



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**CIENCIAS DE LA TIERRA**  
**UNIDAD TICOMÁN**

**“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL  
CAMPO C EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC”**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO GEOFÍSICO**

PRESENTA:

**FRANCISCO JESÚS LUNA LUNA**

ASESOR INTERNO:

**ING. MIGUEL GÓMEZ SANTIAGO**

ASESOR EXTERNO:

**ING. JOSÉ DAVID MONTES CRUZ**



CIUDAD DE MÉXICO, 2019

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

Presente

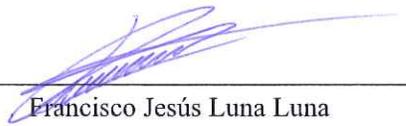
Bajo protesta de decir la verdad el que suscribe Francisco Jesús Luna Luna manifiesto ser el autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO C EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicaciones en Línea) "La Tesis" por un período de (un año) contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En Virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis".

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a noviembre de 2019

Atentamente

  
Francisco Jesús Luna Luna



EP Y T/363/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Asunto**

Registro de Tema.

CDMX, 19 de Septiembre de 2019.

**C. FRANCISCO JESÚS LUNA LUNA**

PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO  
DE INGENIERIA GEOFÍSICA

**PRESENTE**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

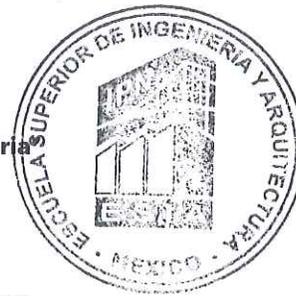
**"CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO C EN LA FORMACIÓN DE CHICONTEPEC".**

	RESUMEN
	ABSTRACT
	INTRODUCCIÓN
CAPÍTULO I.	GENERALIDADES
CAPTÍLULO II.	MARCO GEOLÓGICO
CAPÍTULO III.	METODOLOGÍA DEL TRABAJO
CAPÍTULO IV.	MODELO PETROFÍSICO
CAPÍTULO V.	MODELO ESTÁTICO
	CONCLUSIONES
	RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA
	ANEXOS

**ATENTAMENTE**

**"La Técnica al Servicio de la Patria"**

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico.



**UNIDAD TICOMÁN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

FRCH/betv\*\*





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Folio**

EP Y T/438/2019.

**Asunto**

Aprobación de tesis.

CDMX, 25 de Octubre de 2019.

**ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ**

SUBDIRECTOR ACADÉMICO

**PRESENTE**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, "**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO C EN LA FORMACIÓN DE CHICONTEPEC.**" presentado por el pasante del Programa Académico de Ingeniería Geofísica, C. **FRANCISCO JESUS LUNA LUNA**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ROBERTO HERNANDEZ ZUÑIGA

ING. LUIS ANGEL VALENCIA FLORES

ING. AMBROSIO AQUINO LOPEZ

ING. ALEJANDRO MENDOZA MARAVILLAS

ING. MIGUEL GOMEZ SANTIAGO





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Folio**  
EP Y T/345/2019.

**Asunto**  
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 06 de Septiembre de 2019.

**ING. MIGUEL GOMEZ SANTIAGO**  
P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del **C.FRANCISCO JESÚS LUNA LUNA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado. Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, la saludo cordialmente.

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico



**UNIDAD TICOMÁN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

c.c.p. Ing. Roberto Loo Guzmán.- Jefe del Departamento de Innovación Educativa  
Archivo.

FRCH/betv\*





**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIDAD TICOMÁN**

**Folio**

EP Y T/346/2019.

**Asunto**

ASESORIA DE TESIS

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

CDMX, 06 de Septiembre de 2019.

**ING. JOSÉ DAVID MONTES CRUZ**

PETROFÍSICO DEL ACTIVO DE POZA RICA-ALTAMIRA

**PRESENTE**

En atención a la Solicitud del **C. FRANCISCO JESÚS LUNA LUNA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo que con fines de titulación profesional por la opción de **Tesis Individual**, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico

FRCH/betv\*



**UNIDAD TICOMÁN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**



# DEDICATORIA

El fruto de este trabajo es indudablemente de mis padres. Excepcionales, de grandes valores e incondicionales. Sus consejos y afecto fueron un faro en momentos difíciles. Que con voluntad velaron por mi estudio y formación como persona.

Mis hermanos, este trabajo es de ustedes también.

En deuda eterna por su apoyo, gracias, los amo.

# AGRADECIMIENTOS

A mis padres porque siempre me han brindado su apoyo de manera incondicional, confiados en que han formado un hombre de bien. A mi padre, Francisco Luna quien me brindo apoyo económico, al igual, su guía en momentos difíciles. Mi madre, Teresa Luna, quien siempre vela por mí, me brinda amor y atención cuando es necesario.

A mis hermanos, Karla y Rogelio. Cada uno con un carácter distinto, pero siempre estaremos el uno para el otro, su apoyo durante mi periodo universitario fuero importante.

A mi padrino, Jorge Maldonado. Siempre al pendiente de mí, motivándome y aconsejándome para ser mejor persona. Su apoyo siempre es y será invaluable para mí, gracias.

Al Ing. David Montes, por todo el apoyo dado a lo largo de este proyecto, que, con disponibilidad, paciencia y excelentes consejos y asesorías, me dio la oportunidad de realizar este trabajo; por su ejemplo como amigo y profesional, muchas gracias, siempre en deuda.

Al Ing. Miguel Gómez, gracias por apoyarme con este proyecto, asimismo le doy las gracias por las clases que imparte con gran entusiasmo y que tuve la suerte de haber tomado.

Agradecido con los ingenieros Eric Franco, Estefanía Brieva, Rocío Mendoza, Gilberto Domínguez, Jesús Ortiz, Eduardo Escudero, Ángeles Gómez, Jesús Castillo, Jonathan Tepox, Rubén Hernández y Edgar España por el apoyo, enseñanzas y los consejos dados durante mis prácticas profesionales en la Coordinación de Diseño de Explotación en Poza Rica, Veracruz.

A mis roomies Alejandro, Teodoro y José con los que compartí gratos momentos, amigos que supieron soportar mi persona y terminamos siendo una familia.

A mis amigos Evelin, Gerardo, Agustín, Emmanuel, Luis, Dulce, Yéssica, Rodrigo, Aciel, Julio, Carmen y Gustavo gracias por esas anécdotas y María sin saberlo fuiste un impulso en mi última etapa como universitario, gracias.

# ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	7
ÍNDICE DE TABLAS.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
INTRODUCCIÓN.....	14
I.- GENERALIDADES.....	16
1.1 ANTECEDENTES.....	16
1.2 OBJETIVO GENERAL.....	18
1.3 OBJETIVOS PARTICULARES.....	18
1.4 GEOGRAFÍA.....	19
1.4.1 Localización.....	19
1.4.2 Fisiografía.....	19
II.- MARCO GEOLÓGICO.....	21
2.1 GEOLOGÍA REGIONAL.....	21
2.1.1 Cuenca Tampico - Misantla.....	21
2.1.1 Cuenca Chicontepec.....	22
2.2 GEOLOGÍA LOCAL.....	22
2.2.1 Paleocanal de Chicontepec.....	22
2.2.2 Modelo sedimentario.....	23
2.2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec.....	25
III.- METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	28
INTRODUCCIÓN.....	28
3.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	29
3.2 INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN PETROFÍSICA.....	31
3.2.1 Carga de datos.....	31
3.2.2 Control de calidad.....	33
3.2.3 Edición de curvas.....	33
3.2.4 Verticalización del pozo.....	34
3.2.5 Registro compuesto.....	34
3.2.6 Información de datos petrofísicos de núcleos.....	35
3.2.7 Calibración de datos de Núcleo-Registro.....	36
3.2.8 Porosidad - Permeabilidad.....	37
3.2.9 Propiedades Eléctricas.....	37
3.2.10 Mineralogía.....	39
3.2.11 Análisis de difracción de rayos x.....	39

3.2.12 Imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) .....	40
3.3 MODELADO ESTÁTICO .....	43
3.4 RECOPIACIÓN DE INSUMOS .....	43
3.5.1 Cimas geológicas e insumos de Interpretación Sísmica .....	45
3.5.2 Evaluaciones Petrofísicas.....	46
IV.- MODELO PETROFÍSICO .....	48
INTRODUCCIÓN.....	48
4.1 PRECÁLCULOS.....	48
4.1.1 Estimación de la Temperatura de la Formación ( $T_F$ ) .....	48
4.1.2 Estimación de la Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ ).....	49
4.1.3 Cambio de Matriz de la curva Porosidad Neutrón (NPHI, $\phi_N$ ) .....	51
4.2 MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA .....	51
4.2.1 Evaluación de Volumen de Arcilla ( $V_{cl}$ ) .....	51
4.3 MODELO DE POROSIDAD .....	55
4.3.1 Cálculo de la Porosidad Total ( $\phi_T$ ) .....	55
4.3.2 Cálculo de la Porosidad Efectiva ( $\phi_E$ ), calibración con núcleos.....	57
4.4 MODELO DE SATURACIÓN .....	60
4.4.1 Determinación de los exponentes de Cementación (m).....	60
4.4.2 Determinación del Exponente de Saturación (n).....	62
4.4.3 Cálculo de Saturación de Agua ( $S_w$ ) .....	63
4.5 MODELO DE PERMEABILIDAD.....	65
4.5.1 Ecuaciones empírica para determinar la permeabilidad (k).....	65
4.6 DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA .....	66
4.6.1 Determinación de Radio de Garganta de Poro (RGP) y Tipos de Roca.....	66
4.7 PARÁMETROS DE SALIDA .....	69
4.7.1 Parámetros de corte y cálculo de espesor neto impregnado (NETPAY).....	69
4.7.2 Imagen final de la Evaluación Petrofísica .....	70
V.- MODELO ESTÁTICO.....	72
INTRODUCCIÓN.....	72
5.1 CONTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO .....	72
5.2 MODELADO ESTRUCTURAL.....	73
5.2.1 Construcción del mallado y creación de los horizontes .....	73
5.3 MODELO GEOCELULAR .....	74
5.3.1 Creación de zona geológica y capas (layering) .....	74
5.4 MODELADO DE PROPIEDADES.....	75
5.4.1 Escalamiento de los Registros Geofísicos de Pozo .....	75
5.4 ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO DE DATOS.....	76

5.4.1 Transformación de datos .....	76
5.4.2 Variogramas .....	78
<b>5.5 DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....</b>	<b>78</b>
5.5.1 Porosidad Efectiva.....	79
5.5.2 Volumen de Arcilla.....	79
5.5.3 Saturación de Agua .....	80
<b>5.6 CÁLCULO DE CONDICIÓN DE YACIMIENTO (N/G).....</b>	<b>81</b>
<b>5.7 CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL.....</b>	<b>81</b>
5.7.1 Caso Base .....	81
5.7.2 Simulación Montecarlo .....	83
<b>5.8 RESULTADOS.....</b>	<b>84</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>89</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>95</b>
ANEXO A: Simbología y abreviaturas .....	95
ANEXO B: Conceptos básicos de Petrofísica .....	96
ANEXO C: Conceptos básicos de Geostatística.....	109

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Localización del Cuenca de Chicontepec (PEMEX,2012). .....	16
<b>Figura 1.2</b> Ubicación del Área de estudio (polígono negro) dentro de la Cuenca de Chicontepec (polígono amarillo). Recuperado de <a href="https://earth.google.com/web">https://earth.google.com/web</a> 19	
<b>Figura 1.3</b> Posición de la Cuenca de Chicontepec con respecto a las Provincias Fisiográficas (Modificada de INEGI, 2008). .....	20
<b>Figura 2.1</b> Localización de la Cuenca Tampico-Misantla (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2010). .....	21
<b>Figura 2.2</b> Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972). .....	23
<b>Figura 2.3</b> Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005). .....	25
<b>Figura 3.1</b> Flujo de trabajo a detalle para la evaluación petrofísica. ....	30
<b>Figura 3.2</b> Ejemplo donde las curvas se deben editar (recortar), los valores más profundos a 2426 m nos son válidos; a la izquierda la curva RG en el encabezado y a la derecha la curva RG digital. ....	33
<b>Figura 3.3</b> La profundidad medida es la distancia del trayecto del pozo. En un pozo vertical, la profundidad medida es igual a la profundidad vertical verdadera. Esta Imagen indica las diferencias entre ambas profundidades. ....	34
<b>Figura 3.4</b> Registro compuesto del pozo C-0224. ....	35
<b>Figura 3.5</b> Calibración de Núcleos. Tanto en el 1 <sup>er</sup> y 2 <sup>do</sup> carril, la curva verde corresponde a la curva GR de pozo; en el 1 <sup>er</sup> la curva azul representa a la curva GR del núcleo en su profundidad original y en el 2 <sup>do</sup> carril, la curva roja representa a la curva GR del núcleo después del desplazamiento en su profundidad. ....	36
<b>Figura 3.6</b> Gráfico de Porosidad de Helio vs Permeabilidad por aire corregida por efecto Klinkenberg de los núcleos del Campo C. El valor del círculo rojo es de un tapón fracturado. ....	37
<b>Figura 3.7</b> Tendencias promedio de "m" para los pozos C-0224 y C-0497 .....	38
<b>Figura 3.8</b> Distribución Mineralógica promedio a partir del análisis de difracción de rayos X de las muestras de los núcleos de pozo C-0224. ....	40
<b>Figura 3.9</b> L Distribución promedio de las Arcillas a partir del análisis de difracción de rayos X de las muestras de los núcleos de pozo C-0224. *Esmectita 30% .....	40
<b>Figura 3.10</b> Imagen SEM de la muestra N1H1 del núcleo 1 del pozo C-0224, en donde se observa la presencia de granos detríticos (Gr) subangulosos, mal clasificados, con contactos puntuales entre ellos, soportados por escaso cemento calcáreo en partes; se observa también moderadas cantidades de poros intergranulares la mayor parte de ellos ocluidos en parte por cemento calcáreo y arcillas autigénicas (ResLab, 2011). ....	42
<b>Figura 3.10</b> Línea sísmica compuesta 2D del campo C en dirección W-E, donde se observa las secuencias 8 y 9, entre estas secuencias se construyó el modelo estático. ....	45
<b>Figura 3.11</b> Ejemplo de cross-plot, porosidad efectiva contra permeabilidad. A mayor PHIE aumenta K lo cual determina el Tipo de Roca (TR). ....	47
<b>Figura 3.12</b> Estadística e Histograma para la propiedad de Porosidad Efectiva (PHIE). ...	47
<b>Figura 4.1</b> Gráfico para la estimación de la Resistividad de Agua de Formación por medio de la temperatura y salinidad, desarrollada por la empresa Schlumberger. ....	50

<b>Figura 4.2</b>	Representación gráfica de los distintos modelos de Vcl, obtenidos directamente del registro RG para su construcción. Los modelos no hacen diferencia entre minerales arcillosos.....	53
<b>Figura 4.3</b>	Cálculo diferentes modelos de Vcl. En el carril 1 se representa la profundidad, el carril 2 las zonas de evaluación, en el carril 3, 4 y 5 las curva GR, RD, NPHI - RHOB en ese orden, en los carriles 6, 7, 8, 9 el Vcl obtenidas de las curvas anteriores y en el último carril, el Vcl-Final. ....	54
<b>Figura 4.4</b>	Porosidad Total para el pozo C-0224 usando los registros RHOB y NPHI. ....	56
<b>Figura 4.5</b>	Porosidad efectiva (PHIE) calibrada con datos puntuales de núcleos (puntos rojos) para el pozo C-0224. En el último carril se observa la paridad entre la curva de porosidad efectiva y datos de núcleos.....	58
<b>Figura 4.6</b>	Gráfica multi-pozo en un cuerpo común (C-85), porosidad efectiva calculada vs porosidad de núcleos. Los valores de porosidad provenientes de los núcleos van de 1 a 13 unidades, y la porosidad calculada de 1 a 8 unidades. ....	59
<b>Figura 4.7</b>	Gráfica bi-logarítmica para determinación del exponente de cementación “m” partiendo de las pruebas de propiedades eléctricas a núcleos.....	61
<b>Figura 4.8</b>	Gráfica de Pickett se utiliza para determinar los parámetros requeridos para el modelo de saturación de agua, cuando no se cuenta con información puntual de núcleos. ....	62
<b>Figura 4.9</b>	Gráfica bi-logarítmica para determinación del exponente de saturación “n” partiendo de las pruebas de propiedades eléctricas a núcleos.....	63
<b>Figura 4.10</b>	Permeabilidad calculada contra la permeabilidad al aire corregida del efecto Klinkenberg del núcleo 1 del pozo C-0224, teniendo una correlación de 58%...	66
<b>Figura 4.11</b>	Obstrucción de la garganta de poros por partículas muy pequeñas (< 50µm), típico de las areniscas. (Modificado de Reslink Corporation, 2003) .....	67
<b>Figura 4.12</b>	Ejemplo Gráfico Winland R35. Las líneas rojas representan isolíneas de garganta de poros. Con esta gráfica nos arroja una clasificación de calidad o tipo de roca, según el tamaño de garganta de poro según los datos analizados. Los datos se colorean según su calidad, de la peor a la mejor; Tipo 5 (marrón), Tipo 4 (naranja), Tipo 3 (amarilla), Tipo 2 (verde) y Tipo 1 (rojo). ....	68
<b>Figura 4.13</b>	Ejemplo de la aplicación de los parámetros de corte aplicados a las curvas de Vcl, PHIE, y Sw. Igualmente, los diferentes espesores existentes: neto bruto, neto del yacimiento y neto impregnado. ....	70
<b>Figura 4.14</b>	Ejemplo de una imagen final de la evaluación petrofísica. Aquí se presentan gran parte de las variables petrofísicas obtenidas de la evaluación petrofísica convencional. ....	71
<b>Figura 5.1</b>	Localización de los pozos utilizados para el modelo estático.....	73
<b>Figura 5.2</b>	Malla resultante, necesaria para procesos posteriores. ....	74
<b>Figura 5.3</b>	En el plano esquemático de trayectoria el pozo pasa a través de las celdas (a la izquierda). La estratificación (layering) puede alterar fuertemente los resultados. ....	75
<b>Figura 5.4</b>	Validación de las variables escaladas contra las variables continuas. Los valores escalados deben honrar los valores provenientes de los registros de pozos. ....	76
<b>Figura 5.5</b>	La transformación de los datos de una población permite agrupar y manejar los valores extremos para tomar en cuenta todas las posibles variaciones de la información. ....	77
<b>Figura 5.6</b>	Análisis por variograma para la propiedad de VCL. ....	78

<b>Figura 5.7</b> Distribución de la Porosidad Efectiva en su vista de corte y planta. ....	79
<b>Figura 5.8</b> Distribución del Volumen de Arcilla en su vista de corte y planta.....	80
<b>Figura 5.9</b> Distribución del Saturación de Agua en su vista de corte y planta.....	80
<b>Figura 5.10</b> Condición de Yacimiento del área, el color rojo indica Yacimiento y el color azul el No Yacimiento.....	81
<b>Figura 5.11</b> Resultados de la Simulación Montecarlo.....	83
<b>Figura 5.12</b> Mapa promedio de Porosidad Efectiva. ....	84
<b>Figura 5.13</b> Mapa promedio de Volumen de Arcilla.....	85
<b>Figura 5.14</b> Mapa promedio de Saturación de Agua. ....	85
<b>Figura 5.15</b> Mapa neto de Espesor Bruto. ....	86
<b>Figura 5.16</b> Mapa neto de Espesor Neto Impregnado (Net pay).....	86
<b>Figura 5.17</b> Mapa de Volumen Original.....	87
<b>Figura B.1</b> Tipos de distribución de las arcillas, a) formación arenosa limpia (sin la presencia de arcillas), b) formación arenosa existe presencia de arcilla laminar, c) se esquematiza la distribución de arcilla estructural en una formación arenosa y d) se observa zonas oscuras o sombras alrededor de los granos (arenas), representando a la arcilla dispersa y la distribución dentro de una formación.....	98
<b>Figura B.2</b> Diagrama que ejemplifica la porosidad en una roca. ....	100
<b>Figura B.3</b> Ejemplo de porosidad intergranular. ....	102
<b>Figura B.4</b> Ejemplo de porosidad intragranular. ....	102
<b>Figura B.5</b> Ejemplo de porosidad fenestral, en donde los óvalos de color rojo indican la presencia de este tipo de porosidad.....	103
<b>Figura B.6</b> Ejemplo de porosidad intercristalina. ....	103
<b>Figura B.7</b> Ejemplo de porosidad vugular y móldica.....	104
<b>Figura B.8</b> Diagrama de una muestra de roca, donde se discretizan los volúmenes de roca o matriz y los saturados por hidrocarburos y agua, en relación directa con la porosidad de la roca. ....	105
<b>Figura B.9</b> Valores de los exponentes de saturación (n), exponente de cementación (m) y el coeficiente de litología (a) para las rocas y sedimentos más comunes. ....	106
<b>Figura B.10</b> Medición de la permeabilidad a una roca. Se observa un flujo de viscosidad conocida, inyectando a presión a través de una muestra de roca con longitud y área transversal conocidas. La caída de presión a través de la muestra se mide por medio de manómetros (El yacimiento, 1995). ....	107
<b>Figura C.1</b> Histograma típico de porosidad. ....	110
<b>Figura C.2</b> La distribución normal no siempre tiene su promedio en cero (a la izquierda), en algunas ocasiones se puede desplazar a la derecha o izquierda del cero sin perder su forma de campana (a la derecha).....	111
<b>Figura C.3</b> La transformación de los datos de una población permite agrupar y manejar los valores extremos para tomar en cuenta todas las posibles variaciones de la información evento, lo cual es de gran importancia en el poblamiento geostadístico. ....	112
<b>Figura C.4</b> En un modelo Determinista, todo es homogéneo y sin mayores perturbaciones. Cada ecuación tiene una solución que no necesariamente honra la aleatoriedad de la información. Todo es predecible mediante algoritmos que cumplen siempre los mismos pasos y que aportan siempre la misma salida para el conjunto de datos de entrada. ....	113

<b>Figura C.5</b> En el modelo estocástico todo es variable y heterogéneo. Para obtener una respuesta aproximada se debe promediar el conjunto de soluciones. Todos los resultados honran las restricciones físicas, espaciales y temporales, de tal forma que ninguna es mejor que otra. ....	114
<b>Figura C.6</b> Gráfico de Variograma y sus elementos (Luca Capalbo,2010). ....	116
<b>Figura C.7</b> Modelo Esférico (Capalbo,2010). ....	118
<b>Figura C.8</b> Modelo Exponencial (Capalbo,2010). ....	118
<b>Figura C.9</b> Modelo Gaussiano (Capalbo, 2010). ....	119

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b>	<i>Registros de curvas disponibles para cada pozo para la evaluación petrofísica. .</i>	32
<b>Tabla 2</b>	<i>Información general de los pozos utilizados en la evaluación petrofísica. ....</i>	32
<b>Tabla 3</b>	<i>Información Petrofísica de Núcleos .....</i>	36
<b>Tabla 4</b>	<i>Propiedades eléctricas disponibles. ....</i>	38
<b>Tabla 5</b>	<i>Distribución de las arcillas en los núcleos de los pozos C-0224 y C-0497. ....</i>	41
<b>Tabla 6</b>	<i>Clasificación de tipo de roca según el radio de garganta de poros. ....</i>	68
<b>Tabla 7</b>	<i>Muestra del resumen de parámetros para cuerpos en profundidad vertical (TVD). .....</i>	69
<b>Tabla 8</b>	<i>Resultados obtenidos en el cálculo de volumen de hidrocarburos .....</i>	82
<b>Tabla 9</b>	<i>Resultados obtenidos después de la Simulación Montecarlo para el percentil P50. .....</i>	83

# RESUMEN

Actualmente, los yacimientos de Chicontepec representan una reserva importante para el país, dado que, constituyen cerca del 24% de las reservas totales de Petróleos Mexicanos (PEMEX). No obstante, la compleja geología, limitada energía y baja permeabilidad, requieren la aplicación de tecnologías que permitan una explotación rentable.

En este trabajo de Tesis se realizó una Caracterización Petrofísica con 17 pozos del campo C, logrando la evaluación de los yacimientos pertenecientes a la Formación Chicontepec, manejando una metodología, que consiste en obtener los principales parámetros petrofísicos, con relación a las diferentes litologías existentes.

De lo anterior, se hace una estimación de volumen original de hidrocarburos en la sección somera del yacimiento por medio de la construcción de un modelo estático.

# **ABSTRACT**

At present, the Chicontepec reservoirs represent an important reserve for the country, since they constitute about 24% of the total reserves of Petróleos Mexicanos (PEMEX). However, the complex geology, limited energy and low permeability, require the application of technologies that allow profitable exploitation.

In this thesis work, a Petrophysical Characterization was carried out with 17 wells in field C, achieving the evaluation of the deposits belonging to the Chicontepec Formation, managing a methodology, which consists in obtaining the main petrophysical parameters, in relation to the different existing lithologies.

From the above, an estimate of the original volume of hydrocarbons is made in the shallow section of the reservoir through the construction of a static model.

# INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de la actividad petrolera nos referimos a la exploración y explotación de hidrocarburos, que tiene por objetivo el contribuir a mayores tasas de desarrollo económico. En México esta industria es factor esencial para la hacienda de nuestro país, un alto porcentaje de los ingresos fiscales proceden de ella.

El área de estudio se ubica al sureste del Paleocanal de Chicontepec. La Cuenca de Chicontepec cubre un área de aproximadamente 11,300 Km<sup>2</sup> y se ubica geográficamente en la porción centro-oriental de la República Mexicana en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; geológicamente es parte de la Cuenca Tampico-Misantla en su parte sur.

Los yacimientos de Chicontepec contienen el 24 por ciento de las reservas totales de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Algunas características presentes en estos yacimientos son: alto grado de heterogeneidad, presión y permeabilidad baja, entre otras. De ahí que su explotación no sea sencilla, ya que representa un reto, tanto técnico como humano, en consecuencia, dificulta demostrar su potencial rentabilidad económica.

En el marco de la Tesis se realizó una Caracterización Petrofísica a 17 pozos dentro del campo C y con base a la información disponible, se determinaron la distribución de porosidad y permeabilidad, la saturación de fluidos, y otros parámetros que permitieron identificar la variación de la calidad de la roca y como se ve afectado el flujo de los fluidos en el sistema poroso.

Se elaboró el Modelo Estático para el área más somera del yacimiento, teniendo como principal insumo los resultados de la Caracterización Petrofísica. Buscando zonas de interés dada su baja productividad y que, al mismo tiempo, permite un entendimiento mayor del campo y una mejor gestión en su explotación.

Los productos que se obtuvieron del Modelo Estático son mapas de isopropiedades: mapas promedio de Porosidad Efectiva, Volumen de Arcilla y de Saturación de Agua, mapas netos de Espesor Bruto, Espesor Neto Impregnado y el de Volumen Original de Hidrocarburos.

# I.- GENERALIDADES

## 1.1 ANTECEDENTES

La Cuenca de Chicontepec se sitúa en la porción centro-oriental de la República Mexicana sobre la planicie costera del Golfo de México; su eje axial tiene una longitud de 250 km, orientado NW-SE y cubre una superficie oval de 11,300 km<sup>2</sup> con una anchura promedio de unos 60 km. Comprende principalmente a dos Provincias Fisiográficas: la de la Llanura Costera del Golfo Norte y subprovincia de las llanuras y lomeríos, así como la de la Sierra Madre Oriental y subprovincia del Carso Huasteco (Fig. 1.1). (Santillán-Piña y Aguayo-Camargo, 2011)



**Figura 1.1** Localización del Cuenca de Chicontepec (PEMEX,2012).

En 1869 se perforó el primer pozo petrolero en México, Furbero-1, el cual presentó manifestaciones de hidrocarburos, sin llegar a ser productor comercial de aceite. Las primeras manifestaciones de hidrocarburos en la Formación Chicontepec fueron reportadas en 1926 por las compañías El Águila y Stanford al perforar pozos con objetivo Cretácico, pero no se consideraron rentables. La evidencia de la presencia de aceite en la Formación Chicontepec se confirmó en 1935 con la prueba de producción del pozo Poza Rica-8, que produjo un gasto inicial de 15 m<sup>3</sup>/día, sin embargo, la producción comercial dio inicio en 1952 con la explotación de los yacimientos del campo Presidente Alemán.

A principios de 1970, inició el desarrollo de los campos Agua Fría y Tajín. Busch y Govela (1975) realizaron un estudio sedimentológico-estructural, confirmando la existencia del “Paleocañón de Chicontepec”, al cual le determinaron una longitud aproximada de 123 Km y un ancho de 25 Km. Delimitaron áreas potencialmente productoras y propusieron la perforación de ocho localizaciones exploratorias, resultando exitosas todas. Como consecuencia, a finales de los 70’s se inició un programa de perforación de 49 pozos exploratorios de los cuales 47 fueron productores.

En 1978, Petróleos Mexicanos hizo la primera certificación de reservas mediante los servicios de DeGolyer & McNaughton. La compañía contempló un área de 3,033 Km<sup>2</sup>, calculando el volumen original de hidrocarburos in situ de 106,000 MMB, lo que equivale a una reserva probada de 4,625 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE), una reserva probable de 6,801 MMBPCE y una reserva posible de 2,176 MMBPCE, alcanzando una reserva total de 13,602 MMBPCE, que mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria la reserva total podría llegar hasta 17,645 MMBPCE.

En 1980, Petróleos Mexicanos mediante el Proyecto de Inversión Chicontepec, contemplaba la perforación de 16,000 pozos (para extraer los 13,602 MMBPCE estimados) en el área, implementándose la perforación de pozos direccionales para evitar dañar la agricultura y ganadería. A partir de este proyecto se les dio nombre a los campos que actualmente se conocen.

## **1.2 OBJETIVO GENERAL**

La realización de la Caracterización Petrofísica es el principal objetivo del presente trabajo, ya que el campo presenta una compleja geología, así que, con la integración de los insumos disponibles se determina con mayor seguridad las zonas de mayor interés económico.

## **1.3 OBJETIVOS PARTICULARES**

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Modelo de porosidad por medio de registros geofísicos calibrados con información de núcleos dentro de un modelo petrofísico Bimodal (Arena-Lutita).
- Identificación de la Calidad de Roca mediante modelo de Winland (r35).
- Elaboración de mapas de isopropiedades.
- Modelo de condición del yacimiento.
- Cálculo de volumen original de hidrocarburos.
- Propuestas para posibles nuevas ubicaciones y/o cambios de intervalos de producción (RMA's).

## 1.4 GEOGRAFÍA

### 1.4.1 Localización

El área de trabajo cuenta con un área de 31.9 km<sup>2</sup>, se localiza entre la Planicie Costera del Golfo de México y la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla y Poza Rica del Estado de Veracruz (Fig. 1.2).



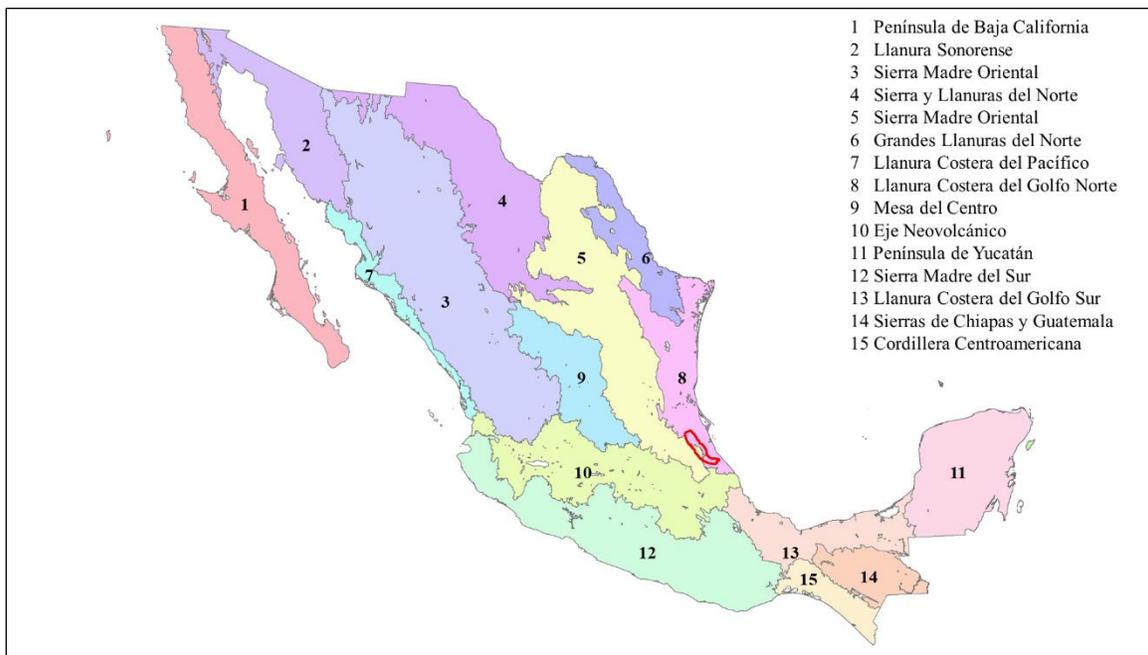
**Figura 1.2** Ubicación del Área de estudio (polígono negro) dentro de la Cuenca de Chicontepec (polígono amarillo). Recuperado de <https://earth.google.com/web>

### 1.4.2 Fisiografía

La Cuenca de Chicontepec se encuentra en la porción sur de la Provincia de la Llanura Costera del Golfo Norte; está limitada al oeste-suroeste por la provincia de la Sierra Madre Oriental y al sur por el Eje Neovolcánico (Fig. 1.3).

La Llanura Costera del Golfo Norte comparte territorio con Estados Unidos de América. Se extiende por las costas de Texas hasta Louisiana. En México abarca parte de los estados de Tamaulipas, Nuevo León, San Luís Potosí y Veracruz. La llanura Costera del Golfo Norte emergió en la era Cenozoica, sus llanuras están formadas por materiales marinos cubiertos por un delgado aluvión. (INEGI, 2008)

La Sierra Madre Oriental, está situada en el este del país, tiene una dirección noroeste-sureste, inicia en el sur del estado de Texas y justo al norte de la ciudad de Monterrey, Nuevo León, tiene un giro hacia el oeste y después hacia el norte, continúa hacia el sur a Veracruz hasta su punto de contacto con el Eje Neovolcánico. El tipo de roca que es más común en su superficie es la sedimentaria, principalmente de origen marino. Estas rocas fueron levantadas y plegadas siguiendo un eje con dirección aproximada sur-norte. (INEGI, 2008)



**Figura 1.3** Posición de la Cuenca de Chicontepepec con respecto a las Provincias Fisiográficas (Modificada de INEGI, 2008).

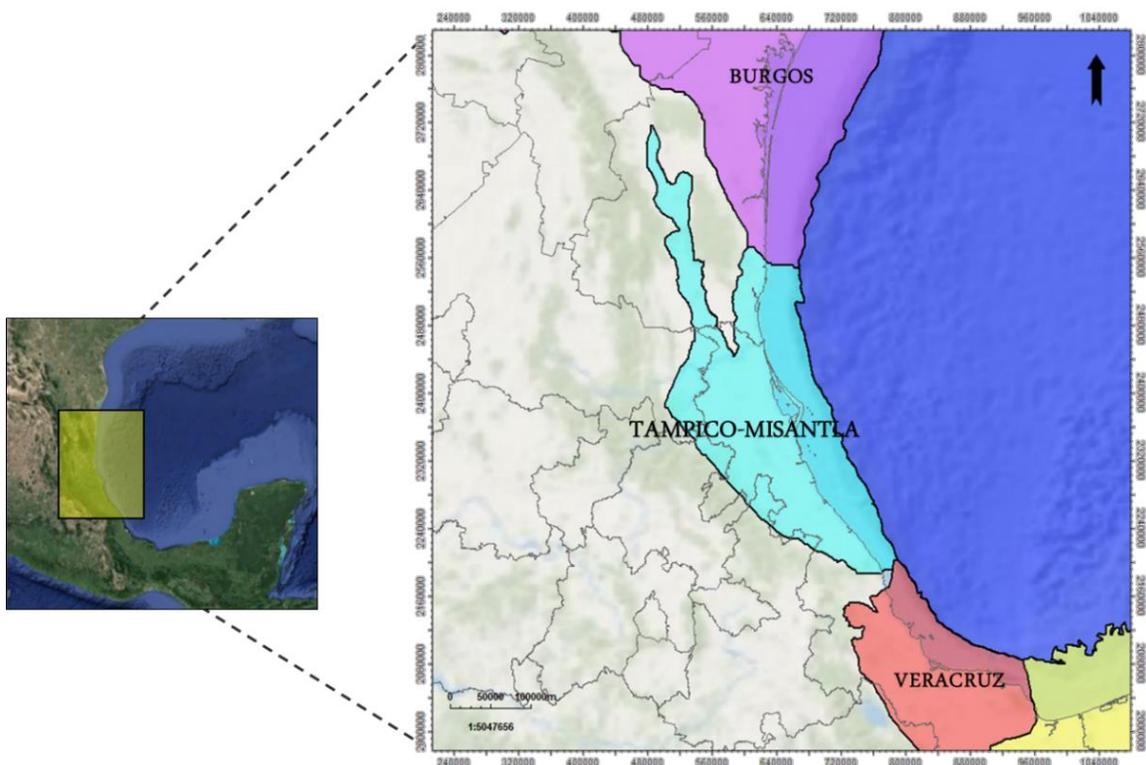
El Eje Neovolcánico conocido también como Sierra Volcánica Transversal; junto con la Sierra Madre del Sur es una de las provincias con mayor variación de relieve y de tipos de rocas. Se extiende desde el Océano Pacífico hasta el Golfo de México, constituyendo una ancha faja de 130 km. Inicia en la Costa Occidental en la desembocadura del río Grande Santiago a la Bahía de Banderas, continua hacia el sureste hasta encontrar el volcán de Colima para después continuar aproximadamente sobre el paralelo 19° N, hasta llegar al pico de Orizaba y al Cofre de Perote, alcanzando 880 km. de longitud. (INEGI, 2008)

## II.- MARCO GEOLÓGICO

### 2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

#### 2.1.1 Cuenca Tampico - Misantla

La Cuenca Petrolera Tampico-Misantla, se localiza en la porción centro-oriental de la República Mexicana, comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata 200 m. Limita al norte con la porción central de la Cuenca de Burgos, al sur con la Cuenca de Veracruz, al oeste con el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al este con aguas territoriales en la Provincia de Cordilleras Mexicanas. La Cuenca Tampico-Misantla cubre un área de 57,170 km<sup>2</sup>. (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2010)



**Figura 2.1** Localización de la Cuenca Tampico-Misantla (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2010).

La Cuenca Tampico-Misantla en su porción sur está conformada principalmente por siete elementos tectónicos de norte a sur: Paleocañón Bejuco-La Laja, La Sierra de Tantima, El Paleocañón de Chicontepec y el Cinturón Volcánico Mexicano; y de Este a Oeste: la Plataforma de Tuxpan y la Sierra Madre Oriental. Estos elementos estructurales han influido en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas según el régimen tectónico. (Activo Regional de Exploración Región Norte, 2008)

### **2.1.1 Cuenca Chicontepec**

La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y su límite de secuencia corresponde con una discordancia sintectónica. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, complejos de abanicos submarinos y una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante este período ocurrieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos, cuyos componentes son en gran medida fragmentos de carbonatos.

## **2.2 GEOLOGÍA LOCAL**

### **2.2.1 Paleocanal de Chicontepec**

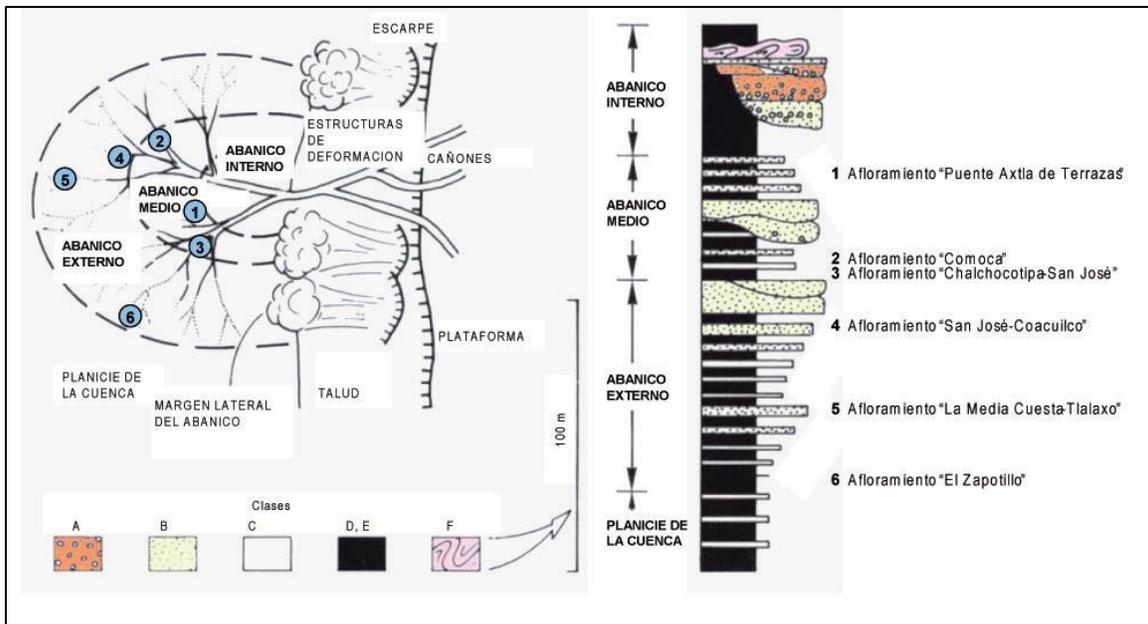
Se define como una serie de eventos de diversos eventos de depósito de abanicos submarinos, erosión y relleno.

Los depósitos se distribuyen a lo largo del Paleocanal de Chicontepec, cuyos espesores brutos de las facies del Paleoceno al Eoceno fluctúan entre 200 metros y hasta 1700 metros, los espesores más significativos se ubican en la parte Nororiental mientras que al Sureste se reducen.

### 2.2.2 Modelo sedimentario

Por mucho tiempo, PEMEX ha utilizado el modelo conceptual sedimentario de Walker (1978) para el grupo Chicontepec, pero debido a que este modelo no explica en su totalidad todos los eventos presentados en el canal de Chicontepec, Santillán (2009) y Santillán y Aguayo (2011) consideran otro modelo, para los depósitos de facies turbidíticas en aguas profundas, para un mejor entendimiento de la geometría y distribución de las facies en el subsuelo, y en consecuencia de las propiedades petrofísicas asociadas con estas.

El modelo considerado corresponde a los abanicos submarinos antiguos, propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972) que corresponde a una distribución espacio temporal de facies y a unos ambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo (Fig. 2.2), los cuales son alimentados por frentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), y cuyos flujos de densidad son transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes turbidíticas, depositados al pie del talud de las cuencas marinas profundas (Santillán Piña, 2009).



**Figura 2.2** Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972).

El abanico interno es alimentado por cañones submarinos en los que se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. Los sedimentos más gruesos se acumulan en la zona del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas gradadas. Esas capas delgadas comúnmente presentan en sus bases estructuras de flama y secuencias Bouma parciales, consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras. En la zona en donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales (Santillán Piña, 2009).

El abanico medio es un sistema rico en areniscas y está caracterizado por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen pendiente abajo. La migración de canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra-abanico consiste de una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo (Santillán Piña, 2009).

El abanico externo tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbaditas de grano fino. Los mantos gradados resultantes son delgados, lateralmente persistentes, y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables (Santillán Piña, 2009).

### 2.2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec

La columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec está compuesta de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico (Tamán, San Andrés, Pimienta), siete del Cretácico (Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamaulipas Superior, Tamabra, Agua Nueva, San Felipe y Méndez) y diez del Cenozoico (Velasco, Grupo Chicontepec, Aragón, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Palma Real Inferior, Palma Real Superior), siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca (Figura 2.3).

La Era Cenozoica está comprendida entre el Paleoceno Superior al Oligoceno Superior encontrándose aéreas de brechas basales. La base de la columna geológica Cenozoica está representada por la formación Velasco-Basal la cual está caracterizada por lutitas calcáreas, sobre las que descansa el grupo Chicontepec el cual está conformado por:

- Chicontepec Inferior.
- Chicontepec Medio.
- Chicontepec Superior.

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION		
			ORTE	SUR	
TERCIARIO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR	
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR	
	EOCEÑO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE	
	EOCEÑO MEDIO		GUAYABAL		
	EOCEÑO INFERIOR		●	CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCEÑO SUPERIOR		●	CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCEÑO INFERIOR		●	CHICONTEPEC INFERIOR	
CRETACICO	SUPERIOR		VELAZCO BASAL	CHICONTEPEC CANAL	
	MEDIO		MENDEZ		
	INFERIOR		SAN FELIPE		
			AGUA NUEVA		
			TAMAULIPAS SUPERIOR < TAMABRA		
JURASICO	SUPERIOR		TAMAULIPAS INFERIOR		
			PIMIENTA		
			TAMAN < SAN ANDRES		

Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

A continuación, se describen las principales características de las unidades estratigráficas que pertenecen al grupo Chicontepec:

**Formación Chicontepec Inferior.** *Dumble (1918)*, definió con este nombre a sedimentos tipo flysch, constituidos por una serie de lutitas y areniscas gris verdoso, de estratificación rítmica y con delgadas intercalaciones de margas arenosas color gris oscuro, expuestas en un anticlinal de 2.5 km. ubicado al este de Chicontepec, Ver. Se presenta como una alternancia de capas de 3 a 10 centímetros de arenisca calcárea gris, de grano fino y lutitas de igual color en horizontes de 3 a 30 centímetros que intemperizan a color amarillo. Sobreyace en concordancia a la Formación Velasco y subyace discordantemente a la Formación Chicontepec Medio. La edad que se le asigna es Paleoceno Superior, basada en la fauna: *Globorotalia velascoensis* y *Globorotalia pseudomenardii*.

**Formación Chicontepec Medio.** Es la unidad litoestratigráficamente intermedia del Grupo Chicontepec, definido por *Dumble* en 1918, al este de Chicontepec, Ver. Está constituida por una serie de capas de 20 a 40 centímetros de areniscas calcáreas de grano fino a medio, gris claro, que intemperizan en café amarillento, alternando con horizontes de 10 a 20 centímetros de lutitas café. Sobreyace concordantemente a la Formación Chicontepec Inferior, y subyace normalmente a la Formación Chicontepec Superior. La edad de esta unidad es Paleoceno Superior (Landeniano), de acuerdo con la fauna *Chilogumbelina critina*, *Globorotalia velascoensis* y *Globigerina velascoensis*.

**Formación Chicontepec Superior.** Corresponde a la unidad superior del grupo Chicontepec, definido por *Dumble* en 1918. Se presenta como capas de arenisca calcárea de grano medio a grueso, gris verde, que intemperizada cambia a color café amarillento, en capas de 40 a 80 centímetros. Es frecuente observar calcos de bioturbación y huellas de oleaje. Alternando con las areniscas se encuentran horizontes de lutitas arenosas, color gris, intemperizadas en amarillo. Subyace concordantemente a la Formación Guayabal del Eoceno Medio y sobreyace concordantemente a la Formación Chicontepec Medio, del Paleoceno Superior. La edad que le corresponde es del Eoceno Inferior y contiene los siguientes microfósiles: *Globorotalia rex* y *Globorotalia formosa formosa*.

El predominio de areniscas sobre lutitas en esta unidad, aunado a las estructuras sedimentarias, sugiere que su depósito se realizó en zonas más cercanas a la costa, probablemente relacionadas con deltas con acumulaciones considerables de terrígenos que constituyen esta formación; representa el máximo volumen del aporte de sedimentos orogénicos, tipo flysch depositados al iniciarse el Eoceno. *López-Ramos (1956)*, describe Chicontepec usando un simple sistema: inferior, medio y superior y considera a la Formación Aragón como el equivalente al Chicontepec Superior. Por la presencia de los fósiles *Vulvulina advena*, *Chilostomella sp.*, *Chilostomelloides sp.*, *Heterolepa sp.*, *Gyroidinoides sp.* y *Oridorsalis sp.*, se ha interpretado su depósito en ambientes de aguas profundas en un rango de 200 a 500 metros.

# III.- METODOLOGÍA DE TRABAJO

## INTRODUCCIÓN

Llamamos metodología, a los procesos y/o procedimientos utilizados para llevar a cabo un conjunto de objetivos específicos; uno de los objetivos particulares de este proyecto es la realización de un Modelo Estático.

Un Modelo Estático necesita de ciertos insumos que sirvan como base; para esto, con la información disponible se realizó una Caracterización Petrofísica a un grupo de pozos, obteniendo así los principales parámetros petrofísicos, coherentes dentro del contexto del área de estudio.

Como primer paso de toda investigación es la reunión de toda información disponible, acompañado de un análisis y correcta adecuación. La información empleada para realizar este proyecto consistió principalmente en lo siguiente:

- Estudios previos (tesis, manuales, reseñas históricas públicas).
- Sísmica 3D (dominio en tiempo y profundidad).
- Registros Geofísicos de Pozo (convencionales, DSI, CMR, OBMI).
- Información de núcleo (descripción de muestras y núcleo, petrofísica básica, estudios especiales, entre otros).

En la gestión de información se utilizan softwares especializados, estos programas sirvieron para el uso y manejo adecuado de la información de registros geofísicos de pozos e información sísmica, en consecuencia, llevar a cabo toda la secuencia de evaluación del área de interés. En este capítulo se aborda de manera general las etapas preliminares realizadas para cada especialidad, en capítulos posteriores se explican a mayor detalle.

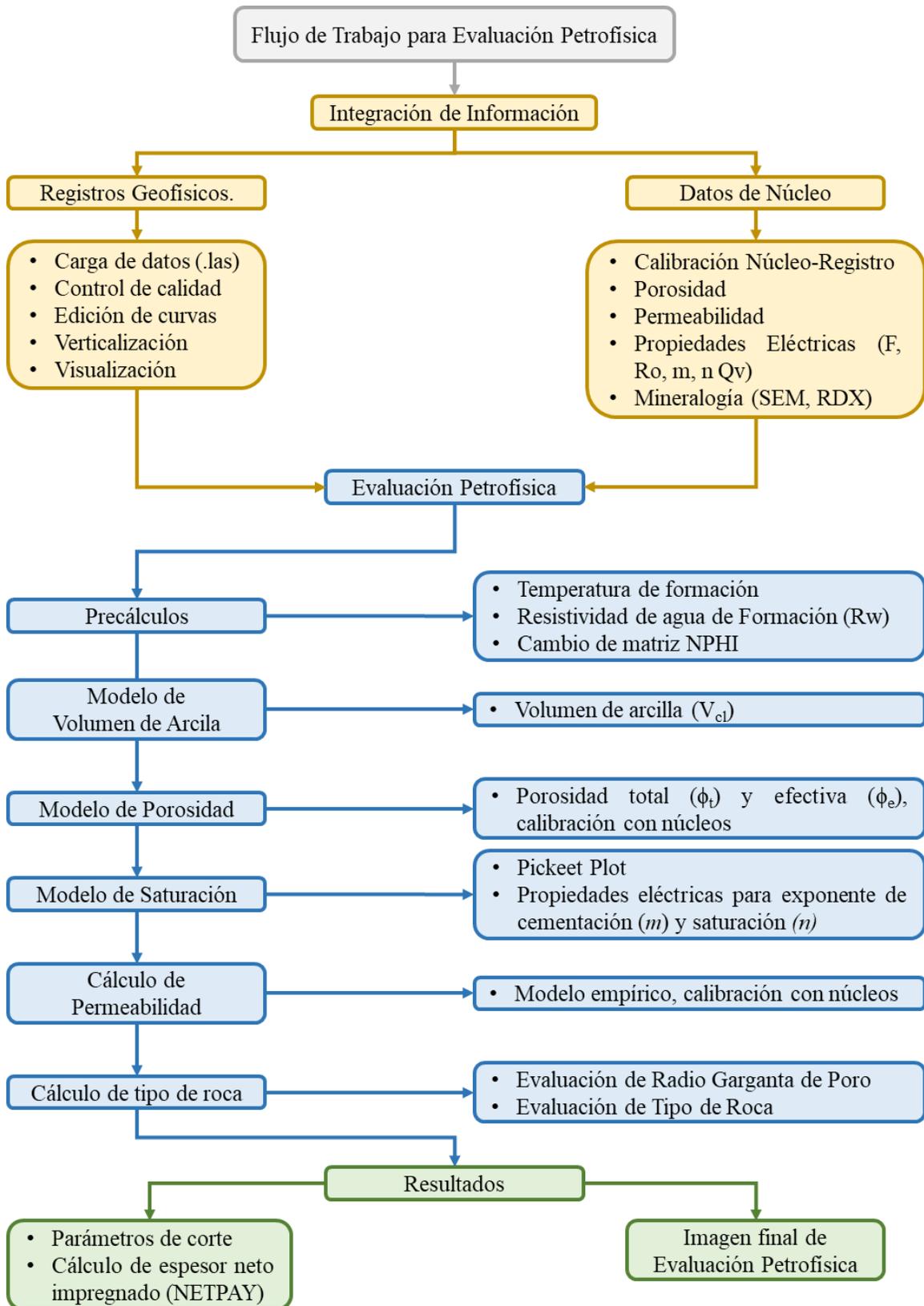
### 3.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

La evaluación petrofísica nos permite obtener los principales parámetros petrofísicos de un campo, con el objetivo que la exploración y extracción de hidrocarburos sea de manera económicamente rentable y continua.

Una Evaluación Petrofísica, consta de ciertas ecuaciones específicas; describe diversos procedimientos predeterminados (Fig. 3.1), entre otras; cálculo de volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ), cálculo de porosidad total ( $\phi_t$ ) y efectiva ( $\phi_e$ ), cálculo de saturación de agua ( $S_w$ ), cálculo de permeabilidad ( $k$ ). De igual modo, se calibran con datos de núcleo, de producción u otro conjunto de datos disponible; todo para establecer las condiciones del fluido y su comportamiento en el medio poroso de roca.

Para la evaluación petrofísica las curvas de registros, fueron editadas (corrección de profundidad) para poder ser calibradas con información de los análisis de núcleos y las pruebas de producción de los pozos; se calcularon y determinaron los volúmenes de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburos, espesor neto poroso, tipo de roca y litología de los pozos.

La construcción de un modelo petrofísico obedece a la complejidad del área de interés. Por lo tanto, de manera general, se expone el flujo de trabajo realizado para llevar a cabo la evaluación petrofísica de un pozo, el cual se compone, entre otras cosas; recopilación y análisis de la información disponible, control de calidad y edición de la información, al igual que, definir los modelos de porosidad, saturación y permeabilidad, hasta llegar al cálculo del espesor neto impregnado (NETPAY) y sus derivados.



**Figura 3.1** Flujo de trabajo a detalle para la evaluación petrofísica.

## **3.2 INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN PETROFÍSICA**

En la construcción del Modelo Petrofísico del área, se utilizaron 17 pozos, se tomaron en cuenta por su contenido de información (registros de pozo, información petrofísica proveniente de núcleo, así como, datos de producción, etc.).

Se utilizó el software Techlog®, de la compañía Schlumberger, para la integración de la información de Registros Geofísicos de Pozos e información de núcleos de los pozos, y con esto efectuar la evaluación petrofísica.

También, se realizó un control de calidad, edición y evaluación de la información.

### **3.2.1 Carga de datos**

Cada pozo cuenta con un encabezado en formato de imagen (.pds, .pdf, .tiff) y un archivo digital (.las, .dlis), estos últimos contienen los registros tomados, convencionales o especiales; adquiridos en intervalos de muestreo de .1524 m (6 muestras por metro). En la Tabla 1 se resumen los registros geofísicos existentes para cada pozo.

Los encabezados poseen información sustancial referente al momento de la perforación del pozo como: salinidad, densidad y tipo de lodo de perforación, temperatura al realizar los registros, elevaciones de la mesa rotaria y del terreno, profundidad total, entre otros. En la Tabla 2 se presenta información general de los pozos utilizados.

En el software se crea un nuevo proyecto para efectuar la carga de la información, que consiste principalmente de los registros geofísicos de pozo (.las), información petrofísica de núcleos, los marcadores de los cuerpos y los disparados. Posteriormente, se somete a análisis cuantitativo y cualitativo a la información.

**Tabla 1** Registros de curvas disponibles para cada pozo para la evaluación petrofísica.

Pozo	REGISTROS CONVENCIONALES								
	BIT	CALI	GR	RS	RM	RD	RHOB	NPHI	DT
C-0112	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0113	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0122* <sup>+</sup>	-	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0128	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0141	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0149	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0153	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0182	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0188	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0212	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0224*	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0428	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-0497* <sup>+</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-1080	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-1085**	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-1460	-	X	X	X	X	X	X	X	X
C-4760	X	X	X	X	X	X	X	X	X

(\*) cuentan con registros especiales de Imagen de Sónico Dipolar (DSI), (+) información de núcleo disponible.

**Tabla 2** Información general de los pozos utilizados en la evaluación petrofísica.

Pozo	Medidas (m)			Temperatura (°C)		$\rho$ (gr/cm <sup>3</sup> )	Lodo	
	N.T.	M.R.	P.T.	SHT	BHT		Tipo	Salinidad (ppm)
C-0112	162.43	167.33	2286.72	25.00	81.37	1.40	B. A.	222163.00
C-0113	86.47	92.31	1806.70	-	77.00	1.70	E. I.	48960.00
C-0122	86.60	92.30	1940.00	20.00	70.90	1.35	E. I.	210672.00
C-0128	289.60	295.10	2442.00	30.00	83.00	1.32	E. I.	41000.00
C-0141	85.24	90.44	1900.41	-	80.46	1.53	E. I.	81140.00
C-0149	84.00	89.50	2209.00	24.00	83.00	1.50	E. I.	299.87
C-0153	268.50	274.00	2026.00	22.00	77.00	1.31	E. I.	254075.00
C-0182	108.00	113.70	2068.00	-	88.00	1.41	E. I.	45370.00
C-0188	86.60	92.30	1923.00	25.00	65.00	1.25	E. I.	209124.00
C-0212	107.80	113.30	2195.00	20.00	86.00	1.40	E. I.	290095.00
C-0224	107.80	113.30	1917.00	25.00	84.00	1.45	E. I.	308983.00
C-0428	86.74	92.84	1945.50	-	81.00	1.38	E. I.	44210.00
C-0497	84.00	89.50	1913.00	20.00	84.00	1.49	E. I.	313403.00
C-1080	104.50	110.40	2001.00	-	82.00	1.44	E. I.	81050.00
C-1085	91.87	95.57	2013.45	-	87.00	1.55	E. I.	40340.00
C-1460	86.60	92.30	1828.60	25.00	76.00	1.43	E. I.	208889.00
C-4760	86.74	92.84	1997.47	-	84.00	1.38	E. I.	45510.00

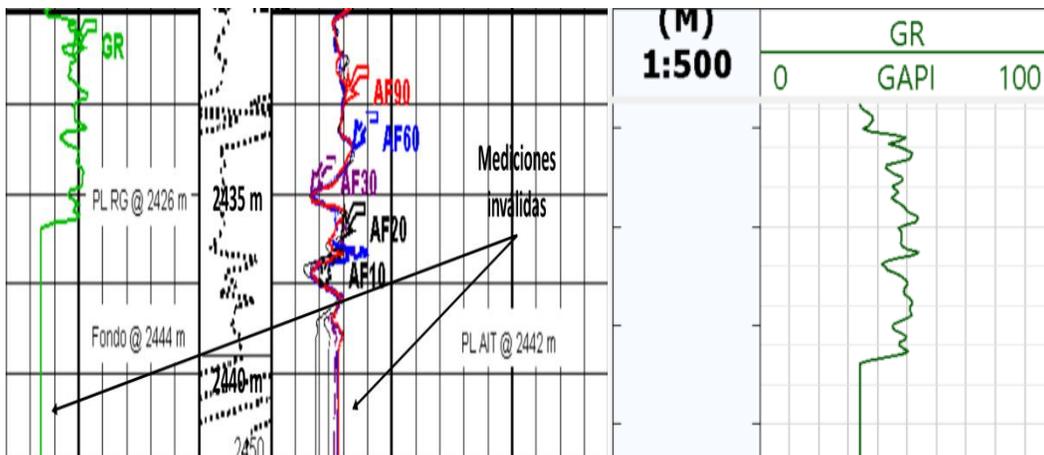
### 3.2.2 Control de calidad

El control de calidad y validación de la información consistió en comparar si las herramientas de registro han tomado correctamente las mediciones, paso que siempre se debe efectuar; esto es verificando minuciosamente que cada una de las curvas que los valores de estas correspondieran a los valores del archivo en imagen, las primeras y últimas mediciones, revisar las observaciones de cada encabezado para estar consiente si existía alguna situación (sobretensión) que provoque una mala medición de la herramienta.

### 3.2.3 Edición de curvas

La edición de curvas es una etapa muy importante, aquí se corrigen las curvas que presenten valores anómalos debido a deformaciones del agujero y atorones de la herramienta, igualmente, fueron recortados las curvas en las profundidades correspondientes (Fig. 3.2). En esta etapa también se ponen en profundidad todas las curvas del pozo, tomando como curva base la resistividad profunda ( $R_t$ ).

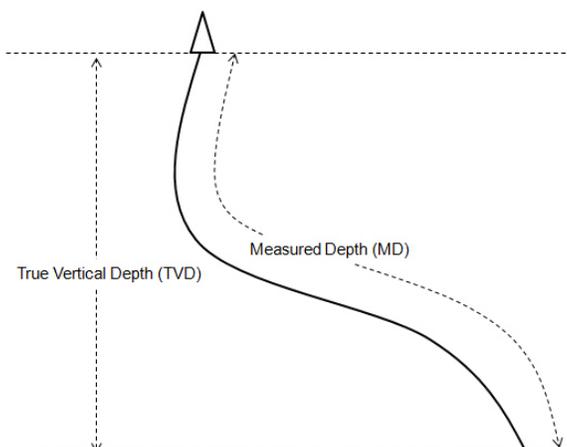
Todas las curvas de los registros fueron editadas, según el caso, es importante que todas estén en profundidad para que las propiedades petrofísicas que obtengan correspondan a un mismo evento.



**Figura 3.2** Ejemplo donde las curvas se deben editar (recortar), los valores más profundos a 2426 m nos son válidos; a la izquierda la curva RG en el encabezado y a la derecha la curva RG digital.

### 3.2.4 Verticalización del pozo

Los datos de desviación de los pozos se cargan en formato cvs, estos contienen la información de profundidad medida (MD), desviación y azimuth. Esta información se carga para el cálculo de la profundidad vertical verdadera (TVD) y por el método de Mínima de Curvatura (Fig. 3.3).



**Figura 3.3** La profundidad medida es la distancia del trayecto del pozo. En un pozo vertical, la profundidad medida es igual a la profundidad vertical verdadera. Esta imagen indica las diferencias entre ambas profundidades.

### 3.2.5 Registro compuesto

Con base a la información recopilada y editada. Se grafican las curvas de utilidad en la evaluación petrofísica, adicional a la presentación de este arreglo de curvas, visualizamos los cambios dados en la columna geológica atravesada durante la perforación.

En la Figura 3.4 se observan un grupo de registros. En el 1<sup>er</sup> carril se encuentran los registros mecánicos que son indicadores de condiciones del agujero, Bit size (BIT) y Caliper (CALI), también se presenta el registro de Rayos Gamma (RG) el cual es indicativo de litología; en el 2<sup>do</sup> y 3<sup>er</sup> carril se ubican la profundidad medida (MD) y verticalizada (TVD); para el 4<sup>to</sup> y 5<sup>to</sup> carril se muestran los cuerpos y los disparos efectuados en el pozo, respectivamente; el 6<sup>to</sup> carril están resistividades que indican las condiciones de fluido y litología; en el 7<sup>mo</sup> carril están las porosidades Densidad – Neutrón que representan la porosidad total aparente, son indicadores de presencia de arcilla e hidrocarburos; en 8<sup>vo</sup> carril están los registros acústicos.

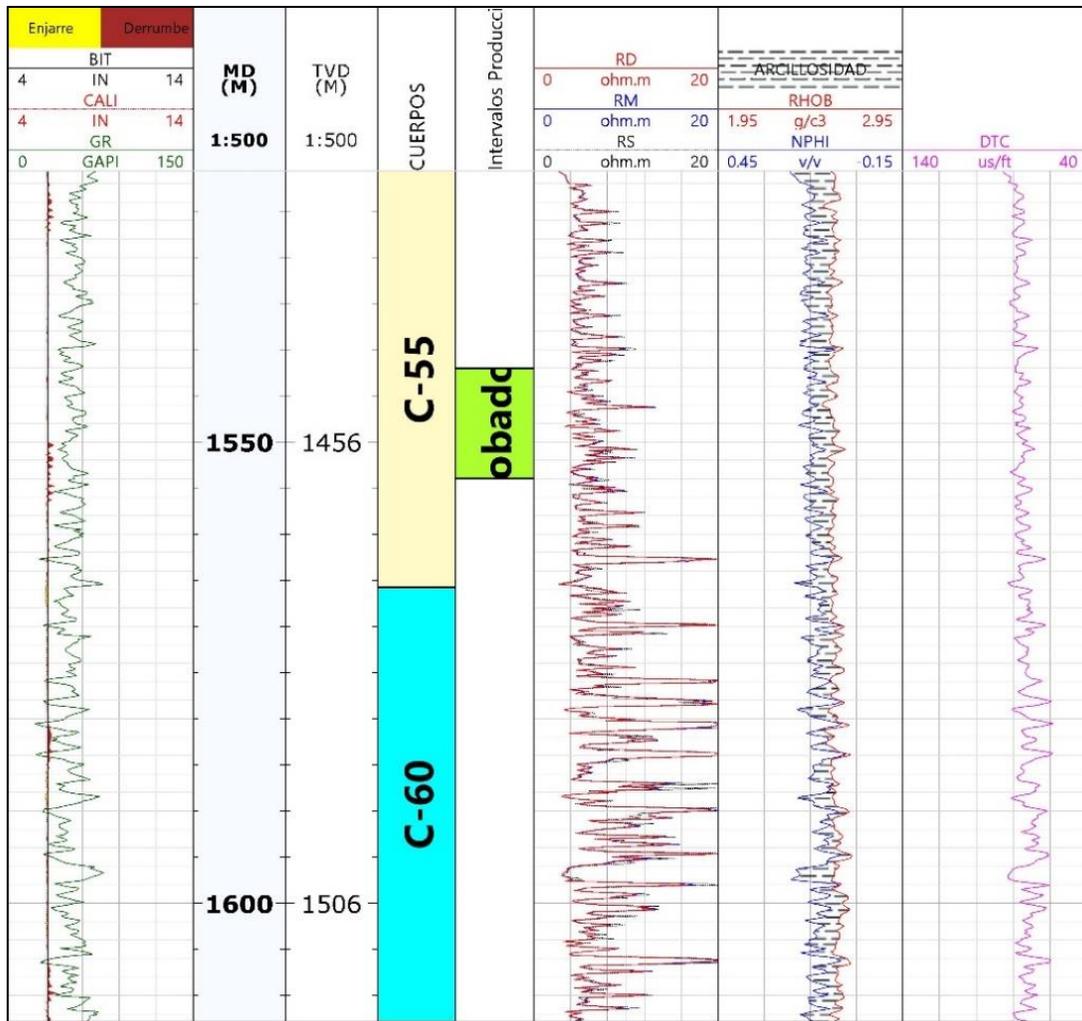


Figura 3.4 Registro compuesto del pozo C-0224.

### 3.2.6 Información de datos petrofísicos de núcleos

La información que se obtiene de núcleos se divide generalmente en dos tipos: petrofísica básica y estudios especiales.

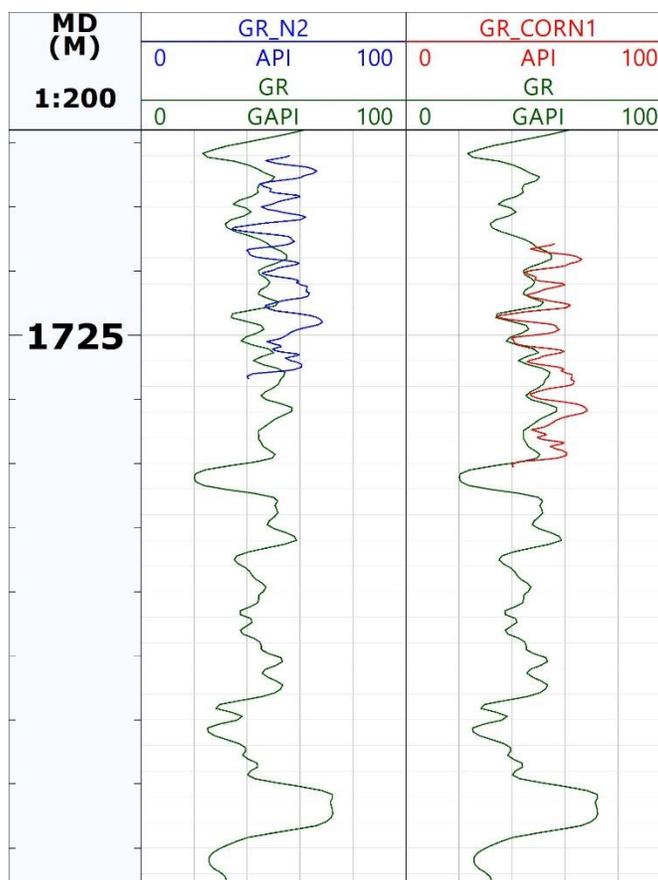
La Petrofísica Básica (PB) son estudios básicos entre los que se encuentran regularmente pruebas de porosidad, permeabilidad, densidad de grano ( $\rho$ ) y espectroscopía de rayos gamma (K, U, Th, Total) del núcleo. Para el caso de las pruebas especiales se puede encontrar propiedades eléctricas (F, Ro, m, n Qv), Presiones capilares (Pc), Mineralogía (láminas delgadas, rayos x (R-X), imágenes SEM, arcillas), Tamaño de grano, Propiedades mecánicas, Comprensibilidad de la roca, Permeabilidades relativas y mojabilidad, entre otras. La Tabla 3 menciona la información petrofísica general disponible.

**Tabla 3** Información Petrofísica de Núcleos

Pozo	N	Petrofísica Básica				Pruebas especiales								
		$\phi$	k	$\rho$	GR	Propiedades eléctricas					Mineralogía			
						F	Ro	m	n	Qv	Petrografía	RDX	SEM	
C-0224	3	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
C-0497	4	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x			x

### 3.2.7 Calibración de datos de Núcleo-Registro

Calibrar los núcleos con las curvas del pozo, es colocar en la profundidad correcta toda la información petrofísica de los núcleos, para esto la curva GR del pozo se utiliza como base, y la curva GR del núcleo relaciona con la del pozo, y así obtenemos el ajuste del desplazamiento vertical necesario; los desplazamientos realizados se aplican a la demás información de núcleo (porosidad, permeabilidad, propiedades eléctricas, etc.) (fig. 3.5).

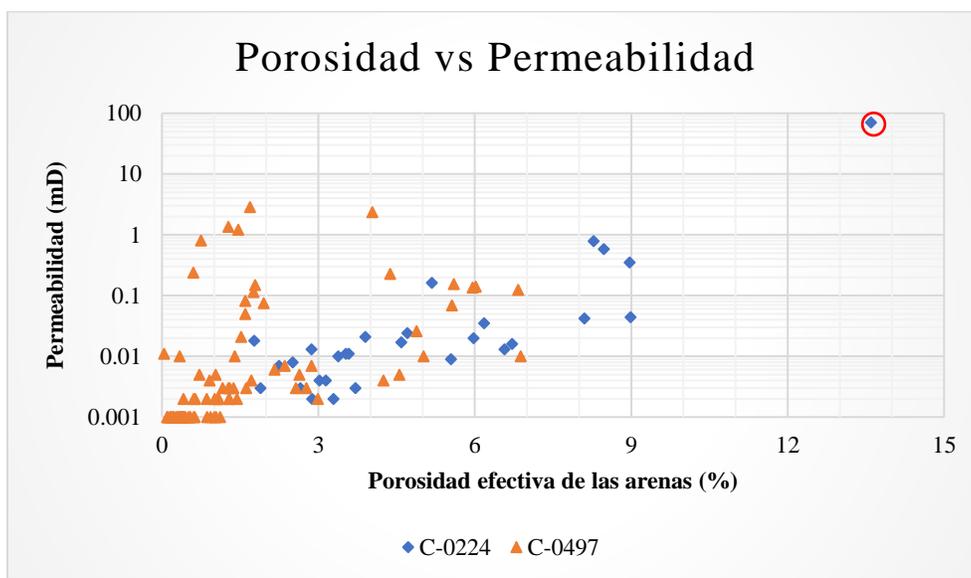


**Figura 3.5** Calibración de Núcleos. Tanto en el 1<sup>er</sup> y 2<sup>do</sup> carril, la curva verde corresponde a la curva GR de pozo; en el 1<sup>er</sup> la curva azul representa a la curva GR del núcleo en su profundidad original y en el 2<sup>do</sup> carril, la curva roja representa a la curva GR del núcleo después del desplazamiento en su profundidad.

### 3.2.8 Porosidad - Permeabilidad

La porosidad y permeabilidad fueron obtenidas de los núcleos de 2 pozos, como lo indica la Tabla 3. A condiciones superficiales y de yacimiento se obtuvieron estos datos; la permeabilidad calculada por aire y corregida por efecto Klinkenberg. Con esta información se elaboró una gráfica semilogarítmica para ver objetivamente la distribución de sus propiedades como lo muestra la Figura 3.6.

La Figura 3.6 muestra que el campo presenta porosidades máximas rondan entre el 8% al 9%, y las permeabilidades de hasta 2.9 mD. En forma general la mayor concentración de datos se concentra por debajo del 7% de porosidad y 0.2 mD. Se aprecia que el pozo C-0224, tiene una mejor relación porosidad-permeabilidad dentro del campo.



**Figura 3.6** Gráfico de Porosidad de Helio vs Permeabilidad por aire corregida por efecto Klinkenberg de los núcleos del Campo C. El valor del círculo rojo es de un tapón fracturado.

### 3.2.9 Propiedades Eléctricas

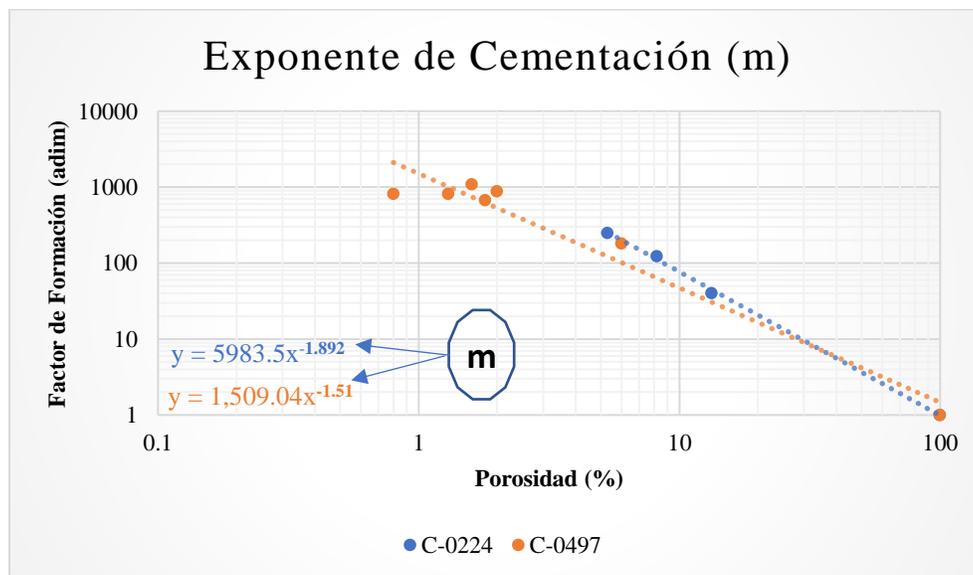
Las Propiedades Eléctricas se han adquirido de pozos posteriores al 2007. Dentro de los estudios especiales de propiedades eléctricas que se realizaron se encuentran: Factor de Formación (F), Resistividad de la roca 100% saturada de agua salada ( $R_o$ ), Exponente de Cementación (m), Exponente de Saturación (n) y Capacidad de Intercambio Catiónico ( $Q_v$ ), Índice de Resistividad (I). La Tabla 4 muestra los estudios especiales por núcleo.

**Tabla 4** Propiedades eléctricas disponibles.

Pozo	N	MD	$\phi$	K	F	m	n	Ro	Qv
C-0224	N1	1656.06	0.133	71.09	40.47	1.84	1.79	6.857	0.270
	N1	1657.26	0.053	0.272	250.20	1.88	1.73	40.860	0.190
	N1	1657.53	0.082	0.399	123.90	1.92	1.61	18.600	0.760
C-0497	N1	1515.50	0.060	0.187	181.30	1.84	1.85	23.300	1.460
	N2	1620.56	0.018	0.192	672.90	1.63	2.23	47.710	1.51
	N2	1623.15	0.016	0.070	1096.00	1.96	2.01	36.590	3.73
	N2	1624.96	0.013	1.578	814.70	1.54	1.72	109.40	0.25
	N4	1783.05	0.020	0.101	886.60	1.72	2.17	122.200	0.350
	N4	1783.22	0.008	0.967	819.00	1.37	2.21	123.300	0.090

Los parámetros petrofísicos  $m$  y  $n$  son muy importantes en el modelo de evaluación de una formación ya que tienen una repercusión alta en el volumen de fluidos calculados. De aquí es la importancia de tener datos de laboratorio que sustente el modelo petrofísico.

De la Figura 3.7 podemos observar que ambos pozos tienen valores altos de Factor de Formación; el pozo C-0497 tienen valores más altos de Formación a menor porosidad, lo que da valores bajos de  $m$  y nos da una tendencia promedio de 1.51 de  $m$ , el pozo C-0224 presenta valores más altos de  $m$  a mayor porosidad, por lo que tiene una tendencia promedio de 1.89 de  $m$ .



**Figura 3.7** Tendencias promedio de "m" para los pozos C-0224 y C-0497

### **3.2.10 Mineralogía**

Los estudios mineralógicos de laboratorio (análisis de microscopio electrónico de barrido (SEM) y análisis de difracción de rayos X), permiten determinar la composición mineralógica, fabrica del almacón, textura, diagénesis, el sistema poroso y la calidad del yacimiento de las muestras estudiadas.

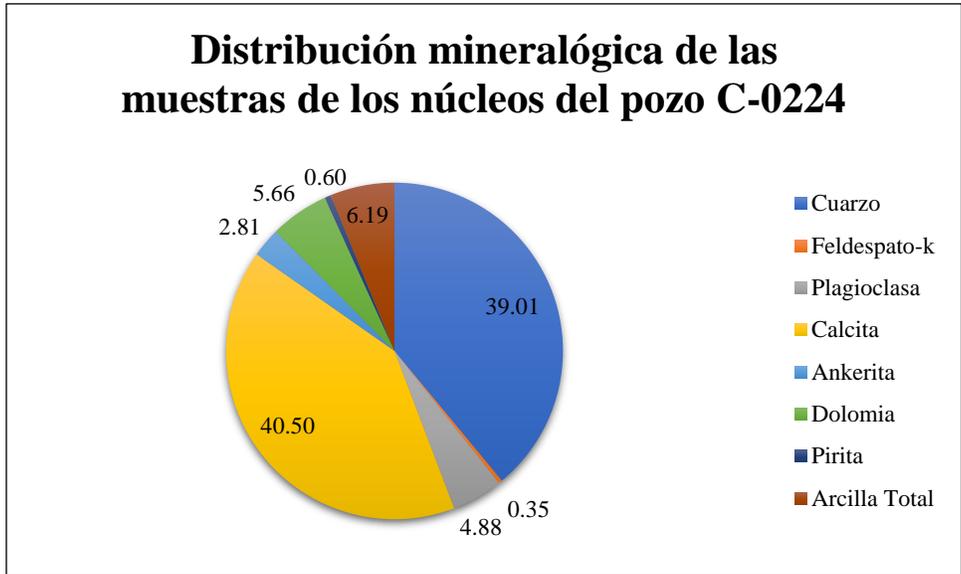
### **3.2.11 Análisis de difracción de rayos x**

La difracción de rayos X (XRD) permite la identificación de arcillas y otros minerales de manera rápida, este estudio es especialmente útil para la identificación de fases de grano fino que son difíciles de identificar por otros métodos como el microscopio electrónico de barrido (SEM).

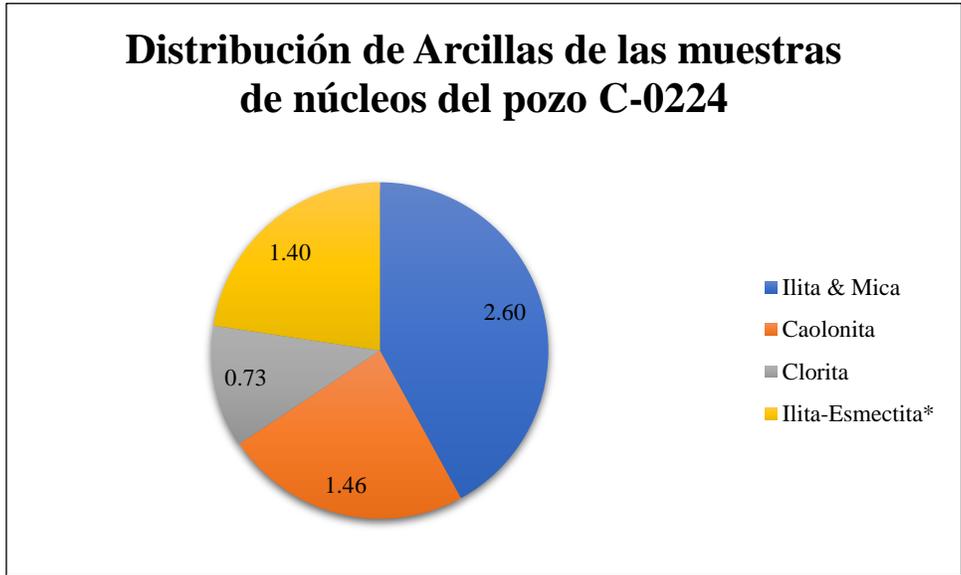
La muestra suministrada para el análisis de difracción de rayos-X debe ser una porción representativa de toda la muestra. Se requiere de aproximadamente 10 gramos para llevar a cabo el análisis rutinario. Se examinan los patrones de roca total y arcilla para determinar el contenido mineral, las áreas integradas para los picos se obtienen mediante el uso de un algoritmo múltiple *Lorentzian* que concuerda con el perfil (Schreiner y Jenkins, 1983).

La figura 3.8 muestra la distribución del contenido mineralógico de las muestras de los núcleos del pozo C-0224, la calcita se distingue como el mineral con mayor presencia en las muestras, esto es coherente a la litología del área, areniscas cementadas con calcita cuyos principales componentes son el cuarzo y fragmentos líticos de carbonatos.

La figura 3.9 corresponde a la distribución de los tipos de arcillas presente en las muestras de los núcleos del pozo C-0224, la cantidad total del mineral corresponde al porcentaje de arcilla total de la figura 3.7, aquí la illita y mica es el mineral arcilloso con mayor presencia.



**Figura 3.8** Distribución Mineralógica promedio a partir del análisis de difracción de rayos X de las muestras de los núcleos de pozo C-0224.



**Figura 3.9** L Distribución promedio de las Arcillas a partir del análisis de difracción de rayos X de las muestras de los núcleos de pozo C-0224. \*Esmectita 30%

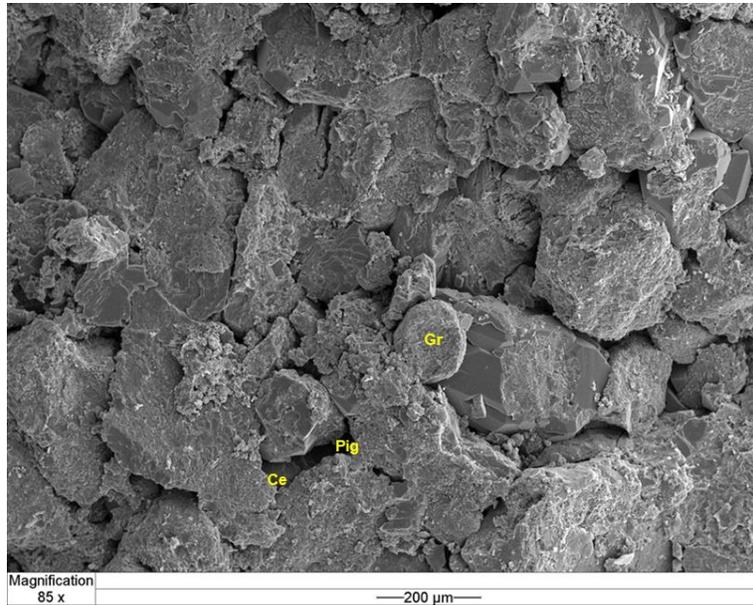
### 3.2.12 Imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (SEM)

Por medio de este microscopio se obtuvieron imágenes de alta resolución (Fig. 3.10). En general estos análisis permiten determinar los minerales arcillosos presentes, así como determinar el diámetro de la garganta de los poros. En la tabla 5 se muestra cómo se distribuye la arcilla en las muestras de núcleos de los pozos C-0224 y C-0497.

**Tabla 5** Distribución de las arcillas en los núcleos de los pozos C-0224 y C-0497.

Pozo	Muestra	Profundidad	Distribución de las arcillas		
			Estructural	Dispersa	Laminar
C-0224	N1H1	1656.06		x	
	N1H5	1657.26		x	
	N1H6	1657.53		x	
	N1H13	1663.33		x	
	N2H4	1720.07	x		
	N2H6	1720.89		x	
	N2H11	1725.30	x		
	N2H14	1726.58	x		
C-0497	N1H1	1510.28		x	x
	N1H8	1513.72	x		
	N1H14	1515.50			x
	N1TS15	1516.00		x	x
	N1TS19	1517.38	x		
	N2H1	1620.08	x	x	
	N2H6	1621.29	x	x	
	N2H10	1622.00			x
	N2H13	1623.15		x	x
	N2H16	1624.01		x	
	N2H18	1624.96			
	N2H22	1626.21		x	x
	N2H24	1627.27		x	x
	N2H29	1628.25			
	N2H33	1629.01		x	
	N3H1	1706.28			x
	N3H9	1707.73		x	
	N3H11	1708.49		x	
	N3H12	1710.54		x	
	N3H14	1711.27		x	
	N3H20	1712.27			
	N3H25	1713.53			
	N3H26	1714.28		x	
	N4H2	1778.26			x
N4H7	1779.80			x	
N4H9	1780.51		x		
N4H12	1781.74		x		

De las imágenes SEM podemos obtener una apreciación cualitativa de las arcillas y esto influye en la elección del modelo de saturación de agua que sea más acorde para el área de estudio.



**Figura 3.10** Imagen SEM de la muestra N1H1 del núcleo 1 del pozo C-0224, en donde se observa la presencia de granos detríticos (Gr) subangulosos, mal clasificados, con contactos puntuales entre ellos, soportados por escaso cemento calcáreo en partes; se observa también moderadas cantidades de poros intergranulares la mayor parte de ellos ocluidos en parte por cemento calcáreo y arcillas autigénicas (ResLab, 2011).

### **3.3 MODELADO ESTÁTICO**

El modelado estático de un yacimiento es la utilidad o disciplina que nos permite examinar e integrar la geometría y los límites físicos, convencionales, el contacto agua-aceite original, las variaciones vertical y lateral de las características petrofísicas, y así calcular una estimación del volumen original de hidrocarburos, reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos.

Los insumos necesarios para llevar a cabo la caracterización estática provienen principalmente de información sísmica, evaluación de registros geofísicos de pozo y de los análisis de laboratorio a muestras de roca y de fluidos.

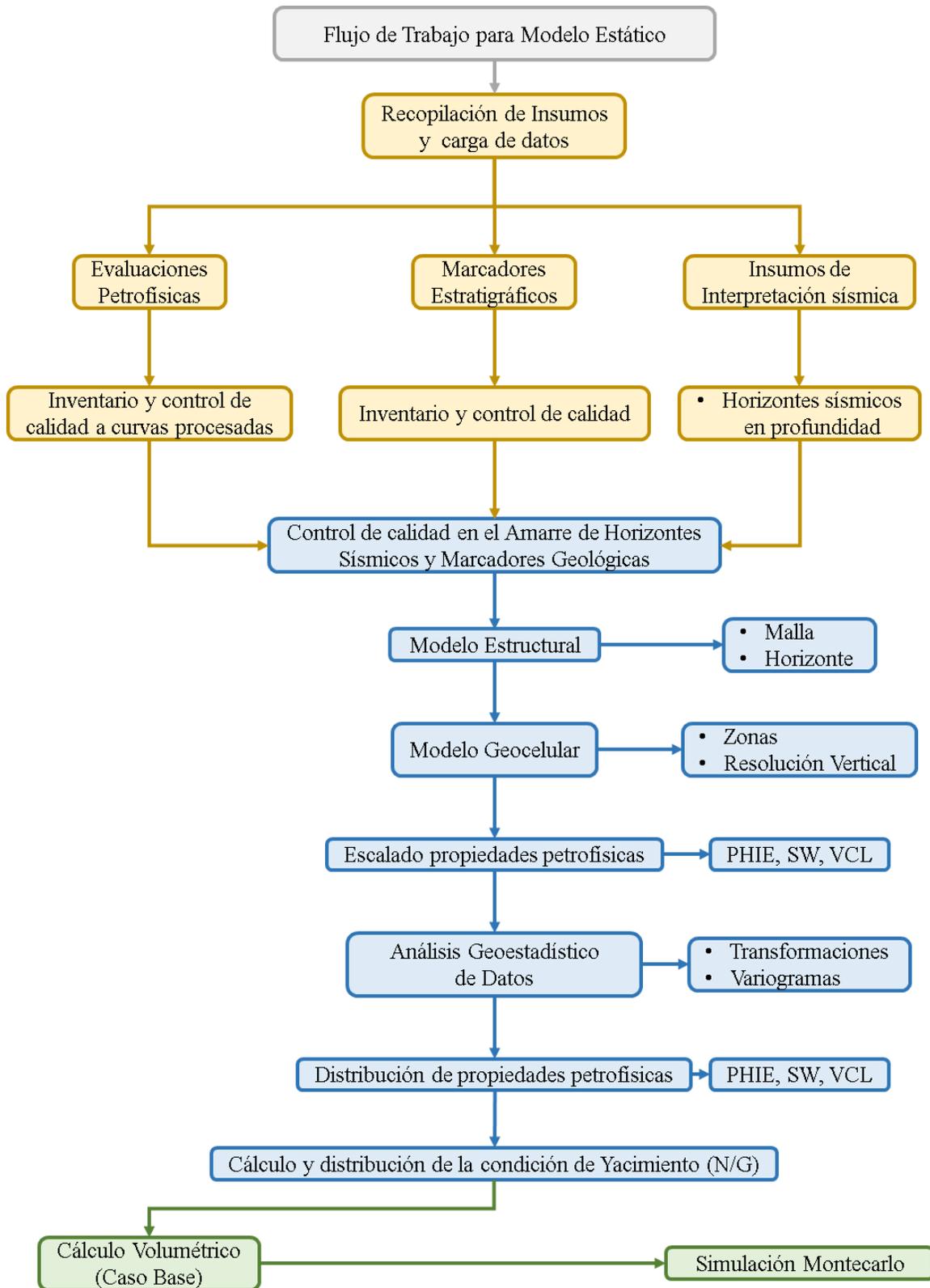
Para este proyecto, se muestra el proceso de construcción de un modelo estático para el yacimiento del área estudiada (Fig 3.8), como parte de los objetivos principales de esta obra.

### **3.4 RECOPIACIÓN DE INSUMOS**

Se utilizó el software de Petrel©, de la compañía Schlumberger para llevar a cabo el Modelo Estático; como paso inicial se importaron y cargaron los datos de pozo como el Encabezado (header), Trayectoria (survey) y Registros Geofísicos, igualmente, la sísmica 3D correspondiente. También se carga los insumos procesados de disciplinas previas.

Finalmente, la información de la que se parte se compone de la siguiente manera:

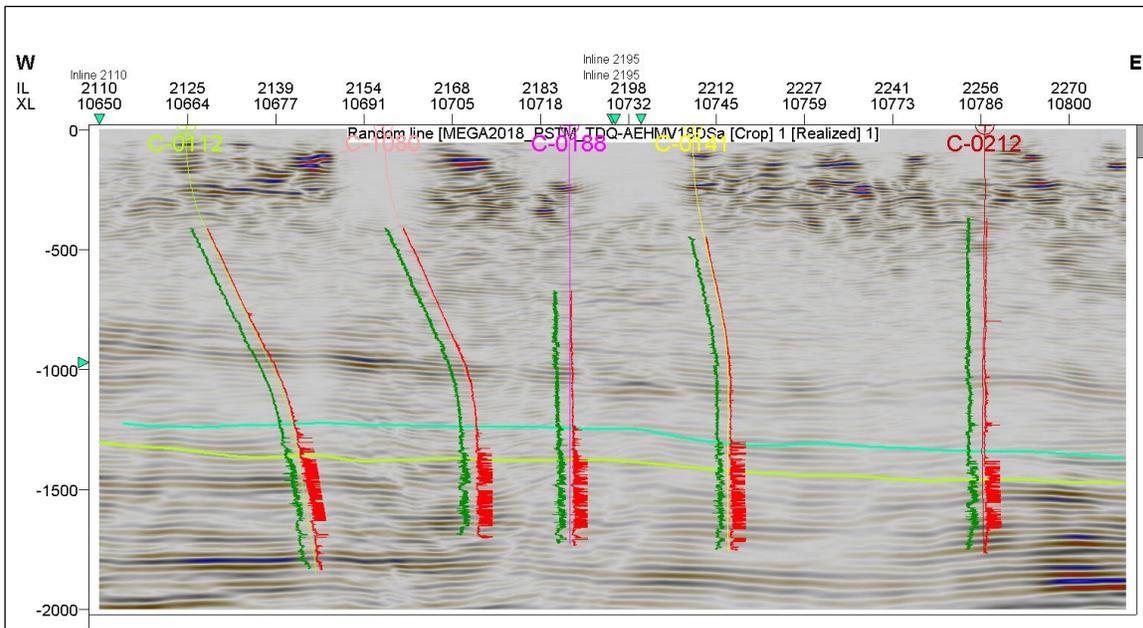
- 17 pozos existentes en el área de estudio.
- Registros geofísicos convencionales (GR, RS, RM, RD) y especiales (OBMI, DSI, entre otros).
- Sísmica 3D en profundidad
- 2 horizontes sísmicos de interpretación regional.
- Cimas geológicas de los eventos correspondientes.



Flujo de trabajo a detalle para el Modelado Estático.

### 3.5.1 Cimas geológicas e insumos de Interpretación Sísmica

Los horizontes obtenidos de la interpretación sísmica se encuentran en profundidad, provienen de cubo sísmico en tiempo, al que se le aplicó un modelo de velocidades calibrado con los pozos del área. El control de calidad consiste en determinar que los horizontes y las cimas de las discordancias principales se correlacionen correctamente.



**Figura 3.11** Línea sísmica compuesta 2D del campo C en dirección W-E, donde se observa las secuencias 8 y 9, entre estas secuencias se construyó el modelo estático.

Después de correlacionar estratigráficamente los pozos y teniendo los insumos de la interpretación sísmica se generan las superficies estructurales. Consecuentemente verifica que exista un buen amarre de cimas geológicas y superficies, y así, dar paso a la construcción del modelo estructural, parte importante en el Modelo Estático.

### 3.5.2 Evaluaciones Petrofísicas

Al momento de cargar la información petrofísica que se compone de los registros geofísicos, datos de núcleos y variables obtenidas por la evaluación petrofísica, para ser más específicos se componen de la siguiente manera:

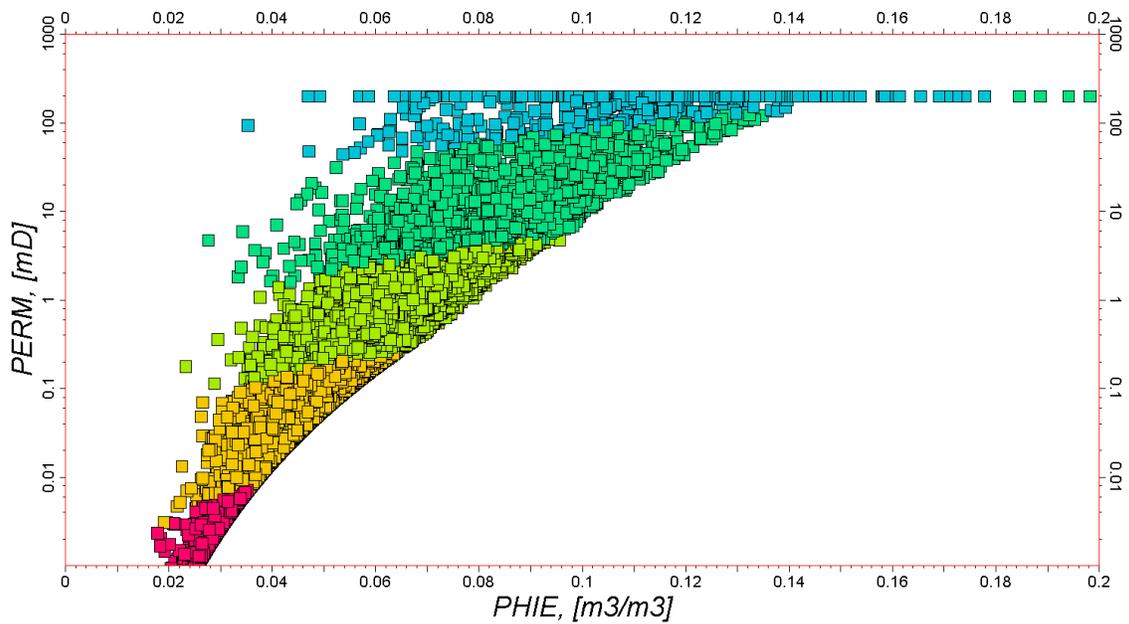
- Registros convencionales; Correlación (Rayos Gamma, Resistividades), Litodensidad (Neutrón, Densidad) y Acústico ( Sónico Compresional).
- Registro especial de Imagen de Sónico Dipolar (DSI).
- Variables petrofísicas: Volumen de arcilla, Porosidad total y efectiva, Saturación de agua, Permeabilidad y Tipo de roca.
- Información de estudios básicos y especiales de núcleo; Petrofísica Básica (Porosidad, Permeabilidad, densidad de grano y espectroscopía de rayos gamma), Propiedades Eléctricas (Factor de Formación, m, n, Ro, Qv, I).

Ya importados al software, los registros y evaluaciones petrofísicas; se procede a efectuar un minucioso control de calidad para revisar y validar dicha información.

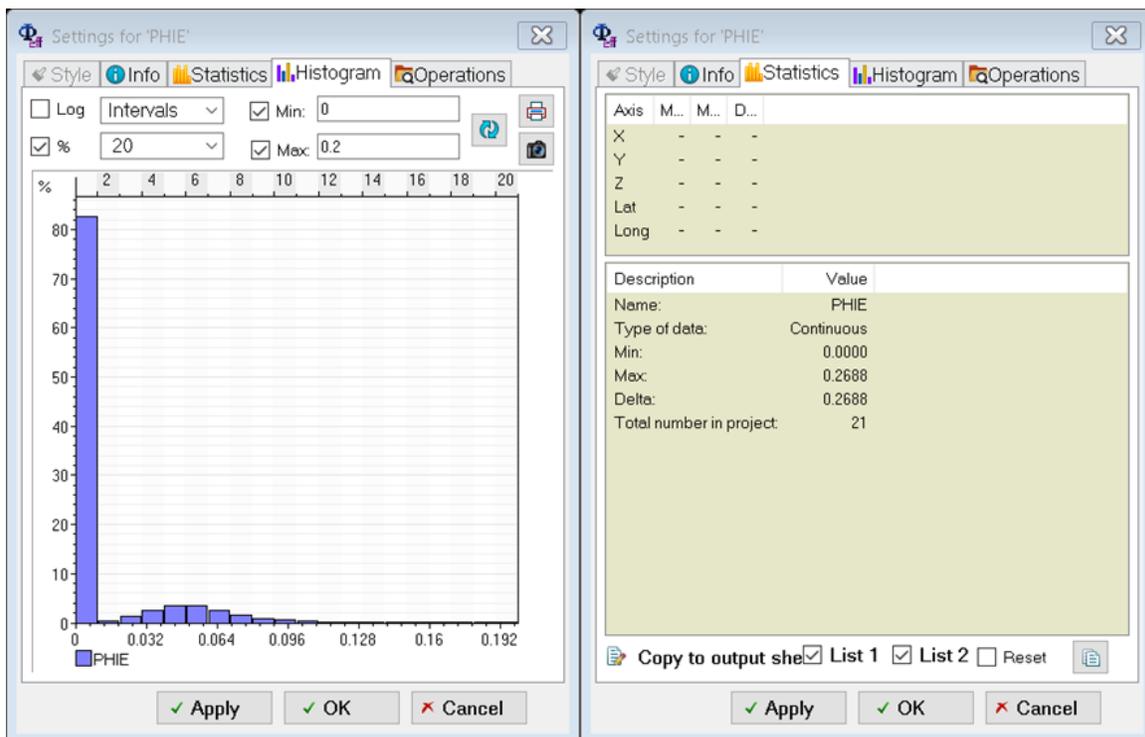
El control de calidad es una etapa de gran importancia, antes, durante y después de la evaluación petrofísica, porque permite detectar datos anómalos que afecten la entrada de los datos al modelo, y así, examinar nuevamente el modelo petrofísico y si es necesario, corregirlo.

Los controles de calidad, entre otros, son:

- Gráficos de cross-plot: permite a los especialistas analizar relaciones no lineales entre dos variables petrofísicas y así para demostrar que siguen una tendencia coherente o si hubo alguna anomalía en los resultados de la interpretación (Fig. 3.11).
- Estadísticas e histogramas: le posibilita al petrofísico visualizar la información estadística de los registros de pozo y con esto muestran probables variaciones y distribución de valores no congruentes en las diferentes curvas evaluadas, tanto numéricamente o como gráficamente con barras y frecuencias (por % o absolutas) (Fig. 3.12).



**Figura 3.12** Ejemplo de cross-plot, porosidad efectiva contra permeabilidad. A mayor PHIE aumenta K lo cual determina el Tipo de Roca (TR).



**Figura 3.13** Estadística e Histograma para la propiedad de Porosidad Efectiva (PHIE).

# IV.- MODELO PETROFÍSICO

## INTRODUCCIÓN

Establecer los parámetros del modelo petrofísico es parte esencial al momento de hacer la evaluación de los registros geofísicos de pozo, por lo que, se debe tener un sumo cuidado en el cálculo de ciertas variables que tienen una relación intrínseca y que a su vez tiene un papel importante en la determinación de las zonas impregnadas o espesor neto impregnado (NETPAY); así mismo, describen el comportamiento de los fluidos dentro de la roca porosa.

### 4.1 PRECÁLCULOS

#### 4.1.1 Estimación de la Temperatura de la Formación ( $T_F$ )

Tener una aproximación de la temperatura dentro del pozo es importante ya que afecta la condición en la que se encuentran los fluidos. de uso general se maneja que la temperatura tiene un comportamiento lineal, ascendiendo gradualmente a mayor profundidad; la temperatura promedio del yacimiento se encuentra en el intervalo de 54°C a 86°C. La curva de la Temperatura de la Formación ( $T_F$ ) puede ser obtenida por dos medios:

- La primera y más sencilla, es que la curva haya sido tomada de igual forma con el resto de los registros; esta curva se encontraba existente en 7 pozos (33%).
- La segunda es calcularla, por Gradiente (30 °C/Km) o por interpolación, éste último método fue el utilizado en el resto de los casos.

La interpolación lineal entre la temperatura de superficie y la de fondo; se conjugan mediante la ecuación (4.1) y los valores se obtienen de la sección “Parámetros” perteneciente a los encabezados de los registros.

$$T_F = T_s + \frac{(T_f - T_s) \cdot (P_m - P_o)}{(P_f - P_o)} \quad Ec. (4.1)$$

Donde:

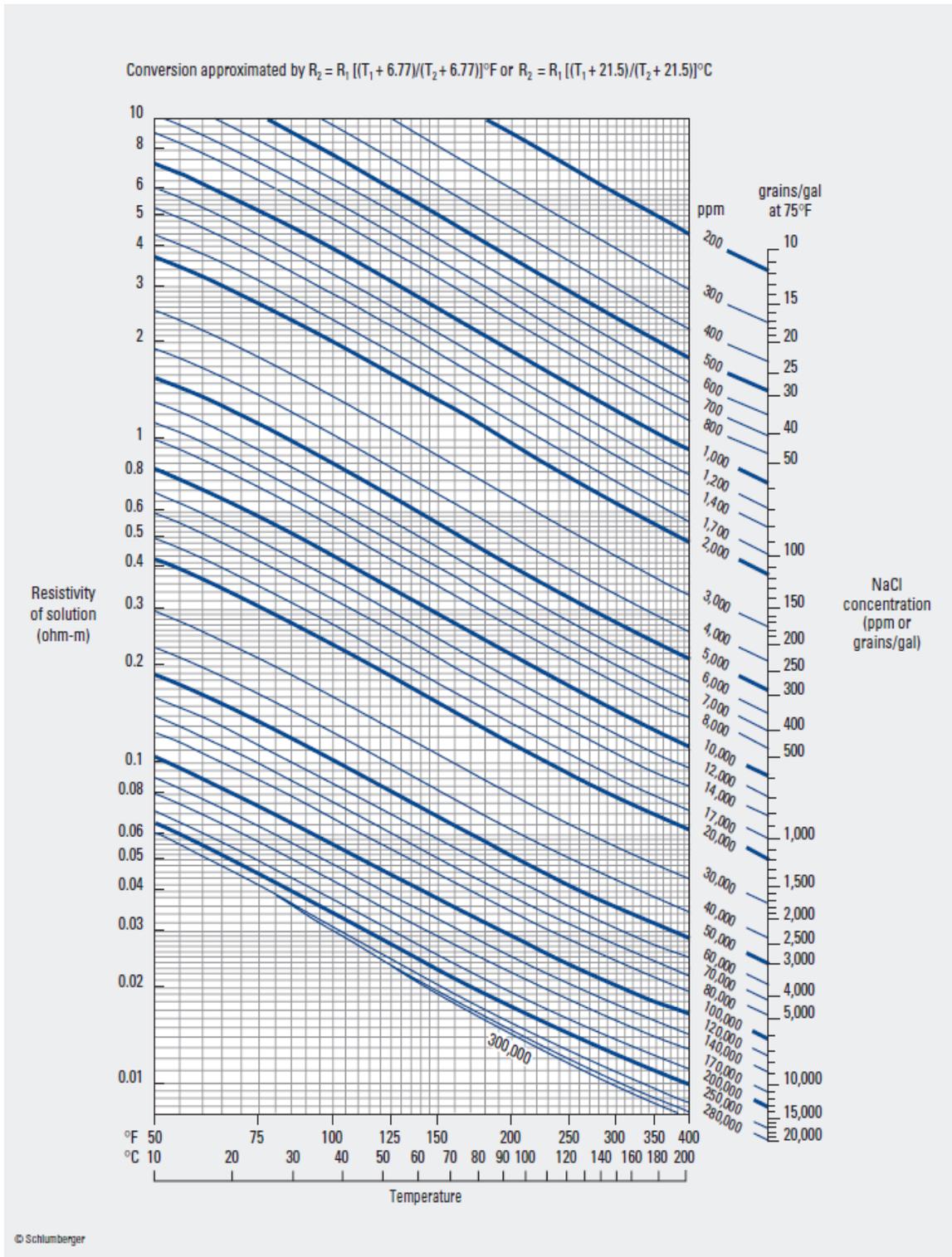
- $T_F$ = Temperatura de la formación (°C).
- $T_s$ = Temperatura superficial (°C).
- $T_f$ = Temperatura de fondo (°C).
- $P_f$ = Profundidad de fondo (m).
- $P_o$ = Profundidad de inicio (m).
- $P_i$ = Profundidad de interés (m).

#### **4.1.2 Estimación de la Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ )**

Factor elemental para la evaluación petrofísica, ya que, es primordial para determinar el contenido de hidrocarburo en el yacimiento; este es afectado por la salinidad del yacimiento y por la temperatura de formación. En el área de estudio su valor se encuentra entre 0.7 a 0.9 ohm-m, según la temperatura, y considerando una salinidad de 35,000 ppm para el agua de formación.

La resistividad de agua de formación es variante de pozo en pozo, diversos factores influyen en ella, salinidad, temperatura y cambios en el ambiente de depósito. Conocer la resistividad de agua de formación es posible por medio de diferentes métodos, por ejemplo:

- Análisis químicos de muestras de agua provenientes de la formación.
- Catálogos de aguas por región y/o formación.
- Cálculos derivados de la curva de potencial espontáneo (SP).
- Diagrama de Pickett o gráficas desarrolladas para su estimación (Fig. 4.1).



**Figura 4.1** Gráfico para la estimación de la Resistividad de Agua de Formación por medio de la temperatura y salinidad, desarrollada por la empresa Schlumberger.

### **4.1.3 Cambio de Matriz de la curva Porosidad Neutrón (NPHI, $\phi_N$ )**

Los registros de porosidad-neutrón tienen como objetivo la identificación de zonas porosas las formaciones, responden al contenido de Hidrógeno (agua) presente en la formación; afectado por el contenido de arcilla y gas. La matriz y el tipo de fluido también tienen su influencia. Considerando que, el registro se calibra en una matriz determinada (caliza, dolomía o arenisca) al momento de su adquisición de esta curva, es posible que, la empresa solicitante indique una matriz en específico.

La necesidad del cambio de matriz del registro NPHI se debe a que los métodos para evaluación petrofísica convencional requieren la curva en matriz caliza. Para este proyecto, se contaban con algunos registros NPHI en matriz caliza y matriz arenisca, para el resto se hizo el cambio mediante el software.

## **4.2 MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA**

### **4.2.1 Evaluación de Volumen de Arcilla ( $V_{cl}$ )**

Para una apropiada interpretación petrofísica, se requiere calcular la cantidad de arcilla presente en la formación, en este cálculo se consideran todos los minerales arcillosos como una sola una matriz arcillosa. Las arcillas se distribuyen de diferente manera; en forma dispersa, laminar o estructural. En el Anexo B se muestra más información para este concepto, así como, posteriores conceptos petrofísicos.

De los problemas asociados a la arcillosidad está la reducción significativa de la porosidad y permeabilidad de la roca, entre otros. Si su presencia es alta afecta la lectura de algunos registros, por ejemplo, resistivos, rayos gamma y porosidad neutrón. Por lo tanto, el cálculo del  $V_{cl}$  debe ser de sumo cuidado ya que está relacionado inherentemente al modelo de porosidad efectiva ( $\phi_e$ ), aunado a que no se distingue el tipo de arcilla que puedan estar presentes; illita, caolinita y clorita.

No controlar el  $V_{cl}$  dentro de las arenas productoras ni los cuellos arcillosos intercalados dentro de la formación representa una afectación directa en la limitación de potenciales zonas impregnadas.

Se han desarrollado gran variedad de métodos para estimar el  $V_{cl}$  usando los registros de pozo, algunos son indicadores simples, en estos indicadores se tiene a los Rayos Gamma (RG), Resistividad profunda (RD) y Neutrón. Para el caso de indicadores dobles, aquellos que utilizan dos curvas, tenemos Neutrón – Densidad, Sónico – Densidad o Neutrón – Sónico.

El indicador por RG posee una variedad de modelos de  $V_{cl}$  (Fig. 4.2), por mencionar, está: lineal, Clavier, Stieber, Larionov (rocas nuevas y rocas viejas), curvado, etc. Para este propósito se utiliza un indicador doble compuesto por la curva GR y RD; por GR se usó el modelo Clavier (Ec. 4.2) para zona de yacimiento y modelo Lineal (Ec. 4.3) para la zona de no yacimiento y de la curva RD el modelo de Gaymard (Ec. 4.4) para zona de yacimiento y Resistivo (Ec. 4.5) para la zona de no yacimiento.

### **Volumen de arcilla a partir de GR**

$$V_{cl} = 1.7 + \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2} \quad Ec. (4.2)$$

$$V_{cl} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{ma}}{GR_{cl} - GR_{ma}} \quad Ec. (4.3)$$

Donde:

- $V_{cl}$  = volumen de arcilla (v/v).
- $I_{GR}$  = índice de rayos gamma (adim).
- $GR_{log}$  = medición del registro GR (API).
- $GR_{ma}$  = valor de GR de la matriz (API).
- $GR_{cl}$  = valor de GR de la arcilla (API).

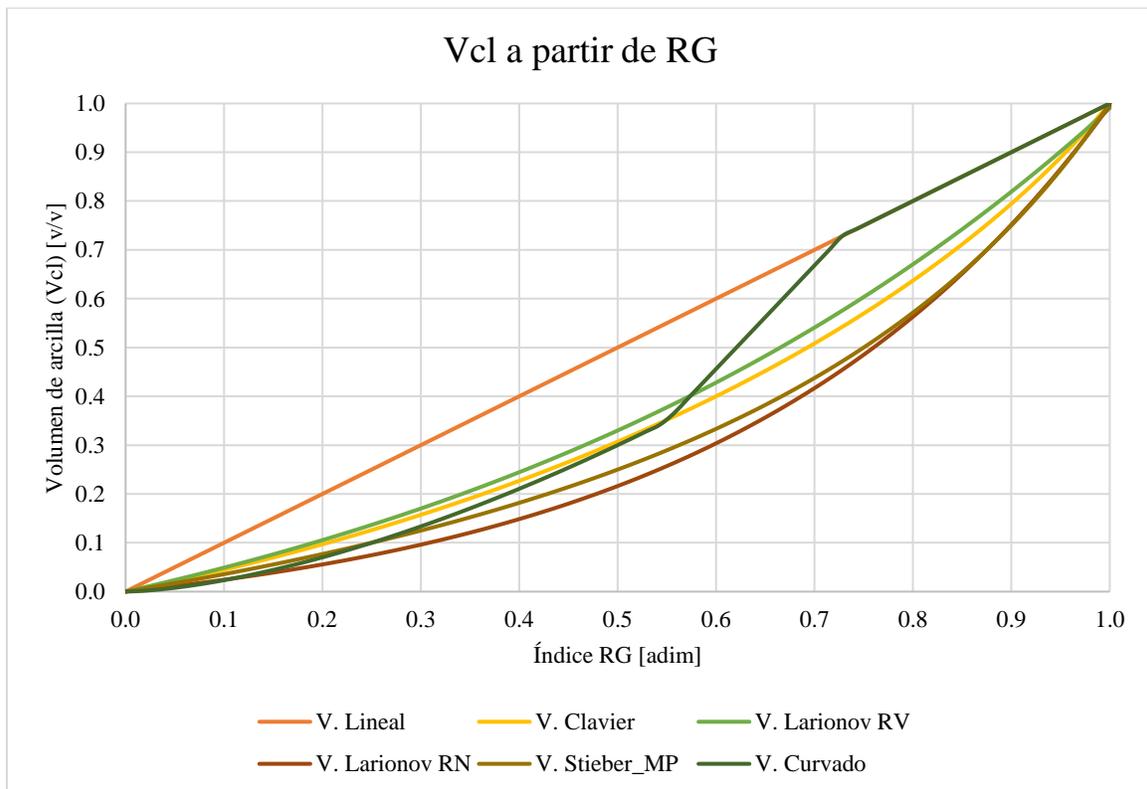
### Volumen de arcilla a partir de resistivo profundo:

$$V_{cl} = \left( \frac{R_{cl} \cdot (R_{ma} - R_{log})}{R_t \cdot (R_{ma} - R_{cl})} \right)^{\frac{1}{b}}; b = 1.0 \quad Ec. (4.4)$$

$$V_{cl} = \frac{(\log_{10}(R_{log}) - \log_{10}(R_{ma}))}{(\log_{10}(R_{cl}) - \log_{10}(R_{ma}))} \quad Ec. (4.5)$$

Donde:

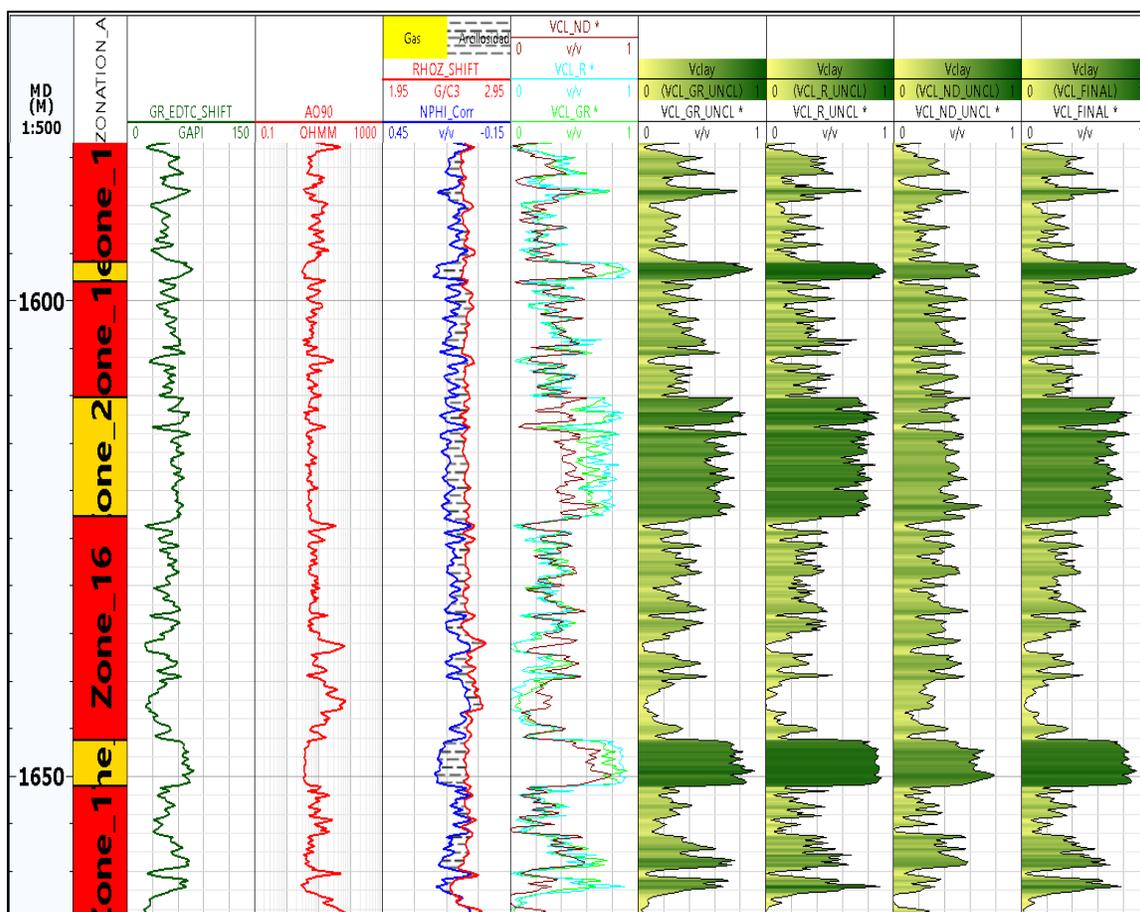
- $R_{log}$  = medición del registro RD (ohm-m).
- $R_{ma}$  = valor de RD de la matriz (ohm-m).
- $R_{cl}$  = valor de RD de la arcilla (ohm-m).



**Figura 4.2** Representación gráfica de los distintos modelos de Vcl, obtenidos directamente del registro RG para su construcción. Los modelos no hacen diferencia entre minerales arcillosos.

Dentro de las herramientas del software, es posible hacer el cálculo de volumen de arcilla por indicadores simples; GR Y RD, así como, indicadores dobles como neutrón (NPHI) – densidad (RHOB). Los máximos y mínimos de las zonas se obtienen de manera gráfica mediante líneas sobre las curvas (Fig. 4.3) o de la estadística de las curvas.

Se determinaron cuatro volúmenes de arcilla ( $V_{cl-GR}$ ,  $V_{cl-Rd}$ ,  $V_{cl-ND}$  y  $V_{cl-FINAL}$ ), para el modelo de porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) y posteriores procesos se utiliza el  $V_{cl-FINAL}$  porque hace el mejor ajuste con los datos provenientes de los núcleos; corresponde al promedio aritmético entre los  $V_{cl-GR}$  y  $V_{cl-R}$ .



**Figura 4.3** Cálculo diferentes modelos de  $V_{cl}$ . En el carril 1 se representa la profundidad, el carril 2 las zonas de evaluación, en el carril 3, 4 y 5 las curva GR, RD, NPHI - RHOB en ese orden, en los carriles 6, 7, 8, 9 el  $V_{cl}$  obtenidas de las curvas anteriores y en el último carril, el  $V_{cl-Final}$ .

## 4.3 MODELO DE POROSIDAD

### 4.3.1 Cálculo de la Porosidad Total ( $\phi_T$ )

Podemos definir a la porosidad como los espacios vacíos o huecos que existen en el total de la roca; en general, existen muchos conceptos de esta propiedad petrofísica. La porosidad se clasifica de acuerdo con la conectividad del espacio poroso o por las características geológicas del yacimiento (diagénesis original o una diagénesis posterior).

En la práctica, se utiliza dos tipos de porosidad: total y efectiva, cada una con sus características. Para el caso de la porosidad total (PHIT,  $\phi_T$ ), esta se compone de: fluidos no movibles (agua capilar y el agua ligada a las arcillas), fluidos movibles (agua libre e hidrocarburos).

Puede ser derivada de los registros de densidad (DPHI,  $\phi_D$ ) (Ec. 4.6), neutrón (NPFI,  $\phi_N$ ) o acústico (SPHI,  $\phi_S$ ). No obstante, si existe una mineralogía compleja de diferentes minerales conocidos, se puede combinar dos o más registros, que sean palpables a la litología y porosidad, con el fin de obtener un valor más preciso.

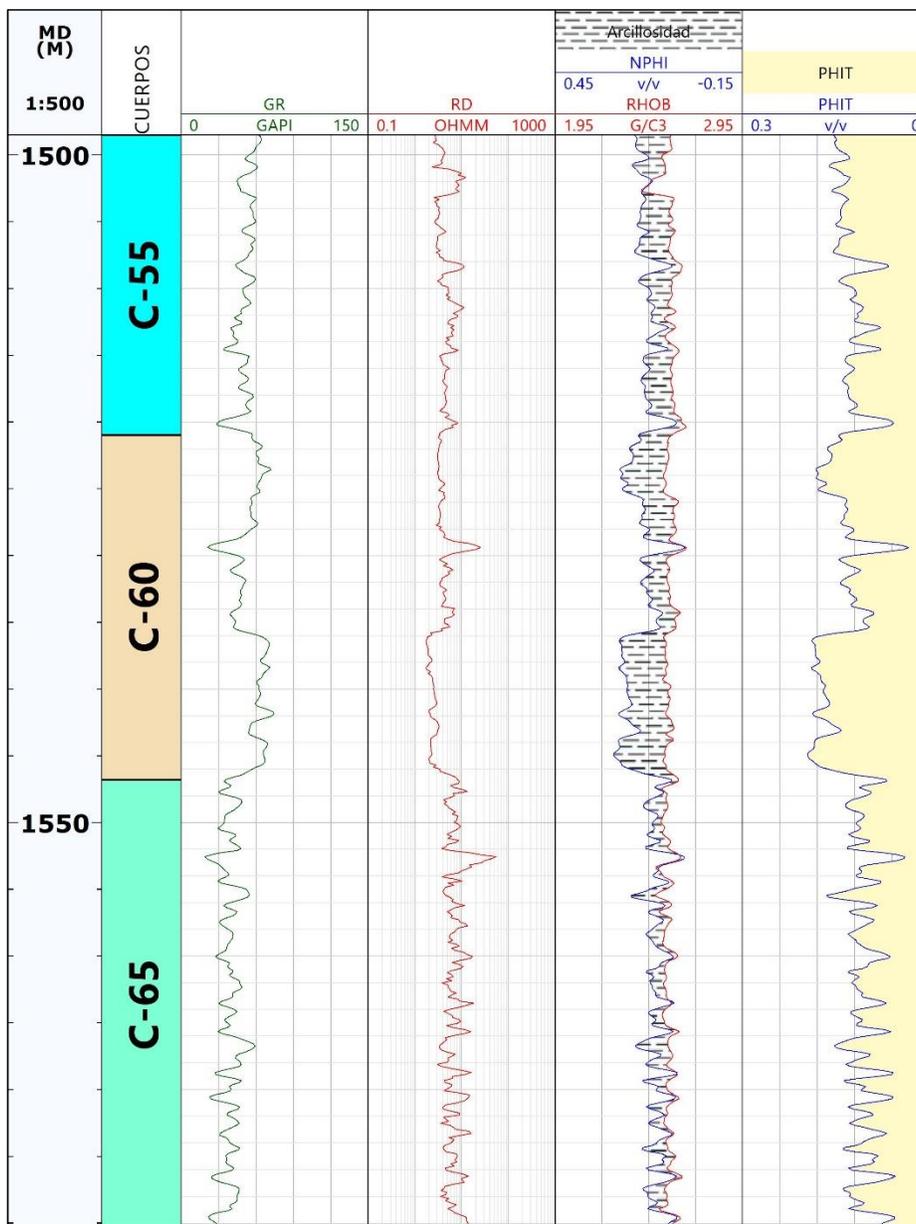
Para obtener la porosidad total se puede usar el registro RHOB con la siguiente ecuación:

$$DPHI = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad Ec. (4.6)$$

Donde:

- DPHI= porosidad densidad (v/v).
- $\rho_{log}$  = medición del registro RHOB ( $gr/cm^3$ ).
- $\rho_{ma}$  = densidad de la matriz ( $gr/cm^3$ ).
- $\rho_{fl}$  = densidad del fluido ( $gr/cm^3$ ).

En la figura 4.4 se muestra la porosidad total obtenida mediante la combinación de los registros de densidad y porosidad neutrón.



**Figura 4.4** Porosidad Total para el pozo C-0224 usando los registros RHOB y NPHI.

### 4.3.2 Cálculo de la Porosidad Efectiva ( $\phi_E$ ), calibración con núcleos

La porosidad efectiva (PHIE,  $\phi_e$ ), se contempla como el espacio ocupado por los fluidos libres (agua libre e hidrocarburos). Para poder obtener esta variable de porosidad se debe partir del cálculo de la porosidad total (evaluada en este proyecto a partir de los registros de densidad y neutrón) y, por consiguiente, ser corregida por efecto de arcillosidad.

En general, se utiliza una sencilla relación para eliminar el efecto de las arcillas a la porosidad total:

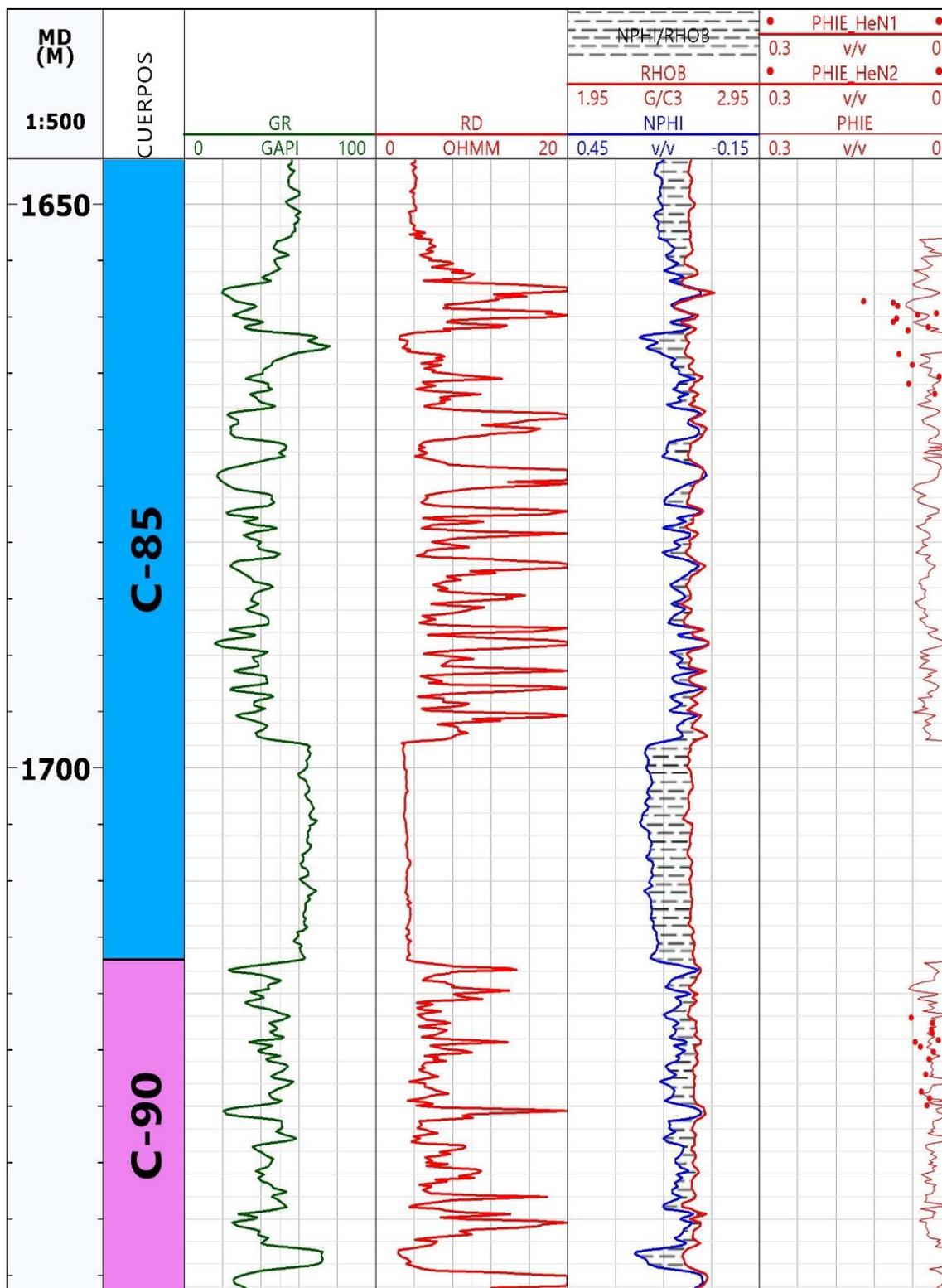
$$PHIE = PHIT \cdot (1 - V_{cl}) \quad Ec. (4.7)$$

Donde:

- PHIE = porosidad efectiva (v/v).
- PHIT = porosidad total (v/v).
- $V_{cl}$  = volumen de arcilla (v/v).

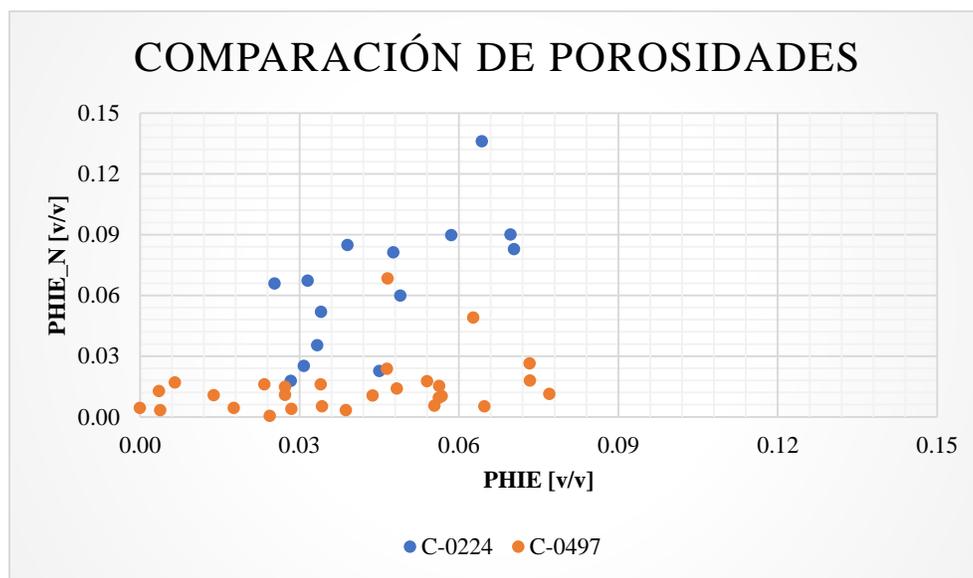
Para encontrar el mejor ajuste de nuestro modelo de porosidad efectiva, esta lleva a juego la elección de un rango de valores para la densidad y porosidad neutrón válida, estos parámetros tienen a su bien buscar una curva coherente al comportamiento general del yacimiento.

Estas aproximaciones se realizan en primera instancia en los pozos donde está disponible porosidad de núcleo. Ya definido los elementos del modelo de porosidad efectiva, lo calculado se debe contrastar y ajustar lo mejor posible con la porosidad de núcleo (Fig. 4.5).



**Figura 4.5** Porosidad efectiva (PHIE) calibrada con datos puntuales de núcleos (puntos rojos) para el pozo C-0224. En el último carril se observa la paridad entre la curva de porosidad efectiva y datos de núcleos.

Puede existir disparidad entre la curva calculada con los datos puntuales de núcleo, pero hay que recordar que los registros originales y los datos de núcleos se obtienen en diferentes situaciones. Una opción para determinar la eficacia del método se puede utilizar sencilla gráfica bidimensional (Fig. 4.5) donde contrastemos las mediciones.



**Figura 4.6** Gráfica multi-pozo en un cuerpo común (C-85), porosidad efectiva calculada vs porosidad de núcleos. Los valores de porosidad provenientes de los núcleos van de 1 a 13 unidades, y la porosidad calculada de 1 a 8 unidades.

Al analizar la gráfica 4.6, observamos que las porosidades para el pozo C-0224 tiene una tendencia de ajuste bueno con los datos de núcleo, por el otro lado, el pozo C-497 tiene un apenas un ajuste aceptable con los datos de núcleo, se sugiere la falta de resolución de los registros como el motivo por el cual no se pueden alcanzar las porosidades del núcleo. Pero en general, este modelo de porosidad calculada por medio de los registros de densidad y neutrón muestra un ajuste convincente, por consiguiente, se utiliza en el resto de los pozos este modelo con el resto de los pozos con algunas variaciones en los parámetros, pero dentro intervalo esperado.

## 4.4 MODELO DE SATURACIÓN

### 4.4.1 Determinación de los exponentes de Cementación (m)

Conocido por diferentes nombres como “exponente de entrapamiento”, “exponente de porosidad”, entre otros. Este parámetro indica el grado de interconexión presente en los poros de la roca y el tamaño de estos; pero recordando que no representa a todo el sistema poroso existente.

Empíricamente relacionado con otra propiedad intrínseca de las rocas, el Factor de Formación (F) y con la porosidad mediante el modelo de Archie (1942) (Ec. 4.8):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ec. (4.8)}$$

Donde:

- F = factor de formación (adim).
- $\phi$  = porosidad (v/v).
- m = exponente de cementación (adim).
- a = tortuosidad (adim).

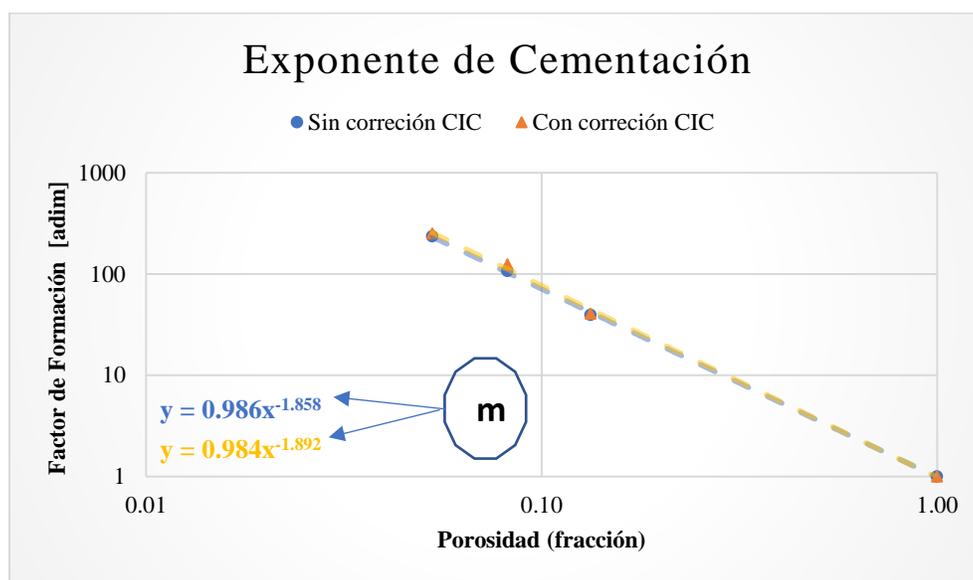
Según el físico Candelario Pérez Rosales (1982), el significado físico del exponente de cementación (m) es que permite determinar que porción del volumen de poro participa activamente en el flujo de la corriente y cual porción corresponde a zonas de estancamiento. El concepto de tortuosidad (a) se asocia con la irregularidad de la trayectoria que siguen el flujo dentro de un medio poroso.

Las heterogeneidades de la roca del yacimiento son los principales factores que afectan a la tortuosidad, como la distribución del tamaño y la selección de granos, la porosidad efectiva, la variación del tamaño de garganta de poro, la forma de los granos, el grado de cementación.

Podemos obtener un valor más preciso del exponente de cementación de pruebas especiales de análisis de propiedades eléctricas a las muestras de núcleos, las cuales se realizan con una salmuera, presión y temperatura que tratan de igualar las condiciones originales de yacimiento.

A partir de las pruebas de laboratorio de núcleos y despejando el modelo de Archie, se hace su cálculo (Ec. 4.9) y se gráfica para observar su comportamiento (Fig. 4.7).

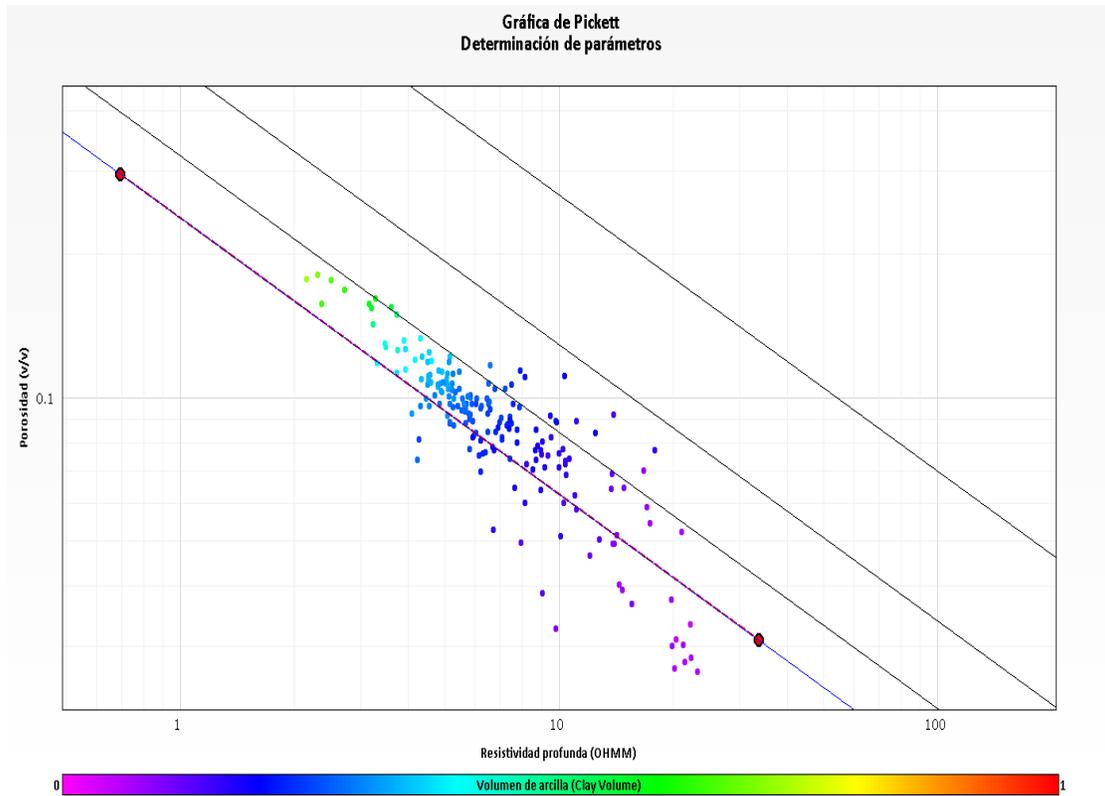
$$m = -\frac{\ln(F)}{\ln(\phi)} \quad \text{Ec. (4.9)}$$



**Figura 4.7** Gráfica bi-logarítmica para determinación del exponente de cementación “m” partiendo de las pruebas de propiedades eléctricas a núcleos.

La estimación adecuada de este parámetro es importante al momento de evaluar a las formaciones, porque, de hacerlo erróneamente se afecta la saturación de hidrocarburos del pozo. Para el área del proyecto, los valores de “m” van de 1.6 a 2.1.

Cuando no se tiene disponibles datos de núcleos, se utiliza la gráfica de Pickett (Fig. 4.8) para la determinación de los siguientes parámetros de Resistividad de agua de formación ( $R_w$ ), tortuosidad ( $a$ ), exponente de cementación ( $m$ ) y exponente de saturación ( $n$ ).



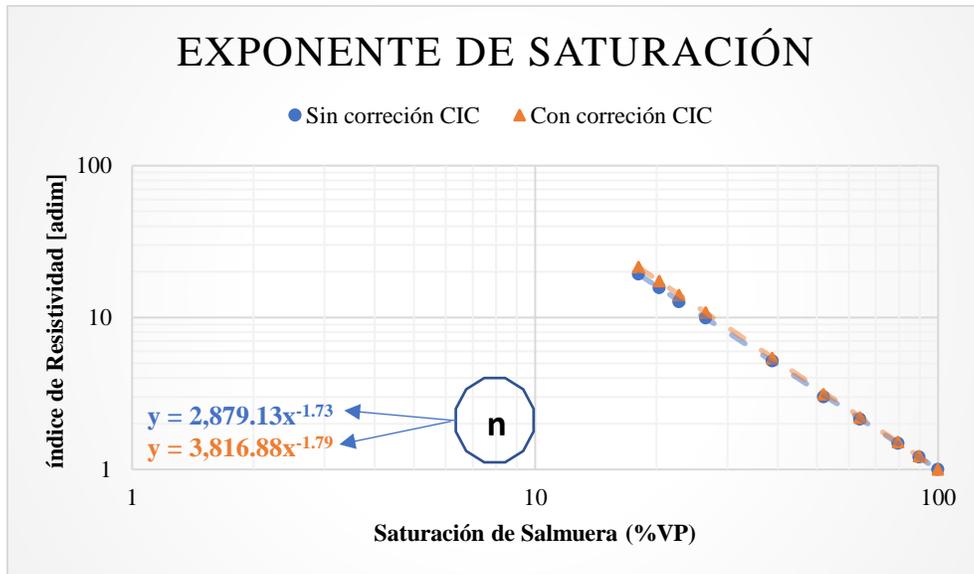
**Figura 4.8** Gráfica de Pickett se utiliza para determinar los parámetros requeridos para el modelo de saturación de agua, cuando no se cuenta con información puntual de núcleos.

#### 4.4.2 Determinación del Exponente de Saturación ( $n$ )

El exponente de saturación,  $n$ , es aquel que permite la relación entre el índice de resistividad y el índice de saturación.

El exponente de saturación “ $n$ ” se precisa con análisis de propiedades eléctricas en núcleos, el valor numérico se obtiene del exponente de la ecuación que representa la pendiente de la relación entre el Índice de Resistividad (IR) y la saturación de la salmuera utilizada en las pruebas de laboratorio (Fig. 4.9).

Para el área de estudio sus valores van de 1.7 a 2.1. 2



**Figura 4.9** Gráfica bi-logarítmica para determinación del exponente de saturación “n” partiendo de las pruebas de propiedades eléctricas a núcleos.

#### 4.4.3 Cálculo de Saturación de Agua ( $S_w$ )

Definida como la fracción o porcentaje de los fluidos que se presentan en todo el sistema porosos del sistema. La determinación de la Saturación de Agua ( $S_w$ ) a partir de registros eléctricos para formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea se basa de la ecuación de saturación de Archie (1942) (Ec. 4.10). A partir de la investigación de él, diversos investigadores se enfocaron en el efecto de las arcillas sobre el cálculo de  $S_w$ , y a partir de su modelo desarrollaron sus propias relaciones que compensaran este efecto.

$$S_w^{\frac{1}{n}} = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad \text{Ec. (4.10)}$$

Donde:

- $S_w$  = saturación de agua (v/v).
- $a$  = constante litológica (adim)
- $R_w$  = resistividad de agua de formación (ohm-m).
- $\phi$  = porosidad (v/v).
- $R_t$  = resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

De análisis cualitativo de la distribución de las arcillas obtenido a partir de las imágenes SEM (Tabla 5) ,se utilizó el modelo de doble agua (Ec. 4.11) que según su fundamento considera en forma independiente las propiedades y el efecto del agua ligada a arcillas al del agua libre y combina de ambas en su principio.

$$S_w = \sqrt{\left[ \frac{\left( V_q \cdot Q_v \cdot \frac{R_w \cdot R_{cw}}{R_{cw}} \right)}{4} + \frac{F \cdot R_w}{Rt} \right]} - \frac{\left( V_q \cdot Q_v \cdot \frac{R_w \cdot R_{cw}}{R_{cw}} \right)}{2} \quad Ec. (4.11)$$

Donde:

- $S_w$  = saturación de agua (v/v).
- $Q_v$  = capacidad de intercambio de cationes por unidad de volumen (meq/gr).
- $R_w$  = resistividad de agua de formación (ohm-m).
- $R_{cw}$  = resistividad de agua de las arcillas (ohm-m).
- $F$  = factor de formación (adim).
- $V_q$  = volumen de agua de arcilla asociada a 1 unidad (meq) de contrapones de arcilla  $Q_v$  ( $cm^3/meq$ ).

La saturación total de agua en yacimientos clásticos se divide en: el agua ligada a las arcillas, y el agua libre. Esta última a su vez se divide en agua irreducible porción que esta adherida a los granos por efecto de capilaridad y otra porción que se encuentra en la parte central de los poros y que constituye el agua móvil.

## 4.5 MODELO DE PERMEABILIDAD

### 4.5.1 Ecuaciones empírica para determinar la permeabilidad (k)

Es necesario aplicar diferentes modelos empíricos que nos permitan tener un ajuste óptimo con los datos de núcleo. Se probaron las ecuaciones modificadas de Timur, Tixier y Morris y Biggs. El modelo que nos arrojó mejor resultados fue el de Tixier.

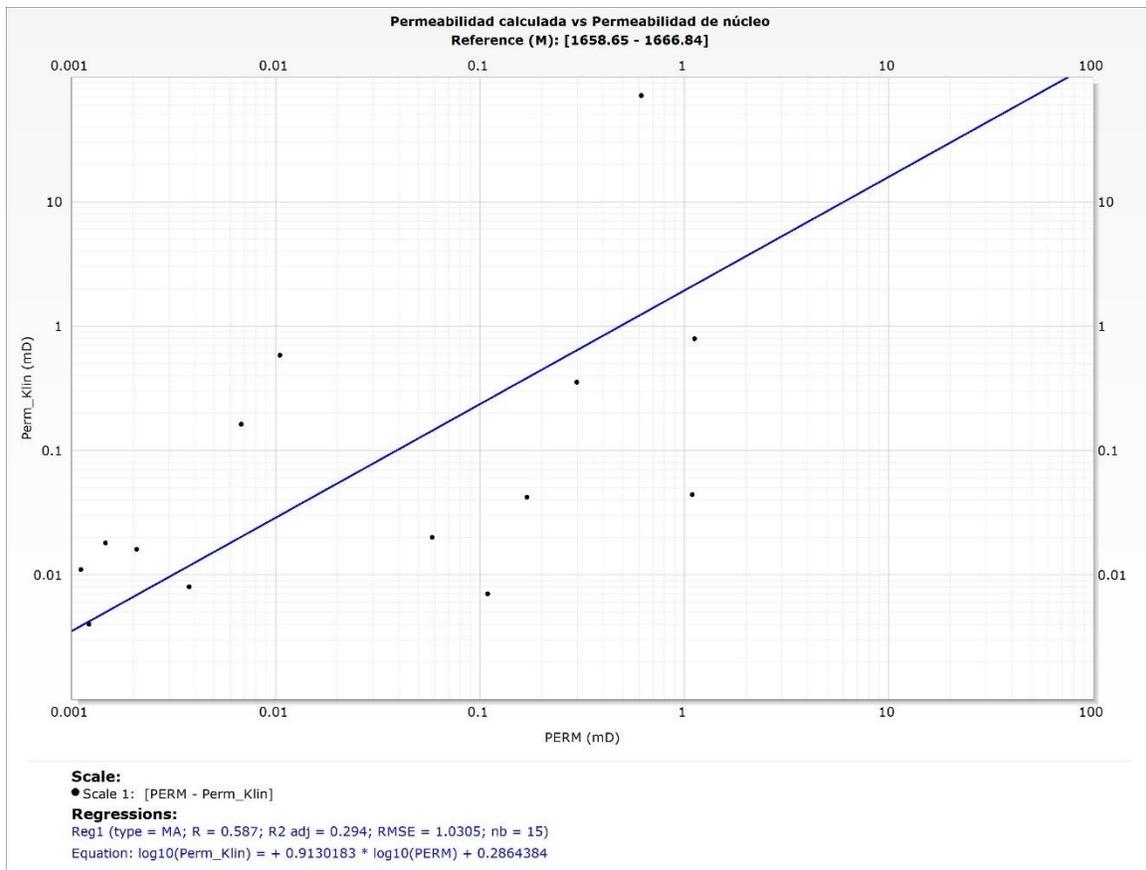
A partir de la saturación de agua y porosidad obtenidos de la evaluación de los registros originales, se utilizan para el cálculo de permeabilidad mediante la ecuación modificada de Tixier (Ec. 4.12):

$$k = \left( 1950 \cdot \frac{\phi_e^3}{S_w} \right)^2 \quad \text{Ec. (4.12)}$$

Donde:

- $K$  = permeabilidad (mD).
- $\phi_e$  = porosidad efectiva (%).
- $S_w$  = saturación de agua (v/v).

Esta relación arrojó un buen ajuste con los datos de permeabilidad de núcleos con la permeabilidad obtenida a partir de los registros, como se logró un ajuste coherente (Fig. 4.10), esto se aplicó al resto de los pozos.



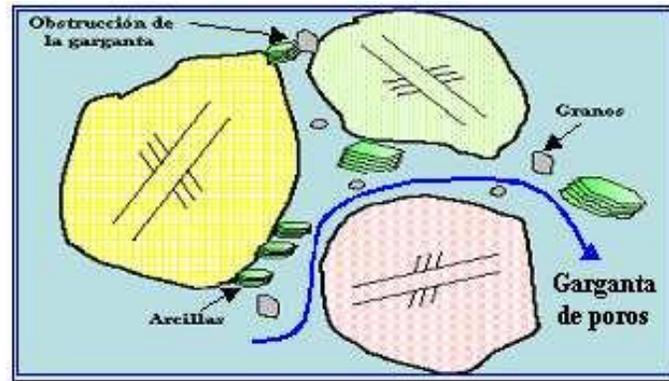
**Figura 4.10** Permeabilidad calculada contra la permeabilidad al aire corregida del efecto Klinkenberg del núcleo 1 del pozo C-0224, teniendo una correlación de 58%.

## 4.6 DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA

### 4.6.1 Determinación de Radio de Garganta de Poro (RGP) y Tipos de Roca

El tamaño, forma y cantidad de poros es fundamental en la capacidad de almacenaje y flujo de las rocas. Tener una idea del radio de garganta de poro (RGP) permite entender el movimiento de los fluidos dentro de la roca.

El radio de garganta de poro describe al espacio o tortuosidad entre poros (Fig.4.11). Constituye la relación de la permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos. Se puede adquirir a partir de pruebas de núcleos (pruebas de presión capilar a través de inyección de mercurio, análisis convencionales de núcleo, como es porosidad y de permeabilidad).



**Figura 4.11** Obstrucción de la garganta de poros por partículas muy pequeñas (< 50µm), típico de las areniscas. (Modificado de Reslink Corporation, 2003)

Para la distribución de los tamaños de radio de poro, permeabilidad, porosidad y evaluación de la calidad de roca para este proyecto se utilizó la relación de Winland (1972). Quien hizo uso de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio a una amplia gama de muestras, incluidas areniscas y carbonatos, en el desarrollo de la relación empírica entre la porosidad, permeabilidad y radio de poros.

Mediante regresiones matemáticas, él establece su modelo en donde el sistema poroso efectivo domina el flujo de la roca, que responde a una saturación de mercurio de 35%, quedando la relación de Winland de la siguiente manera:

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \cdot \log(k) - 0.864 \cdot \log(\phi) \quad \text{Ec. (4.13)}$$

Donde:

- $R_{35}$  = radio de garganta de poro (µm).
- $k$  = permeabilidad (mD).
- $\phi$  = porosidad (%).

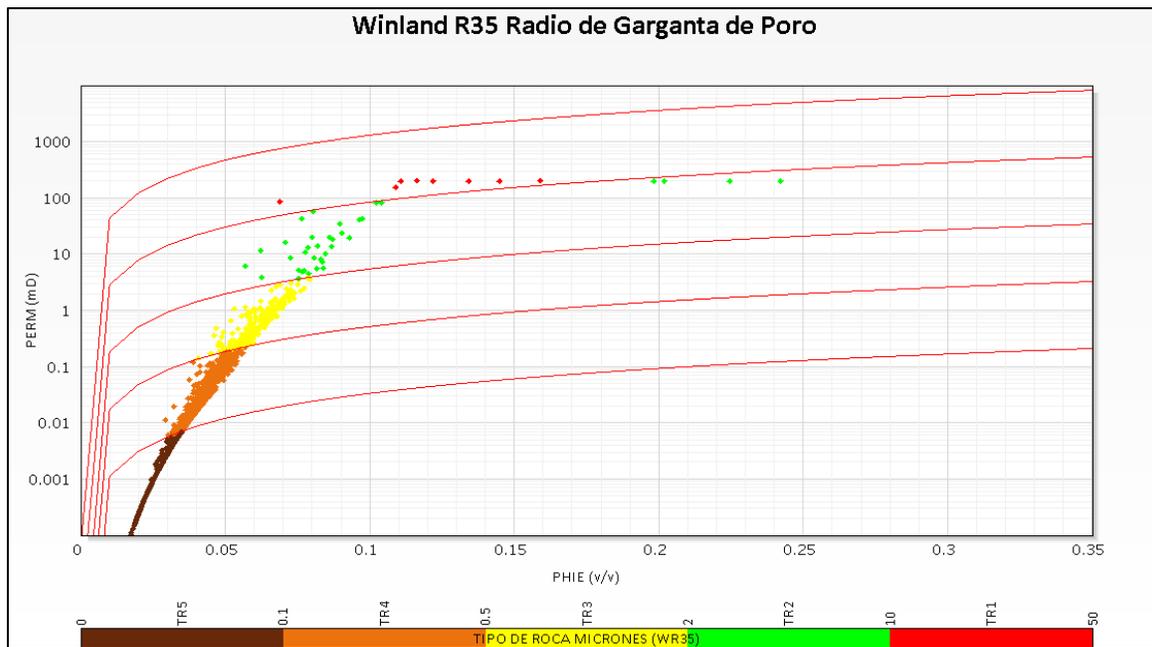
Winland  $R_{35}$  es una ecuación utilizada ampliamente, pero no es la única que nos ayuda en la definición de cómo se distribuye la permeabilidad en función de la porosidad y el radio de poro.

Las petrofacies o tipo de roca obtenidas de la relación de  $R_{35}$  sirven para distinguir las diferentes categorías y calidades de tamaño de garganta de poro, y convenientemente caracterizar el sistema poroso. Observando la distribución de la información, se establece los diferentes tipos de roca (Tabla 6):

**Tabla 6** Clasificación de tipo de roca según el radio de garganta de poros.

	Tamaño de Poro	Tipo de Roca	$R_{35}$ ( $\mu\text{m}$ )
	Megaporo	Tipo 1	> 10
	Macroporo	Tipo 2	2 – 10
	Mesoporo	Tipo 3	0.5 – 2
	Microporo	Tipo 4	0.1 – 0.5
	Nanoporo	Tipo 5	<0.1

Esta clasificación de tipos roca para este trabajo, fue mediante datos que previamente se han calibrado con datos de núcleos, por lo tanto, se llevó a realizar la gráfica semilogarítmica de Winland para cada pozo (Fig. 4.12).



**Figura 4.12** Ejemplo Gráfico Winland R35. Las líneas rojas representan aislóneas de garganta de poros. Con esta gráfica nos arroja una clasificación de calidad o tipo de roca, según el tamaño de garganta de poro según los datos analizados. Los datos se colorean según su calidad, de la peor a la mejor; Tipo 5 (marrón), Tipo 4 (naranja), Tipo 3 (amarilla), Tipo 2 (verde) y Tipo 1 (rojo).

## 4.7 PARÁMETROS DE SALIDA

### 4.7.1 Parámetros de corte y cálculo de espesor neto impregnado (NETPAY)

Para predecir el comportamiento de un yacimiento es un prerequisite fundamental conocer satisfactoriamente el volumen de petróleo original en sitio. Dentro de los términos geológicos, el hidrocarburo se encuentra contenido en lo que frecuentemente se conoce como espesor bruto. A su vez, el espesor neto impregnado, es la parte dentro del espesor bruto de una arena que contribuye a la recuperación de hidrocarburo.

Para definir el espesor neto impregnado, se utilizan parámetros de corte, que es el condicionamiento de propiedades petrofísicas, generalmente el volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua; también es posible usar otras variables como la permeabilidad y tipo de roca, estas se asocian al comportamiento de producción del campo en cuestión.

En este trabajo, se utilizaron los parámetros de corte establecidos con anterioridad en el campo.

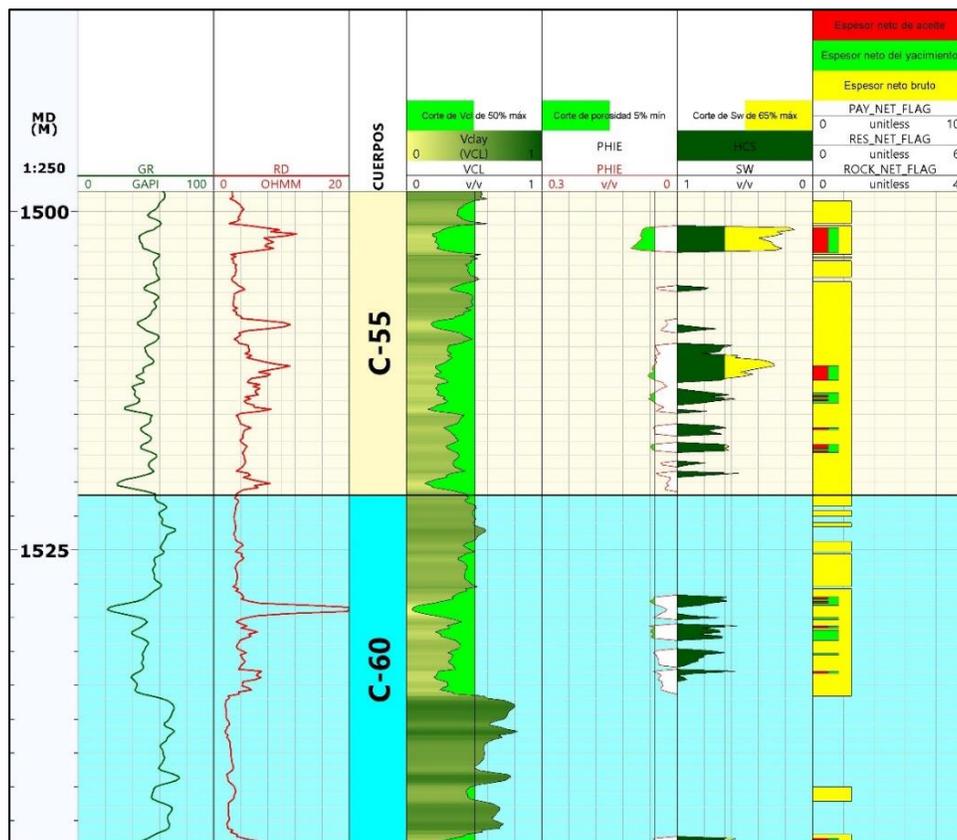
$$V_{cl} < 50\% \quad \phi_e > 5\% \quad S_w < 65\%$$

Con lo anterior se define el espesor neto impregnado, e igualmente se pueden obtener el promedio de las propiedades petrofísicas para cada arena (Fig. 4.13), tanto como en profundidad medida (MD) y profundidad vertical (TVD) (Tabla 7).

**Tabla 7** Muestra del resumen de parámetros para cuerpos en profundidad vertical (TVD).

Resultados en TVD											
Zones	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	POR-TH	HCPOR-TH	AvVcl	AvPhi	AvSw	Avk
C-60	1472.23	1519.34	47.114	5.179	0.110	0.297	0.151	0.224	0.057	0.492	0.724
C-65	1519.34	1539.23	19.890	0.457	0.023	0.024	0.012	0.267	0.053	0.515	0.359
C-70	1539.23	1576.07	36.840	2.438	0.066	0.152	0.073	0.158	0.063	0.522	1.338
C-80	1576.07	1614.43	38.360	3.505	0.091	0.197	0.102	0.244	0.056	0.482	1.213
C-90	1614.43	1698.29	83.860	8.839	0.105	0.520	0.293	0.137	0.059	0.437	1.174
C-100	1698.29	1744.75	46.460	3.200	0.069	0.181	0.098	0.105	0.057	0.457	0.811
C-105	1744.75	1781.76	37.010	2.134	0.058	0.126	0.073	0.100	0.059	0.420	3.227
P-A	1781.76	1834.14	0.000	10.973		0.849	0.605	0.125	0.077	0.287	38.431

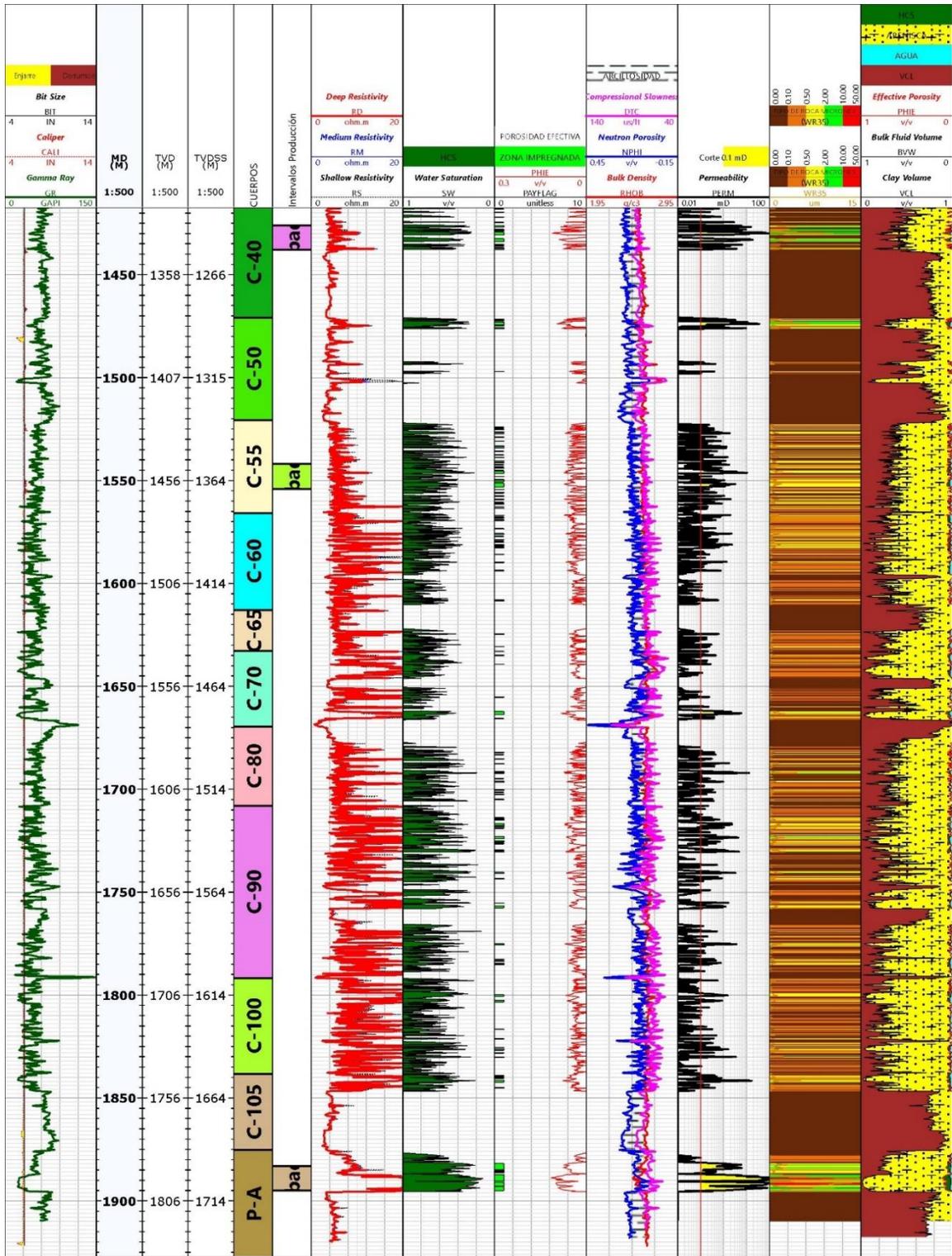
La rentabilidad es uno de los principales criterios para definir el intervalo neto productivo.



**Figura 4.13** Ejemplo de la aplicación de los parámetros de corte aplicados a las curvas de Vcl, PHIE, y Sw. Igualmente, los diferentes espesores existentes: neto bruto, neto del yacimiento y neto impregnado.

#### 4.7.2 Imagen final de la Evaluación Petrofísica

Para este punto se ha concluido la evaluación petrofísica convencional del pozo en cuestión, aquí se colocan los registros originales, así también, los variables petrofísicas derivada de estos (Fig. 4.14). La utilidad de esta imagen nos sirve para observar de manera gráfica las correlación y comportamiento de los datos, para consultas posteriores, revaloración de cuerpos sin explotar; ya sea del mismo evaluador u otros técnicos, evitando así tener que recurrir al flujo original de evaluación del pozo.



**Figura 4.14** Ejemplo de una imagen final de la evaluación petrofísica. Aquí se presentan gran parte de las variables petrofísicas obtenidas de la evaluación petrofísica convencional.

# V.- MODELO ESTÁTICO

## INTRODUCCIÓN

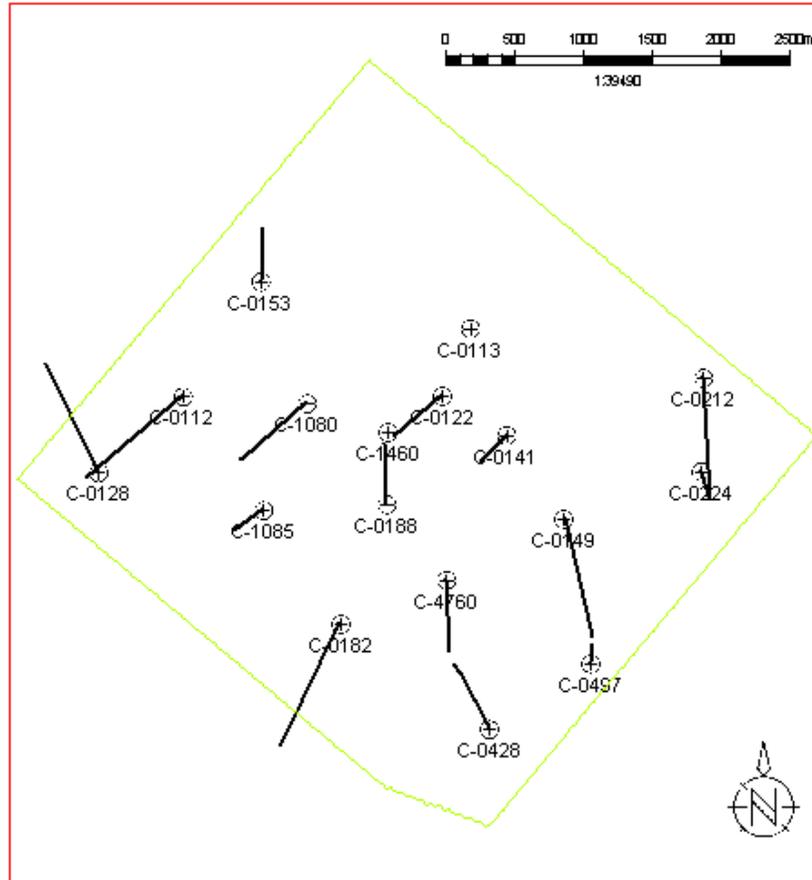
La caracterización estática, parte fundamental en estudios integrales de caracterización de yacimientos, son un instrumento valioso e indispensable para la estimación de escenarios de explotación y pronósticos de producción de hidrocarburos.

La construcción de un modelo estático para el área más somera del yacimiento del área estudiada forma parte de los objetivos de esta tesis, partiendo de la información obtenida previamente de los datos de Petrofísica, Geofísica y Geología.

## 5.1 CONTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

El modelo utilizó 17 pozos (Fig. 5.1), de los cuales se obtuvo información y variables petrofísicas; se utiliza el software comercial Petrel© para realizar desde el diseño de la malla, pasando por el escalado de las propiedades hasta el cálculo de volumen de hidrocarburos.

Posterior a un adecuado control de calidad, por ejemplo, un control estratigráfico del área por medio de secciones con registro geofísicos (GR y RT) y su correlación con la base y cima del yacimiento arenoso. Es necesario recalcar la importancia de la construcción del modelo estático, porque de su representatividad y cercanía a la realidad es proporcional a la calidad de los resultados al momento de reproducir el comportamiento del yacimiento.



**Figura 5.1** Localización de los pozos utilizados para el modelo estático.

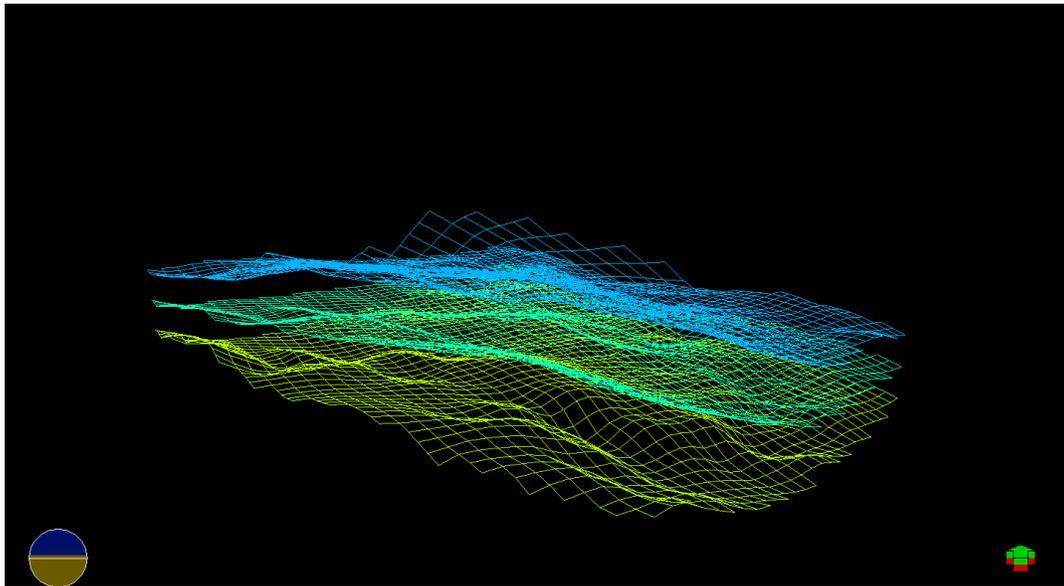
## 5.2 MODELADO ESTRUCTURAL

### 5.2.1 Construcción del mallado y creación de los horizontes

Es necesario crear una malla, en donde cada celda adoptará la información que le sea asignada. Aquí entran en juego los horizontes sísmicos de las secuencias 9 y 8 (cima y base, respectivamente) de los cuales se obtiene el tamaño y posición de la malla; al mismo tiempo, se le asigna a la malla un incremento de 100 en la celda en 'X' y 'Y', con rotación de 35° que es la orientación de los depósitos (Fig. 5.2).

La malla es 47x49x463, con un total de 1066289 celdas y corresponde a la zona SEC 9 – SEC 8. Con la cima a 1076.91 m y base a 1486.18 m de profundidad, un espesor máximo aproximado de 409.27 m.

Después de la creación de la malla, sigue la creación de los horizontes, estos son el primer paso para definir la superposición de la malla, normalmente, los insumos de la interpretación sísmica se utilizan para definir la arquitectura vertical del modelo del yacimiento.



**Figura 5.2** Malla resultante, necesaria para procesos posteriores.

## 5.3 MODELO GEOCELULAR

### 5.3.1 Creación de zona geológica y capas (layering)

Es importante definir la zona geológica que abarcará el modelo, para establecer el intervalo estratigráfico aquí se utilizan los horizontes (isopacas) creadas en el paso anterior, esto establece el espesor y en la forma en que se construirá.

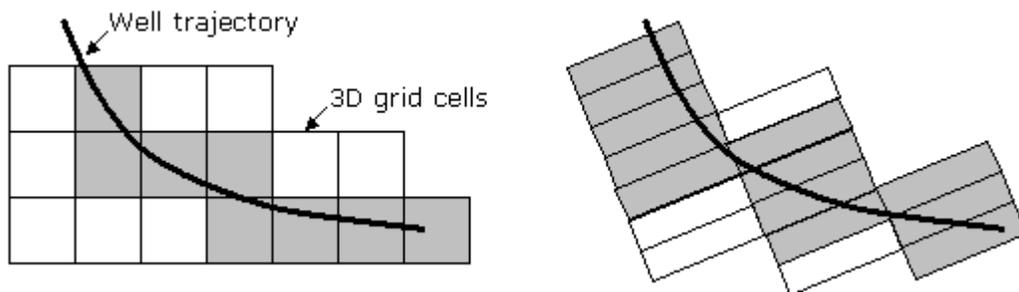
Continuando, se diseña las capas internas (layering) permitiendo definir la resolución vertical de las celdas que construyen la malla, así estableciendo el detalle estratigráfico que represente de la mejor manera al yacimiento. Se utilizó un espesor de 0.5 m para cada celda.

## 5.4 MODELADO DE PROPIEDADES

### 5.4.1 Escalamiento de los Registros Geofísicos de Pozo

Aunque, los registros de pozo y los datos sísmicos son utilizados en la construcción del modelo estático, estos datos son muy diferentes en sus escalas y es un grave error ignorar la diferencia entre ellas. La solución es el escalamiento de los registros para representar exactamente una propiedad heterogénea de la roca en las celdas de la malla.

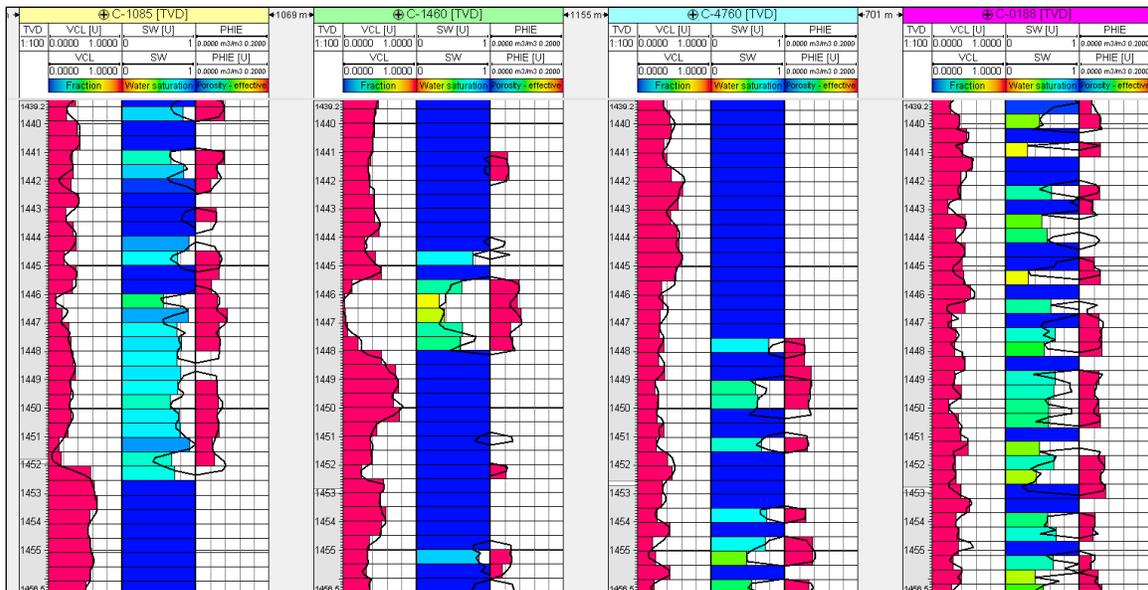
Cuando se escalan los registros de pozo, a cada celda por donde atraviesa la trayectoria de los pozos (Fig. 5.3) se le promedian los valores del registro y así darle un valor de acuerdo con el algoritmo seleccionado.



**Figura 5.3** En el plano esquemático de trayectoria el pozo pasa a través de las celdas (a la izquierda). La estratificación (layering) puede alterar fuertemente los resultados.

En el escalado de registros se consideran algunos parámetros: método de promedio (aritmético, armónico, geométrico, rms, etc.), trayectoria del pozo (puntos o línea), método de promedio de las celdas (simple o celdas vecinas). Las variables petrofísicas que son sometidas al escalamiento son: Volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ), Porosidad Efectiva (PHIE) y Saturación de Agua ( $S_w$ ).

Después del escalado viene el control de calidad consiste en histogramas y desplegando en una sección de pozos las propiedades de modelo contra los registros continuos (Fig. 5.4). Un buen contraste entre la propiedad escalada con la original provee la validación al proceso de escalado seguido.



**Figura 5.4** Validación de las variables escaladas contra las variables continuas. Los valores escalados deben honrar los valores provenientes de los registros de pozos.

## 5.4 ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO DE DATOS

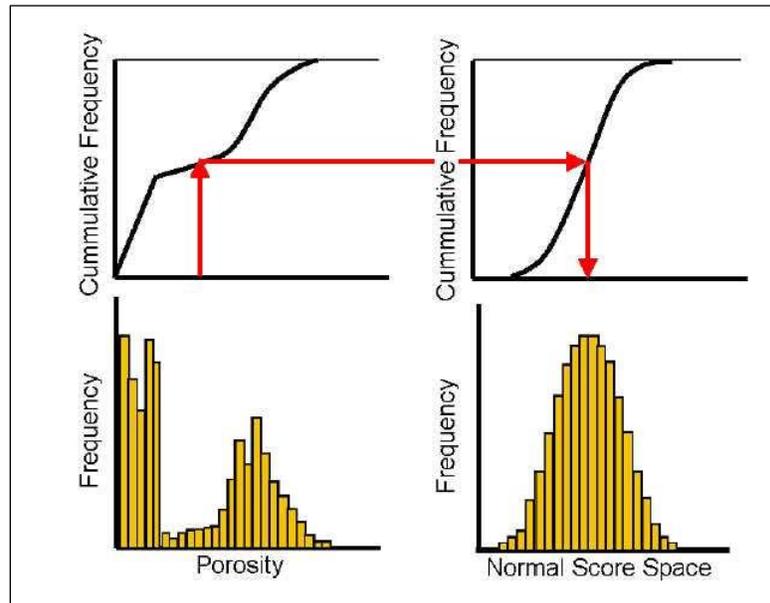
El análisis de datos es un control de calidad de los datos. Aquí se llevan a cabo dos procesos previos a los procesos de modelado petrofísico. En el Anexo C se muestra más información a los conceptos posteriores que se mencionan de aquí en adelante.

El análisis de datos consiste en llevar a cabo un análisis geoestadístico en el que se incluyen transformadas para normalizar los datos y el ajuste de los variogramas con la finalidad de tener una óptima distribución de las propiedades petrofísicas.

### 5.4.1 Transformación de datos

Debido a los métodos matemáticos usados en el análisis de variogramas, las variables a veces tienen que ser manipuladas para ser capaces de generar mapas de variogramas buenos. La mezcla tanto de valores positivos como de negativos también puede crear problemas debido al método matemático usado. Entonces debemos transformar los datos de entrada para poder trabajar con rangos de valores acordes al variograma.

Muchas técnicas geoestadísticas requieren que los datos sean transformados que consiste en deformar el histograma de los datos en un histograma Gaussiano o normal, es decir, de media 0 y varianza 1 (Fig. 5.5).



**Figura 5.5** La transformación de los datos de una población permite agrupar y manejar los valores extremos para tomar en cuenta todas las posibles variaciones de la información.

Una distribución describe cómo se distribuyen ciertas características (o datos) en una variable. La distribución normal es el modelo continuo más importante en estadística, pues, se trata de una distribución de probabilidad de una variable continua. Las variables continuas son aquellas que pueden adoptar cualquier valor en el marco de un intervalo que ya está predeterminado.

Existen diferentes tipos de transformación de datos: para acotar los datos entre valores positivos, para eliminar picos producto de efectos de borde, para transformar los datos logarítmicos, para crear correlaciones dependientes de una segunda propiedad, etc. A los datos que se escalaron se le sometió a una transformación para hacer una normalización a los datos. Quedando el insumo necesario para realizar un variograma coherente.

## 5.4.2 Variogramas

El variograma es un método que describe la variación espacial de una propiedad del yacimiento, se busca ajustar los variogramas para tres direcciones: mayor, menor y vertical; igualmente, los parámetros de radio de búsqueda y ancho de banda; adecuando la función de la zona geológica. El variograma de tipo Esférico fue utilizado en todas las propiedades, ya que sus características se adecuan de mejor manera a la continuidad y variabilidad de estas.

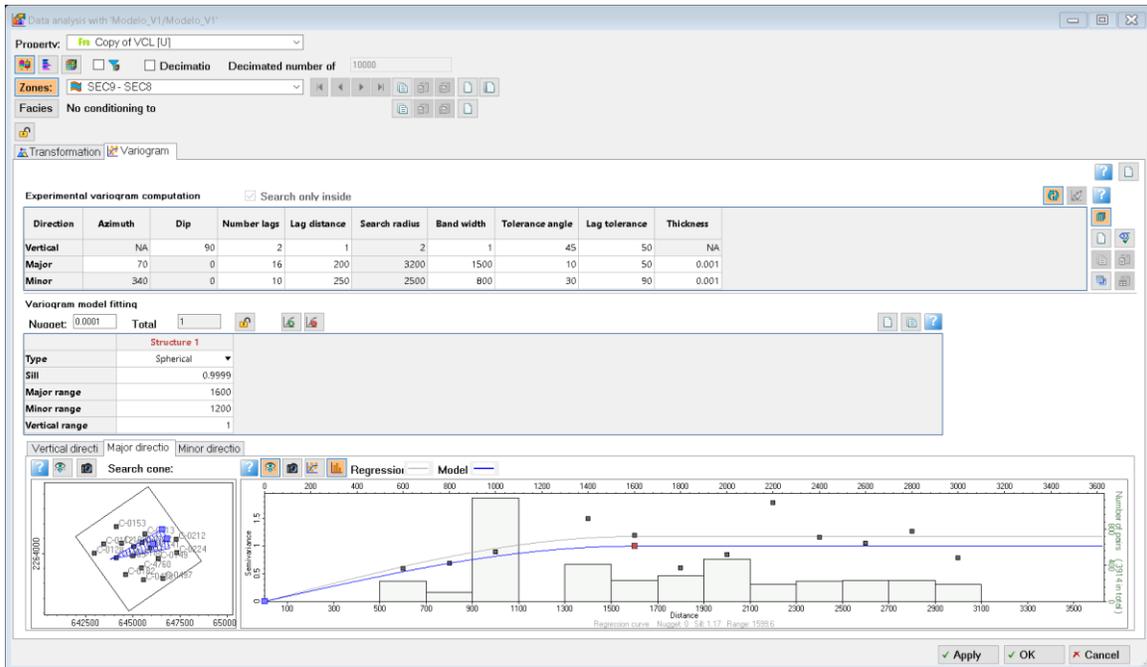


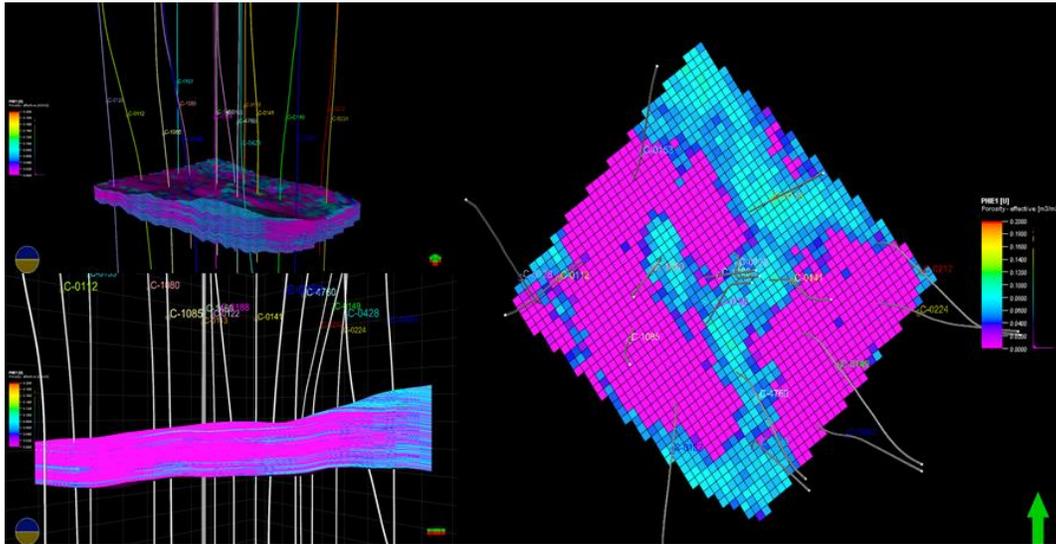
Figura 5.6 Análisis por variograma para la propiedad de VCL.

## 5.5 DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Llegado a este punto, cada propiedad fue normalizada y calculado su variograma correspondiente. El método que se utiliza para la distribución de propiedades (continuas) es la simulación Gaussiana Secuencial. La SGS es un algoritmo usado para Simulación Estocástica, en el cual se preserva el dato de entrada, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias.

### 5.5.1 Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva (Fig. 5.7) es la primera en ser modelada y puede ser una guía para otras variables si se utiliza como variable secundaria, como fue el caso en este trabajo. El rango en el que se encuentra la porosidad efectiva es del 0% a 18%.

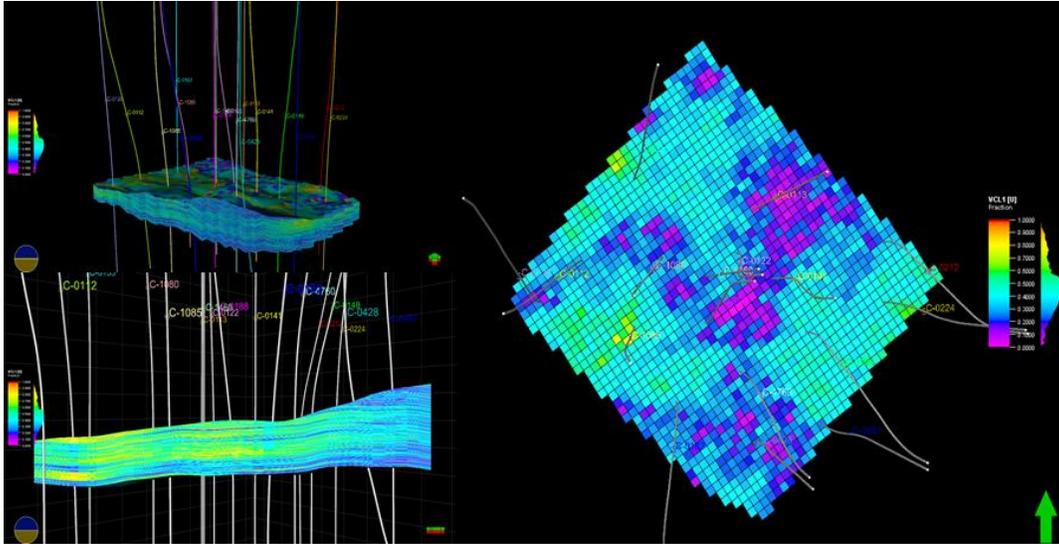


**Figura 5.7** Distribución de la Porosidad Efectiva en su vista de corte y planta.

### 5.5.2 Volumen de Arcilla

Cuando hablamos del Volumen de Arcilla (VCL), esta propiedad por su carácter extenso tiende a ser bastante homogénea. Para esta propiedad se usó como guía la porosidad efectiva, ya que, a mayor volumen de arcilla, menor es la porosidad efectiva.

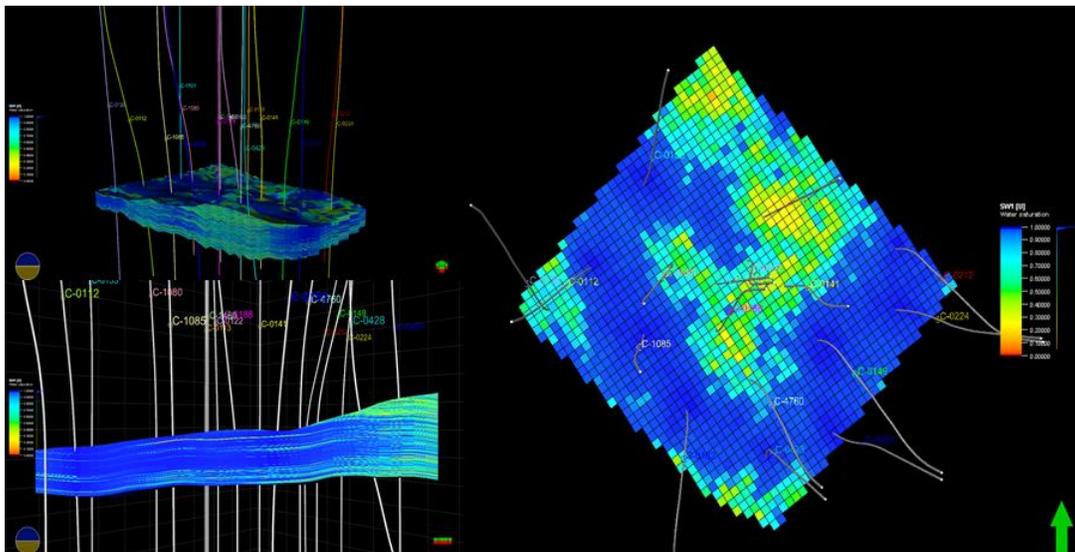
El volumen de arcilla afecta la calidad de la roca y el comportamiento de los fluidos. Según la distribución de la arcilla se encuentra en el rango del 15% al 55%.



**Figura 5.8** Distribución del Volumen de Arcilla en su vista de corte y planta.

### 5.5.3 Saturación de Agua

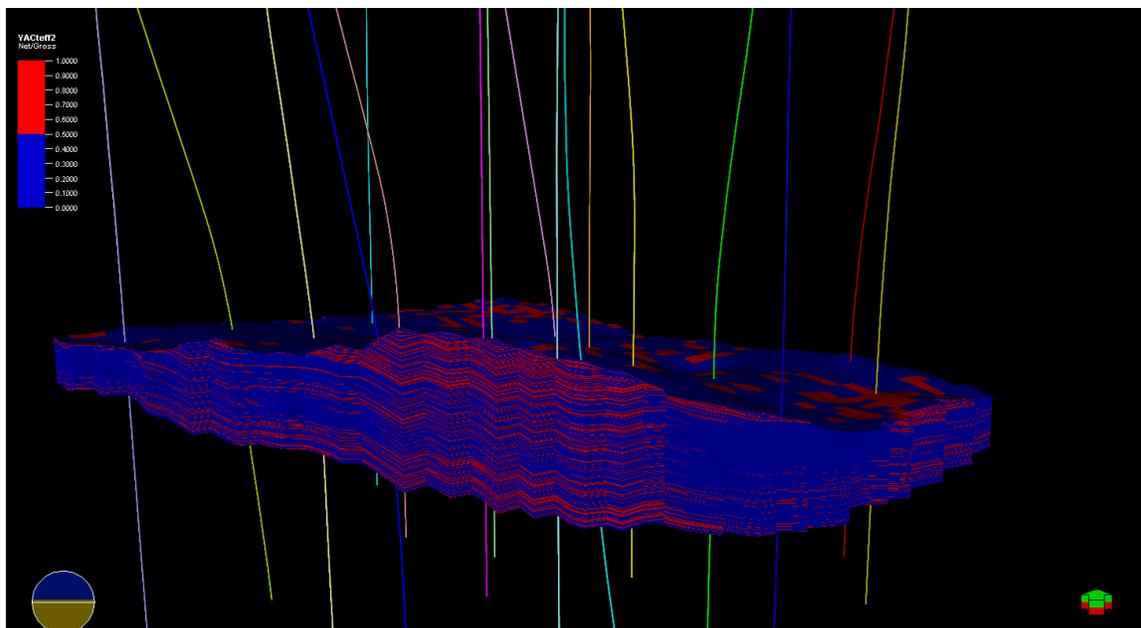
Para la saturación de agua (Fig. 5.9), se usó como guía la porosidad efectiva, considerando que, a mayor saturación de agua ( $S_w$ ), la porosidad efectiva es menor. La saturación se concentra del 40% al 90%.



**Figura 5.9** Distribución del Saturación de Agua en su vista de corte y planta.

## 5.6 CÁLCULO DE CONDICIÓN DE YACIMIENTO (N/G)

En el cálculo de condición de yacimiento para en el área, se toman las propiedades del modelo y utilizando los valores de corte empleados en las evaluaciones petrofísicas;  $V_{cl} < 50\%$ ,  $\phi_e > 5\%$  y  $S_w < 65\%$  obtenemos la condición de yacimiento.



**Figura 5.10** Condición de Yacimiento del área, el color rojo indica Yacimiento y el color azul el No Yacimiento.

## 5.7 CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL

### 5.7.1 Caso Base

Un cierto volumen de hidrocarburos (aceite y gas) se halla entrampado en el yacimiento en un área determinada; lo que podemos recuperar de este volumen in situ está en función de un factor de recuperación y es lo que se define como reserva.

Se construye el Caso Base, que utilizan las propiedades distribuidas ( $PHIE$ ,  $V_{cl}$  y  $S_w$ ) y la condición de Yacimiento (N/G), y requiere también del parámetro como el Factor Volumétrico de Aceite ( $Boi$ ).

Para el cálculo de volumen original dentro de los límites del área se utiliza la siguiente ecuación:

$$v_{oi} = \frac{(A \cdot h \cdot \phi_e \cdot S_o \cdot 6.289811)}{B_{oi}} = \frac{(A \cdot h \cdot \phi_e \cdot (1 - S_w) \cdot 6.289811)}{B_{oi}} \quad Ec. (5.1)$$

Donde:

- A = Límite de área o yacimiento (m).
- h = Distribución de espesor N/G (m).
- $\phi_e$  = Distribución de Porosidad Efectiva .
- $S_o = (1 - S_w) = 1 -$  Distribución de Saturación de Agua.
- 6.289811 = Factor de conversión de m<sup>3</sup> a barriles (BLS).
- $B_{oi}$  = Factor volumétrico del Aceite del Campo C = 1.21

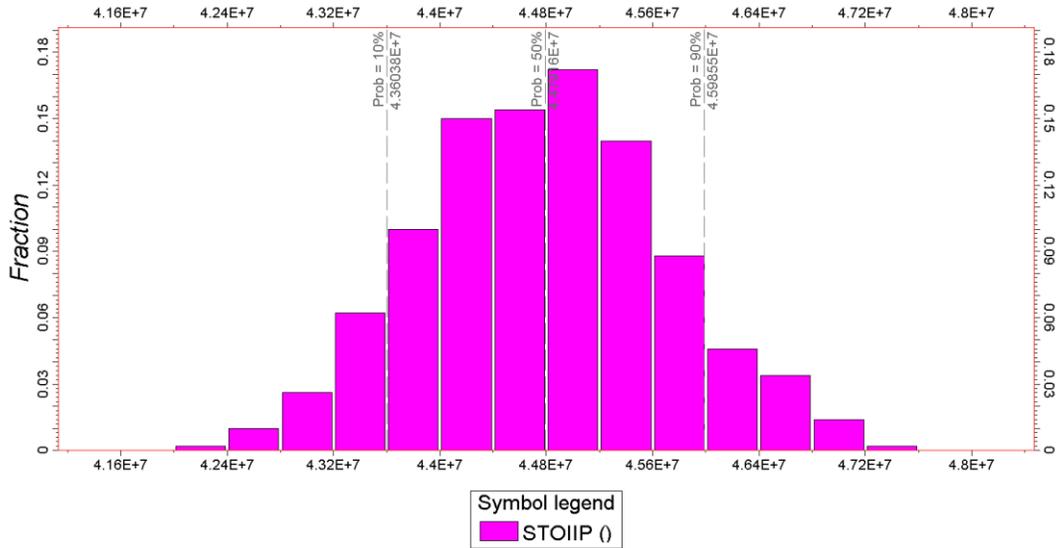
Los resultados se encuentran en la tabla 8, teniendo como preliminar la cantidad de 45 millones de barriles.

**Tabla 8** Resultados obtenidos en el cálculo de volumen de hidrocarburos

Caso	Volumen aparente (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen neto (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Aceite en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Gas en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Petróleo original en condiciones de barril (*10 <sup>6</sup> bbl)
Caso Base	1988	204	15	9	0	45
<b>Zona</b>						
SEC9 - SEC8	1988	204	15	9	0	45
<b>Segmento</b>						
Segmento 1	1988	204	15	9	0	45
<b>Resultados detallados</b>						
Zona	Segmento	Volumen aparente (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen neto (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Aceite en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Gas en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
SEC9 - SEC8	Segmento 1	1988	204	15	9	0

## 5.7.2 Simulación Montecarlo

Del caso base se desconoce su incertidumbre en un espacio de probabilidades de ocurrencia, por lo que se utilizó una simulación Montecarlo, que es una técnica probabilística para poder calcular y reducir la incertidumbre. Esta se realizó con 500 iteraciones (Fig. 5.11).



**Figura 5.11** Resultados de la Simulación Montecarlo.

De la figura 5.11, el histograma exhibe tres percentiles importantes: P<sub>10</sub>, el escenario pesimista, P<sub>50</sub>, escenario más probable y P<sub>90</sub>, escenario más optimista; se utilizan los parámetros del P<sub>50</sub> correr de nuevo el caso base (Tabla 9).

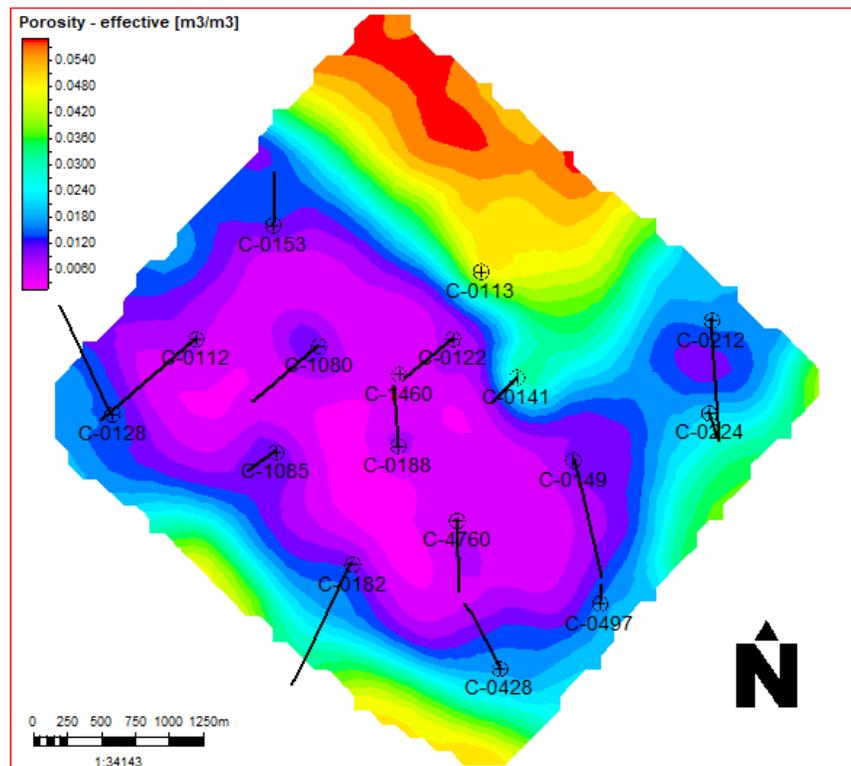
**Tabla 9** Resultados obtenidos después de la Simulación Montecarlo para el percentil P<sub>50</sub>.

Caso	Volumen aparente (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen neto (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Aceite en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Gas en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Petróleo original en condiciones de barril (*10 <sup>6</sup> bbl)
Caso Base	1988	204	15	9	0	44.73
<b>Zona</b>						
SEC9 - SEC8	1988	204	15	9	0	44.73
<b>Segmento</b>						
Segmento 1	1988	204	15	9	0	44.73
<b>Resultados detallados</b>						
Zona	Segmento	Volumen aparente (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen neto (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Aceite en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Gas en Volumen poral (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
SEC9 - SEC8	Segmento 1	1988	204	15	9	0

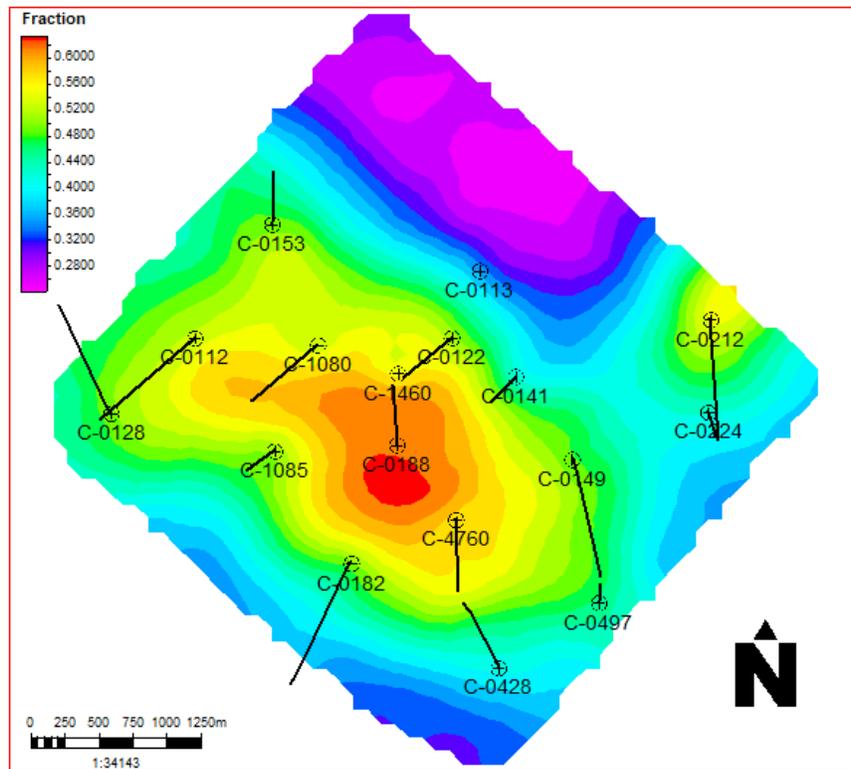
## 5.8 RESULTADOS

Dentro de los resultados obtenidos se encuentran los mapas de promedio de la Porosidad Efectiva (PHIE), Saturación de Agua ( $S_w$ ) y Porcentaje de Arcilla (VCL). Igualmente se generaron los mapas netos del espesor bruto y el espesor neto impregnado, y por último y no menos importante es el mapa de STOIP que es el volumen de aceite en un yacimiento, todos estos mapas se hicieron para la zona estratigráfica que cubre el Modelo Estático.

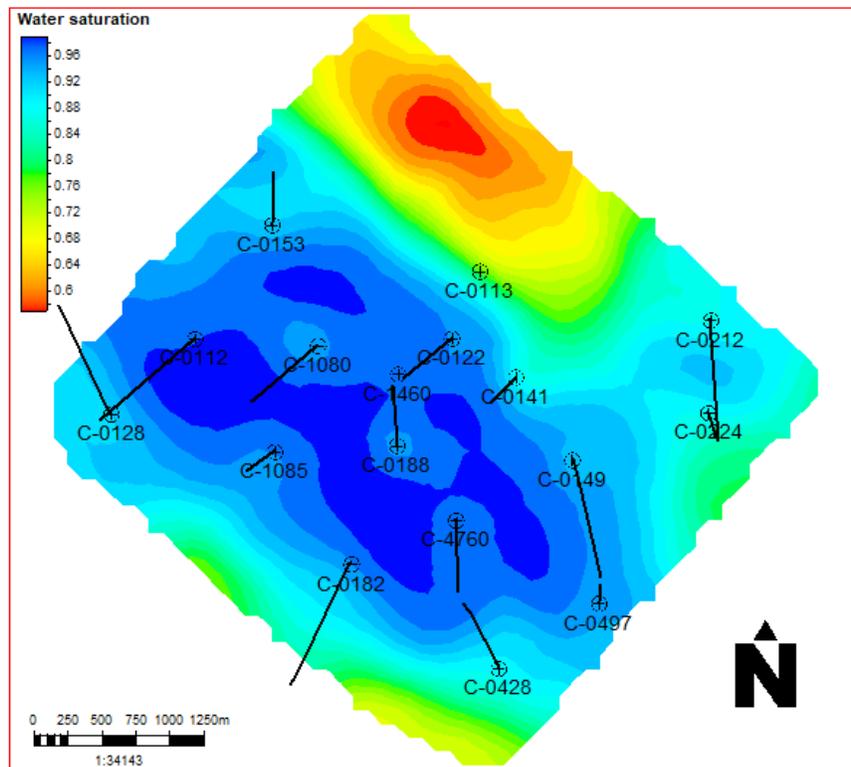
A continuación, se muestran los mapas promedios (fig. 5.12, Fig. 5.13, Fig.5.14 ) y netos (Fig. 5.15, Fig. 5.16, Fig. 5.17) generados a partir de los resultados obtenidos.



**Figura 5.12** Mapa promedio de Porosidad Efectiva.



**Figura 5.13** Mapa promedio de Volumen de Arcilla.



**Figura 5.14** Mapa promedio de Saturación de Agua.

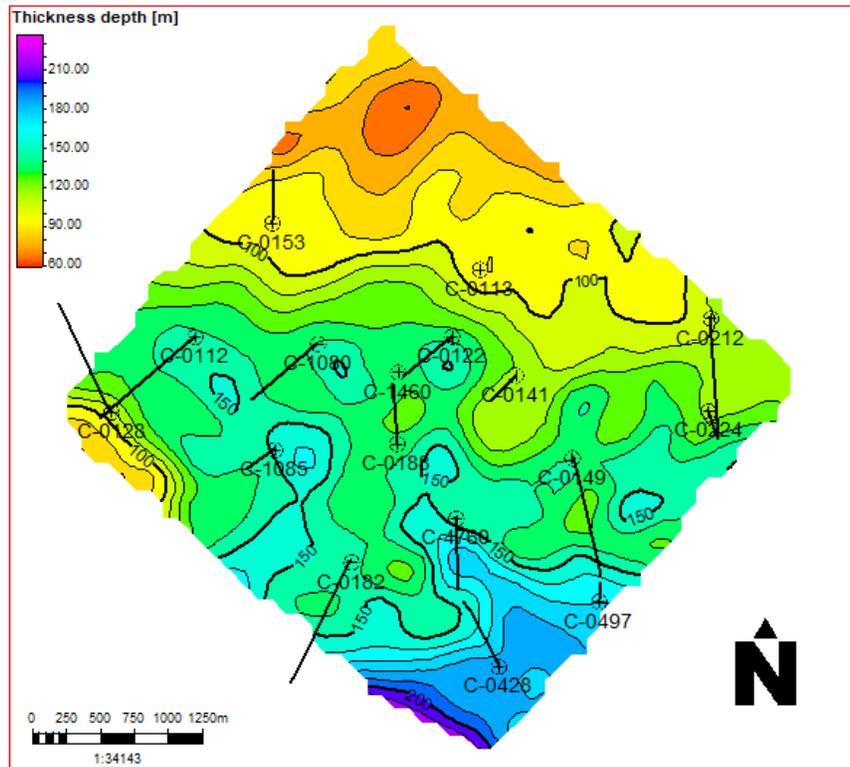


Figura 5.15 Mapa neto de Espesor Bruto.

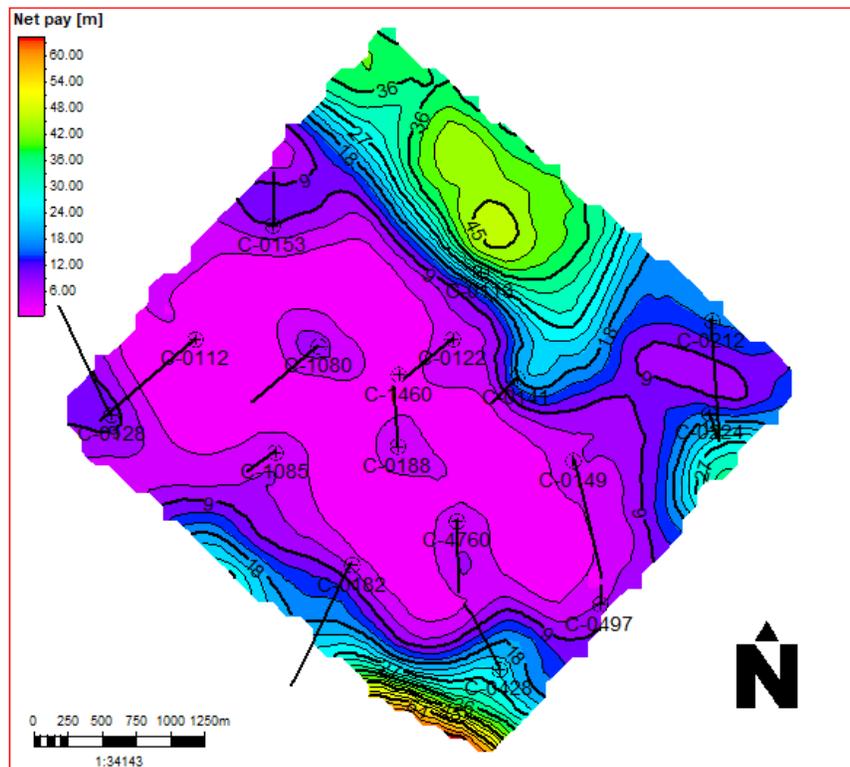


Figura 5.16 Mapa neto de Espesor Neto Impregnado (Net pay).



# CONCLUSIONES

- La utilidad de los Registros Geofísicos es fácilmente resaltable cuando se realiza una Caracterización Petrofísica, por su resolución mayor nos permite observar eventos que pasarían inadvertidos por la sísmica actual.
- Los registros utilizados no observaron un comportamiento generalizado y como consecuencia, dificulta que los modelos de Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua calibren adecuadamente con información puntual de núcleos.
- La información de Petrofísica Básica proveniente de núcleo aportó mucho en la construcción del modelo de porosidad, donde en el yacimiento esta propiedad se encuentra en el rango de 6% a 12%. Contrastando con estas porosidades, la permeabilidades son bajas y se debe a la relación pareja que existe entre el constituyente y el cementante y en la forma en que se encuentran distribuida las arcillas.
- El no contar con información suficiente de pruebas especiales de núcleo como RDX, no se estableció el modelo de Volumen de Arcilla que más represente a la cantidad de arcilla presente dentro del yacimiento, y así, plantear una alternativa al modelo bimodal Areno-Arcilloso que se utiliza actualmente.
- Se utilizó el Modelo General de Winland ( $R_{35}$ ) dadas sus características para jerarquizar las rocas con mejor capacidad de flujo, sin embargo, al no contar con pruebas de inyección de mercurio, no se sensibilizo para comparar diferentes modelos y así reducir la incertidumbre.
- Debido a la naturaleza estratigrafía que presenta el yacimiento, se hizo el layering más fino posible que fuera permitido por la resolución del registro, se limitó por la cuestión técnica del equipo de cómputo.
- La aplicación de la Simulación Montecarlo para una etapa específica y no para todas del Modelo Estático se vio acotada por el tiempo/máquina que requiere la técnica.
- El espesor promedio del área donde se construyó el Modelo Estático es de 88 metros, y basados en sus resultados las áreas con mayor potencial de explotación se encuentran al norte y sur del área estudiada. Con prospectos de NETPAY mayores a 30 metros.

## RECOMENDACIONES

- El modelo estático se construyó con los horizontes sísmicos interpretados de manera regional de las secuencias 8 y 9, por lo que sería conveniente interpretarlos con mayor detalle dentro del área.
- Para mayor detalle en el cálculo de volumen original del área, se requiere la interpretación de los cuerpos intermedios a las secuencias, así discernir los cuerpos con mayor expectativa de explotación.
- Se requiere información proveniente de núcleo pues el yacimiento en su parte somera posee poca información disponible, así también, aprovechar la información disponible de núcleos.
- Para la técnica probabilística, Simulación Montecarlo, que nos ayuda en la búsqueda del resultado más probable, se recomienda tener en cuenta el número de iteraciones a realizar porque de no hacerlo consume mucho tiempo máquina en el procesamiento de los datos.
- En función de mejorar el Modelo Estático se recomienda agregar más pozos con su debida Evaluación Petrofísica.
- Para mayor detalle en la Evaluación de los pozos dentro del área se recomienda utilizar un modelo de Electro facies o técnicas como Redes Neuronales.
- Debido a la compleja geología que presenta el campo es necesario seguir actualizando la información con la que se cuenta para mejorar su explotación considerando las condiciones favorables con las que cuenta el campo, como que es un campo terrestre y de poca profundidad.

# BIBLIOGRAFÍA

Activo Regional de Exploración Región Norte. (2008). “*Play TMP Eoceno Inferior Chicontepec Turbiditas*” (p. 21). Coordinación de Análisis de Cuencas, Sistemas Petroleros y Plays.

Archie, G. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62. doi: 10.2118/942054-g

Busch, D. A. y Govea, A. A., (1975). “*Stratigraphic–structural study of the Chicontepec turbidites, southeaster portion of Tampico–Misantla Basin*”. *Petróleos Mexicanos*, TM-249.

Busch, D. A and Govea, A. A., (1978). “*Stratigraphic and structure of Chicontepec turbidities, southeastern Tampico-Misantla basin, Mexico*”. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 62, No. 2, pp. 235-246.

Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2010). “*Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla*” (p. 6). Ciudad de México.

Citlali, D. (2015). “*Impactos socioambientales de la actividad petrolera en el municipio Chicontepec, Veracruz*”. (Tesis de Maestría). Universidad Veracruzana.

Ramírez, D. (2019). “*Estimación del Coeficiente de Almacenamiento Efectivo de Dióxido de Carbono de una formación objetivo con Registros Geofísicos de Pozos*”. (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Dumble, E.T., (1918), “*Geology of Northern end of the Tampico Embayment Area*”. *California Academy of Sciences, Proceedings*, 8, 113-156.

España, E. (2018). “*Estimación de volúmenes de minerales a partir de las ecuaciones de T. Chakrabarty, por medio del software desarrollado EMP (Estimador de Máxima Probabilidad)*”. (Licenciatura). Instituto Politécnico Nacional.

Esteva-Hoyo, O., Porras-García, Y., Hoeger, T., & Pérez, D. (2010). Determinación del tamaño de garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu- 9, Ocre- 4X y Ocre- 5, en los campos Sintu- Ocre, área norte de Monagas, Venezuela. *Ingeniería Investigación Y Desarrollo*, 10(2), 55-65. Recuperado a partir de [https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria\\_sogamoso/article/view/3400](https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria_sogamoso/article/view/3400)

Hernández, A. (2012). “*Caracterización Estática mediante registros de pozos de un campo petrolero, ubicado en la Región Sur de México*”. (Tesis de Licenciatura). Instituto Politécnico Nacional.

INEGI. (2008). “*Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México*” (pp. 8-13). Tecnología Educativa Capacitación.

López-Aguirre, D. (2008). “*Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca de Chicontepepec*”. (Tesis Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

López-Ramos, E, 1956. "Visita a las localidades tipo de las formaciones del Eoceno, Oligoceno y Mioceno de la Cuenca Sedimentaria de Tampico-Misantla, en la Llanura Costera del Golfo de México, entre Poza Rica, Ver., Tampico, Tamps. y Ciudad Valles, S.L.P.". Cong. Geol. Internal., México, Excursión 20, 94pp.

López, O. (2013). “*Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación Del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepepec*”. (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Luca Capalbo Lavezzo, 2010, Conceptos Básicos de Geostatística. <http://es.scribd.com/doc/48392388/63Nariograma-Experimental#> .fecha de consulta 31/10/2019].

Mutti, E. y Ricci Lucci, F., 1972. "Le torbiditi dell'Appennine settentrionale: introduzione all' analisi di facies". Memorie Società Geologica Italiana, VOL 11, pp. 161-199 (translated into English by T. H. Nilsen, 1978. International Geology Review, Vol. 20, No. 2, 125-166.

Nieto, J. (2010). "*Análisis Estratigráfico de la secuencia sedimentaria del Grupo Chicontepec*" (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Pemex Exploración y Producción, Gerencia Integrada de Activos, 2005. "*Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira*". Inédito.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) (2019). "*Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023*". Ciudad de México, p.183.

Perez-Rosales, C. (1982). On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(04), 531-536. doi: 10.2118/10546-pa

Porras, F. (2014). "*Evaluación Petrolera de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal de Chicontepec*". (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Porras, J., (1997). "*Determinación de Petrofacies a partir de Radio de Garganta de Poros y del Volumen Poroso ocupado por agua: su relación con litofacies, Campo Carito Norte, área norte de Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela*". Memorias del VIII Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos. Tomo II, págs. 301- 308.

Ramírez, D. (2019). “*Estimación del Coeficiente de Almacenamiento Efectivo de Dióxido de Carbono de una formación objetivo con Registros Geofísicos de Pozos*”. (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Ricardo, F. (2016). “*Discretización del Índice de Saturación de Agua en Rocas Fracturadas Vugulares de Litología Multicomponente*”. (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.

Saavedra, M. (2010). “*Caracterización Petrofísica con Determinación de Unidades de Flujo en el Campo Escobal, Chicontepec*”. (Tesis de Licenciatura). Universidad Autónoma de Nuevo León.

Santillán-Piña, N. (2009). "*Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la cuenca terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México*". (Tesis de Maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, México. Recuperado de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/96823>

Santillán-Piña, N. y Aguayo-Camargo, J. (2011). Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XII(3), p.338.

Sánchez, R., & Zouco, T. (2014). “*Análisis de las Alternativas de Explotación del Sector 6 Agua Fría-Coapechaca*” (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma Nacional.

Schreiner, W. N., & Jenkins, R. (1982). *Profile Fitting for Quantitative Analysis in X-Ray Powder Diffraction. Advances in X-Ray Analysis*, 26, 141–147. <http://doi.org/10.1154/S0376030800012404>

Spooner, P. (2014, September 16). “*Lifting the Fog of Confusion Surrounding Clay and Shale in Petrophysics*”. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Walter, R. G., (1978). "*Deep water sandstone facies and ancient submarine fans: Models for exploration for stratigraphic traps*". American Association of Petroleum Geologist Bulletin, Vol. 62, pp. 932-966.

Winland, H. D., 1972. Unpublished Report: Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan. Amoco Production Company Research Department Report No. F72- G-25

# ANEXOS

## ANEXO A: Simbología y abreviaturas

**a:** constante litológica.

**$\rho_B$ :** densidad.

**m:** exponente de cementación, de porosidad y/o entrapamiento.

**F:** factor de formación.

**I<sub>R</sub>:** índice de resistividad.

**K:** permeabilidad.

**$\phi$ :** porosidad.

**$\phi_S$ :** porosidad acústica.

**$\phi_D$ :** porosidad densidad.

**$\phi_E$ :** porosidad efectiva.

**$\phi_N$ :** porosidad neutrón.

**$\phi_T$ :** porosidad total.

**R<sub>35</sub>:** radio de garganta de poro.

**R<sub>T</sub>:** resistividad verdadera.

**R<sub>w</sub>:** resistividad del agua de formación.

**S<sub>w</sub>:** saturación de agua.

**T<sub>F</sub>:** temperatura de formación.

**V<sub>a</sub>:** volumen de arcilla.

**DPHI:** porosidad densidad.

**NETPAY:** zona impregnada de aceite, espesor neto impregnado.

**NPHI:** porosidad neutrón.

**PHIE:** porosidad efectiva.

**PHIT:** porosidad total.

**RD:** registro de resistividad profunda.

**RG:** registro de rayos gamma.

**RHOB:** registro de densidad.

**RGP:** radio de garganta de poro.

**SPHI:** porosidad acústica.

## **ANEXO B: Conceptos básicos de Petrofísica**

La explotación de los hidrocarburos requiere del conocimiento de parámetros relacionados con las propiedades estáticas y dinámicas de las rocas y los fluidos contenidos en un yacimiento, estas propiedades pueden variar conforme las condiciones de presión y temperatura.

La caracterización de yacimientos es base para otros estudios o fases de explotación de los yacimientos, por lo tanto, es preciso definir algunos conceptos para comprender mejor el comportamiento y características de un yacimiento. En consecuencia, serán descritos algunos conceptos importantes como: volumen de arcilla, densidad, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y resistividad, entre otros.

### **Volumen de arcilla (Vcl)**

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este parámetro puede ser determinado a partir de los registros de rayos gamma (GR) o del potencial espontáneo (SP) (Jávita, 2007).

Contenido de materiales arcillosos que se encuentran en una roca (las arcillas son partículas finas, generalmente de silicatos, con dimensiones menores a 1/256 mm). Estos materiales proceden de la alteración física y química de rocas y minerales. Los tipos de arcilla según su estructura son: el caolín, la illita, esméctica y la montmorillonita.

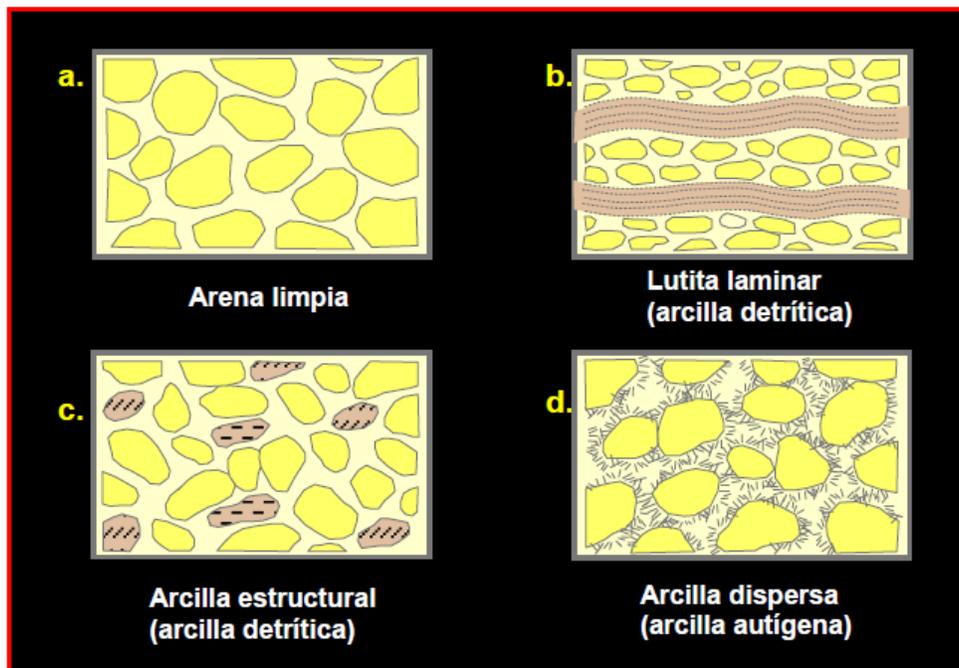
La presencia de arcilla en una formación dependerá de las propiedades físicas y químicas de su composición y de cómo estas afecten directamente en el yacimiento. La mayoría de las arcillas son formadas por silicatos aluminicos complejos, estas contienen potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, etc. Las propiedades más importantes de este mineral son la plasticidad, cohesión, resistencia a la tensión, capacidad de secado y capacidad de aglutinación.

La arcilla puede formar parte de la matriz de la roca y dependiendo del volumen que esta ocupe, se determina si la formación contiene un número considerable de este mineral, por lo que se efectúa un cálculo del volumen de arcilla.

De gran importancia en la industria del petróleo este análisis, ya que el contenido de arcilla funciona como roca sello dentro del sistema petrolero y además afecta directamente a la porosidad y permeabilidad en las rocas almacenadoras, provocando obstrucción en la conectividad de los poros, así, afectando otras propiedades petrofísicas y en la producción de hidrocarburos.

Existen tres tipos de distribución de arcilla que podemos encontrar en un yacimiento:

- **Arcilla Laminada:** se encuentra en estratos de una o varios centímetros de grueso entre capas de arena o arenisca, cuando es muy delgada, la resistividad no es afectada en gran medida, esto quiere decir que la resistividad no será aumentada, ya que la arcilla es un mineral conductor. La arcilla rica en detritos de limo tiene baja resistividad debido a que tienen esencialmente permeabilidad cero y retienen el agua (Fig. B.1).
- **Arcilla Estructural:** en ésta, los granos de arcilla, clastos o partículas de lutitas se encuentran intercaladas con granos de arena (Fig. B.1). Usualmente las arcillas se presentan como granos o clastos y tienen poco efecto en la porosidad y permeabilidad. Afectan menos la capacidad de flujo de los yacimientos. Las arcillas estructurales y laminadas tienen respuestas similares en los registros.
- **Arcilla Dispersa:** son arcillas que están dispersas en los espacios porosos de las rocas y reemplazan el volumen del fluido (Fig. B.1). Este tipo de distribución es muy perjudicial porque una cantidad pequeña de este mineral estrangula los poros reduciendo la porosidad efectiva y la permeabilidad.



**Figura B.1** Tipos de distribución de las arcillas, a) formación arenosa limpia (sin la presencia de arcillas), b) formación arenosa existe presencia de arcilla laminar, c) se esquematiza la distribución de arcilla estructural en una formación arenosa y d) se observa zonas oscuras o sombras alrededor de los granos (arenas), representando a la arcilla dispersa y la distribución dentro de una formación.

El volumen de arcilla se puede determinar por medio de los siguientes métodos:

- Estudio de espectroscopia aplicado a muestras de núcleo, este se lleva a cabo en laboratorio y consiste en el análisis del comportamiento de ondas electromagnéticas que son aplicadas a las muestras. Este es un método puntual con la desventaja de ser muy costoso.
- Análisis petrográfico de láminas delgadas tomadas a partir de muestras de núcleos, este método se lleva a cabo en laboratorio y consiste en determinar la composición de las rocas a partir de la observación de las muestras a través de un microscopio especializado, es un método tardado y puntual, además de depender de la pericia del analista.

- Por medio de registros de pozos; el volumen puede determinarse con los registros de rayos gamma, potencial espontáneo, neutrón-densidad y con el registro de resistividad a partir de ecuaciones. El registro de rayos gamma es el más recomendado, debido a la cantidad de elementos radiactivos que contienen los materiales arcillosos.

La ecuación 1 es la forma más sencilla de calcular el volumen de arcilla a partir del registro de rayos gamma:

$$V_{cl} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{ma}}{GR_{cl} - GR_{ma}} \quad Ec. (1)$$

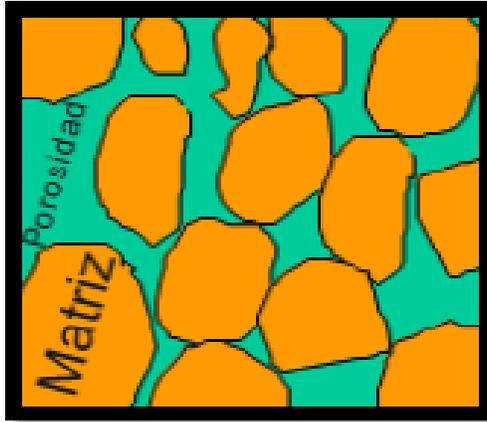
Donde:

- $V_{cl}$  = volumen de arcilla (v/v).
- $I_{GR}$  = índice de rayos gamma (adim).
- $GR_{log}$  = medición del registro GR (API).
- $GR_{ma}$  = valor de GR de la matriz (API).
- $GR_{cl}$  = valor de GR de la arcilla (API).

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

La porosidad es el primero de los requisitos que debe tener una roca, para que actúe como almacenadora de hidrocarburos (Fig. B.2). Se define, simplemente, como la suma de los espacios vacíos (poros) de una roca en relación con el volumen total de la misma. Se mide en porcentaje y su fórmula (Ec. 2) se describe a continuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros vacíos}}{\text{Volumen total}} \times 100 \quad Ec. (2)$$



**Figura B.2** Diagrama que ejemplifica la porosidad en una roca.

La porosidad puede medirse en el laboratorio a partir de los núcleos, o por medio de registros de pozo, especialmente el sónico (Ec. 3), el de densidad y el neutrón.

$$SPHI = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad Ec. (3)$$

Donde:

- $\Delta t_{log}$  = medición del registro RHOB ( $\mu s/ft$ ).
- $\Delta t_{ma}$  = tiempo de tránsito de la matriz ( $\mu s/ft$ ).
- $\Delta t_{fl}$  = tiempo de tránsito del fluido ( $\mu s/ft$ ).

Hay tres tipos principales de porosidad:

- **Interconectada:** utiliza múltiples gargantas para conectarse con los poros vecinos.
- **Conectada o de extremo cerrado:** Tiene un solo conducto o garganta conectando un espacio poroso con otro.
- **Aislada:** No existe conexión entre los poros.

Los poros interconectados y conectados constituyen la porosidad efectiva, puesto que los hidrocarburos pueden salir de ellos. En el caso de la porosidad interconectada, el aceite y gas pueden ser expulsados de los espacios porosos, por el movimiento del agua, de manera natural o artificial.

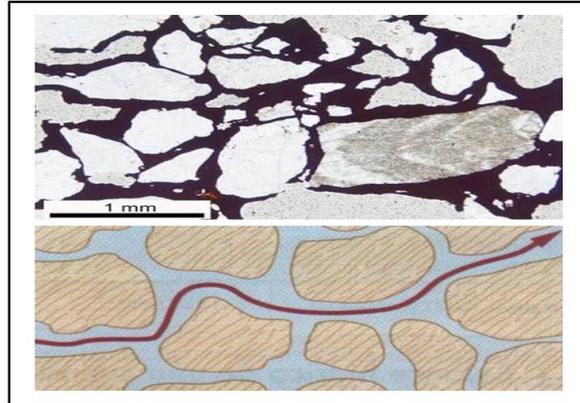
En el caso de la porosidad conectada, no es afectado por el movimiento del agua, pero puede producir algo de aceite o gas, por la expansión en la medida que disminuye la presión del yacimiento. La relación de la porosidad efectiva influye directamente a la permeabilidad de la roca.

Los yacimientos con porosidad aislada no producen hidrocarburos. Cualquier cantidad de aceite o gas contenidos en ellos, entró antes de que fueran cerrados por compactación o cementación. De tal manera, la porosidad aislada contribuye a la porosidad total de la roca, pero no a la porosidad efectiva.

De acuerdo con su origen, la porosidad puede clasificarse en dos tipos principales

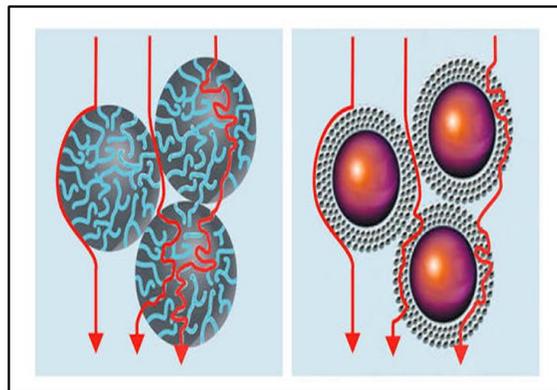
- **Porosidad primaria:** Se forma cuando el sedimento se deposita.
- **Porosidad secundaria:** se forma después del depósito.

**Primaria/Intergranular:** es la porosidad o espacios vacíos que pueden ser ocupados por fluidos entre los granos de una roca (Fig. B.3). Esta porosidad es la más típica de las areniscas. También se encuentra en arenas calcáreas depositadas recientemente; pero rara vez se preserva debido a la pérdida de porosidad por cementación (diagénesis). Los yacimientos tienen buena porosidad interconectada y buena permeabilidad. La porosidad efectiva es equivalente a la porosidad total.



**Figura B.3** Ejemplo de porosidad intergranular.

**Primaria/Intragranular:** es la porosidad que se encuentra dentro de algún elemento o sedimento que compone a una roca (Fig. B.4). Esta porosidad, es típica en las arenas calcáreas esqueléticas o fosilíferas, depositadas recientemente. Usualmente no se preservan los poros, generalmente estos, son rellenados por cemento durante el sepultamiento, pero en algunos casos pueden ser lixiviados y aparecer de nuevo este tipo de porosidad.



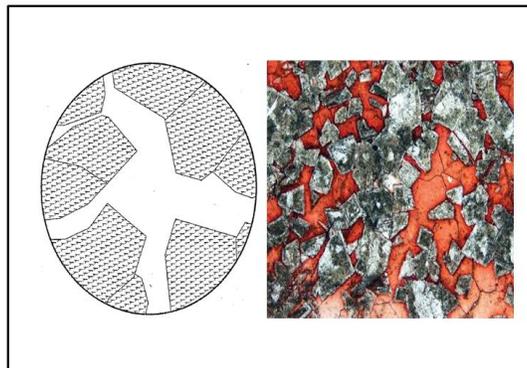
**Figura B.4** Ejemplo de porosidad intragranular.

**Secundaria/Fenestral:** Se desarrolla cuando hay una abertura en la roca, más grande que los espacios porosos normales entre los granos, con soporte de grano a grano (Fig. B.5). Es característico en los sedimentos de laguna, en los cuales la deshidratación ha causado encogimiento y combamiento de las capas. No es frecuente encontrarlo.



**Figura B.5** Ejemplo de porosidad fenestral, en donde los óvalos de color rojo indican la presencia de este tipo de porosidad.

**Secundaria/Intercristalina:** ocurre entre los cristales (Fig. B.6), y es el predominante en varios campos importantes de aceite y gas. En calizas recristalizadas es de un valor insignificante, sin embargo, en las dolomías frecuentemente poseen alta porosidad intercristalina. Se forma por el proceso de dolomitización, es decir, por reemplazamiento de calcio por carbonato doble de calcio y magnesio. Presenta una textura sacaroide característica dando origen a muy buenos yacimientos.

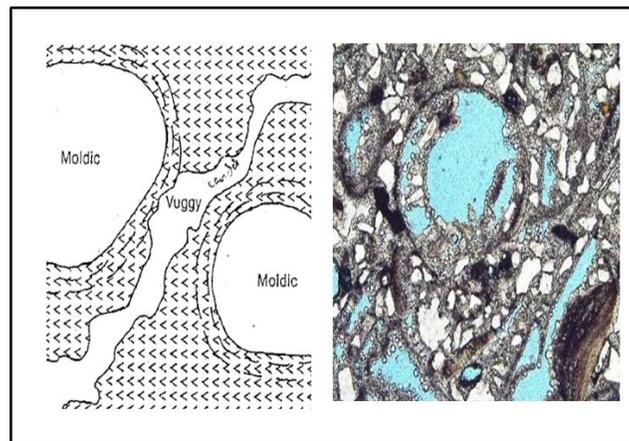


**Figura B.6** Ejemplo de porosidad intercristalina.

**Por disolución:** varios tipos de porosidad pueden ser causados por disolución. Es un proceso común en el desarrollo de la porosidad secundaria en carbonatos; pero también puede dar origen a porosidad en las areniscas. Hay varias formas en que estos procesos ocurren.

En la figura B.7, se representa una sección delgada, en donde se aprecia porosidad secundaria por disolución en una roca carbonatada. Algunos de los poros son arredondados, en donde los pellets o granos de lodo calcáreo han sido lixiviados. Este tipo de textura de porosidad selectiva se conoce como pelmoldes y por lo tanto los poros como pelmóldicos (porosidad móldica).

En otra situación, se forman algunos espacios porosos irregulares que atraviesan el empacado y la orientación original de los granos de la roca, dando origen a la porosidad vugular o en cavidades. Si la caliza ha sido disuelta extensivamente, las cavidades pueden llegar a ser muy grandes o convertirse en cavernas.



**Figura B.7** Ejemplo de porosidad vugular y móldica.

En estos tipos de porosidades por disolución, los espacios porosos adyacentes pueden no estar conectados y, por lo tanto, la porosidad efectiva puede ser mucho menor que la porosidad total y también la permeabilidad tiende a ser baja.

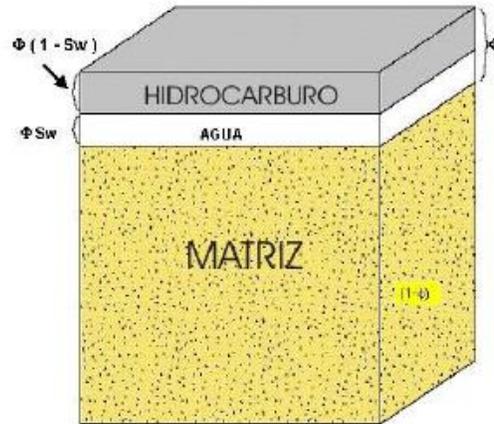
### **Saturación de agua ( $S_w$ )**

Fracción o porcentaje del volumen poroso de la roca que contiene agua, es un número sin unidades con valores entre 0 y 1, (Fig. B.8). La ecuación 4, representa lo anterior expresado:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad Ec. (4)$$

Donde:

- $S_w$ : saturación del agua, en fracción  $0 < S_w < 1$ .
- $V_w$ : volumen del espacio del poro que contiene agua.
- $V_p$ : volumen del espacio del poro, ocupado por fluidos.



**Figura B.8** Diagrama de una muestra de roca, donde se discretizan los volúmenes de roca o matriz y los saturados por hidrocarburos y agua, en relación directa con la porosidad de la roca.

La magnitud de la saturación de agua contenida en un yacimiento se encuentra directamente relacionado por:

- La estructura porosa de la roca.
- La densidad de los fluidos.
- Las características de energía superficial.

Denotada como la **Ecuación de Archie** y es fundamental para calcular la saturación de agua a partir de las mediciones de los registros geofísicos de pozos en las Formaciones de rocas a evaluar.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

- n: exponente de saturación
- a: es un coeficiente próximo a 1 (entre 0.6 y 1.2) que depende de la litología
- m: exponente de cementación
- $\phi$ : porosidad
- $R_w$ : resistividad del agua de Formación
- $R_t$ : resistividad verdadera de Formación

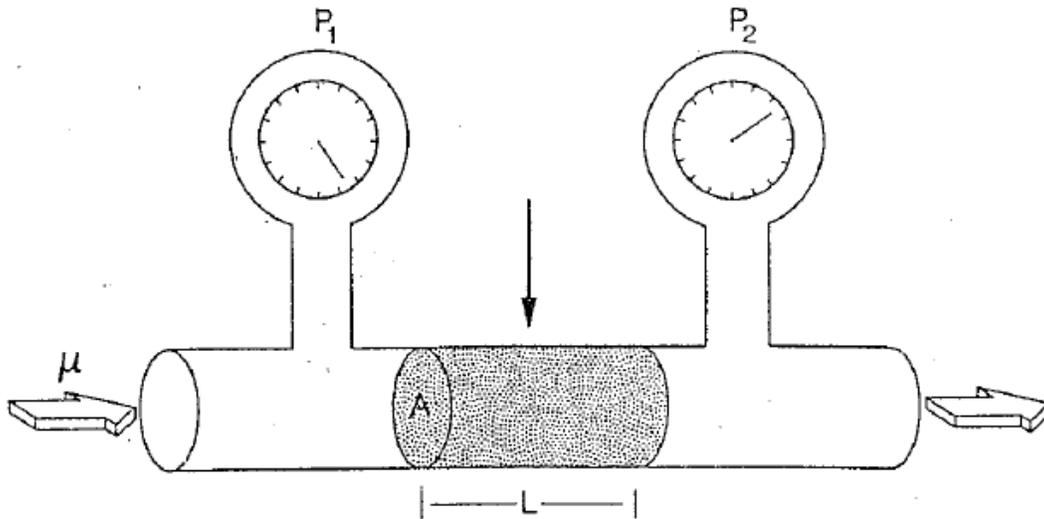
La figura B.9, incluye los valores de los exponentes de saturación (n), exponente de cementación (m) y el coeficiente de litología (a) para las rocas y sedimentos más comunes.

Formación	a	m	n
Arenas	1.45	1.54	2
Arenas arcillosas	1.65	1.33	2
Arenas carbonatadas	1.45	1.33	2
Carbonatos	1.45	1.33	2

**Figura B.9** Valores de los exponentes de saturación (n), exponente de cementación (m) y el coeficiente de litología (a) para las rocas y sedimentos más comunes.

### Permeabilidad (K)

Otra propiedad esencial para un yacimiento; definida como la propiedad de una roca que permite el paso de fluido a través de ella, sin deteriorar su estructura o desplazar sus elementos. Así que, no es suficiente que una roca contenga poros para almacenar aceite y gas, es necesario que estos poros estén conectados (porosidad efectiva), para que el aceite o gas pueda moverse dentro o fuera del yacimiento. La unidad de permeabilidad es el Darcy (Fig. B.10)



**Figura B.10** Medición de la permeabilidad a una roca. Se observa un flujo de viscosidad conocida, inyectando a presión a través de una muestra de roca con longitud y área transversal conocidas. La caída de presión a través de la muestra se mide por medio de manómetros (El yacimiento, 1995).

Se dice que una roca posee una permeabilidad de un Darcy, cuando a través de una sección de un centímetro cuadrado y un centímetro de largo, bajo presión de una atmósfera, pasa por segundo un centímetro cúbico de fluido de viscosidad de un centipoise.

La fórmula (Ec. 6) para la ley de Darcy aplicada por Muskat y Botset, es la siguiente:

$$Q = \frac{K(P_1 - P_2) A}{\mu L} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

- Q: velocidad del flujo (cm<sup>3</sup>/seg).
- K: permeabilidad.
- (P<sub>1</sub> – P<sub>2</sub>): caída de presión a través de la muestra (Atmfs).
- A: área de la sección transversal de la muestra (cm<sup>2</sup>).
- μ: viscosidad del fluido (Centipoises).
- L: longitud de la muestra (cm).

Dado que la mayoría de las rocas que constituyen un yacimiento tienen permeabilidades menores a un Darcy (D); se usa la milidarcys (mD), o sea la milésima parte de un Darcy. La ley de Darcy solamente es válida cuando no se tiene reacción química entre el fluido y la roca, y cuando solamente hay un solo fluido llenando los poros. La situación es más compleja cuando se tienen fases mixtas de aceite y gas, para lo cual se aplica una ecuación modificada de Darcy.

Los valores promedios de permeabilidad de los yacimientos comúnmente varían entre los valores de 5 a 500 milidarcys. Sin embargo, algunos yacimientos excepcionales tienen valores de más de 3,000 milidarcys (sometidos a diagénesis, como disolución, fracturas, principalmente).

Dado que la proporción del flujo depende de la relación permeabilidad - viscosidad, los yacimientos de gas pueden ser capaces de fluir en cantidades comerciales, con permeabilidades de solamente unos cuantos milidarcys. Sin embargo, los yacimientos de aceite generalmente necesitan permeabilidades del orden de los dieces de milidarcys para ser comerciales.

## **ANEXO C: Conceptos básicos de Geoestadística**

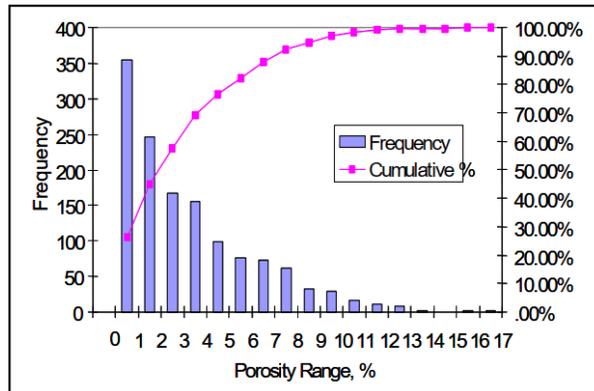
### **Geoestadística**

La Geoestadística se define como la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales (Journel y Huijbregts, 1978), o simplemente, el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Chauvet, 1994), siendo una herramienta útil en el estudio de estas variables (Zhang, 1992). Su punto de partida es asumir una distribución topo-probabilista (Matheron, 1970).

Los fenómenos distribuidos en el espacio, la mineralización en un yacimiento, por ejemplo, presenta un carácter mixto, un comportamiento caótico o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural a gran escala, que puede seguir una correlación (C. Deutsch, 2002). El objetivo de la Geoestadística es el análisis y la predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo, tales como: ley de metales, distribución de porosidades, concentraciones de un contaminante, etc.

### **Histograma**

Un histograma es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. En el eje vertical se representan las frecuencias, y en el eje horizontal los valores de las variables, normalmente señalando las marcas de clase, es decir, la mitad del intervalo en el que están agrupados los datos. Se utiliza cuando se estudia una variable continua, como franjas de edades o altura de la muestra, valores de porosidad, y por comodidad, sus valores se agrupan en clases, es decir, valores contiguos. (Fig. C. 1).



**Figura C.11** Histograma típico de porosidad.

### **Desviación Estándar**

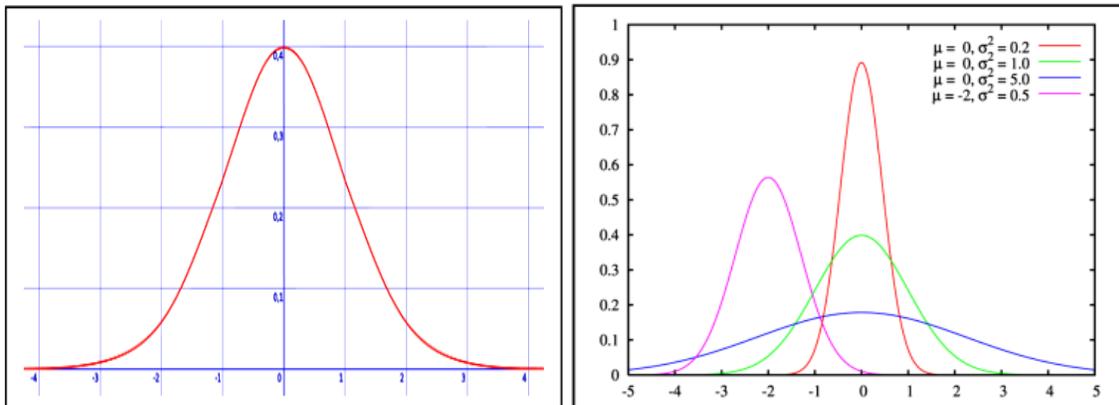
La desviación estándar (o desviación típica) es una medida de dispersión para variables de razón (ratio o cociente) y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva. Es una medida (cuadrática) de lo que se apartan los datos de su media, y, por tanto, se mide en las mismas unidades que la variable. Para conocer con detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que necesitamos conocer también la desviación que representan los datos en su distribución, con objeto de tener una visión de estos más acorde con la realidad a la hora de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones.

### **Distribución Normal**

La distribución normal, es una distribución totalmente simétrica, también llamada distribución de Gauss o distribución Gaussiana, es la distribución de probabilidad que con más frecuencia aparece en estadística y teoría de probabilidades. Esto se debe a dos razones fundamentales:

Su función de densidad es simétrica y con forma de campana, lo que favorece su aplicación como modelo a gran número de variables estadísticas. Es, además, límite de otras distribuciones y aparece relacionada con multitud de resultados ligados a la teoría de las probabilidades gracias a sus propiedades matemáticas.

La función de densidad se utiliza en estadística con el propósito de conocer cómo se distribuyen las probabilidades de un evento en relación con el resultado del evento. En este caso se llama función de densidad de probabilidad (FDP). Matemáticamente la FDP (función densidad de probabilidad) es la derivada de la función distribución de probabilidad de ocurrencia de un evento.



**Figura C.12** La distribución normal no siempre tiene su promedio en cero (a la izquierda), en algunas ocasiones se puede desplazar a la derecha o izquierda del cero sin perder su forma de campana (a la derecha).

### Percentil

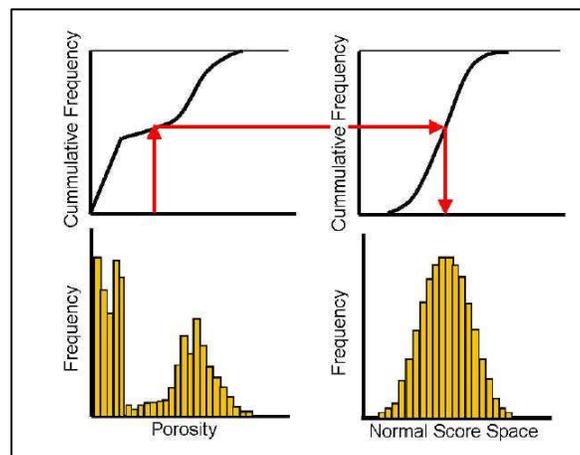
Los percentiles representan los valores de la variable que están por debajo de un porcentaje, el cual puede ser un valor de 1% a 100% (en otras palabras, el total de los datos es dividido en 100 partes iguales).

Donde  $k$  es equivalente al porcentaje de datos acumulados, y  $P_k$  es el valor de la variable que representa dicho porcentaje. Por ejemplo,  $P_5$  es el valor de la variable que deja por debajo el 5% de los datos.  $P_{78}$  será entonces el valor que agrupa el 78% de los datos. Podemos concluir que  $P_{50}$  sería el valor que divide en dos partes iguales la cantidad de datos de la muestra o población siendo equivalente a la mediana.

## Transformación

Debido a los métodos matemáticos usados en el análisis de variogramas, las variables a veces tienen que ser manipuladas para ser capaces de generar mapas de variogramas buenos o probar los variogramas. Por ejemplo, trabajando con diferencias entre puntos cerca del cero y usando el método clásico (diferencia cuadrada), se puede terminar con valores muy pequeños que serán tratados como ceros. En una distribución logarítmica, por ejemplo, esos valores serían descartados si no se toma el logaritmo de la población.

La mezcla tanto de valores positivos como de negativos también puede crear problemas debido al método matemático usado. Entonces debemos transformar los datos de entrada para poder trabajar con rangos de valores acordes al variograma. (Fig. C.3).



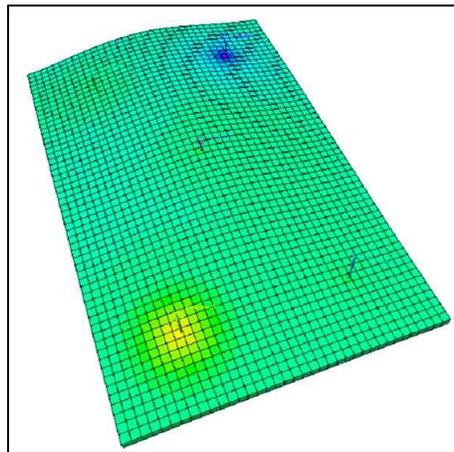
**Figura C.13** La transformación de los datos de una población permite agrupar y manejar los valores extremos para tomar en cuenta todas las posibles variaciones de la información evento, lo cual es de gran importancia en el poblamiento geoestadístico.

## Modelo Determinista

En Ciencias de la computación, un algoritmo determinista es un programa que, en términos informales, es completamente predictivo si se conocen las entradas al mismo. Dicho de otra forma, si se conocen las entradas del algoritmo siempre producirá la misma salida, y la máquina internamente pasará por la misma secuencia de estados. Este tipo de algoritmos ha sido el más estudiado durante la historia y por lo tanto resulta ser el tipo más familiar de los algoritmos, así como el más práctico ya que puede ejecutarse en las máquinas eficientemente.

Un modelo simple de algoritmo determinista (Fig. C.4) es la función matemática, de esta forma se puede establecer el siguiente paralelismo: la función extrae la misma salida para una entrada dada, al igual que los algoritmos deterministas. La diferencia es que un algoritmo describe explícitamente como la salida se obtiene de la entrada, mientras que las funciones definen implícitamente su salida.

Cuando usamos algoritmos deterministas en el análisis petrofísico, usualmente el intérprete no puede incluir información adicional. Cada ecuación tiene una única solución aun cuando esta no cumpla con ciertas restricciones físicas propias de la litología que se está caracterizando.

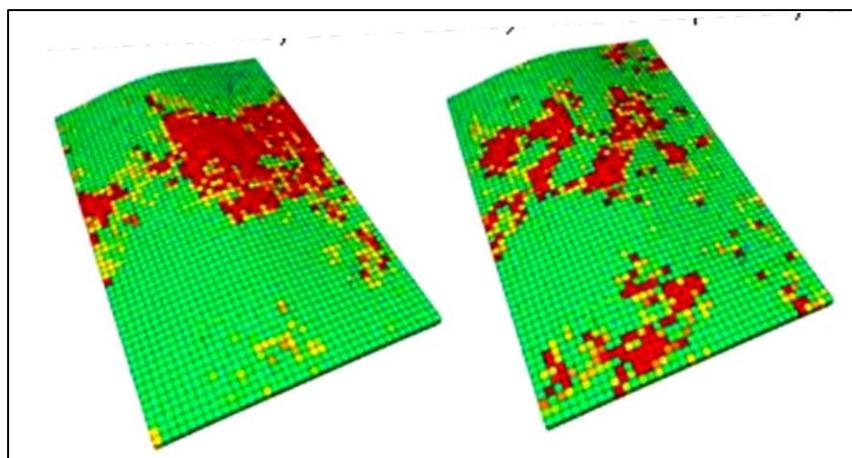


**Figura C.14** En un modelo Determinista, todo es homogéneo y sin mayores perturbaciones. Cada ecuación tiene una solución que no necesariamente honra la aleatoriedad de la información. Todo es predecible mediante algoritmos que cumplen siempre los mismos pasos y que aportan siempre la misma salida para el conjunto de datos de entrada.

### **Modelo Estocástico**

Se denomina estocástico aquel sistema que funciona, sobre todo, por el azar. Las leyes conocidas de causa-efecto no explican cómo actúa el sistema (y de modo reducido el fenómeno), de manera determinista sino en función de probabilidades. El modelo estocástico es un algoritmo que basa su resultado en probabilidades que cambian en el tiempo, diferenciándose con el algoritmo probabilista por su comportamiento dinámico.

De tal modo que, en matemáticas la estocástica resulta ser un conjunto de teorías estadísticas que tratan de los procesos cuya evolución es aleatoria (un ejemplo de ellos son las tiradas de dados). En Geoestadística podemos asignar una variable aleatoria (semilla) que hace el papel de tiempo, y crear diversas realizaciones que en todos los casos honrarán los variogramas pero que proporcionarán resultados bastante diferentes unos de otros (Fig. C.5).



**Figura C.15** En el modelo estocástico todo es variable y heterogéneo. Para obtener una respuesta aproximada se debe promediar el conjunto de soluciones. Todos los resultados honran las restricciones físicas, espaciales y temporales, de tal forma que ninguna es mejor que otra.

### **Método de Monte Carlo**

El método de Monte Carlo es un método no determinista o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y difíciles de evaluar con exactitud. El método se llamó así en referencia al Casino de Montecarlo (Principado de Mónaco) por ser “la capital del juego de azar”, al ser la ruleta un generador simple de números aleatorios. El nombre y el desarrollo sistemático de los métodos de Monte Carlo datan aproximadamente de 1944 y se mejoraron enormemente con el desarrollo de la computadora.

El uso de los métodos de Monte Carlo como herramienta de investigación, proviene del trabajo realizado en el desarrollo de la bomba atómica durante la segunda guerra mundial en los Álamos. Este trabajo conllevaba la simulación de problemas probabilistas de hidrodinámica concernientes a la difusión de neutrones en el material de fusión, la cual posee un comportamiento eminentemente aleatorio.

En la actualidad es parte fundamental de los algoritmos de trazado de rayos para la generación de imágenes sintéticas. El método de Monte Carlo proporciona soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números pseudoaleatorios en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinista. A diferencia de los métodos numéricos que se basan en evaluaciones en  $N$  puntos en un espacio  $M$ -dimensional, para producir una solución aproximada, el método de Monte Carlo tiene un error absoluto de la estimación que decrece como  $1/N$  en virtud del teorema del límite central.

### **Variograma**

El variograma  $\gamma(h)$  es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una variable sobre un área definida, obteniendo como resultado la influencia de los datos a diferentes distancias.

Algunos usos son:

- Eliminación de cualquier tendencia en el comportamiento.
- Selección de las subdivisiones del rango,  $h$  (lag en inglés) y del ángulo en el caso de que se trabaje con variogramas direccionales.
- Creación del variograma experimental basado en la muestra seleccionada.
- Selección de un variograma teórico que se adecue al experimental, pues el variograma experimental no es una función donde se puedan realizar interpolaciones.
- A partir de los datos proporcionados por el variograma teórico se realizará la estimación por kriging.

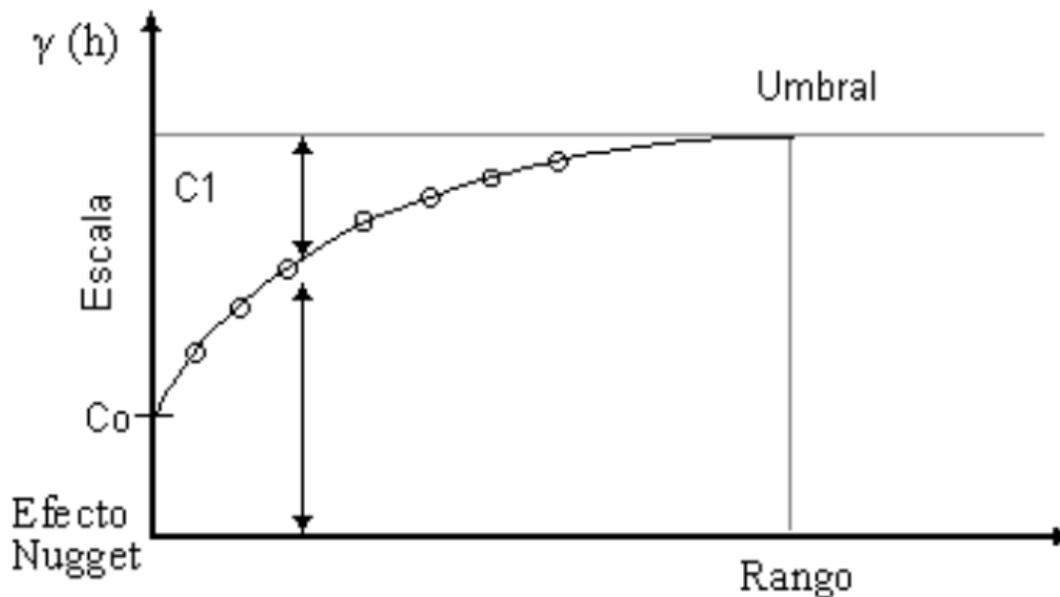
Un variograma se puede definir como la media de los cuadrados de las diferencias entre pares de muestras separadas por una distancia  $h$  (Ec. 7).

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(u_i) - z(u_j + h)]^2 \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

- $u_i$ : Ubicación de medición.
- $u_j$ : Ubicación de medición.
- $h$ : distancia entre ubicaciones  $u_i$  y  $u_j$
- $Z(u_i)$ : valor de la medición en la ubicación  $u_i$ .
- $Z(u_j)$ : valor de la medición en la ubicación  $u_j$ .
- $N(h)$ : cantidad de pares de ubicaciones para la distancia  $h$ .
- $\gamma^*(h)$ : estimación de variograma para  $h$ .

El variograma se conforma de los siguientes elementos (Fig. C.6)



**Figura C.16** Gráfico de Variograma y sus elementos (Luca Capalbo,2010).

**Rango:** La distancia  $h$  para la cual las variables  $Z(u_i)$  y  $Z(u_j + h)$  son independientes, se denomina alcance o rango y se representa por  $(h)$ , es decir, las distancias para la cual los valores de la variable dejan de estar correlacionados, o lo que es lo mismo, la distancia para la cual el semivariograma alcanza su meseta. El alcance siempre tiene valor positivo y puede ser obtenido a partir de la intersección de las líneas descritas en la gráfica, ese punto leído en la abscisa es una fracción del propio alcance, fracción que se detallará posteriormente en la explicación de los modelos teóricos.

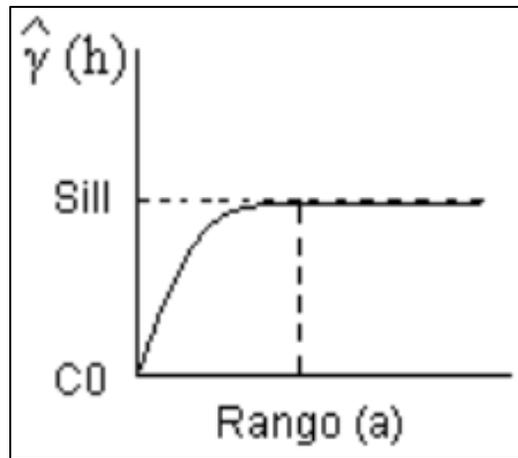
**Sill (meseta):** Es el valor de  $\gamma(h)$  para el cual con el aumento de  $h$  su valor permanece constante, se representa como  $(Sill = C_1 + C_0)$  y se denomina meseta. Puede obtenerse trazando una línea paralela a la abscisa y que se ajuste a los puntos de mayor valor del semivariograma y su valor se lee en la intersección de esta línea con la ordenada.

**Nugget:** El semivariograma por definición es nulo en el origen, pero en la práctica las funciones obtenidas pueden presentar discontinuidad en el origen, a esta discontinuidad se le llama efecto de pepita, en inglés (Nugget effect). Puede ser obtenido trazando una línea recta entre los primeros puntos del semivariograma empírico y extender ésta hasta que se intercepte con el eje Y. Si esta intersección ocurre por debajo de cero, el valor asumido por este efecto es cero, pues valores negativos de  $g(0)$  no tienen significado y no es común. El efecto pepita se representa como  $C_0$ .

### Tipos de Variogramas

**Modelo Esférico:** tiene una tendencia creciente curvilínea (Fig. 7), hasta que llega al Sill, para tomar una tendencia lineal, alcanzando el valor Sill en la distancia del rango ( $a$ ) actual,  $C_0$  es la meseta (Ec. 8).

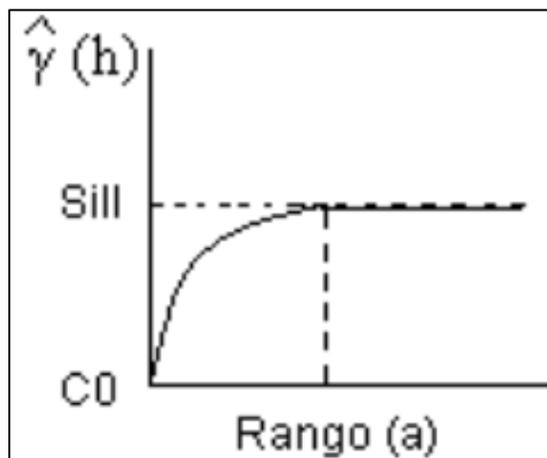
$$\gamma(h) = \begin{cases} c_0 + c_1 \left( \frac{3}{2} \cdot \frac{|h|}{a} - \frac{1}{2} \cdot \frac{|h|^3}{a^3} \right) & \text{si } |h| \leq a \\ c_0 + c_1 & \text{si } |h| > a \end{cases} \quad \text{Ec. (8)}$$



**Figura C.17** Modelo Esférico (Capalbo,2010).

**Modelo Exponencial:** este modelo a diferencia del esférico crece inicialmente más rápido y después se estabiliza de forma asintótica (Fig. 8). Como la meseta no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el "alcance efectivo" o "alcance práctico"  $a'$ , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un valor  $a' = 3a$ , donde  $a$  es el parámetro de escala. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto  $a = (1/3)a'$  (Ec. 9).

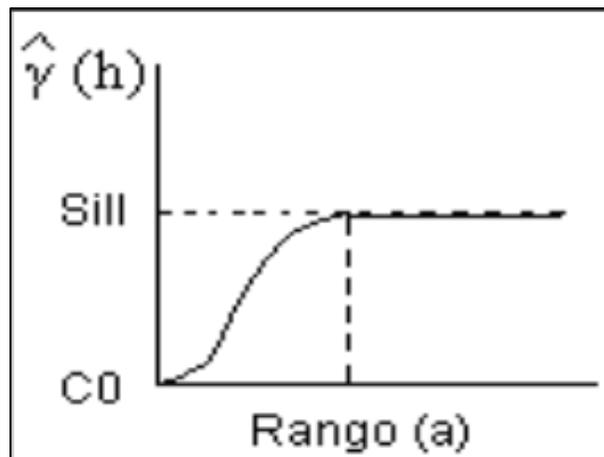
$$\gamma(h) = \left\{ c_0 + c_1 \left[ 1 - \exp \cdot \left( -\frac{|h|}{a} \right) \right] \right\} \text{ si } |h| \neq 0 \quad \text{Ec. (9)}$$



**Figura C.18** Modelo Exponencial (Capalbo,2010).

**Modelo Gaussiano:** Este es un modelo extremadamente continuo (Fig. 9), inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que en el modelo Exponencial se alcanza la meseta de forma asintótica. El alcance práctico tiene un valor de  $a'=1.73a$ , que es el valor de la abscisa donde se alcanza el 95% de la meseta (Ec. 9).

$$\gamma(h) = \begin{cases} c_0 + c_1 \left[ 1 - \exp \cdot \left( -\frac{|h|}{a} \right)^2 \right] & \text{si } |h| \neq 0 \\ c_0 & \text{si } |h| = 0 \end{cases} \quad \text{Ec. (9)}$$



**Figura C.19** Modelo Gaussiano (Capalbo, 2010).