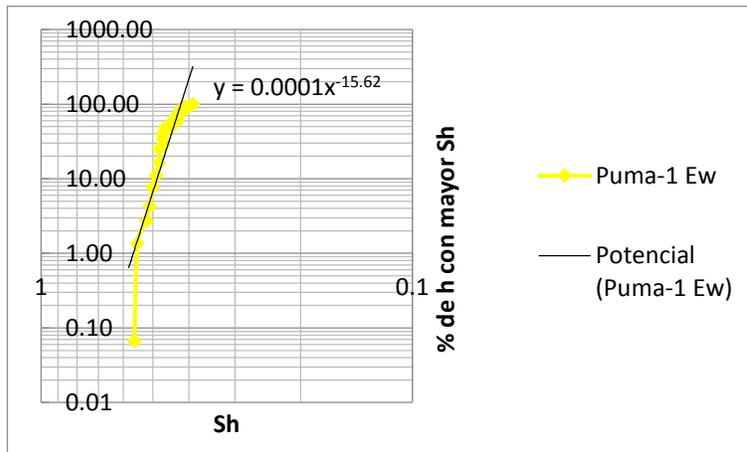
k50=	0.15960362
k84.1=	0.15292792
V=	0.04182675



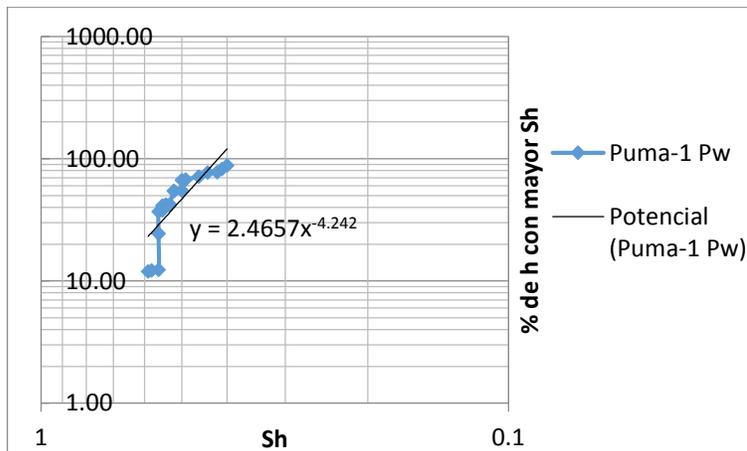
k50=	0.12038528
k84.1=	0.11430319
V=	0.05052191



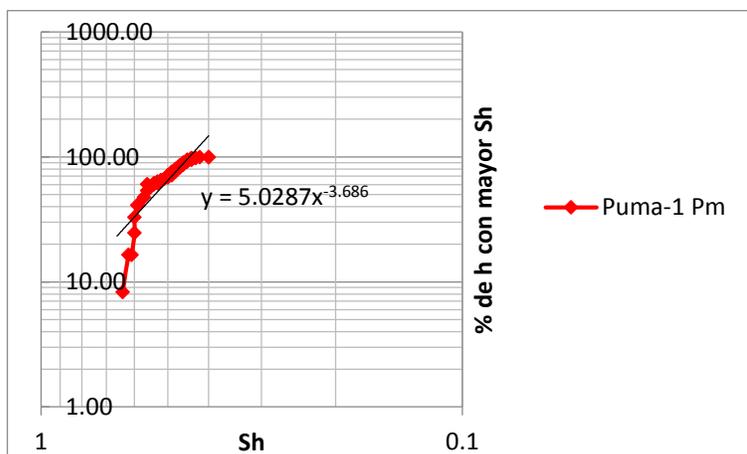
Saturación de Hidrocarburos



k50=	0.43166732
k84.1=	0.41753384
V=	0.0327416



k50=	0.49190768
k84.1=	0.43515889
V=	0.1153647



k50=	0.53626267
k84.1=	0.46570586
V=	0.13157137



Análisis y Resultados

Permeabilidad

Dentro del variograma se muestra la dispersión que se tiene entre los datos, la distancia de separación entre ellos, así como el modelo de ajuste para esta dispersión.

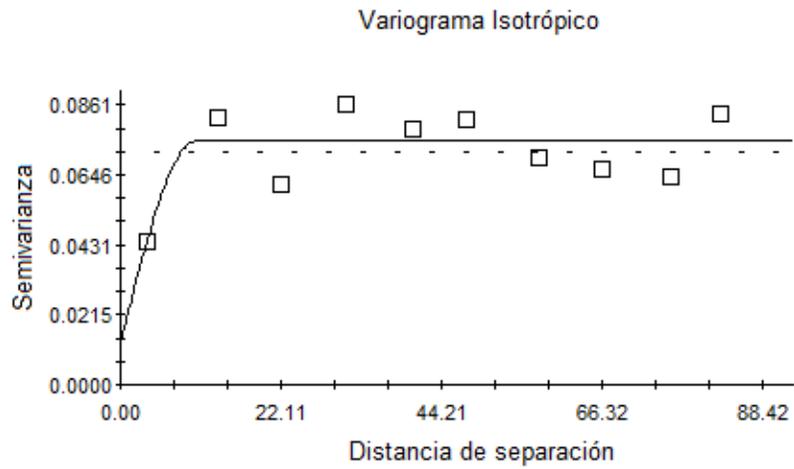
Siendo la distancia máxima de correlación $A_0 = 10.40$ unidades, a una distancia de 57.72 unidades se obtiene el valor máximo de pares siendo este 77. (*Fig. 4.5 y Fig. 4.6*).

Del gráfico de Espesor vs. Profundidad (*Fig. 4.7*), se observa que el comportamiento de la permeabilidad está mayormente conformado por dos áreas cuyos valores son bajos con respecto al valor de máxima permeabilidad dentro del intervalo, estos valores varían dentro de un rango de 0.186 % al 0.481 %, los cuales dentro del gráfico se muestran en tonalidades de azul y verde, siendo el color azul los valores de menor permeabilidad y el verde una mayor permeabilidad dentro de dicho rango.

Dentro de este mismo gráfico se puede observar una serie de áreas, de las cuales la mínima representa la máxima permeabilidad presente dentro del intervalo como unidad. El valor de permeabilidad corresponde a 0.875 md para un intervalo de profundidad de (952-957) metros aproximadamente, así como para un intervalo de espesor de (6.8-13.3) metros.

Dicho comportamiento se observa con mayor certeza, dentro del gráfico de permeabilidad con respecto a la profundidad y espesor (*Fig. 4.8*).

En el que se corrobora que los espesores para este valor de permeabilidad son el mínimo, mientras que conforme el espesor aumenta de área la permeabilidad se reduce.



Modelo esférico ($C_0 = 0.012700$; $C_0 + C = 0.074900$; $A_0 = 10.40$; $r_2 = 0.544$;
 RSS = $7.054E-04$)

Fig. 4.5. Variograma de permeabilidad.

Lag Class	Average Distance	Average Semivariance	Pairs
1	3.67	0.04433	23
2	13.52	0.08230	47
3	22.13	0.06151	45
4	31.16	0.08614	28
5	40.12	0.07867	48
6	47.60	0.08176	56
7	57.72	0.07014	77
8	66.29	0.06644	64
9	75.64	0.06397	55
10	82.55	0.08327	32

Fig. 4.6. Lista de valores permeabilidad.

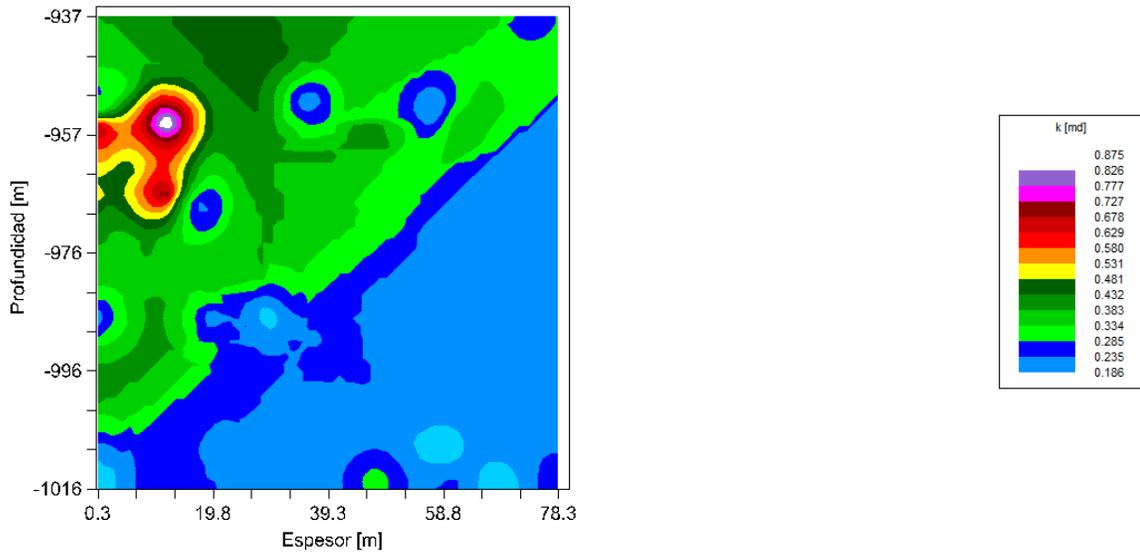


Fig. 4.7. Gráfico 2D k, Espesor vs. Profundidad.

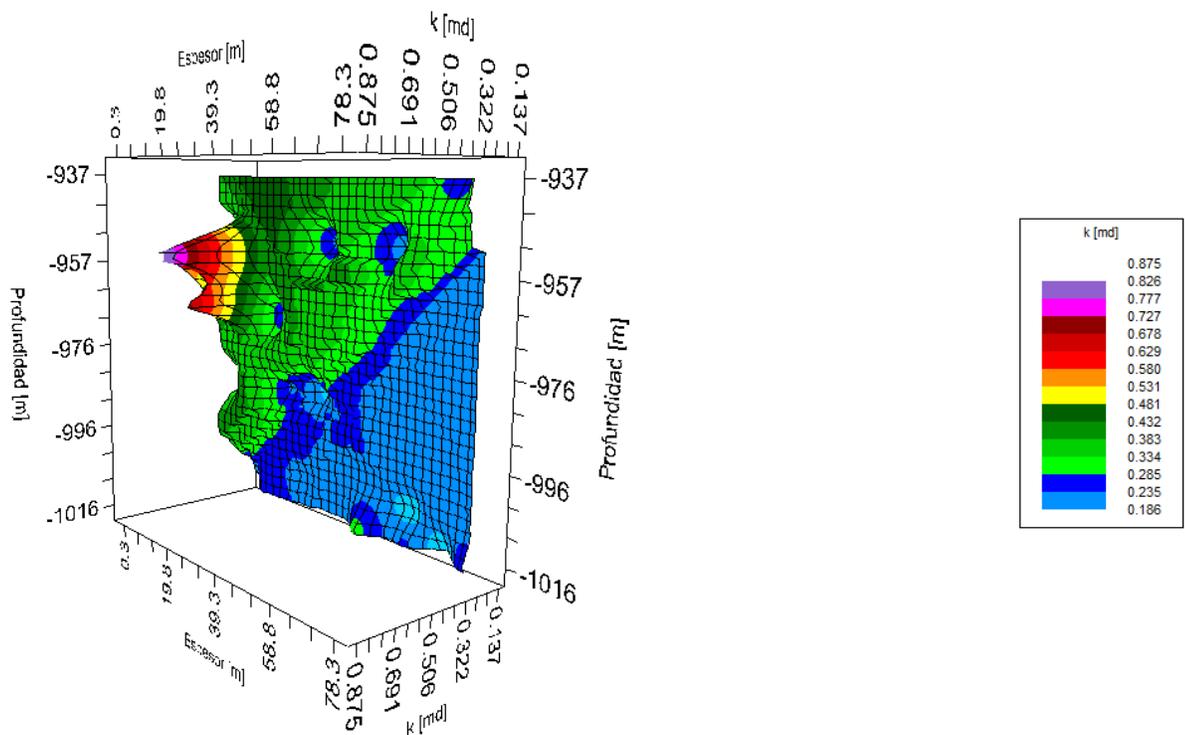


Fig. 4.8. Gráfico 3D k vs. Profundidad vs. Espesor.



Porosidad

Dentro del variograma se muestra el modelo de ajuste para la dispersión de los datos dados, así como la separación que se tiene entre las muestras y la distancia máxima de correlación siendo esta $A_0 = 6.60$ unidades (*Fig. 4.9*), El valor máximo de pares es de 75 a una distancia promedio de 63.539 unidades, mostrando una semivarianza de 0.00014 (*Fig. 4.10*).

Del gráfico de Espesor vs. Profundidad (*Fig. 4.11*), se puede observar que el comportamiento de la porosidad, está conformado básicamente por un área cuyos valores varían en un rango de (0.144-0.157) %, en el grafico estas variaciones están representados por tonalidades verdes, se tiene una segunda área, sin embargo, es mínima, esta representa los valores mínimos de porosidad para el intervalo analizado, en la gráfica son mostrados en azul, estos valores se encuentran dispersos a diferentes profundidades.

Se observa que para dos intervalos de profundidad se tiene valores de porosidad altos, sin embargo, los espesores de estos representan los valores mínimos de espesor dentro del intervalo. Estos se encuentran en un intervalo de profundidad de (963-969) metros y (950-957) metros, los espesores de estos (6.3-15.5) metros.

Este comportamiento se observa con mayor certeza en el gráfico 3D, el espesor es mínimo para valores de porosidad altos, los valores de porosidad bajos se encuentran a diferentes profundidades, sin embargo, se acentúan a profundidades altas (*Fig. 4.12*).

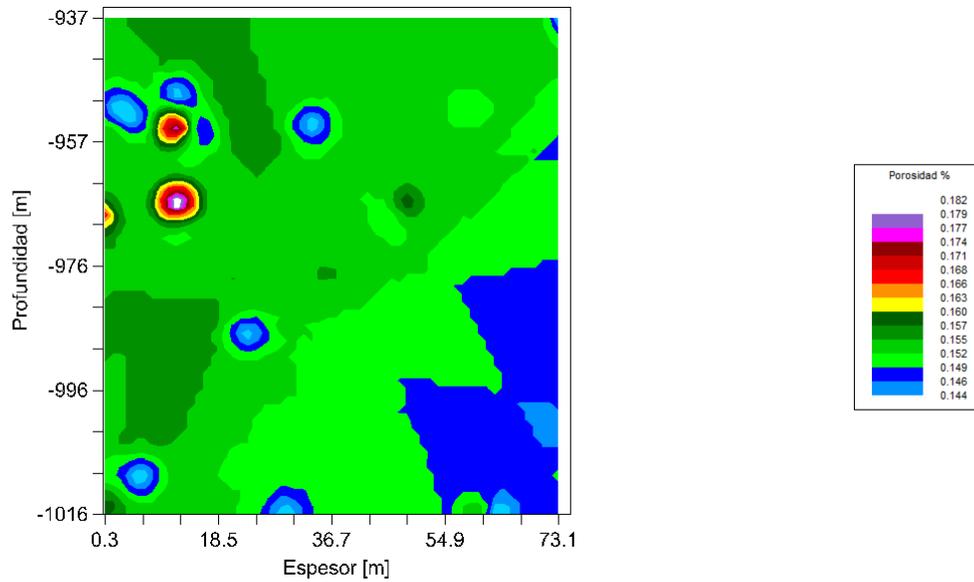


Fig. 4.11. Gráfica 2D Porosidad, Espesor vs. Profundidad.

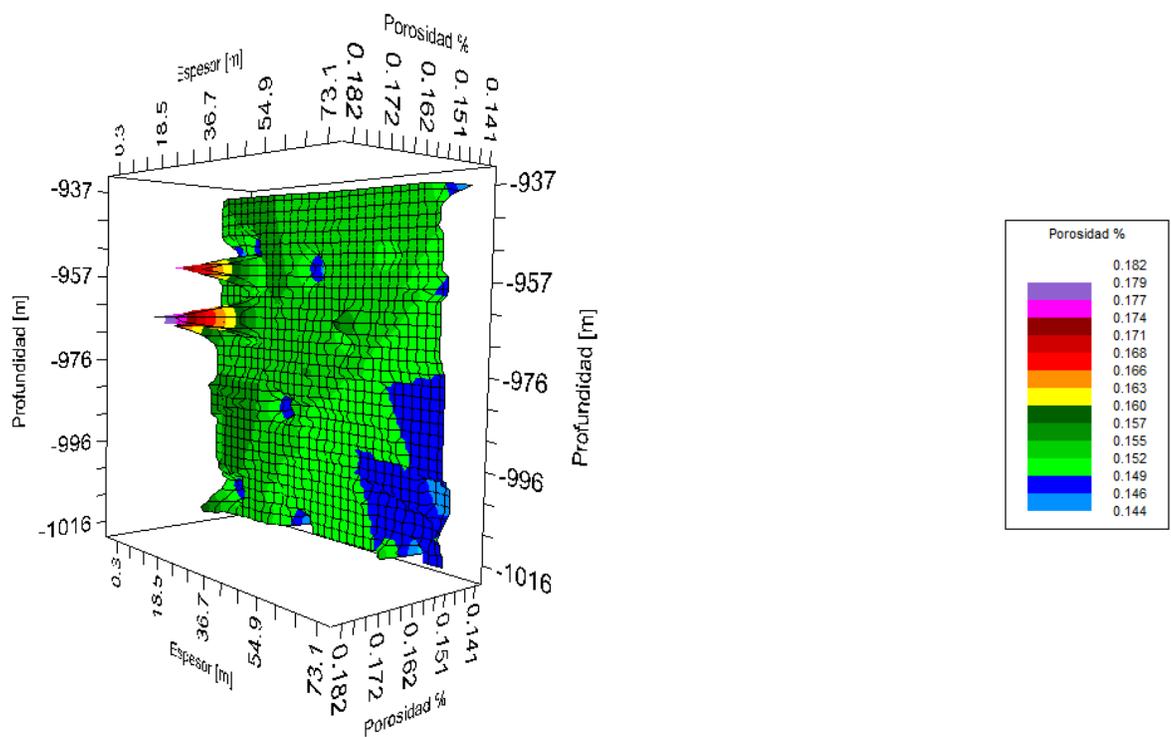


Fig. 4.12. Gráfica 3D Porosidad vs. Profundidad vs. Espesor.



Saturación de Hidrocarburos

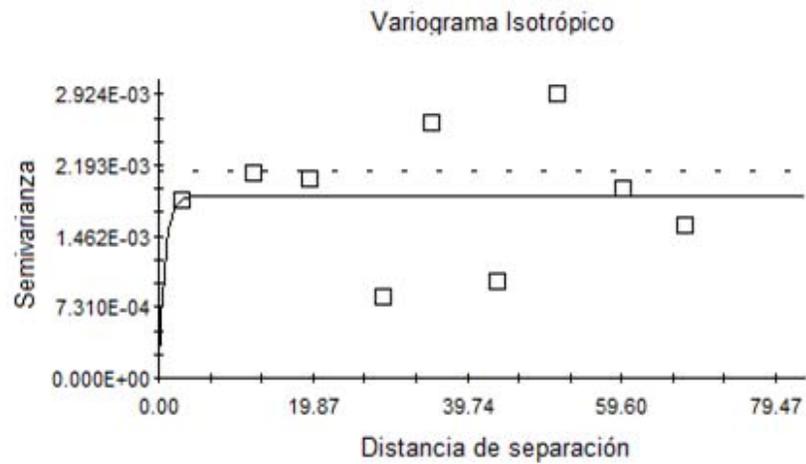
Se muestra el variograma y el ajuste para la dispersión de los datos, así como la distancia máxima de separación la cual corresponde con 67.78 unidades encontrándose 33 pares, mostrando una semivarianza de 0.00158, a una distancia de 35.03 unidades se encontró el máximo número de pares 72, con una semivarianza de 0.00262 (*Fig. 4.14*). La máxima distancia de correlación $A_0 = 0.80$ unidades (*Fig. 4.13*).

Del gráfico Espesor vs. Profundidad (*Fig. 4.15*), se observa que el comportamiento de la saturación de hidrocarburos, está conformado por tres áreas, las cuales abarcan la totalidad de los valores de saturación, para este gráfico las tonalidades de amarillo a rojo representan los valores de mayor saturación, variando en un rango de (0.487- 0.543) %, los colores verdes y azules representan los valores de menor saturación para el intervalo dado, variando en un rango de (0.432- 0.480) %.

A un intervalo de profundidad de (937-976) metros se tienen los valores de mayor saturación de hidrocarburos, con un espesor relativamente grande.

Los valores medios a bajos de saturación abarcan la mayor área dentro del gráfico.

Este comportamiento se observa de una manera más clara en el gráfico de S_h vs. profundidad y espesor (*Fig. 4.16*).



Modelo exponencial ($C_0 = 0.000001$; $C_0 + C = 0.001882$; $A_0 = 0.80$; $r_2 = 0.001$; $RSS = 3.702E-06$)

Fig. 4.13. Variograma saturación de hidrocarburos.

Lag Class	Average Distance	Average Semivariance	Pairs
1	2.90	0.00184	27
2	12.21	0.00212	24
3	19.43	0.00206	52
4	28.91	0.00084	40
5	35.03	0.00262	72
6	43.61	0.00099	46
7	51.42	0.00292	60
8	59.90	0.00196	66
9	67.78	0.00158	33

Fig. 4.14. Lista de valores saturación de hidrocarburos.

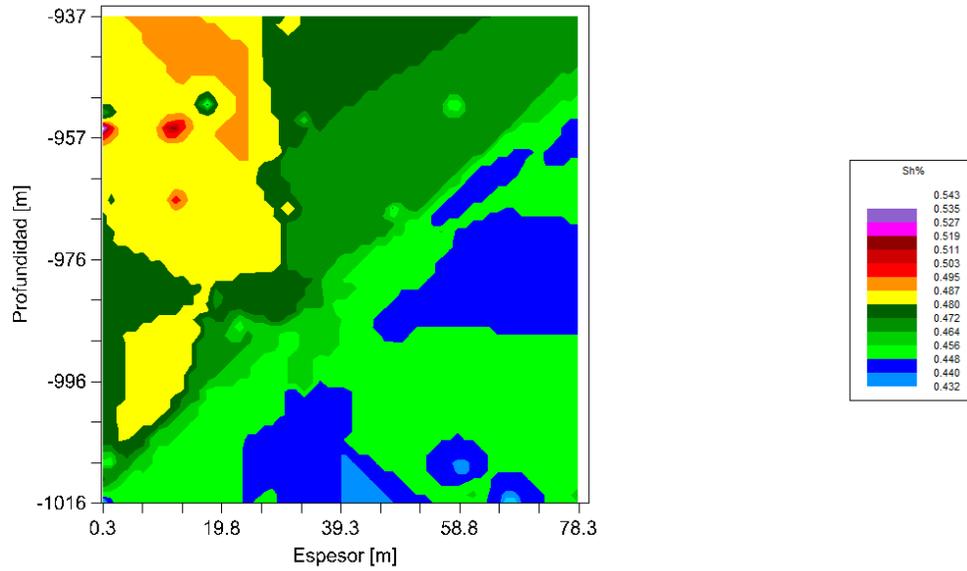


Fig. 4.15. Gráfico Saturación de hidrocarburos, Profundidad vs. Espesor.

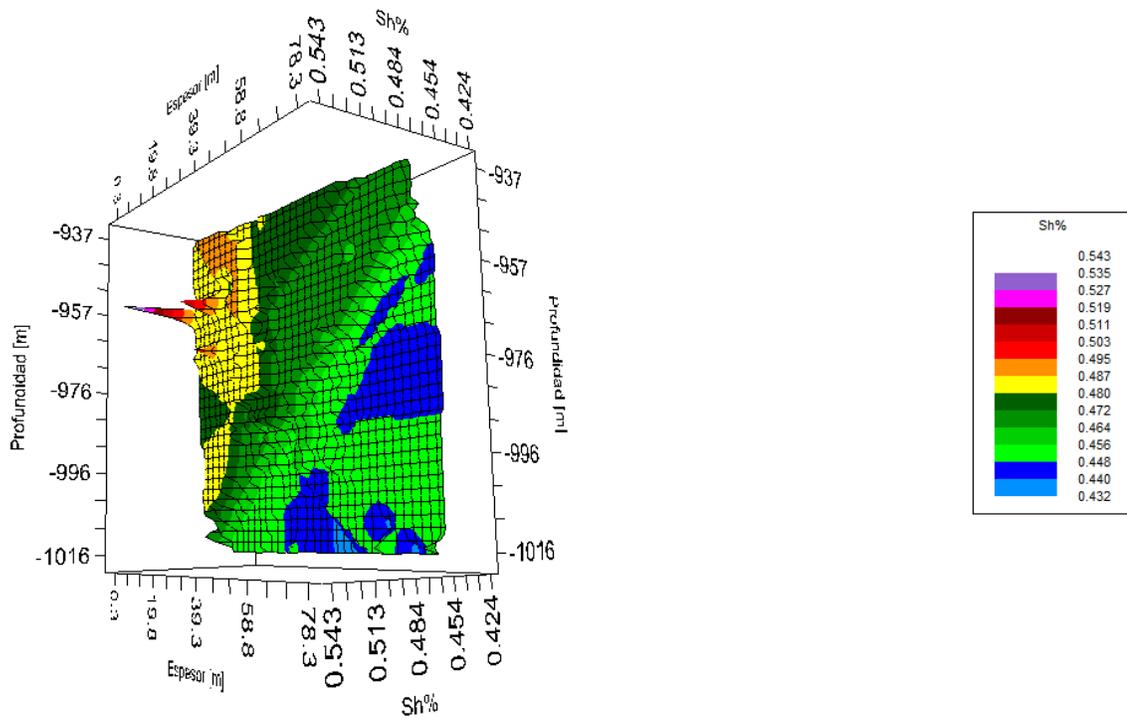


Fig. 4.16. Gráfico 3D Saturación de hidrocarburos vs. Profundidad vs. Espesor.



El intervalo dado de 937 a 976 metros presenta una saturación de hidrocarburos de aproximadamente 0.487 % a 0.543 %, cual representa las máximas saturaciones para la zona analizada, con un espesor aproximado de 20 metros.

Para esa misma profundidad se tienen los valores máximos de porosidad, sin embargo, estos se encuentran en un espesor mínimo del intervalo. En esta zona también se tienen porosidades con una menor magnitud, pero estas no varían tanto respecto a la máxima.

De igual manera la permeabilidad para esta zona presenta sus valores máximos alrededor de 0.481 md a 0.875 md.

Dentro de la formación Eoceno Wilcox, tenemos que los valores máximos de Permeabilidad, Porosidad, y Saturación de Hidrocarburos se encuentran a una profundidad aproximada de 937 a 976 metros, sin embargo, los espesores en los que se ubican estos valores representan los mínimos dentro de la formación.

Valores medios a bajos de estas propiedades, abarcan una mayor área de la formación.



Conclusiones

Un adecuado conocimiento de las propiedades físicas de la roca, además de la interacción que éstas tienen dentro del yacimiento es esencial en un intento por comprender, evaluar y predecir el comportamiento de un yacimiento, el grado de detalle en que estas propiedades son descritas se encuentra relacionado con la predicción acertada del yacimiento.

La geoestadística es una forma de describir la continuidad espacial de los fenómenos de la naturaleza y la manera en que estos varían. Se utilizan funciones para modelar esta variación espacial, y estas funciones son utilizadas posteriormente para interpolar en el espacio el valor de una variable en sitios que no han sido muestreados.

Con base en el análisis de la variación de las propiedades petrofísicas de las rocas (Permeabilidad, Porosidad y Saturación de hidrocarburos) se determinó que el intervalo que presenta menor variación es el correspondiente a Eoceno Wilcox.

En la zona dada de 937 a 976 metros de profundidad, se encuentran los valores máximos de Porosidad, Permeabilidad y Saturación de hidrocarburos, con espesores aproximados de 20 metros.

Se debe conocer adecuadamente la Porosidad y Espesor con el fin de conocer la interacción y dependencia de cada uno de ellos.

El uso de valores ponderados por espesor permite tener datos más concisos en la aplicación de cualquier análisis numérico.

Es necesario realizar un análisis de homogeneidad, ya que existen cambios litológicos y petrofísicos en un intervalo de interés.

Con los datos obtenidos de todos los intervalos se puede realizar un trabajo riguroso de rentabilidad ya que los tres intervalos presentan potencial para ser explotados.

Se debe tomar en cuenta el uso de geoestadística.



Glosario

- (1-1) Ecuación porosidad absoluta
- (1-2) Ecuación porosidad absoluta considerando los granos de la muestra
- (1-3) Ecuación porosidad efectiva
- (1-4) Ecuación de Darcy
- (1-5) Ecuación de gasto
- (1-6) Ecuación de flujo lineal
- (1-7) Ecuación saturación de aceite
- (1-8) Ecuación saturación de gas
- (1-9) Ecuación saturación de agua
- (1-10) Ecuación saturación total
- (1-11) Ecuación tortuosidad

- (2-1) Ecuación permeabilidad
- (2-2) Ecuación de Wyllie
- (2-3) Ecuación variación de permeabilidad Dykstra- Parsons
- (2-4) Coeficiente de Lorenz
- (2-5) Coeficiente de Lorenz en términos de variación de Permeabilidad
- (2-6) Variación de permeabilidad en términos del Coeficiente de Lorenz
- (2-7) Método de Interpolación generalizado
- (2-8) Sustitución de sumatoria de interpolación
- (2-9) Método de la distancia inversa
- (2-10) Método de la Distancia Inversa Cuadrada
- (2-11) Ecuación del plano
- (2-12) Ecuación de cálculo de permeabilidad,
- (2-13) Triangulación Delaunay



- (3-1) Ecuación de promedio aritmético
- (3-2) Ecuación promedio ponderado por espesor
- (3-3) Ecuación promedio ponderado por área
- (3-4) Ecuación promedio ponderado por volumen
- (3-5) Ecuación permeabilidad absoluta promedio para el sistema de capas paralelas
- (3-6) Ecuación permeabilidad promedio
- (3-7) Ecuación permeabilidad promedio generalizada
- (3-8) Ecuación permeabilidad promedio a través de estratos
- (3-9) Ecuación de media geométrica
- (3-10) Ecuación reducida de permeabilidad
- (3-11) Ecuación saturación promedio de aceite
- (3-12) Ecuación saturación promedio de agua
- (3-13) Ecuación saturación promedio de gas
- (3-14) Ecuación de método de regresión múltiple
- (3-15) Ecuación de saturación de agua irreductible
- (3-16) Ecuación de Timur
- (3-17) Ecuación de Morris Biggs para yacimiento de aceite
- (3-18) Ecuación de Morris Biggs para yacimiento de gas
- (3-19) Ecuación Índice de Calidad de Yacimiento
- (3-20) Ecuación de la media del diámetro de tubo hidráulico
- (3-21) Ecuación Civan's Power
- (3-22) Ecuación tomando parámetros fenomenológicos de los procesos de interacción del fluido y la roca



Tabla 1.1 Clasificación de tipos de porosidad

Fig. 1.1. Bocetos de secciones delgadas que muestran porosidad primaria. (A) Porosidad intergranular (o interpartícula), comúnmente encontrada en areniscas. (B) Porosidad mixta intergranular (o interpartícula) e intragranular (o intrapartícula), típica de arenas esqueléticas.

Fig. 1.2. Bocetos de capas delgadas que ilustran los principales tipos de porosidad secundaria. (A) Porosidad intercrystalina, característica de dolomías. (B) Porosidad fenestral, características de pelmicrita (caliza con variable % de peloides y lodo carbonatado, peloide, aloquímico compuesto de micrita, independiente del tamaño y origen). (C) Porosidad móldica, formada por lixiviación selectiva, en este caso de fragmentos esqueléticos. (D) Porosidad vugular producida por disolución irregular. (E) Porosidad de fractura, presente en todas las rocas quebradizas.

Fig. 1.3. Fotografía del núcleo de la arenisca Gargaf (Cámbrico- Ordovícico), cuenca Sirte, Libia, ilustrando la porosidad de fractura.

Fig. 1.4. Interconectividad de poros

Fig. 1.5. Modelo de flujo lineal

Fig. 1.6. El camino no es totalmente recto por el contrario es sinuoso y la relación entre la longitud total del medio poroso y la longitud de la roca donde ocurre el flujo es la tortuosidad

Fig. 2.1. Ilustración que muestra cómo la permeabilidad es medida para un espécimen de roca. Un fluido de viscosidad μ es pasado a través de una muestra de área transversal A y longitud L , el gasto es medido, junto con el diferencial de presión registrado en los medidores de cada extremo de la muestra. La permeabilidad es calculada de acuerdo con la ecuación de Darcy.

Fig. 2.2. Ilustración de la interrelación de las diferentes escalas de medición, para diferentes técnicas, a través del cambio de resolución

Fig. 2.3. k vs. % de h .



Fig. 2.4. Capacidad de flujo normalizada

Fig. 2.5. Correlación del coeficiente de Lorenz y variación de la permeabilidad

Fig. 2.6. Σh normalizada vs. Σkh normalizada

Fig. 2.7. Ubicaciones de los pozos para el Ejemplo 4-22

Fig. 2.8. Método de triangulación

Fig. 2.9. Método del triángulo Delaunay

Fig. 3.1. Flujo lineal a través de capas

Fig. 3.2. Flujo lineal a través de capas con área variable

Fig. 3.3. Flujo lineal a través de una serie de estratos.

Fig. 3.4. Flujo a través de una serie de estratos.

Fig. 3.5. Correlación de Porosidad-Permeabilidad.

Fig. 4.1. Localización de la Provincia Petrolera Burgos

Fig. 4.2. Franjas depositacionales y de producción de la Provincia Petrolera Burgos. Abajo: sección estratigráfica-estructural regional

Fig 4.3. Distribución de franjas progradantes y estilos estructurales

Fig 4.4. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos

Fig. 4.5. Variograma de permeabilidad.

Fig. 4.6. Lista de valores permeabilidad.

Fig. 4.7. Gráfico 2D k, Espesor vs. Profundidad

Fig. 4.8. Gráfico 3D k vs. Profundidad vs. Espesor.

Fig. 4.9. Variograma de porosidad.



Fig. 4.10. Lista de valores porosidad.

Fig. 4.11. Gráfico 2D Porosidad, Espesor vs. Profundidad

Fig. 4.12. Gráfico 3D Porosidad vs. Profundidad vs. Espesor

Fig. 4.13. Variograma de saturación de hidrocarburos.

Fig. 4.14. Lista de valores de saturación de hidrocarburos.

Fig. 4.15. Gráfico 2D Saturación de hidrocarburos, Espesor vs. Profundidad

Fig. 4.16. Gráfico 3D Saturación de hidrocarburos vs. Profundidad vs. Espesor



Bibliografía

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2013). Provincia Petrolera Burgos. 2015, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web:

<http://www.cnh.gob.mx/rig/PDF/Cuencas/Burgos.pdf>

Faruk Civan. (2007). RESERVOIR FORMATION DAMAGE. United States of America: Elsevier

Hugo Enrique Huerta Medina. (2007). APLICACIÓN DE LAS T-CÓPULAS A LA MODELACIÓN ESTOCÁSTICA CONJUNTA DE POROSIDAD-PERMEABILIDAD EN 3D RESTRINGIDA POR PRUEBAS DE PRESIÓN. 2015, de Instituto Mexicano del Petróleo Sitio web:

<http://mmc2.geofisica.unam.mx/mdiaz/Tesis/2007/protocolo28-09-2007.pdf>

Martell Andrade Bernardo, (2011), "Apuntes Registros Geofísicos de Pozos" Facultad de Ingeniería U.N.A.M.

Richard C. Selly. (2000); APPLIED SEDIMENTOLOGY. Academic Press, San Diego, CA; Elsevier.

Tarek Ahmed. (2006). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK. United States of America: Elsevier.



Referencias

Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G. and Keelan, D. K., (1993), Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in Uncored Intervals/Wells, 68th Annual Tech. Conf. And Exhibit. Houston, TX Paper SPE26435.

Berg R, (1970). Method for determining permeability from reservoir rock properties. Transactions, Gulf Coast Association of Geological Societies.

Coates GR, Chen HC (1973): "A new approach to improved log derived permeability. SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Lafayette.

Dykstra, H., and Parsons, R. L (1950). "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood," *En Secondary Recovery of Oil in the United States*, 2nd ed., pp. 160–174. API,

Echánove-Echánove, O., (1986), Geología petrolera de la Cuenca de Burgos: Boletín AMGP, v. 38, no. 1, p. 3-74.

Eguiluz de A., S., Pola-S. A. O., Solano-M. J., Ramos-H. G., Tristán-S. A., (2000), Estudio de los Plays Jackson - Yegua, Reporte Interno Pemex Exploración y Producción. Escalera, A.J.A; Hernández R.U; (2010). Provincias petroleras de México. En Edición.

Faruk Civan. (2007). RESERVOIR FORMATION DAMAGE. United States of America: Elsevier. *En "Petrographic characteristics of Petroleum-Bearing Formations"*, 38.

Fischer, A. G. (1964). The Lofer cyclothems of the Alpine Triassic. Symposium on Cyclic Sedimentation. *Bull- Kans., State Geol. Surv.* 169, 107-150.

Halliburton (2010), "Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos".

Hurst, A., and Goggin, D. (1995). Probe permeametry: An overview and bibliography. *AAPG Bull.* 79, 463-473.



- Illing, L. V. (1954). Bahaman calcareous sands. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.* 38, 1 45.
- Johnson C. R., Careenkorn, R. A. and Woods, E. G., "Pulse Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells," *JPT*, Dec. 1966, pp. 1599–1604
- Kansas Geological Survey: (2006). Fracture and Karst Features Affecting Reservoir Performance in Missisipian Reservoir,
- Leverett, M.C (1941). Capillary Behavior in Porous Solids, *Trans. AIME*, 142,152-169.
- Morris, R. L., and Biggs, W. P., (1967). "Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity." *SPWLA*, Paper X.
- Murray, R. C. (1960). Origin of porosity in carbonate rocks. *J. Sediment. Petrol* 30, 59-84.
- Pérez-Cruz, (1992), Geologic evolution of the Burgos Basin, northeastern Mexico, Tesis doctoral, Rice University.
- Richard C. Selly. (2000); *APPLIED SEDIMENTOLOGY*. Academic Press, San Diego, CA; Elsevier. *En*. "Particles, Pores and Permeability", 58,66, 68,71.
- Schmalz, J. P., and Rahme, H. D., "The Variation of Waterflood Performance With Variation in Permeability Profile," *Prod. Monthly*, 1950, Vol. 15, No. 9, pp. 9–12.
- Tarek Ahmed. (2006). *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK*. *En* "Fundamental of Rock Properties", 229, 240, 244, 246, 247, 278, 280, 281.
- Tebbutt, G. E., Conley, C. D., and Boyd, D. W. (1965). Lithogenesis of a distinctive
- Télez, A. M. H., Espiricueto, I. A., Marino, C. A., Hernández C. A., De León, C. J. J., (2000) Estudio de los Plays Eoceno Wilcox - Queen City, Etapa I, Informe Interno, Pemex Exploración y Producción.
- Alfonso Z, J., (1976), Geología Regional del Sistema Sedimentario Cupido, III Simposium de Geología de Subsuelo, Reporte interno, Pemex Exploración y Producción.



Timur A, (1968): "An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationship for sandstones reservoirs". *The log analyst* 9, 4.

Warren, J. E. and Price, H. S., "Flow in Heterogeneous Porous Media," *SPEJ*, Sept. 1961, pp. 153–169.

Worthington, E E (1991). Reservoir characterization at the Mesoscopic scale. *En "Reservoir Characterization"* (L. W. Lake, H. B. Carroll, and T. C. Weston, eds.), vol. 2, pp. 123-165. Academic Press, San Diego, CA.

Wycoff, R. D., Botset, H. G., Muskat, M., and Reed, D. W. (1934). Measurement of permeability of porous media. *Bull Am. Assoc. Pet. Geol.* 18, 161-190.

Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, L. W. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics* 21, 41-70.