

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOLÓGICA**



**ELABORACIÓN DE UN FLUJO DE TRABAJO INTEGRAL PARA
LA DEFINICIÓN DE ESPESORES ÚTILES EN
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES
EN FUNCIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA Y SU COMPARACIÓN
CON MÉTODOS EXISTENTES. NORTE Y SUR AMÉRICA**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER
PAOLA ALMEDO PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, ENERO 2023



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: “**ELABORACIÓN DE UN FLUJO DE TRABAJO INTEGRAL PARA LA DEFINICIÓN DE ESPESORES ÚTILES EN CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES EN FUNCIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA Y SU COMPARACIÓN CON MÉTODOS EXISTENTES. NORTE Y SUR AMÉRICA.**” presentado por la bachiller, **PAOLA ALMEDO.**, cédula de identidad **26.916.529**, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre y Apellido:

Firma:

Prof. Berenice Sandoval

(Asesor)

Prof. José Simón González

(Jurado)

Prof. María García

(Jurado)

Prof. Berenice Sandoval
Jefe del Departamento de Ingeniería Geológica

Prof. Francisco Monteverde
Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, a los 17 días del mes de febrero del 2023

DEDICATORIA

A mis papas, son mi inspiración y mi fortaleza para lograr cada meta y todos los objetivos que me propongo. Se merecen muchas cosas buenas, agradecida con Dios y la vida de tenerlos.

A mi ángel de la guarda, mi abuelita Morella, que a pesar de que ya no está en este plano, estoy segura que ha guiado cada uno de mis pasos.

AGRADECIMIENTOS

A Dios principalmente, con el todo sin el nada.

A mis papas, ambos han sido la base fundamental de todos mis procesos y mi evolución personal, se han encargado de apostar a mi felicidad ante todas las cosas, desde muy pequeña me han inculcado que todo es posible con amor y con esfuerzo. Los amo.

A mis tíos, quienes los considero como mis papas; tía Amuray, tía Geraldine, tía Emilia y tío Luis, gracias por todo el amor incondicional y por suplantar a mis papas cuando no han podido estar, son muy importantes en mi vida.

A mis compañeros de la universidad, gracias por su paciencia, por su amistad y por las ganas de siempre salir adelante juntos. Los quiero muchísimo.

A la Universidad de Oriente, y todos sus profesionales que me impartieron buenas enseñanzas y grandes conocimientos.

A mi tutor Ing. Juan Carlos Porras y a los ingenieros Alfonso Quaglia y Marlene Villalba, que forman parte del equipo de Inter-Rock, C.A por su tiempo, disposición y conocimientos para realizar este proyecto.

A mi tutora académica Prof. Berenice Sandoval, por los excelentes consejos y siempre estar atenta de hacerme entender cada detalle.

A una persona muy especial que me ayudó mucho en este camino, el señor Carlos Mario Vásquez, siempre con toda la disposición de ayudarme y enseñarme.

RESUMEN

El objetivo general de esta tesis de grado consistió en el desarrollo de un flujo de trabajo en yacimientos convencionales para la definición de espesores útiles en función de los tipos de roca y su comparación con algunos métodos relevantes. El desarrollo del proyecto inició con la recopilación de información y búsqueda de antecedentes de investigación para entender el comportamiento de las áreas bajo estudio y los resultados de otros métodos, posteriormente se obtuvieron los datos de los pozos a estudiar, entre ellos, registros convencionales, curvas de propiedades petrofísicas resultantes y análisis de núcleos disponibles, y se cargaron en el software “*Interactive Petrophysics*” (IP) para realizar una verificación de los datos suministrados por Inter-rock C.A, los cuales habían sido previamente validados. En la verificación de los datos se comprobó que los datos suministrados fuesen representativos de los casos de estudio. Las propiedades petrofísicas presentes en cada pozo eran: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, dichas propiedades se calibraron con análisis convencionales de núcleos. También se calcularon distintos modelos de garganta poral para cada uno de los pozos, resultando el POZO-1 para la Formación X el que presentó rocas de muy buena calidad (mega) y buena calidad (macro). Una vez realizada la verificación de datos y calculados los modelos de garganta poral se aplicaron parámetros de corte, entre ellos los parámetros de corte convencionales y los parámetros de corte por tipos de roca, se observó que el método por tipos de roca generó valores más altos de espesores útiles en comparación a los métodos convencionales, así mismo el método más pesimista fue el de Worthington y Cosentino, adicionalmente se elaboró un flujo de trabajo con la nueva metodología para determinar espesores útiles mediante parámetros de corte basada en tipos de roca; ya obtenidos los resultados se analizaron y se compararon; resultando el método propuesto, el que logró optimizar y maximizar los espesores útiles.

CONTENIDO

Página

ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE APÉNDICES	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	3
1.1 Situación objeto de estudio.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Alcance de la investigación	6
1.5 Limitaciones de la investigación	6
CAPÍTULO II	8
GENERALIDADES.....	8
2.1 Política de confidencialidad	8
2.2 Ubicación geográfica.....	8
2.3 Descripción geológica	9
CAPÍTULO III.....	12
MARCO TEÓRICO	12
3.1 Antecedentes de la investigación	12
3.2 Fundamentos teóricos.....	15
3.2.1 Parámetros de corte o “ <i>cut-offs</i> ”	15
3.2.2 Espesores útiles	16
3.2.3 Propiedades petrofísicas.....	17

3.2.4 Determinación de Arcillosidad o Volumen de Arcilla (V_{clay})	18
3.2.5 Diferencia entre V_{clay} y V_{shale}	23
3.2.6 Determinación de la porosidad	25
3.2.7 Determinación de la saturación de agua	26
3.2.8 Permeabilidad.....	31
3.2.9 Radio de garganta de poros	34
3.2.10 Ecuación de Winland	35
3.2.11 Relación de la porosidad y de la permeabilidad.....	36
3.2.12 Ecuaciones de Pittman	37
3.2.13 Ecuación de Timur para el cálculo de la permeabilidad	38
3.2.14 Petrofacies o Tipos de Roca.....	39
3.2.15 Presión capilar.....	39
3.3 Bases teóricas	40
3.3.1 Yacimientos Convencionales.....	40
3.3.2 Volumen de arcilla.....	40
3.3.3 Porosidad.....	41
3.3.4 Saturación de fluidos.....	42
CAPÍTULO IV	44
METODOLOGÍA DE TRABAJO	44
4.1 Tipo de investigación	44
4.2 Diseño de la investigación.....	44
4.3 Etapas de la investigación	45
4.3.1 Recopilación de información necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en los análisis de parámetros de corte.....	47
4.3.2 Estimación de las propiedades petrofísicas mediante registros y calibración con análisis de laboratorio	54
4.3.3 Determinación de tipos de roca en función de K/ϕ y ecuación de Winland	63
4.3.4 Determinación de espesores útiles en función de los parámetros de corte.	68
CAPÍTULO V.....	89
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	89
5.1 Cálculos y algoritmos involucrados en los análisis de parámetros de corte	89
5.1.1 Análisis de antecedentes relacionados al tema de parámetros de corte para el establecimiento de espesores útiles.....	89
5.1.2 Obtención de pozos de estudio, registros y análisis de núcleos	91
5.2 Determinación de parámetros y propiedades petrofísicas mediante registros y análisis de laboratorio.....	93
5.2.1 Parámetros petrofísicos	93
5.2.2 Calibración y verificación de las propiedades petrofísicas	94

5.3 Determinación de tipos de roca en función de K/ϕ y ecuación Winland	95
5.4 Determinación de espesores útiles	98
5.4.1 Determinación de parámetros de corte convencionales	98
5.4.2 Determinación de parámetros de corte en función de los tipos de roca	100
5.4.3 Análisis de sensibilidad y comparación de resultados de espesores útiles (métodos convencionales vs método por tipos de roca)	102
5.4.4 Determinación del flujo de trabajo como propuesta de un método para la determinación de espesores útiles por tipos de roca	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	106
Conclusiones	106
Recomendaciones	108
REFERENCIAS	110
APÉNDICES.....	115

LISTA DE FIGURAS

		Página
2.1	Columna estratigráfica POZO-1, Formación “X”, perteneciente al Cretácico inferior.....	9
2.2	Columna estratigráfica POZO-2, Formación “Y”, perteneciente al Jurásico medio.....	10
2.3	Columna estratigráfica POZO-3, Formación “Z”, perteneciente al periodo Pensilvánico superior.....	11
3.1	Interrelación esquemática de parámetros de corte para la determinación de net pay o pago neto aplicados secuencialmente (Worthington, Cosentino, 2005)	17
3.2	Índice de arcillosidad a partir del GR. Modelo Lineal (Inter-Rock, 2021)	19
3.3	Volumen de arcilla a partir de modelos no lineales (Inter-Rock C.A, 2021)	20
3.4	Modelo lineal a partir de Densidad/Neutrón para determinar Vclay (Inter-Rock C.A, 2021)	21
3.5	Determinación del Vclay vs el Vshale (Inter-Rock C.A, 2021).....	24
3.6	Obstrucción de la garganta de poros (Modificado de Reslink Corporation, 2003).....	34
3.7	Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poros (Modificado de Porras, 1999)	35
3.8	Gráficos cruzados de porosidad vs permeabilidad. (Glover, 2001).....	37
4.1	Flujograma de trabajo.....	45
4.2	Procedimiento en el software Interactive Petrophysics para cargar un formato “. LAS”	51
4.3	Selección de curvas en formato “. LAS” para cargar en la base de datos de IP (Interactive Petrophysics).....	52
4.4	Creación de Sets en el software Interactive Petrophysics.....	53
4.5	Gráfico de Factor de formación vs Porosidad para calcular m (Inter-Rock C.A, 2003).....	55
4.6	Gráfico de índice de resistividad vs saturación de agua para obtener “n” (Inter-Rock C.A, 2003).....	55
4.7	X-PLOT Densidad/Neutrón para determinar parámetros de arcilla húmeda POZO-1.....	58
4.8	Pickett plot para cálculo del Rw. POZO-1.....	59
4.9	Cálculo de la permeabilidad a partir de la ecuación Timur. POZO-1...	59

4.10	Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-1.....	61
4.11	Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-2.....	62
4.12	Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-3.....	63
4.13	Ejemplo Gráfico con isolíneas K vs PHI.....	64
4.14	Cálculo de la relación K/PHI en “Interactive Petrophysics”, POZO-1.....	65
4.15	Ejemplo Gráfico K vs PHI con líneas de iso garganta poral, Ecuación Winland (Quaglia, A. 1999)	66
4.16	Realización de gráfico en el software Interactive Petrophysics con líneas de iso garganta poral para la determinación de los tipos de roca. POZO-1.....	67
4.17	Definición de espesores útiles. (Modificado de: Snyder, 1971)	70
4.18	Gráfico de Vclay vs Vclay acumulado para la determinación de parámetro de corte de arcillosidad.....	72
4.19	Gráfico de porosidad vs porosidad acumulada acumulada para la determinación de parámetro de corte de porosidad.....	72
4.20	Generación esquemática de cortes sinérgicos Vsh, phi y Sw para el agotamiento primario del yacimiento, donde la movilidad y la saturación del agua están distribuida normalmente en el registro (Worthington y Consentino, 2005)	74
4.21	Mapa del espesor del volumen poroso de hidrocarburos que muestra la distribución de hidrocarburos en un reservorio. El espesor del volumen poroso de los hidrocarburos es igual al espesor bruto x net to gross x porosidad x saturación de petróleo. (Sheperd, 2009)	77
4.22	Ejemplo de gráfico PhieSo vs. Vclay (Inter-Rock, C.A, 2011)	78
4.23	Relación entre Sw, Tipo de Roca y Altura sobre el Nivel de Agua Libre (FWL).....	80
4.24	Relación entre Sw, Tipo de Roca y Altura sobre el Nivel de Agua Libre (FWL).....	81
4.25	Ejemplo de creación de rangos Sw para la determinación del valor de corte de saturación de agua por tipos de roca en el software Interactive Petrophysics.....	82
4.26	Módulo Cutoff and Summations en Interactive Petrophysics.....	83
4.27	Creación de sets y zonas donde se realizó el cálculo de los parámetros de corte.....	84
4.28	Parámetros de corte y criterios a utilizar para el método convencional (rojo) y por tipos de roca (azul), POZO-1.....	85

4.29	Valores de parámetros de corte a utilizar para el método convencional (rojo) y por tipos de roca (azul), POZO-1.....	86
4.3	Set para valores de parámetros de corte a utilizar para el método convencional, POZO-1.....	87
5.1	Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-1.....	96
5.2	Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-2.....	97
5.3	Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-3.....	98
5.4	Flujo de trabajo para la determinación de los parámetros de corte por tipos de roca.....	105

LISTA DE TABLAS

		Página
2.1	Ubicación geográfica de los pozos.....	8
3.1	Ecuaciones empíricas para determinar radios de garganta de poro (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio (%). k (mD), f (%). (Pittman, 1992).	38
4.1	Tabla de descripción de metodologías más relevantes de acuerdo a diferentes autores.....	47
4.2	Tabla de algunos ejemplos de parámetros de corte de estudios integrados de yacimientos desde 1980 (Worthington, Cosentino, 2005).....	50
4.3	Clasificación de <i>sets</i> usados en <i>Interactive Petrophysics</i>	53
4.4	Intervalos para la determinación de los espesores útiles en el <i>Cutoff and Summations</i>	88
5.1	Algunos esquemas de clasificación para la evaluación de yacimientos. (Modificado de: Worthington, Cosentino, 2005)	90
5.2	Comparación de métodos convencionales vs el método propuesto. (Modificado de: Worthington, Cosentino, 2005)	91
5.3	Topes de formación.....	91
5.4	Valores de parámetros petrofísicos “m”, “n” y “a” utilizados.....	93
5.5	Gradiente geotérmico y temperatura de superficie.....	93
5.6	Valores de parámetros de corte por métodos convencionales.....	99
5.7	Valores de parámetros de corte por tipos de roca (garganta poral)....	100
5.8	Valores de parámetros de corte por tipos de roca (saturación de agua)	101
5.9	Resultados de espesores útiles de métodos convencionales y por tipos de roca.....	102

LISTA DE APÉNDICES

Página

A. DATOS DE PERFILES Y DATOS DE NÚCLEOS.....	116
A.1 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-1.....	117
A.2 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-2.....	118
A.3 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-3.....	119
B. GRÁFICOS MÉTODO DE SNYDER.....	120
B.1 Gráficos para la obtención de parámetros de corte. POZO-1.....	121
B.2 Histograma y <i>x-plots</i> para el cálculo del corte de phie. POZO-1.....	121
B.3 Gráficos para la obtención de parámetros de corte. POZO- 2.....	122
B.4 Histograma y <i>x-plots</i> para el cálculo del corte de phie. POZO-2.....	122
B.5 Gráficos para la obtención de parámetros de corte. POZO-3.....	123
B.6 Histograma y <i>x-plots</i> para el cálculo del corte de phie. POZO.....	123
C. GRÁFICOS MÉTODO DE SCRIBNER.....	124
C.1 Gráfico <i>Vclay</i> vs <i>Vclay</i> acumulado. POZO-1.....	125
C.2 Gráfico <i>Phie</i> vs <i>Phie</i> acumulado. Scribner. POZO-1.....	125
C.3 Gráfico <i>Vclay</i> vs <i>Vclay</i> acumulado. POZO-2.....	126
C.4 Gráfico <i>Phie</i> vs <i>Phie</i> acumulado. Scribner. POZO-2.....	126
C.5 Gráfico <i>Vclay</i> vs <i>Vclay</i> acumulado. POZO-3.....	127
C.6 Gráfico <i>Phie</i> vs <i>Phie</i> acumulado. Scribner. POZO-3.....	127
D. GRÁFICOS MÉTODO DE WORTHINGTON Y COSENTINO.....	128
D.1 <i>X-plot</i> permeabilidad vs porosidad. POZO-1.....	129
D.2 <i>X-plot Vclay</i> vs porosidad. POZO-1.....	129
D.3 <i>X-plot Sw</i> vs porosidad. POZO-1.....	130
D.4 <i>X-plot</i> permeabilidad vs porosidad. POZO-2.....	131
D.5 <i>X-plot Vclay</i> vs porosidad. POZO-2.....	131
D.6 <i>X-plot Sw</i> vs porosidad. POZO-2.....	132
D.7 <i>X-plot</i> permeabilidad vs porosidad. POZO-3.....	133
D.8 <i>X-plot Vclay</i> vs porosidad. POZO-3.....	133
D.9 <i>X-plot Sw</i> vs porosidad. POZO-3.....	134

E.	GRÁFICOS MÉTODO DE SHEPERD.....	135
	E.1 Gráfico PhieSo vs Vclay para obtener corte de arcillosidad POZO-1.....	136
	E.2 Gráfico Phie vs Vclay para obtener corte de porosidad. POZO-1.....	136
	E.3 Gráfico PhieSo vs Vclay para obtener corte de arcillosidad POZO-2.....	137
	E.4 Gráfico Phie vs Vclay para obtener corte de porosidad. POZO-2.....	137
	E.5 Gráfico PhieSo vs Vclay para obtener corte de arcillosidad POZO-3.....	138
	E.6 Gráfico Phie vs Vclay para obtener corte de porosidad. POZO-3.....	138
F.	GRÁFICOS DE ALTURA VS SATURACIÓN DE AGUA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE SW PARA CADA TIPO DE ROCA.....	139
	F.1 Rangos de Sw (Mega y Macro) por tipos de roca. POZO-1.....	140
	F.2 Rangos de Sw (Nano y Micro) por tipos de roca. POZO-2.....	140
	F.3 Rangos de Sw (Mega, Macro, Meso y Micro) por tipos de roca. POZO-3...	141
G.	GRÁFICOS DE ESPESORES ÚTILES DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y POR TIPOS DE ROCA.....	142
	G.1 Método convencional, Snyder. POZO-1.....	143
	G.2 Método convencional, Snyder. POZO-2.....	143
	G.3 Método convencional, Snyder. POZO-1.....	144
	G.4 Método convencional, Scribner modificado. POZO-1.....	145
	G.5. Método convencional, Scribner modificado. POZO-2.....	145
	G.6 Método convencional, Scribner modificado. POZO-3.....	146
	G.7 Método convencional, Sheperd. POZO-1.....	147
	G.8 Método convencional, Sheperd. POZO-2.....	147
	G.9 Método convencional, Sheperd. POZO-3.....	148
	G.10 Método convencional, Worthington y Consentino. POZO-1.....	149
	G.11 Método convencional, Worthington y Consentino. POZO-2.....	149
	G.12 Método convencional, Worthington y Consentino. POZO-3.....	150
	G.13 Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO-1.....	151
	G.14 Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO-2.....	151
	G.15 Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO- 3.....	152

INTRODUCCIÓN

Existen diversos métodos para determinar espesores útiles, sin embargo, ninguno de ellos podría considerarse como definitivo, sobre todo tomando en cuenta los diferentes propósitos para los cuales estos se determinan.

Podría argumentarse que el uso más frecuente de los espesores útiles es la variable espesor en la ecuación de cálculo de hidrocarburo original en Sitio (POES o GOES). Usualmente, los espesores útiles para esta aplicación están relacionados a la determinación de un factor de recobro en el yacimiento. Otro uso de los espesores útiles tiene que ver con la definición del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento con la finalidad de calcular la energía total del mismo. Una tercera razón es para evaluar el potencial de hidrocarburos disponible para recobros secundarios en los yacimientos.

Para determinar espesores útiles se requiere definir parámetros de corte los cuales deben estar hechos a la medida de cada yacimiento y del propósito para el cual se establecen. Es decir, tienen un carácter variable y dinámico, debiendo ser ajustados al estado actual del yacimiento, y a las condiciones económicas y tecnológicas al momento de ser definidos.

Este trabajo de grado tiene como propósito elaborar un flujo de trabajo integral para la definición de espesores útiles para yacimientos convencionales en función de los tipos de roca, para así luego compararlo con métodos existentes.

El presente trabajo está estructurado en cinco (5) capítulos: En el capítulo I, se presenta el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, alcance y limitaciones de la investigación.

El capítulo II, corresponde a las generalidades, en el cual se cuenta con información restringida debido a políticas de confidencialidad de información de la empresa Inter-Rock, C.A, sin embargo, se mencionan ubicaciones relativas de las formaciones objeto de estudio, edades, e información disponible.

En el capítulo III, se plasmó el marco teórico, antecedentes y estudios previos, conceptos básicos, y fundamentos teóricos que son determinante en la caracterización de yacimientos.

El capítulo IV, define la metodología de trabajo, tipo de investigación, diseño y el flujograma a seguir para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados.

El capítulo V, presenta el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

Las metodologías consideradas como universales o estándares para la determinación de espesores útiles en ocasiones presentan incertidumbre, una de las razones es la cantidad de factores que se deben considerar al elegir un valor de corte. De hecho, el problema con frecuencia sobrepasa cualquier enfoque sistemático y analítico y, en la mayoría de los casos, la solución debe gestionarse según las particularidades de cada caso. Esto a su vez implica que siempre habrá un grado considerable de subjetividad e incertidumbre en este proceso.

La necesidad de crear flujos de trabajo para la aplicación, análisis y resolución de ecuaciones y fórmulas matemáticas es cada vez más común en empresas que requieren de tecnología para ejecutar diversos estudios. La finalidad primordial en la aplicación de tecnología y los mencionados flujos de trabajo se fundamenta en recortar los tiempos de ejecución de los proyectos y en optimizar los costos sin sacrificar la calidad de los resultados.

La industria petrolera tiene como propósito determinar los espesores útiles y las propiedades petrofísicas de los yacimientos para la estimación cada vez más precisa de los volúmenes de hidrocarburo. Es por ello que es de suma importancia para los geólogos e ingenieros la optimización de flujos de trabajo que permitan definir la calidad y el comportamiento de producción de los yacimientos petroleros, disminuyendo en lo posible los niveles de incertidumbre.

La empresa Inter-Rock C.A., plantea el desarrollo de un flujo de trabajo para establecer espesores útiles mediante la optimización del proceso de selección de parámetros de corte en función de los tipos de roca de los yacimientos. Este flujo de trabajo propuesto se enfocará, además, en la comparación entre las metodologías existentes más relevantes en la determinación de espesores útiles y la propuesta de este estudio, documentando tanto las fases establecidas como el flujograma de actividades comprendidas en el desarrollo del mismo.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Elaborar un flujo de trabajo integral para la definición de espesores útiles en caracterización de yacimientos convencionales en función de los tipos de roca y su comparación con métodos existentes, tomando como ejemplos pozos de yacimientos de Norte y Sur América.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Recopilar la información necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en los análisis de parámetros de corte tanto de proyectos anteriores, realizados por la empresa Inter-Rock, C.A., como de trabajos de investigación y publicaciones relevantes existentes para la adecuación y ejecución de los datos.

2. Analizar los antecedentes relacionados con el tema de la selección de parámetros de corte para el establecimiento de espesores útiles en estudios integrados de yacimientos convencionales.

3. Generar un flujo de trabajo como propuesta de un método de determinación de espesores útiles mediante el uso de parámetros de corte en función de los tipos de roca.

4. Analizar los resultados del flujo de trabajo propuesto y compararlos con los que se obtendrían de los otros métodos existentes relevantes.

1.3 Justificación de la investigación

En la industria petrolera, cada vez es más importante determinar de manera precisa los espesores útiles y las propiedades petrofísicas de los yacimientos, con el fin de obtener resultados más reales de los volúmenes de hidrocarburos presentes en el subsuelo, tomando en consideración la optimización de los costos sin sacrificar la calidad de los resultados.

Establecer un flujo de trabajo permitirá ahorrar tiempo, facilitará la toma de decisiones, reducirá el nivel de incertidumbre y optimizará la cuantificación de espesores petrolíferos en estudios integrados de yacimientos convencionales. Este flujo de trabajo se basará principalmente en una metodología de definición de espesores útiles mediante el uso de parámetros de corte en función de los tipos de roca. Además, se comparará con otros métodos ya propuestos a través de los años, con el propósito de demostrar un mejor enfoque de los resultados obtenidos. El principal incentivo para la realización de este proyecto es la incertidumbre que aún se presenta para la selección de parámetros de cortes en un yacimiento, debido a la cantidad de factores que se deben tomar en consideración.

1.4 Alcance de la investigación

A partir de proyectos anteriormente realizados por Inter-Rock, C.A, así como de trabajos de investigación y publicaciones relevantes existentes, se recopilarán los datos necesarios para realizar el presente estudio. Además, los antecedentes propuestos relacionados, permitirán tener mayor conocimiento e información del proceso de determinación de espesores útiles a partir del uso de parámetros de corte en estudios integrados, específicamente en yacimientos convencionales.

El propósito de la investigación, es establecer un flujo de trabajo, con el fin de proponer un método de determinación de espesores útiles mediante parámetros de corte en función de los tipos de roca, y, por consiguiente, analizar los resultados del mismo, asegurándose que cumplan con todos los aspectos necesarios, y así compararlos con los resultados de los otros métodos relevantes. Esto facilitará el trabajo a los profesionales geocientíficos e ingenieros encargados del proyecto, aportará información más realista y certera del yacimiento, mitigando el riesgo de sobrestimar o excluir rocas que pueden almacenar hidrocarburos.

1.5 Limitaciones de la investigación

1. A pesar de que existe suficiente información disponible acerca de la determinación de espesores útiles, no existe una metodología estándar para ello, generando cierto grado de incertidumbre. Cada yacimiento presenta características particulares y debe ser tratado según sea el caso. Sin embargo, la empresa Inter-Rock, C.A. cuenta con suficiente experiencia en el tema, de manera que el trabajo se apoyará en la documentación de resultados previos, con el fin de innovar en las metodologías de estimación de los espesores útiles y optimizar los estudios integrados de yacimientos.

2. Por otro lado, el desarrollo del trabajo de investigación se ve limitado por la posibilidad de trabajar en las instalaciones de Inter-Rock, C.A., dificultando la interacción presencial con los profesionales y asesores involucrados en la investigación.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Política de confidencialidad

Los datos suministrados por Inter-Rock, C.A están sujetos a pautas de confidencialidad, por lo que no se proporcionará información detallada sobre la ubicación geográfica exacta o los nombres reales de los pozos investigados.

2.2 Ubicación geográfica

Los yacimientos convencionales a estudiar se ubican geográficamente en Norte y Sur América.

Para el siguiente trabajo fueron utilizados tres (3) pozos. En la tabla 2.1 se identifican los pozos cargados al *software Interactive Petrophysics*, su ubicación respectiva y la zona de estudio.

Tabla 2.1 Ubicación geográfica de los pozos

N° de pozo	Pozo	Ubicación	Edad/Formación
1	POZO-1	Sur América	Cretácico, "X"
2	POZO-2		Jurásico, "Y"
3	POZO-3	Norte América	Pensilvaniense, "Z"

2.3 Descripción geológica

2.3.1 Estratigrafía del “POZO-1”

Representado por la Formación “X”, es de origen Cretácico (Aptiano medio - Albiano inferior). Consta de areniscas cuarzosas grano-decrecientes hacia el tope, generalmente gruesas, blancas, poco consolidadas, con estratificaciones cruzadas y ocasionales rizaduras. Posee finas intercalaciones de lutitas limosas y lutitas bituminosas color oscuro, especialmente hacia el tope de la Formación.

La mayor parte de la Formación “X” se depositó en un ambiente continental fluvial anastomosado. Sin embargo, a fines de la depositación invadieron condiciones marinas, tal como lo evidencia un aumento de lutitas, la presencia de glauconita y unos pocos fósiles marinos (Tschopp, 1953) (Figura 2.1).

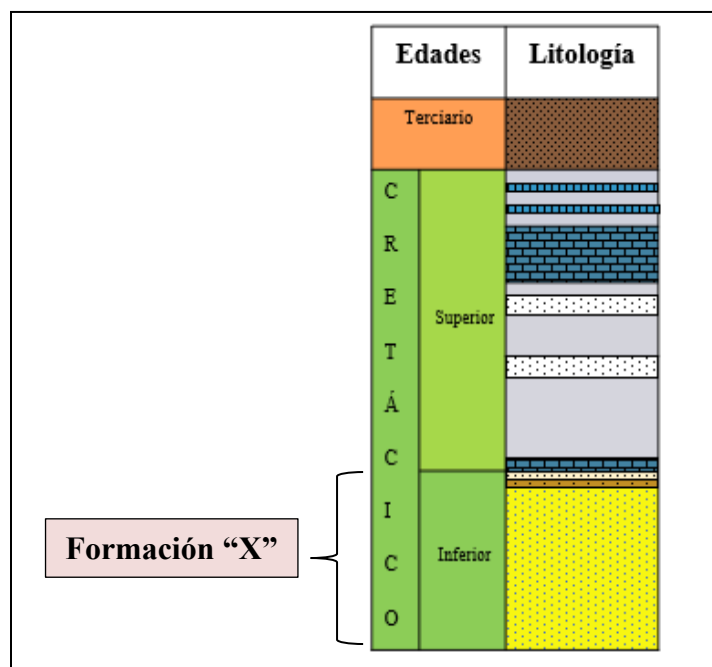


Figura 2.1 Columna estratigráfica POZO-1, Formación “X”, perteneciente al Cretácico inferior.

2.3.2 Estratigrafía del “POZO-2”

La formación “Y”, es de origen Jurásico Medio, comprende un espesor hasta de 1000 metros. Está compuesta por areniscas finas a gruesas hasta conglomeráticas, apretadas (*tight*), intercaladas con arcillitas, dividida en tres miembros con permeabilidades que van de 1 a 100 mD (miliDarcy).

Fue depositada en un ambiente fluvio-deltaico, dominado con acción subordinada de mareas y olas, con asociación de facies correspondientes a planicies deltaicas distales, canales distributarios y frentes deltaicos (Wagner, Alencastre, Terrasanta y Masiero, 2016) (Figura 2.2).

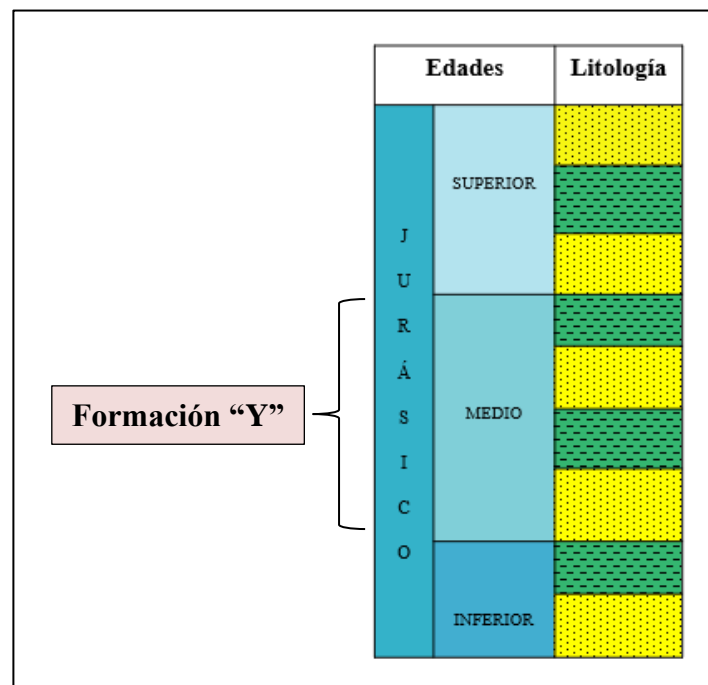


Figura 2.2 Columna estratigráfica POZO-2, Formación “Y”, perteneciente al Jurásico medio.

2.3.3 Estratigrafía del “POZO-3”

Las arenas del pozo ubicado en Norte América están conformadas por la formación “Z”, las cuales fueron depositadas en el periodo Pensilvánico superior. La zona productiva está compuesta por areniscas de grano fino a muy fino, consolidadas, con un rango de porosidad promedio en el orden de 8 a 10%, con pequeñas cantidades de feldespato, interlaminado o intercalado con lutitas grises. (Branch, G.A., y Drennan, K.M, 1991) (Figura 2.3).

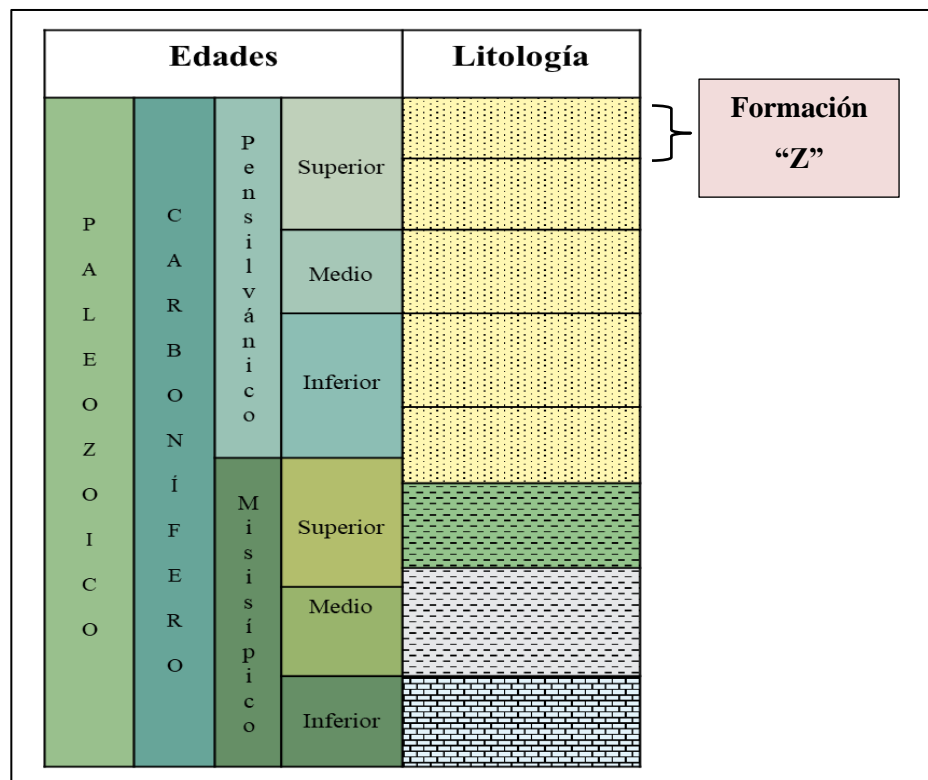


Figura 2.3 Columna estratigráfica POZO-3, Formación “Z”, perteneciente al periodo Pensilvánico superior.

CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Álvarez, S y Vélez, G. (2011), en su trabajo “**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTANDAR PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS**” desarrollaron una metodología estándar, para identificar las unidades de flujo existentes en un yacimiento complejo, mediante la interrelación de diferentes parámetros petrofísicos, además del uso de diversas ecuaciones y graficas existentes en la literatura.

Inter-Rock, C.A (2018), en su trabajo “**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO LINDERO ATRAVESADO, GRUPO CUYO, CUENCA NEUQUINA**” utiliza la combinación de RMN y *Cluster Analysis*, junto con una modificación de la metodología de Scribner, para definir tipos de roca y espesores útiles.

Inter-Rock, C.A (2015A), en su trabajo “**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA INTEGRADA DE LA FORMACIÓN LAJAS EN EL YACIMIENTO CUPEN MAHUIDA**”, propone la incorporación de perfiles de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y su combinación con la metodología de *Cluster Analysis* para determinar tipos de roca a partir de los *bins* de porosidad de RMN.

Mausodi, P, Tokhmechi, B, Zahedi, A y Ansafai Jafari, M. (2011). ***“DEVELOPING A METHOD FOR IDENTIFICATION OF NET ZONES USING LOG DATA AND DIFFUSIVITY EQUATION”***. En este trabajo se propuso una nueva metodología para determinar zonas productivas en un yacimiento, utilizando un valor de índice neto, el cual es calculado mediante la ecuación de difusividad, obteniendo resultados más precisos comparándolos con los resultados de los métodos convencionales. El inconveniente del método propuesto en determinar los espesores netos es que este método no es válido en todo tipo de yacimientos. Las limitaciones de este método son: medio poroso homogéneo, espesor uniforme, flujo monofásico y compresibilidad constante. Por tanto, no es válido en algunas ocasiones, especialmente en yacimientos gasíferos o muy fracturados.

Shepherd, M. (2009) ***“VOLUMETRICS, OIL FIELD PRODUCTION GEOLOGY– AAPG MEMOIR 91, p. 189-193”***, define unidades de medida de hidrocarburos, y presenta como estimar petróleo (STOIIP) o gas en el sitio (GIIP), considerando factores importantes antes de comenzar la producción en el campo. Menciona tres métodos principales para el cálculo de volúmenes de reservorio y cómo validar esos volúmenes.

Snyder, R.H. (1971) ***“A REVIEW OF THE CONCEPTS AND METHODOLOGY OF DETERMINING NET PAY”*** hace referencia a los métodos utilizados para determinar la producción neta en los yacimientos que contienen hidrocarburos. Entre otras cosas, define dos tipos de intervalos, uno descrito como “intervalo bruto” entre el tope y la base del horizonte geológico que se origina por el geólogo en la “correlación” y el otro que se define como “intervalo bruto de reservorio” y que está representado por la distancia ($\alpha-\Omega$) existente entre el tope del primer horizonte probable de almacenar fluido hasta la base del último, todos estos horizontes ubicados dentro del “intervalo bruto” descrito anteriormente. El “intervalo

bruto de reservorio” contiene tanto roca reservorio como roca no reservorio. Esto hace que el método propuesto por Snyder, empleado aun y desde hace muchos años tienda a confundir a profesionales de otras ramas distintas a las geociencias. Como aspecto positivo, el método de Snyder aborda de manera específica conceptos de *net pay* (espesores netos hidrocarburíferos), las razones por las cuales es necesario calcularlo, y los pasos a seguir para obtener resultados más precisos al momento de definirlo, como por ejemplo análisis de núcleos y técnicas de mapeo para así luego calcular su volumen.

Spearing, M, Allen, T y McAuly, G. (2001) “**REVIEW OF THE WINLAND R35 METHOD FOR NET PAY DEFINITION AND ITS APPLICATION IN LOW PERMEABILITY SANDS**”, en esta publicación se hace referencia al método de Winland R35, y surge debido a que al momento de aplicar cortes petrofísicos estos generalmente se hacen de una forma arbitraria y subjetiva. Se seleccionaron 40 muestras de dos pozos de las areniscas de Sherwood en Morecambe Bay, estas fueron agrupadas por facies, permeabilidades y numero de pozos. Se realizaron pruebas de intrusión de mercurio en las 40 muestras hasta 60000 psi y se realizaron correlaciones de R35 y R (punto de inflexión) con los datos de porosidad y permeabilidad con el objetivo de compararlas con la ecuación original de Winland.

Worthington, P. (2005) “**THE APPLICATIONS OF CUTOFFS IN INTEGRATED RESERVOIR STUDIES**”, abarca metodologías aplicables para *net reservoir* y métodos para determinar cortes petrofísicos en caso de agotamiento de fuentes primarias y recuperación secundaria por inyección de agua. Tomando en consideración que los *cut-offs* están condicionados dinámicamente, es decir están combinados a una referencia de parámetros claves de diagnóstico (diámetro de poro circular equivalente y puntos terminales de permeabilidades relativas), además de parámetros convencionales con el fin de obtener resultados más reales y certeros de un yacimiento. Presenta un flujo de trabajo para la aplicación de los parámetros de

corte adecuados a los fines de la integración de estudios de reservorios, que no cubre todas las situaciones, pero sí ilustra cómo deben utilizarse los cortes en estudios de campo tanto determinísticos como estocásticos.

Worthington, P y Cosentino, L. (2003) ***“THE ROLE OF CUTOFFS IN INTEGRATED RESERVOIR STUDIES”***, abordaron los diferentes enfoques para cuantificar los *cut-offs*, pero sin establecer uno de forma general para los yacimientos, ya que varían dependiendo del objetivo a estudiar en el mismo, tomando en cuenta el almacenamiento y el flujo de hidrocarburos. Se presta atención en la relación entre la identificación de los *cut-offs* y aquellos elementos claves de la práctica sistémica contemporánea de los estudios integrados de yacimiento, además de demostrar los principales beneficios de un conjunto de cortes petrofísicos debidamente condicionados, de modo que una empresa energética pueda realizar con mayor eficacia el valor del activo.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Parámetros de corte o “*cut-offs*”

En un sentido literal, los parámetros de corte son simplemente valores límites. En el contexto de los estudios integrados de yacimientos, se convierten en valores límite de las propiedades de la formación. Su propósito es eliminar aquellos volúmenes de roca que no presentan características favorables en la determinación de espesores en un yacimiento. Si se usan correctamente, estos valores permiten la mejor descripción y caracterización posible de un yacimiento como base para la simulación. Sin embargo, aunque los parámetros de corte se han utilizado durante más de 50 años, todavía no existe un procedimiento estándar para identificarlos y aplicarlos. La situación se dificulta debido a los diversos enfoques que se presentan,

cuando se evalúa un yacimiento, por lo que incluso el papel de los parámetros de corte no es totalmente claro (Worthington y Cosentino, 2005).

3.2.2 Espesores útiles

Aunque no existe una definición universal de espesores útiles, se presentan a continuación una serie de términos, que ayudan a tener una idea más clara de los mismos (Worthington & Cosentino, 2005) (Figura 3.1):

a. Espesor Total de Roca (G): incluye toda la roca dentro del intervalo a evaluar.

b. Espesor Neto (S): se refiere a aquella roca que pudiera tener características de reservorio. El criterio para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de Volumen de Arcilla (*Vclay*).

c. Espesor Neto de Reservorio (R): se refiere a aquella parte del Espesor Neto que tiene propiedades útiles de reservorio. La condición para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de porosidad (Φ).

d. Espesor Neto de Hidrocarburos (P): se refiere a los intervalos netos de reservorio que contienen cantidades significativas de hidrocarburos. Se determina usando como criterio un corte de saturación de agua (S_w).

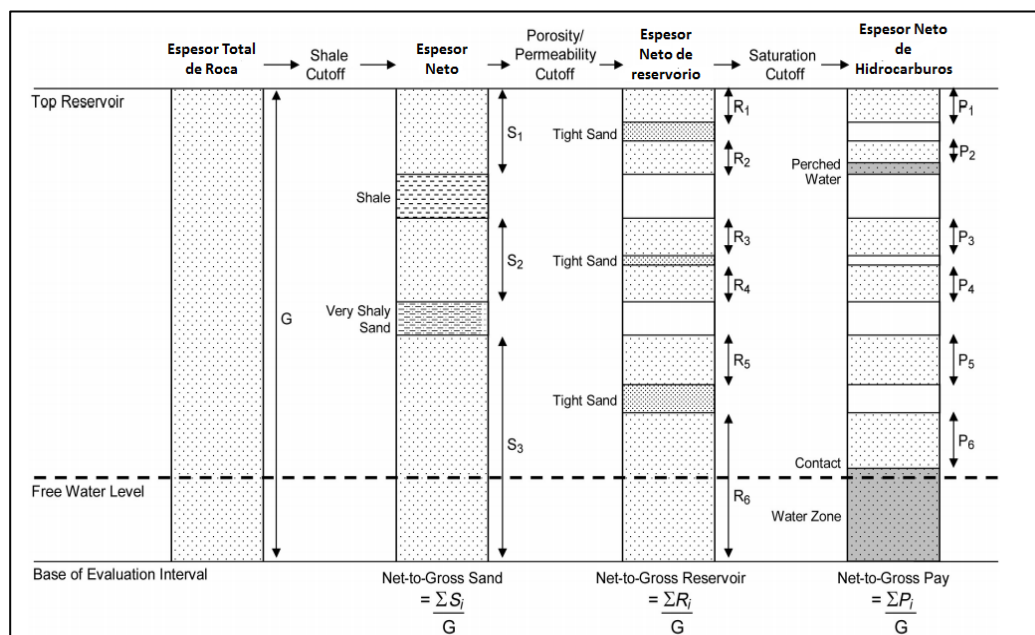


Figura 3.1 Interrelación esquemática de parámetros de corte para la determinación de *net pay* o pago neto aplicados secuencialmente (Worthington y Cosentino, 2005).

3.2.3 Propiedades petrofísicas

Son aquellas variables por medio de las cuales se logra definir y evaluar las propiedades físicas de la roca y su interacción con los fluidos que la saturan. (Arciniegas, 2020).

Entre ellas, podemos mencionar:

- a. Arcillosidad.
- b. Porosidad.
- c. Saturación de fluidos.
- d. Permeabilidad.
- e. Radio de Garganta de Poro

3.2.4 Determinación de Arcillosidad o Volumen de Arcilla (*Vclay*)

Se puede determinar a través de perfiles de pozo como Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (Sp), Resistividad, Sónico, Neutrón o Densidad – Neutrón, Densidad – Sónico, Sónico – Neutrón. El volumen se determina por los diferentes modelos.

3.2.4.1 *Vclay* a partir del *Gamma Ray*

- Modelo lineal: donde el *Vclay* (Volumen de arcilla) es igual al IGR (Índice de arcillosidad).

Índice de Arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma (Figura 3.2).

$$IGR = (GR - GRcl)/(GRsh - GRcl) \quad (3.1)$$

Donde:

IGR: índice de arcillosidad.

GR: Gamma Ray leído (API)

GRcl: Gamma Ray limpio (API)

GRsh: Gamma Ray sucio (API)

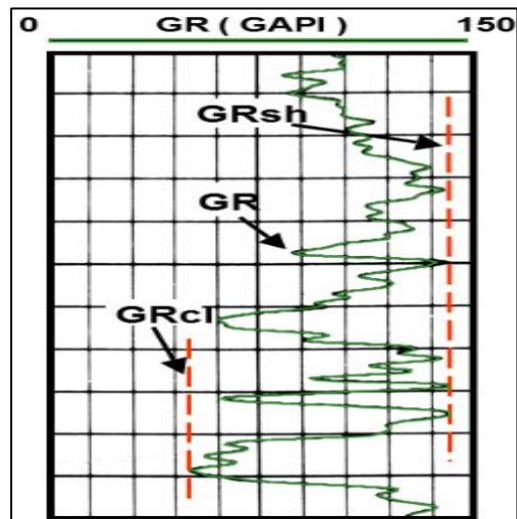


Figura 3.2 Índice de arcillosidad a partir del GR. Modelo Lineal (Inter-Rock, 2021).

- Modelos no lineales (Figura 3.3):

a. Modelo de Clavier

$$V_{clay} = 1,7 - ((3.38 - Ish + 0.7)^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.2)$$

Donde:

V_{clay} : volumen de arcillosidad

Ish : índice de arcillosidad.

b. Modelo de Larionov (rocas terciarias)

$$V_{clay} = 0.083(23.7 * IGR - 1) \quad (3.3)$$

Donde:

V_{clay} : volumen de arcillosidad.

IGR: índice de arcillosidad.

c. Modelo de Larionov (rocas pre-Terciarias)

$$V_{clay} = 0.33(22 * IGR - 1) \quad (3.4)$$

Donde:

V_{clay} : volumen de arcillosidad.

IGR: índice de arcillosidad.

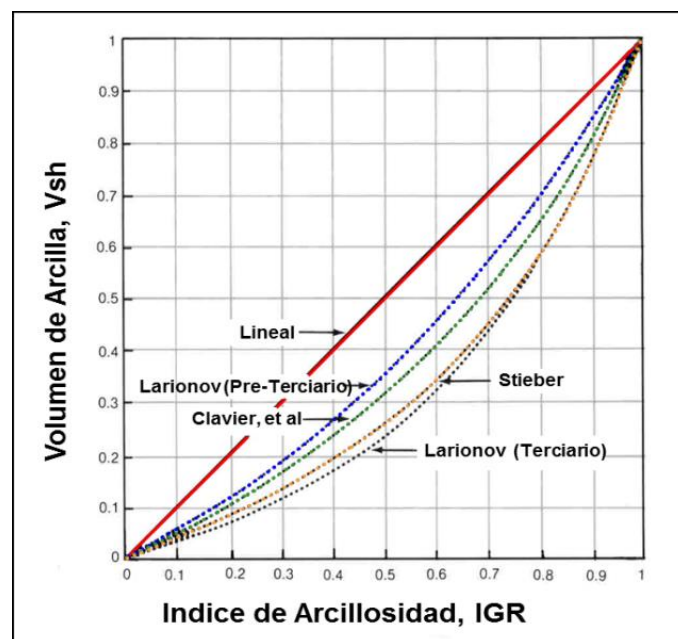


Figura 3.3 Volumen de arcilla a partir de modelos no lineales (Inter-Rock C.A, 2021).

3.2.4.2 *V_{clay}* a partir del Densidad/Neutrón

- Modelo lineal (Figura 3.4):

$$(V_{clay})_{D/N} = \frac{(\phi_n - \phi_d)}{(\phi_{nsh} - \phi_{dsh})} \quad (3.5)$$

Donde:

V_{clay}: volumen de arcillosidad a partir de curvas de densidad-neutrón.

ϕ_n : porosidad neutrón leída de la zona a evaluar.

ϕ_d : porosidad densidad leída de la zona a evaluar.

ϕ_{nsh} : porosidad neutrón de la arcilla.

ϕ_{dsh} : porosidad densidad de la arcilla.

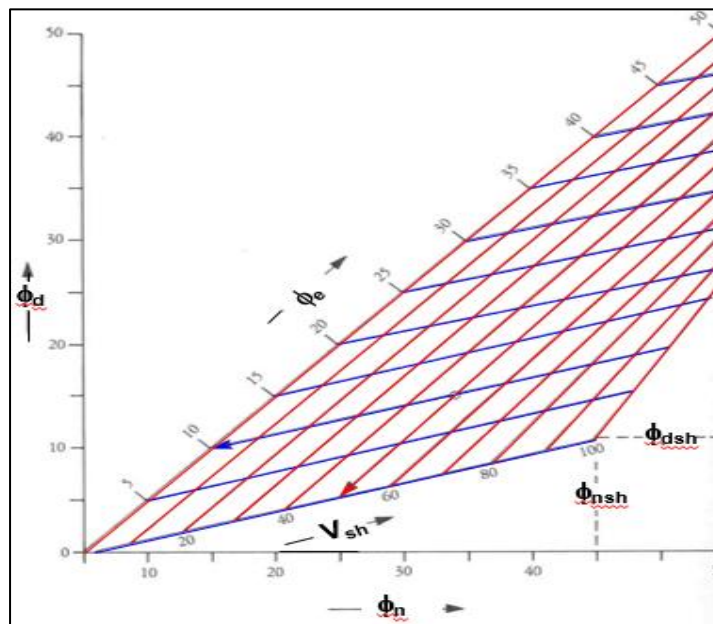


Figura 3.4 Modelo lineal a partir de Densidad/Neutrón para determinar *V_{clay}* (Inter-Rock C.A, 2021).

3.2.4.3 V_{clay} a partir del Potencial Espontáneo

- Modelo lineal:

A partir del registro de potencial espontáneo (SP) se puede calcular el volumen de arcillas a partir de 2 ecuaciones. La primera expresión es la siguiente:

$$V_{clay} = 1 - \frac{PSP}{SSP} * 100 \quad (3.6)$$

Donde:

V_{clay} : volumen de arcilla

PSP: potencial espontáneo pseudo-estático (SP máximo de una formación arcillosa)

SSP: potencial espontáneo estático de una arena limpia gruesa cercana.

La otra alternativa para el cálculo del volumen de arcillas, es la siguiente:

$$V_{clay} = \frac{PSP - SSP}{SP_{clay} - SSP} \quad (3.7)$$

Donde:

SP_{clay} : valor de SP en una arcilla (usualmente asumida como cero).

Los dos métodos comúnmente utilizados para calcular el volumen de arcilla se basan en la respuesta de los rayos gamma y la diferencia entre las porosidades de neutrones y de densidad. Sin embargo, la presencia de minerales con alto contenido de uranio da como resultado cálculos erróneamente altos de volumen de arcilla. La diferencia entre las porosidades de neutrones y densidad es otro indicador aceptado del volumen de arcilla.

El registro de densidad suministra información bastante confiable y directa para el cálculo de la porosidad en una formación; sin embargo, la presencia de arcilla produce una leve disminución de la densidad, por lo tanto, aumenta muy ligeramente la porosidad leída en el perfil. Este inconveniente se evita corrigiendo el valor obtenido por arcillosidad. Se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos. (García, 2011).

En una zona productora de hidrocarburo liviano/gas se produce una disminución en la lectura del registro de densidad, ya que el gas es más ligero que el petróleo o el agua. Este efecto del gas implica un aumento en la porosidad determinada a partir de este registro la cual es mayor que la porosidad verdadera. En cuanto al efecto del gas en la porosidad en el perfil neutrónico, se observa una disminución debido a que el gas tiene una concentración más baja de átomos de hidrógeno que petróleo o el agua, resultando en un cruce de las curvas de densidad y neutrón que se conoce efecto de gas. El efecto de gas es creado por la presencia de gas en los poros, y es una respuesta importante de los perfiles densidad y neutrón ya que permite identificar zonas portadoras de gas. En estas zonas la porosidad debe ser corregida por la presencia de este fluido.

3.2.5 Diferencia entre V_{clay} y V_{shale}

Las lutitas, son rocas sedimentarias de grano fino, que generalmente están compuestas principalmente por minerales de arcilla, tienen valores de porosidad total muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, y poca porosidad efectiva por lo cual funcionan como un sello de los reservorios convencionales (Bisbe, 2007).

Partiendo de esta diferencia, al calcular el volumen de arcilla de una formación se debe tomar en consideración lo siguiente:

a. Si se calcula volumen de lutita, la línea base de lutita se coloca a lo largo de las lutitas más representativas de la formación. Esta línea base representaría 100% de lutita.

b. Si se calcula volumen de arcilla, como lo es en el caso de este trabajo de grado, la línea base no se coloca pegada de las lutitas representativas. Se deja una pequeña separación hacia la derecha con el objetivo de que el *Vclay* no sea 100%, ya que se considera que en la naturaleza las lutitas no están necesariamente compuestas un 100% por minerales arcillosos. En la figura 3.5 se muestran ambos casos.

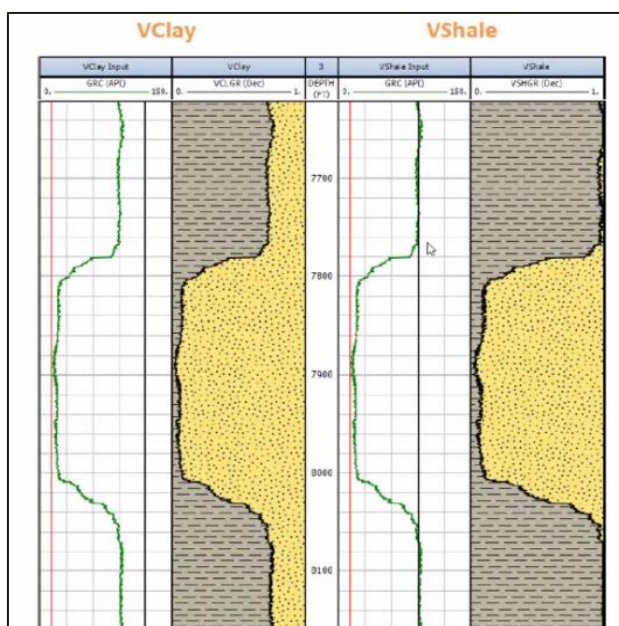


Figura 3.5 Determinación del *Vclay* vs el *Vshale*
(Inter-Rock C.A, 2021)

3.2.6 Determinación de la porosidad

La porosidad de las rocas en pozos abiertos generalmente se obtiene a partir del registro sísmico, el registro de densidad, el registro de neutrones y el registro de resonancia magnética. Todas estas herramientas ven afectada su respuesta por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si los efectos de fluidos y matriz se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad. Por lo tanto, estos instrumentos se mencionan con frecuencia como registros de porosidad (Schlumberger, 1989).

Sin embargo, la manera más efectiva de determinar la porosidad, es realizar experimentos con el núcleo extraído del pozo, ya que las porosidades tienen un grado de precisión mucho más alto que las porosidades determinadas por las herramientas del pozo, pero sufren de problemas de muestreo. Tomando en conjunto el núcleo y la perforación, las porosidades determinadas optimizan precisión y muestreo de alta resolución (Glover, 2001).

Hay al menos 4 métodos comunes para medir la porosidad de un núcleo. Estos son:

- a. Método de saturación: este método sólo mide la porosidad efectiva (conectada) de la roca, ya que depende de la saturación de la roca con un fluido.
- b. Método de flotación: este método es algo similar al de saturación, y también mide la porosidad efectiva (conectada).
- c. Porosimetría de helio: este método se basa en la expansión del gas helio, y también mide la porosidad efectiva de la roca. Sin embargo, como el helio es una molécula pequeña y resbaladiza, puede penetrar en poros mucho

más pequeños que los que puede penetrar el fluido utilizado en los dos métodos anteriores.

d. Porosimetría de mercurio: una muestra seca de cualquier forma, pero de peso conocido, se coloca en una cámara llena de mercurio. El mercurio es un fluido no mojante y al penetrar el espacio poroso de la roca permite medir el volumen poroso de la misma. La presión sobre el mercurio se incrementa de forma gradual. En cada paso, el mercurio entra en poros cada vez más pequeños superando la presión capilar que opera contra el fluido no mojante.

3.2.7 Determinación de la saturación de agua

Muchos modelos y ecuaciones han sido desarrollados a lo largo de los años para la determinación de la saturación de agua en columnas de hidrocarburos.

Los modelos y ecuaciones varían en términos de complejidad, desde la ecuación de Archie para arenas limpias, hasta los más elaborados modelos desarrollados para arenas arcillosas. (Ezekwe, 2010).

3.2.7.1 Arenas limpias

Las arenas limpias están clasificadas como aquellas arenas que satisfacen las asunciones usadas en el desarrollo de la ecuación de Archie. Estas son arenas que no presentan alto contenido de arcillas o minerales de arcilla. (Ezekwe, 2010).

La ecuación es la siguiente:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.8)$$

Donde:

S_w = saturación de agua de una zona no invadida (%)

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación (ohm-m).

R_t = resistividad de formación verdadera (ej., inducción profunda o *laterolog* profundo corregido por invasión) (ohm-m).

ϕ = porosidad (%)

a = factor de tortuosidad (adimensional).

m = exponente de cementación (adimensional).

n = exponente de saturación (adimensional)

3.2.7.2 Arenas arcillosas

Las arenas arcillosas pueden ser descritas como rocas yacimiento que contienen minerales arcillosos. Estas arenas son a veces descritas como arenas “No-Archie” y exhiben los efectos de la presencia de arcillas en la conductividad eléctrica de la roca. Generalmente estas arcillas corresponden a arcillas autigénicas formadas por la precipitación directa de las aguas (neoformación) o a través de reacciones entre materiales precursores y el agua de poro. Para sumar los efectos de arcillosidad por la conductividad extra existente en este tipo de rocas, muchos modelos han sido propuestos en la literatura (Ezekwe, 2010).

Entre ellos:

- Modelo de Waxman-Smits: está basado en el resultado de un extensivo estudio experimental del efecto de la arcillosidad en la conductividad de las arenas sucias. La ecuación es la siguiente:

$$C_t = \phi_t^{m^*} \times S_w^{n^*} \times (C_w + \frac{BQ_v}{S_w}) \quad (3.9)$$

Donde:

C_t = Conductividad de la roca yacimiento (Sm-1)

ϕ_t = porosidad total (fracción)

m^* y n^* = Parámetros eléctricos para la ecuación de Waxman-Smits (adimensionales).

S_w = Saturación de agua (fracción)

C_w = Conductividad del agua de formación (Sm-1).

B = Conductividad específica de intercambio de cationes (Mho/m por meq/cc).

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico (meq/cc).

El procedimiento experimental para la determinación de los parámetros m^* y n^* es muy complicado. Una buena aproximación es la utilización de los parámetros m y n de Archie para el reemplazo de los parámetros m^* y n^* del modelo de Waxman-Smits. (Ezekwe, 2010).

- Ecuación de Simandoux: representada como se muestra a continuación:

$$C_t = C_w \phi_t^m S_w^n + \varepsilon V_{sh} C_{sh} \quad (3.10)$$

Donde:

C_t = Conductividad de la roca yacimiento (Sm-1)

C_w = Conductividad del agua de formación (Sm-1).

ϕ_t = porosidad total (fracción).

m= exponente de cementación (adimensional).

n= exponente de saturación (adimensional).

S_w = Saturación de agua (fracción).

ε = coeficiente de arcillosidad (adimensional).

Vsh = Volumen de arcilla (fracción).

Csh = Conductividad de la arcilla (Sm-1).

El coeficiente de arcillosidad tiene un rango de $0 \leq \varepsilon \leq 1$. Si S_w es alta, $\varepsilon = 1$. Los parámetros m y n son los mismos que los parámetros de Archie (Ezekwe, 2010).

- Ecuación de Poupon-Leveaux

$$C_t = C_w \phi_t^m S_w^n + C_{sh} S_w^n V_{sh}^{2-V_{sh}} \quad (3.11)$$

Donde:

C_t = Conductividad de la roca yacimiento (Sm-1)

C_w = Conductividad del agua de formación (Sm-1).

ϕ_t = porosidad total (fracción).

m= exponente de cementación (adimensional).

n= exponente de saturación (adimensional).

S_w = Saturación de agua (fracción).

ε = coeficiente de arcillosidad (adimensional).

V_{sh} = Volumen de arcilla (fracción).

C_{sh} = Conductividad de la arcilla (Sm-1).

(Ezekwe, 2010).

- Modelo de doble agua: fue propuesto por Clavier, en donde asume que el agua arcillosa y el agua no arcillosa actúan como dos capas paralelas que contribuyen a la conductividad total, C_t , medida en la formación. Está expresado como:

$$C_t = \phi_t^m S_w^n \left[C_w + \frac{v_Q Q_v (C_{cbw} - C_w)}{S_w} \right] \quad (3.12)$$

Donde:

C_t = Conductividad de la roca yacimiento (Sm-1)

ϕ_t = porosidad total (fracción).

m = exponente de cementación (adimensional).

n = exponente de saturación (adimensional).

C_w = Conductividad del agua de formación (Sm-1).

C_{cbw} = Conductividad del agua arcillosa (Sm-1).

v_Q = Cantidad de agua arcillosa asociada en miliequivalentes de iones de arcilla (meq-1 cm³).

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso (meq cm-3).

S_w = Saturación de agua (fracción).

Los parámetros m y n pueden ser una aproximación de los parámetros de Archie.

3.2.8 Permeabilidad

Además de ser porosa, una roca de un yacimiento debe tener la capacidad de permitir que los fluidos de petróleo fluyan a través de sus poros interconectados (Tiab, Donaldson, 2004). Esta propiedad se conoce como permeabilidad, y su unidad de medida es el Darcy.

3.2.8.1 Tipos de permeabilidad

Siendo la permeabilidad una de las propiedades más importantes en la explotación de hidrocarburos, es importante distinguir claramente entre los diferentes tipos de permeabilidades que existen. A continuación, se describen las diferentes permeabilidades utilizadas en los cálculos (Franco, 2015).

- Permeabilidad absoluta: la permeabilidad absoluta es la habilidad de una roca de transmitir un solo fluido o una sola fase, como por ejemplo petróleo crudo, agua o gas natural.
- Permeabilidad efectiva: la permeabilidad efectiva es la habilidad de una roca de transmitir un fluido en la presencia de otro fluido cuando estos son inmiscibles.

- Permeabilidad relativa: la permeabilidad relativa es la razón entre la permeabilidad efectiva de un fluido a saturación parcial y la permeabilidad a una saturación de 100 % (permeabilidad absoluta). La misma se designa con la siguiente formula:

$$K_{relativa} = \frac{K_{efectiva}}{K_{absoluta}} \quad (3.13)$$

Donde:

$K_{relativa}$: permeabilidad relativa (mD).

$K_{efectiva}$: permeabilidad efectiva (mD).

$K_{absoluta}$: permeabilidad absoluta (mD).

3.2.8.2 Determinación de la permeabilidad

La permeabilidad es el parámetro más importante para determinar la capacidad de producir fluidos de una formación. Esto puede ser analizado de mejor forma en la ecuación de Darcy, la ecuación es:

$$Q = \frac{k \cdot A}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (3.14)$$

Donde:

Q : caudal de producción (cm³/s o m³/s)

k : permeabilidad (Darcy o m²)

A : área transversal al flujo (cm² o m)

L : distancia (cm o m)

ΔP : diferencial de presión e (dinas/cm² o Pa).

μ : viscosidad dinámica del fluido (poise o Pa.s)

La permeabilidad de los reservorios puede ser obtenida mediante distintas técnicas, las principales son (Franco, 2015):

- a. Análisis de muestras de núcleo
- b. Análisis de pruebas de pozo
- c. Datos de producción
- d. Registros de pozo (cálculo indirecto)

Es importante mencionar que el análisis de muestras de núcleos, se realiza a través de mediciones directas de laboratorio usando muestras representativas de roca y fluidos, por tal motivo es considerado el método más confiable para la determinación de la permeabilidad.

Existe variedad de tipos de pruebas de pozo, pero todas involucran la medición de un cierto gasto del fluido en movimiento desde el yacimiento hasta el pozo, con lo que se determina una permeabilidad promedio. Las correlaciones también permiten determinar la permeabilidad, basadas en datos obtenidos con anterioridad, estas correlaciones son de gran utilidad cuando se carece de muestras de núcleos y las condiciones no son aptas para realizar una prueba de pozo (Meza, 2013).

3.2.9 Radio de garganta de poros

El radio de garganta de poros se refiere al espacio que interconecta los poros, el cual permite el flujo de fluidos a través de ellos. Es afectada por la depositación de limos y arcillas, que restringen la movilidad de los fluidos y taponan las gargantas porales. La Figura 3.6 muestra la obstrucción de la garganta de poros por partículas muy pequeñas ($< 50\mu\text{m}$), típico de las areniscas (Esteva, O., Porras, Y., Hoeger, T., Pérez, D, 2010).

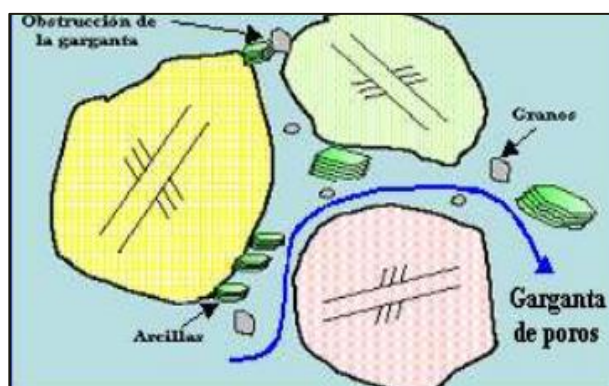


Figura 3.6 Obstrucción de la garganta de poros (Modificado de Reslink Corporation, 2003).

El radio de garganta de poros representa un control dominante sobre la permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos. Puede ser obtenido a partir de ensayos de presión capilar, combinados con datos de análisis convencionales de núcleo, como porosidad (\emptyset , Phi) y permeabilidad (K).

Las petrofacies o tipos de roca se obtienen, a partir de núcleos y correlaciones entre núcleos y perfiles, utilizando el radio de garganta de poro, como el principal parámetro de clasificación (Figura 3.7).






	TIPO DE ROCA	R (μ)
	Megaporosa	> 10
	Macroporosa	2.0 - 10.0
	Mesoporosa	0.5 - 2.0
	Microporosa	0.1 - 0.5
	Nanoporosa	< 0.1

Figura 3.7 Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poros (Modificado de Porras,1999)

3.2.10 Ecuación de Winland

Este método ha sido usado como herramienta para asignación de unidades de flujo, y también como parámetros de corte para excluir zonas de muy baja porosidad/permeabilidad, utilizando una aproximación “ligeramente” más científica que una simple selección en función de una determinada porosidad, permeabilidad o parámetro de corte de Gamma Ray y volumen de arcilla.

La ecuación fue originalmente definida de mediciones de un porosímetro de mercurio, utilizando 300 muestras del campo Spindle, Colorado. Winland correlacionó la porosidad y la permeabilidad al radio garganta de poro, correspondiente a diferentes mediciones de saturación de mercurio, encontrando que el percentil 35, o radio de garganta de poro R35 es el tamaño de la garganta del poro donde el fluido no humectante (mercurio) satura el 35% del espacio poroso. Este 35% del sistema poroso contribuye mayormente al flujo, mientras que el sistema poroso

restante contribuye mayormente al almacenamiento de los fluidos. (Spearing, Allen y McAulay, 2001).

Winland desarrolló la siguiente ecuación empírica:

$$\log R_{35} = 0.732 + 0.588 \log K_{air} - 0.864 \log \phi_{core} \quad (3.15)$$

Donde:

R35: radio de apertura de poro correspondiente al percentil 35 de saturación de mercurio.

K_{air}: permeabilidad al aire (mD) a condiciones STD.

Ø: porosidad (%) a condiciones STD.

3.2.11 Relación de la porosidad y de la permeabilidad

En ocasiones, altas porosidades significan que hay vías más amplias para el flujo de fluidos y viceversa, mostrando una relación lineal entre porosidad y permeabilidad. Sin embargo, muchas veces esta relación no presenta una tendencia clara, observándose en gráficos de porosidad vs permeabilidad una dispersión asociada a otros factores que afectan la permeabilidad.

El primer caso se observa generalmente en litologías o zonas de reservorio claramente definidas. Sin embargo, para un pozo con litologías muy variadas, el resultado suele ser una nube de datos confusa en la que las tendencias individuales no son evidentes. La Figura 3.8 muestra un gráfico cruzado de porosidad vs permeabilidad para una arenisca limpia y una formación carbonatada. (Glover, 2001).

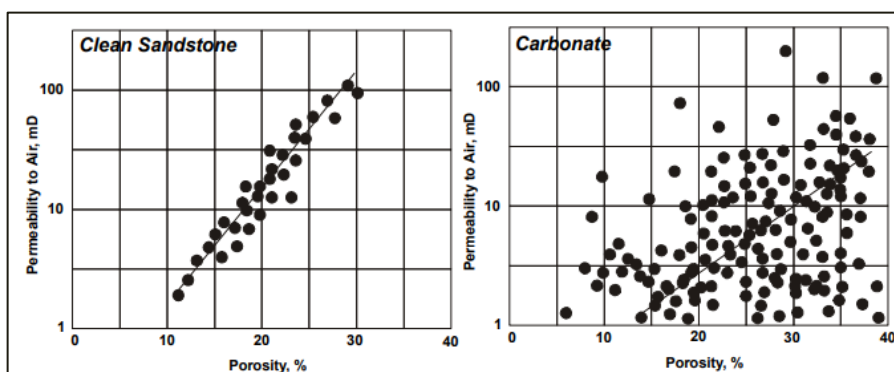


Figura 3.8 Gráficos cruzados de porosidad vs permeabilidad. (Glover, 2001).

Es posible tener una porosidad muy alta sin tener cualquier permeabilidad en absoluto, como en el caso de la piedra pómez (donde la porosidad efectiva es casi cero, ya que sus poros no están interconectados), así como en arcillas y lutitas. El caso contrario, alta permeabilidad con una baja porosidad también podría ser cierto, como en carbonatos microfracturados (Tiab & Donaldson, 2004).

3.2.12 Ecuaciones de Pittman

El trabajo realizado por Pittman permite obtener los radios de garganta de poros para saturaciones de mercurio del 10 al 75%, utilizando un sistema de regresión múltiple con datos de porosidad, permeabilidad, y varios parámetros derivados de las curvas de presión capilar generadas al aplicar el método de inyección de mercurio. Pittman utilizó un grupo de muestras variadas en composición y textura y con un amplio rango de porosidad y permeabilidad. (Álvarez & Vélez, 2011) (Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Ecuaciones empíricas para determinar radios de garganta de poro (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio (%). k (mD), ϕ (%) (Pittman, 1992).

Ecuaciones	Coeficiente
$\text{Log } r_{10} = 0.459 + 0.500 \log k - 0.385 \log \phi^*$	0.901
$\text{Log } r_{15} = 0.333 + 0.509 \log k - 0.344 \log \phi^*$	0.919
$\text{Log } r_{20} = 0.218 + 0.519 \log k - 0.303 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{25} = 0.204 + 0.531 \log k - 0.350 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \log k - 0.420 \log \phi^*$	0.923
$\text{Log } r_{35} = 0.255 + 0.565 \log k - 0.523 \log \phi^*$	0.918
$\text{Log } r_{40} = 0.360 + 0.582 \log k - 0.680 \log \phi$	0.918
$\text{Log } r_{45} = 0.609 + 0.608 \log k - 0.974 \log \phi$	0.913
$\text{Log } r_{50} = 0.778 + 0.626 \log k - 1.205 \log \phi$	0.908
$\text{Log } r_{55} = 0.948 + 0.632 \log k - 1.426 \log \phi$	0.900
$\text{Log } r_{60} = 1.096 + 0.648 \log k - 1.666 \log \phi$	0.893
$\text{Log } r_{65} = 1.372 + 0.643 \log k - 1.979 \log \phi$	0.876
$\text{Log } r_{70} = 1.664 + 0.627 \log k - 2.314 \log \phi$	0.862
$\text{Log } r_{75} = 1.880 + 0.609 \log k - 2.626 \log \phi$	0.820

ϕ^* No es estadísticamente significativa.

3.2.13 Ecuación de Timur para el cálculo de la permeabilidad

Timur (1968) también propuso una fórmula para el cálculo de permeabilidad. Es muy parecida a la propuesta por Wyllie & Rose (1950), donde se toma en cuenta la porosidad y la saturación de agua irreducible, pero Timur no hace diferenciación en el tipo de fluido contenido en el reservorio. La ecuación es la siguiente:

$$K = \frac{a.Phi^b}{S_w^c} \quad (3.16)$$

Dónde:

K = Permeabilidad (mD).

Φ = Porosidad (%).

S_w = Saturación de agua (%).

3.2.14 Petrofacies o Tipos de Roca

Las petrofacies o tipos de roca son aquellos intervalos de roca que poseen similar capacidad de flujo. Las petrofacies son identificadas a través de las propiedades de porosidad-permeabilidad (K/Φ), radio de garganta de poro, saturación de agua irreducible y la respuesta de los perfiles. (Porrás, 1998).

3.2.15 Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión a través del contacto entre dos fluidos inmiscibles, se expresa matemáticamente como (Álvarez & Vélez, 2011):

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (3.17)$$

Donde:

P_c = presión capilar (psi).

P_w = presión fase mojante (psi).

P_{nw} = presión fase no mojante (psi).

La presión capilar influye en la distribución inicial de fluidos y los procesos de recuperación mejorada, como resultado de la interacción de dos fluidos inmiscibles entre la fase mojante y no mojante.

3.3 Bases teóricas

3.3.1 Yacimientos Convencionales

Se trata de un yacimiento en el que las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en el lugar por debajo de una roca de cubierta que actúa como sello. Las características de yacimiento y fluidos de los yacimientos convencionales habitualmente permiten que el petróleo o el gas natural fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos (Schlumberger, 2021).

Estos yacimientos no tendrán la necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación ni tampoco será necesario utilizar una tecnología de punta para la producción de hidrocarburos. (Comunidad Petrolera, 2009).

3.3.2 Volumen de arcilla

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla en una formación. La determinación del volumen de arcilla reviste un parámetro de gran importancia, pues la presencia de minerales de arcilla afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad (Bisbe, 2007).

3.3.3 Porosidad

La porosidad de una roca es la fracción del volumen de espacios entre las partículas sólidas de la roca al volumen total de la roca. El espacio incluye todos los poros, grietas, cavidades, espacios inter e intra-cristalinos. La porosidad recibe convencionalmente el símbolo (ϕ), y se expresa como una fracción que varía entre 0 y 1, o un porcentaje que varía entre 0% y 100%. (Glover, 2001).

3.3.3.1 Clasificación de la porosidad desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos

- Porosidad absoluta: es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca, esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral (Escobar, 2012).
- Porosidad efectiva: es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, así como también, por el escogimiento, compactación y empaquetamiento de los granos. (Modificado de: Escobar, 2012).

- Porosidad no efectiva: es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva (Escobar, 2012).

3.3.4 Saturación de fluidos

La saturación de fluidos de una roca es la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica, por lo que la saturación de agua se torna irreducible si la migración de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de capilaridad apropiadas.

3.3.4.1 Saturación de agua irreducible

En el laboratorio, se define como la saturación de agua más baja que puede obtenerse en una muestra de núcleo mediante el desplazamiento del agua por el petróleo o el gas. Este estado se logra generalmente haciendo fluir petróleo o gas a través de una muestra saturada con agua, o mediante su rotación en un centrifugador para desplazar el agua con petróleo o gas (Schlumberger, 2021).

En los yacimientos también podemos encontrar condiciones de saturación de agua irreducible, especialmente aquellos que no se han producido o están en condiciones originales. En la mayoría de los casos se presenta por debajo de un 50% del espacio poroso pudiendo llegar a un 60% o más en arenas de grano muy fino o

muy arcilloso. Es uno de los objetivos principales de la evaluación de formaciones (García, 2001).

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Hernández y Otros (1991), indican que los estudios correlacionales "tienen como propósito medir el grado de relación que exista entre dos o más conceptos o variables. No se trata de que una variable influya sobre la otra".

El presente proyecto se define como una investigación correlacional, puesto que a partir de un nuevo flujo de trabajo propuesto por Inter-Rock, C.A, relacionado a varios conceptos, específicamente garganta de poros, los resultados obtenidos se lograrán comparar y relacionar con métodos y estudios relevantes anteriormente propuestos, para así identificar los métodos más factibles al momento de realizar una evaluación petrofísica con el fin de determinar espesores útiles.

4.2 Diseño de la investigación

Arias, F. (2012), define la investigación documental como "un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos".

El presente estudio, según el diseño de la investigación, es de tipo documental, ya que metodologías y trabajos anteriormente propuestos por Inter-Rock, C.A,

proporcionarán información, y servirán como una guía para la realización del proyecto, además de la búsqueda de conceptos a través de libros e internet.

4.3 Etapas de la investigación

A continuación, se presenta un flujograma de trabajo, el cual contempla cada uno de los pasos seguidos para el estudio realizado (Figura 4.1)

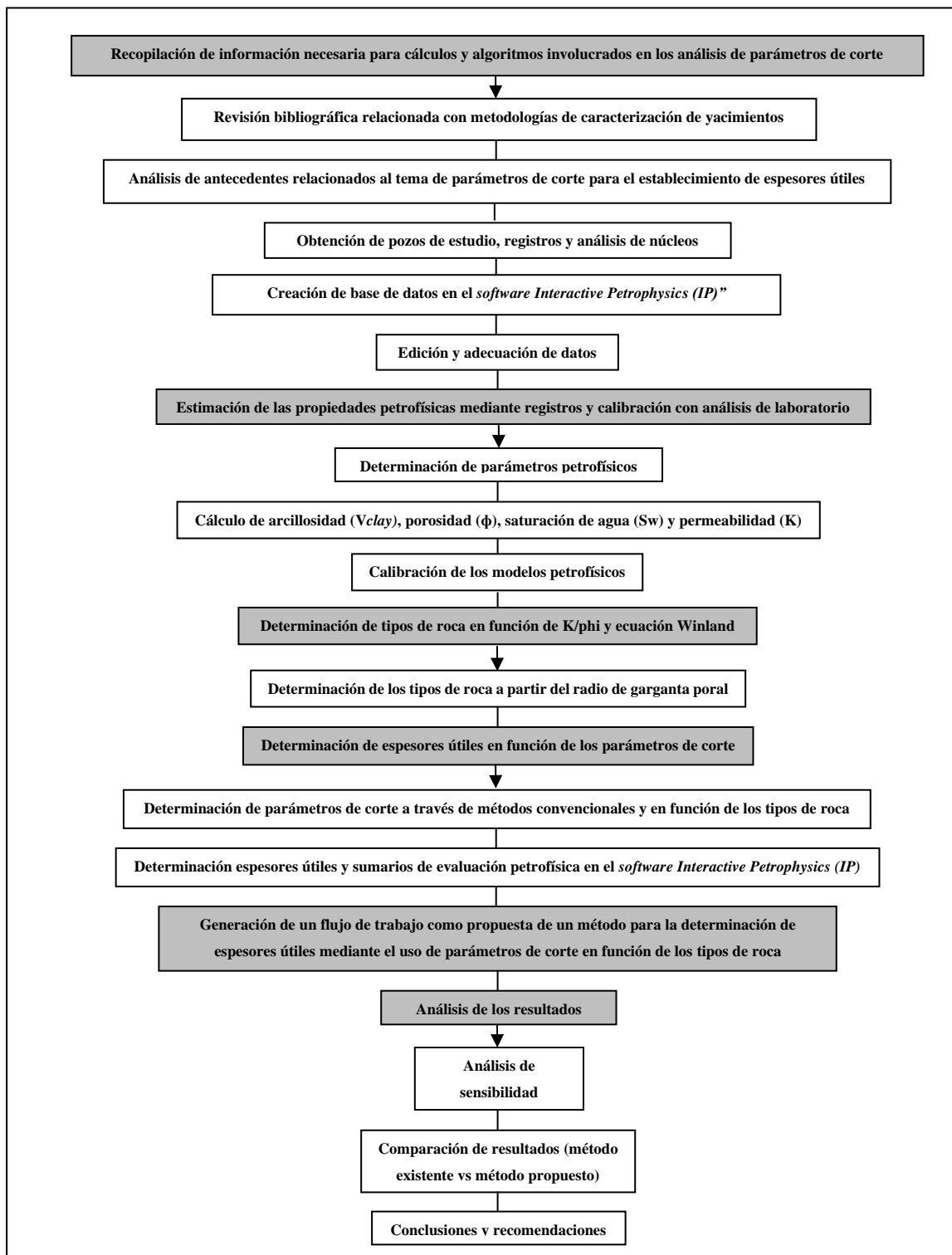


Figura 4.1 Flujograma de trabajo.

4.3.1 Recopilación de información necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en los análisis de parámetros de corte

4.3.1.1 Revisión bibliográfica relacionada con metodologías de caracterización de yacimientos

En primer lugar, se recopiló información bibliográfica relacionada con la caracterización de yacimientos, así como también de las metodologías más relevantes en la determinación de parámetros de corte y espesores útiles.

4.3.1.2 Análisis de antecedentes relacionados al tema de parámetros de corte para el establecimiento de espesores útiles

Los antecedentes seleccionados para este trabajo fueron analizados con el objetivo de entender las distintas metodologías para el establecimiento de espesores útiles. Para ello se realizó una tabla comparativa que hace mención a los factores relevantes de cada método de acuerdo a diferentes autores (Tabla 4.1)

Tabla 4.1 Tabla de descripción de metodologías más relevantes de acuerdo a diferentes autores

Metodologías ya existentes	
Richard H, Snyder (1971)	<p>Implica el uso de registros de S.S.P. y/o registros de Rayos Gamma. Se basa en suposiciones de que todas las deflexiones "positivas" son reserva, y todas las deflexiones "negativas" no son reserva.</p> <p>Los valores de corte de permeabilidad pueden establecerse y correlacionarse con los de corte de porosidad. También se pueden establecer los límites inferiores de profundidad de saturación de petróleo que son necesarios para describir el total de petróleo atrapado en un yacimiento.</p>
Bailey y De Crespo (1981)	<p>Bailey y Crespo mediante el uso de SADAN, un programa que realiza conteos de arenas y zonifica los registros de resistividad, Gamma Ray y porosidad, logran establecer un corte de resistividad (R_{tc}). Se calculan todos los pozos con conjuntos de registros y se suman los NOS (<i>net oil sand</i>), y SANDAN se corre en estos mismos pozos y se hace una comparación, de esta forma se puede establecer un corte de resistividad para SANDAN que dará el mismo NOS (<i>net oil sand</i>) total.</p>
Márquez (2001)	<p>Para este trabajo la selección de arena neta incluyó cortes de volúmenes de lutitas (V_{sh}), porosidad efectiva (PHIE) y permeabilidad (K). También incluyó cortes de saturación de agua en la selección de arena neta petrolífera. Los puntos de corte para arena neta y arena neta petrolífera se incluyeron en el programa de suma. Se usaron sumas de propiedades petrofísicas tanto para arena neta como para arena neta petrolífera en las unidades Laguna Baja, Lagunillas Baja y La Rosa. Los resultados de la suma fueron el insumo principal para construir mapas de propiedades, realizar cálculos volumétricos, balance de materiales y, en última instancia, construir un modelo de yacimiento adecuado para la simulación.</p>

Continuación de la tabla 4.1

Cheatwood y Guzmán (2002)	Para este trabajo los autores se encargaron de realizar comparaciones de las propiedades del yacimiento y el historial de desarrollo de los campos Spraberry Trend, en West Texas y Chicontepec, en México. Su objetivo era realizar una comparación de alto nivel de estos dos campos para discutir las propiedades de los yacimientos que han hecho que se consideren "antieconómicos" y contrastando las historias de desarrollo para sugerir que se pueden producir económicamente nuevas reservas significativas a corto plazo a partir de reservas subdesarrolladas.
Worthington & Cosentino (2005)	Aplican los parámetros sinérgicamente, condicionados dinámicamente. Los parámetros de corte convencionales (V_{sh} , ϕ y S_w) que son derivables de los registros, los relacionan con la permeabilidad (relativa) obtenida de análisis de núcleos en el laboratorio, que a su vez para mejores resultados se relaciona con la permeabilidad absoluta.
Worthington (2005)	En este método los <i>cut-offs</i> o parámetros de corte están condicionados dinámicamente, es decir están combinados a una referencia de parámetros claves de diagnóstico (diámetro de poro circular equivalente y puntos terminales de permeabilidades relativas), además de parámetros convencionales, con el fin de obtener resultados más reales y certeros de un yacimiento.
Shepherd, M, AAPG (2009)	Esta metodología menciona que mediante una fórmula se puede determinar el " <i>Hydrocarbon pore thickness</i> " (espesor de poro de hidrocarburo), y esto es igual a la multiplicación del espesor de roca bruto \times <i>net-to-gross</i> \times porosidad \times saturación de petróleo (S_w-1).
Scribner Modificada (Inter- Rock 2018)	Esta metodología se aplica para determinar parámetros de corte de volumen de arcilla y porosidad. Se basa en graficar cada propiedad en el eje X contra la acumulativa de sí misma en el eje Y (acumulativa de V_{clay} vs. V_{clay} , acumulativa de PHIE vs. PHIE) sobre el intervalo de estudio. Así se obtiene un gráfico en el que el valor del parámetro de corte corresponde a la intersección entre las rectas tangentes a los dos primeros puntos de inflexión que se observan en dichos gráficos a partir del punto (0,0).

La tabla 4.2 hace referencia a distintos autores, desde 1980 hasta 2002, quienes desarrollaron métodos para la determinación de espesores útiles mediante la selección de parámetros de cortes. Para cada estudio varía: la litología, el propósito o clasificación de la investigación, el tipo de hidrocarburo y los parámetros de corte a utilizar.

Tabla 4.2 Tabla de algunos ejemplos de parámetros de corte de estudios integrados de yacimientos desde 1980 (Worthington, Cosentino, 2005)

Investigators	Referencia No.	Lithology	Hydrocarbon Type	Investigator Classification	Cutoffs Parameter(s)					
					V_{ehc}^c	ϕ_e	k_e	S_{we}	R_{te}	MHI^d
Berrin and Barlai (1980)	38	Shaly sand	Oil	Net pay	x					x
Bailey and De Crespo (1981)	3	Shaly sand	Oil	Net Oil Sand					x	
Wilson and Hensel (1982)	39	Tight sandstone	Oil and gas	Net effective pay		x				
Hall (1983)	20	Dolomite	Oil	Net pay		x				
Molnard et al. (1983)	11	Laminated sandstones	Gas	Net		x	x	x		
Salle and Wood (1984)	40	Laminated sandstone	Oil	Net pay					x	
Boyer (1985)	16	Sandstones	Oil	Net pay	x	x				
Desbrandes (1985)	8	Sandstones and carbonates	Oil and gas	Net hydrocarbon in place	x	x		x		
Finley (1985)	41	Sandstones	Gas	Net pay		x		x		
Bigelow (1986)	42	Sandstones	Oil	Producible zones	x	x		x		
Hunter et al. (1990)	43	Limestone	Oil	Net pay		x	x	x		
Craft et al. (1992)	44	Sandstones	Gas	Net pay	x	x				
Howell et al. (1992)	45	Dolomite	Oil	Net pay		x		x		
Coll et al. (1992)	46	Laminated shaly sands	Oil	Net pay					x	
Coskune and Lutes (1996)	17	Silty sandstone	Gas	Net pay			x	x		
Doane et al. (1996)	18	Sandstones	Oil	Net pay		x	x			
Joshi and Lahiri (1996)	47	Limestone	Oil and gas	Net pay	x	x	x	x		
Mohan et al. (1996)	48	Sandstones	Oil	Net pay		x				
Thompson et al. (1996)	49	Shaly Sandstones	Oil and gas	Net pay						x
Deakin and Manan (1998)	12	Shaly Sand	Gas condensate	Net pay	x		x			
Burch and Clough (1998)	50	Sandstones	Gas	Net pay	x	x		x		
Flelo et al. (1998)	51	Laminated muds and sands	Oil	Net pay		x				
Martin et al. (1999)	6	Sandstones	Oil	Net pay	x	x		x		
Pekot et al. (1999)	52	Sandstones	Gas	Net pay	x	x				
Kessler et al. (2000)	53	Sandstones	Gas	Net pay	x	x	x	x		
Schoeling and Mark (2000)	54	Sandstones	Oil	Net pay		x				
Kopper et al. (2001)	55	Sandstones	Extra-heavy Oil	Net oil count	x				x	
Márquez et al. (2001)	4	Sandstones	Heavy Oil	Net oil sand	x	x	x	x		
Cheatwood and Guzmán (2002)	5	Silty sandstone	Oil	Net pay	x	x				
Frorup et al. (2002)	56	Sandstones	Oil	Net pay		x		x		
Sakura et al. (2002)	57	Sandstones	Gas and oil	Net pay	x	x		x		

4.3.1.3 Obtención de pozos de estudios, registros y análisis de núcleos

Se recopiló toda la información disponible de los pozos, entre ellos, distintos tipos de registros (eléctricos, acústicos, nucleares y litológicos), análisis de núcleos tanto convencionales como especiales (porosidad, permeabilidad, densidad de grano, saturación de fluidos, entre otros) y curvas evaluadas de las propiedades petrofísicas obtenidas (arcillosidad, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, modelos de garganta poral, entre otros) con el fin de realizar una verificación de la información disponible de cada pozo.

4.3.1.4 Creación de base de datos IP (*Interactive Petrophysics*)

Para la verificación de los datos de los pozos, estos se cargaron al *software* IP (*Interactive Petrophysics*) en formato “. LAS”, para ello, nos dirigimos a la ventana de “*Import/Export*”, y seleccionamos el formato LAS/LBS (Figura 4.2).

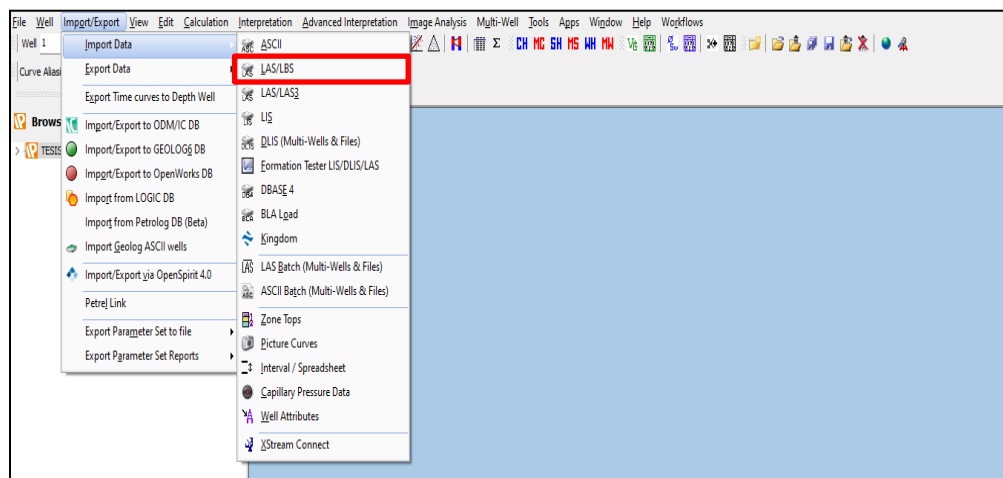


Figura 4.2 Procedimiento en el *software* *Interactive Petrophysics* para cargar un formato “. LAS”.

Luego se seleccionaron las curvas y se cargaron en la base de datos, como lo muestra la figura 4.3. Este procedimiento se realizó para cada uno de los pozos de estudio.

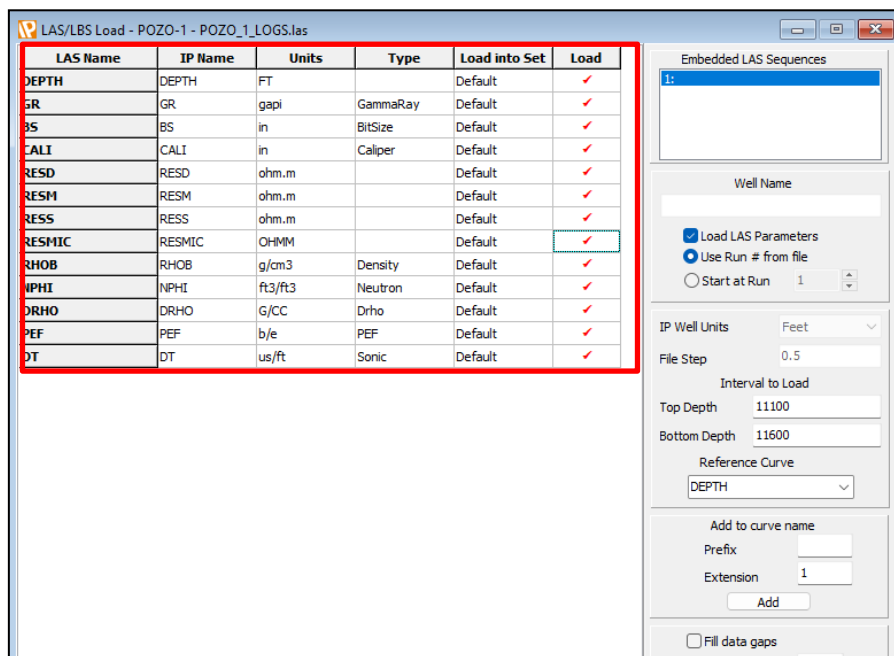


Figura 4.3 Selección de curvas en formato “. LAS” para cargar en la base de datos de IP (Interactive Petrophysics)

4.3.1.5 Creación de Sets

Se generaron tres (3) *sets* en el *software Interactive Petrophysics* con el propósito de clasificar y organizar el conjunto de datos, entre estos *sets* tenemos: curvas originales, datos de núcleos y curvas evaluadas.

#	Short Name	Full Name	Color	No. Curves	Step	Top	Bottom	Range	Curves
1	Default	Default	Black	28	0.5	114.5	11822.5	Edit	View
2	CORE	DATOS DE NUCLEO	Green	11	Irregular	11100	11600	Edit	View
3	EVAL	CURVAS EVALUADAS	Olive	22	0.5	114.5	11822.5	Edit	View
4	RAW	CURVAS ORIGINALES	Maroon	14	0.5	114.5	11822.5	Edit	View
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									

Figura 4.4 Creación de *Sets* en el software Interactive Petrophysics

En la tabla 4.3 se muestra las abreviaturas de los *sets* creados para todos los pozos con su respectivo significado.

Tabla 4.3 Clasificación de *sets* usados en *Interactive Petrophysics*

SET	DESCRIPCIÓN
RAW	Curvas originales
CORE	Datos de núcleos
EVAL	Curvas evaluadas

4.3.1.6 Edición y adecuación de datos

Antes de iniciar la interpretación de la información obtenida a partir de los registros se debe realizar control de calidad para verificar los datos. En primera instancia, este control de calidad consiste en la inspección visual del registro de campo y su comparación con datos digitales, para asegurar de que sean los mismos,

haciendo énfasis en la sección donde se hará la interpretación. Posteriormente, se realizan varios pasos para la edición y adecuación de datos, entre los cuales podemos mencionar: ajustar las escalas de las curvas a utilizar, ajustar profundidades en las curvas, verificar si existen secciones repetidas en los registros, realizar correcciones ambientales, y eliminar y corregir valores nulos y anómalos.

4.3.2 Estimación de las propiedades petrofísicas mediante registros y calibración con análisis de laboratorio

4.3.2.1 Determinación de parámetros petrofísicos

En la realización de una evaluación cuantitativa de los perfiles de pozos es necesario conocer los parámetros petrofísicos de la formación, entre ellos: exponente de cementación (m), factor de tortuosidad (a) y exponente de saturación (n). Para la obtención de dichos parámetros, se utilizaron las mediciones resultantes de las propiedades eléctricas de núcleos en las formaciones “X”, “Y” y “Z”, específicamente las pruebas de factor de formación (FF) e índice de resistividad (IR).

Graficando el factor de formación *vs.* Porosidad, se obtuvo el exponente de cementación como la pendiente de la línea que se obtiene de la tendencia que honran el conjunto de muestras. Esto se realizó para los pozos POZO-1, POZO-2 y POZO-3.

De la intersección del factor de formación (eje Y), del gráfico anteriormente mencionado, para un valor de porosidad igual a 1 se obtuvo el factor de tortuosidad, $a=1$, para todos los pozos en estudio (Figura 4.5).

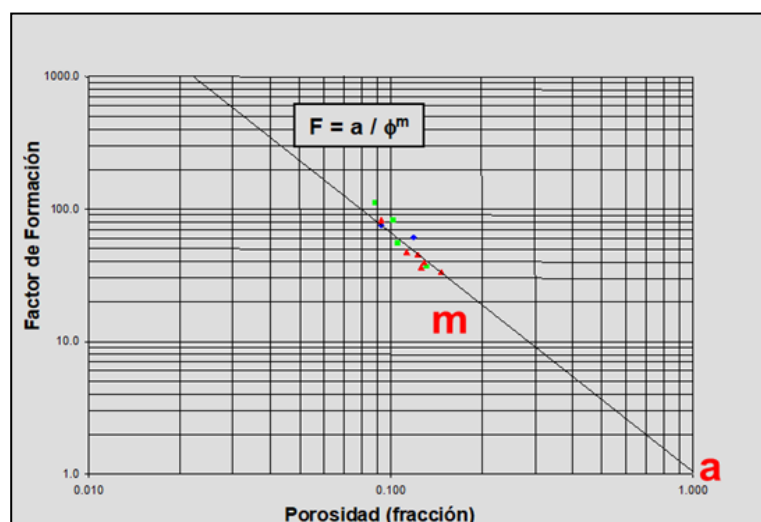


Figura 4.5 Gráfico de Factor de formación vs Porosidad para calcular m (Inter-Rock C.A, 2003).

En cuanto al exponente de saturación “ n ”, se calculó graficando el índice de Resistividad vs. Saturación de agua, obteniendo de esta manera la pendiente “ n ”. (Figura 4.6).

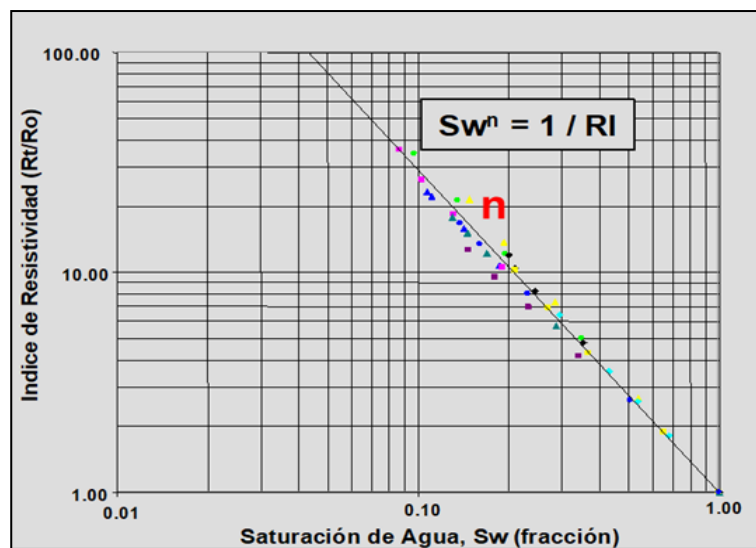


Figura 4.6 Gráfico de índice de resistividad vs saturación de agua para obtener “ n ” (Inter-Rock C.A, 2003).

Para determinar la temperatura de la formación se calculó el gradiente geotérmico, a partir de la siguiente formula:

$$GG = \frac{Tf - Ts}{Pf} * 100 \quad (4.1)$$

Donde:

GG: Gradiente geotérmico (adimensional)

Tf: temperatura de fondo (°F)

Ts: temperatura de superficie (°F)

Pf: profundidad final (pies)

Luego se estimó la temperatura de la formación:

$$Tform = (GG * Pform) + Ts \quad (4.2)$$

Donde:

Tform: temperatura de formación (°F)

GG: Gradiente geotérmico (adimensional)

Pform: profundidad de formación (pies)

Ts: temperatura de superficie (°F)

Para este trabajo de grado los parámetros petrofísicos fueron suministrados por Inter-Rock C.A.

4.3.2.2 Cálculo de las propiedades petrofísicas

- Arcillosidad (V_{clay}), porosidad (Φ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (k)

Como parte del flujo de trabajo que realizó Inter-Rock C.A. para la interpretación petrofísica fue el siguiente:

Se calculó la arcillosidad, porosidad y saturación de agua para cada uno de los pozos. Para ello se escogió los modelos a utilizar para cada propiedad. Por ejemplo:

- La arcillosidad o volumen de arcilla (V_{clay}) se determinó a partir de la curva de Gamma Ray.
- La Porosidad (Φ) se calculó utilizando el registro de Densidad.
- La saturación de agua (S_w) se determinó a partir de la ecuación de Archie.

Luego de definir los modelos a utilizar, se ingresaron los parámetros petrofísicos en el *software* y se realizó la evaluación petrofísica.

A partir del perfil Caliper, se verificó la existencia de zonas de derrumbe donde la evaluación petrofísica tiene mayor incertidumbre.

Con el gráfico o *crossplot* de Densidad/Neutrón se determinaron los parámetros de arcilla húmeda, colocando la curva de V_{clay} en el eje Z como referencia. Las zonas más cercanas a cero (color azul) son las zonas más limpias, mientras que las zonas más cercanas a 1 (color rojo) son más arcillosas (Figura 4.7).

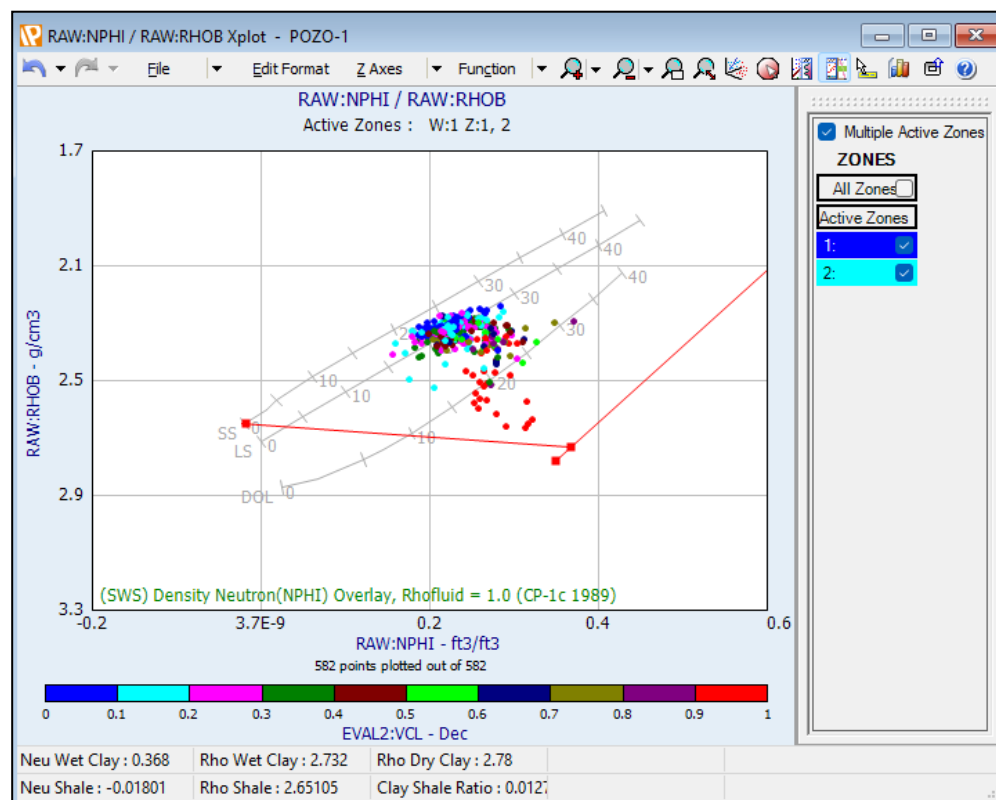


Figura 4.7 X-PLOT Densidad/Neutrón para determinar parámetros de arcilla húmeda POZO-1

Para la determinación de R_w se utilizó un gráfico porosidad vs resistividad, denominado como “*Pickett plot*” (figura 4.8). Utilizando este gráfico y con ayuda de las curvas de resistividad se define la zona de agua en el registro permitiendo calcular R_w .

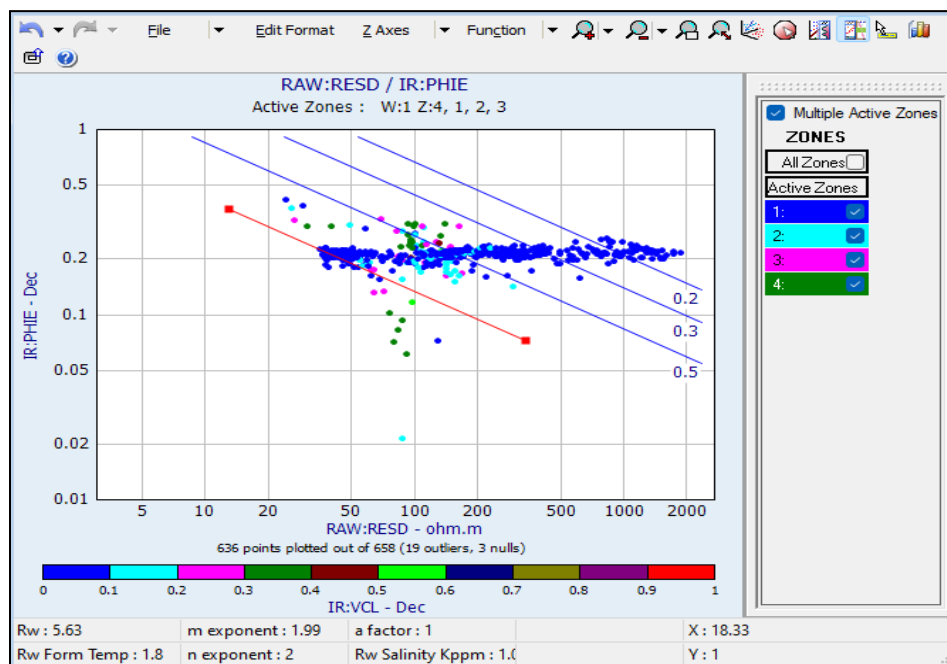


Figura 4.8 *Pickett plot* para cálculo del R_w . POZO-1

Se calculó la permeabilidad (K), utilizando la ecuación Timur. (Figura 4.9)

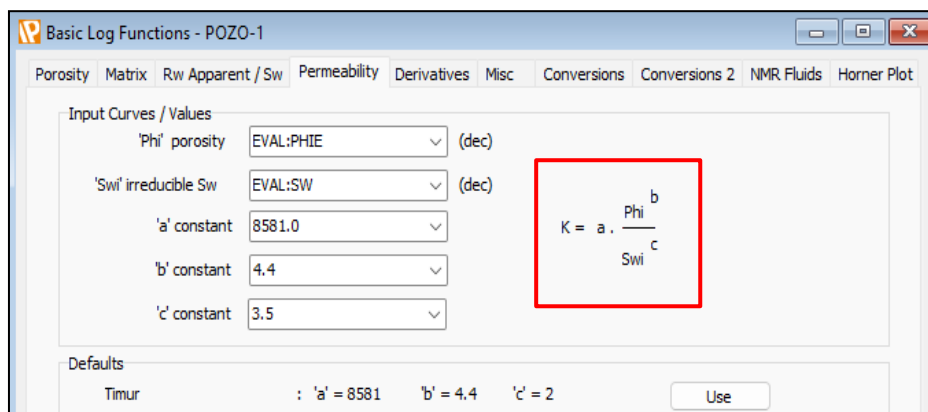


Figura 4.9 Cálculo de la permeabilidad a partir de la ecuación Timur. POZO-1

Este procedimiento se realizó para todos los pozos, sin embargo, para este trabajo de grado las propiedades petrofísicas del POZO-1, POZO-2 POZO-3 fueron suministrada por Inter-Rock C.A.

4.3.2.3 Calibración y verificación de los modelos petrofísicos

Para la calibración de los modelos petrofísicos se realiza una comparación y ajuste de los valores de las propiedades petrofísicas obtenidas mediante los registros con los datos de núcleos proporcionados de dichas formaciones. Es importante mencionar que la calibración será realizada con los datos obtenidos a condiciones de sobrecarga (NOBP).

Utilizando el *software Interactive Petrophysics* se realizaron gráficos de las propiedades obtenidas mediante los modelos mencionados anteriormente en la evaluación petrofísica realizada por Inter-Rock C.A con el objetivo de verificar dichas curvas y realizar la calibración.

La calibración consistió en colocar las curvas de las propiedades a calibrar junto a los datos de núcleos, los cuales estaban representados por puntos de color negro. Se puede decir que una calibración de un pozo está correcta cuando la mayoría de los valores a lo largo de las curvas coinciden con los datos de núcleos.

Para el POZO-1 se calibraron las curvas de porosidad, permeabilidad y arcillosidad. Se observó que las curvas de las propiedades coinciden con los datos de núcleos representados por los puntos de color negro, demostrando resultados satisfactorios (Figura 4.10).

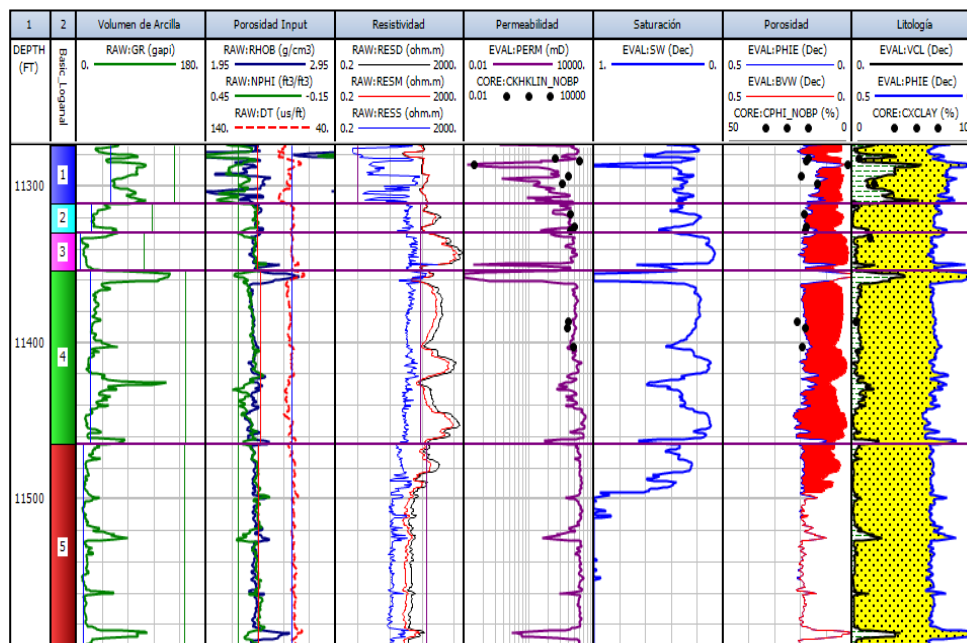


Figura 4.10 Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-1.

En la figura 4.11 se observa el gráfico con las propiedades petrofísicas calibradas para el POZO-2. Para este pozo las curvas a calibrar fueron la porosidad y la permeabilidad obtenida en la evaluación, los resultados fueron satisfactorios en la calibración, ya que mayoría de los puntos coinciden al largo de las curvas.

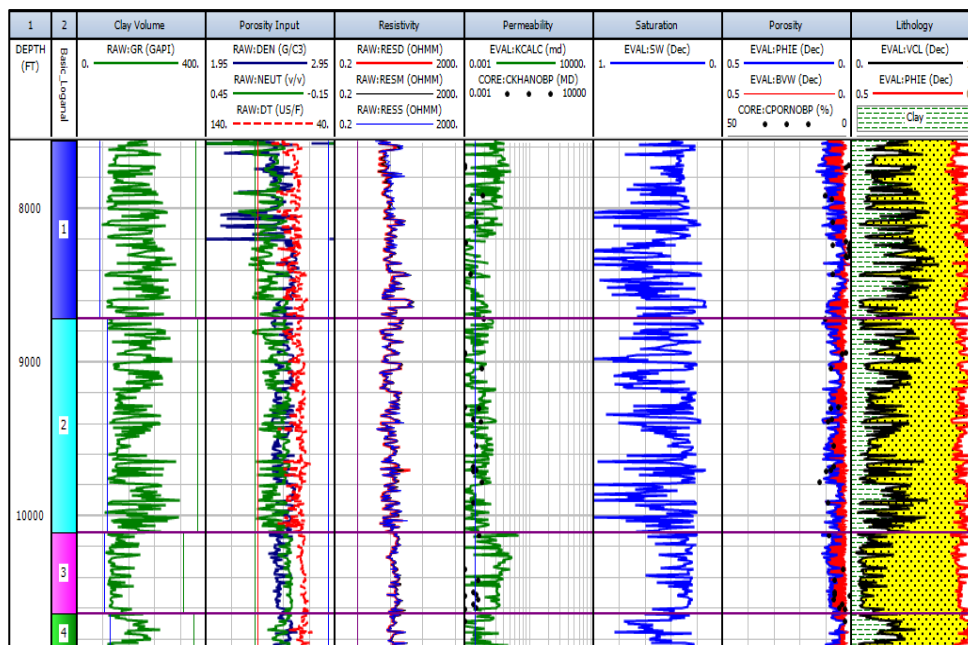


Figura 4.11 Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-2

En la figura 4.12 se muestra el gráfico de calibración para las propiedades del POZO-3, las propiedades calibradas en este yacimiento fueron la porosidad y la permeabilidad, se obtuvieron resultados satisfactorios al igual que los pozos anteriores.

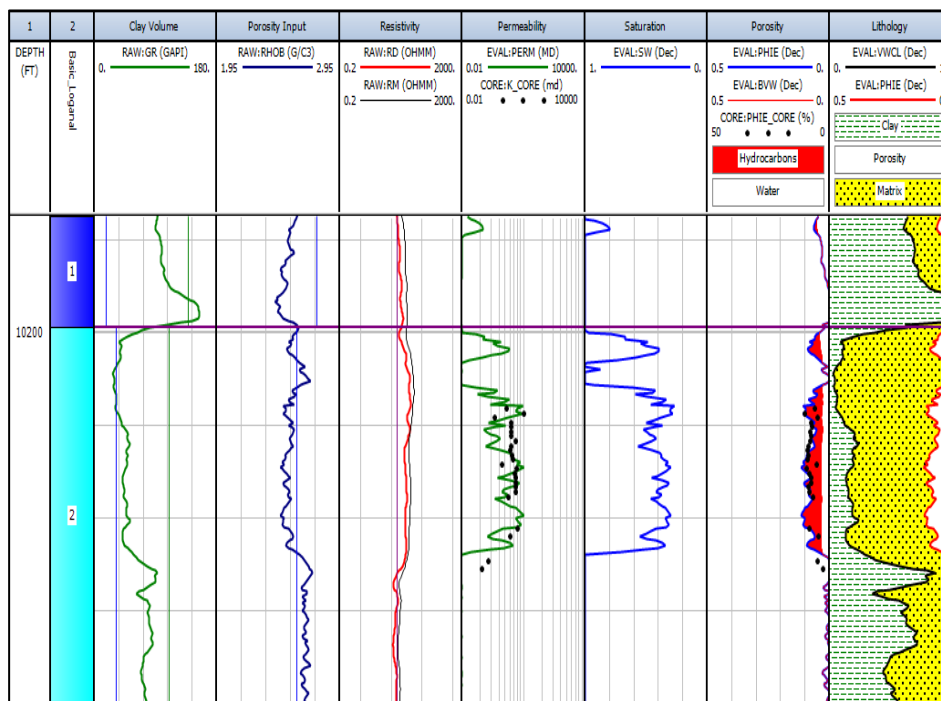


Figura 4.12 Gráfico con las propiedades petrofísicas resultantes de la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con datos de núcleos. POZO-3.

4.3.3 Determinación de tipos de roca en función de K/phi y ecuación de Winland

4.3.3.1 Ecuación de Winland/Gráficos K vs PHI

El tamaño de garganta de poros puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos a condiciones de superficie. Winland, realizó un trabajo de investigación en 1972 donde estableció una relación empírica entre la porosidad, la permeabilidad y el radio de la garganta de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, aunque Winland

nunca publicó su ecuación, ésta fue publicada posteriormente por Kolodzie en 1980 (Spearing, M, Allen, T y McAuly, G, 2001).

La ecuación de Winland (3.15) se muestra en el capítulo anterior, donde R_{35} es el radio efectivo de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, K_{air} es la permeabilidad al aire no corregida (md), y “ Φ ” es porosidad (%).

Como una primera aproximación para la determinación del tipo de roca, se utilizaron gráficos de K vs PHI, graficando los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los pozos con análisis convencionales de núcleos. (Inter-Rock C.A, 2015).

En la figura 4.13 se observa un gráfico con isolíneas K vs PHI, las líneas punteadas representan valores iguales de K/PHI que corresponde a rocas de calidad similar.

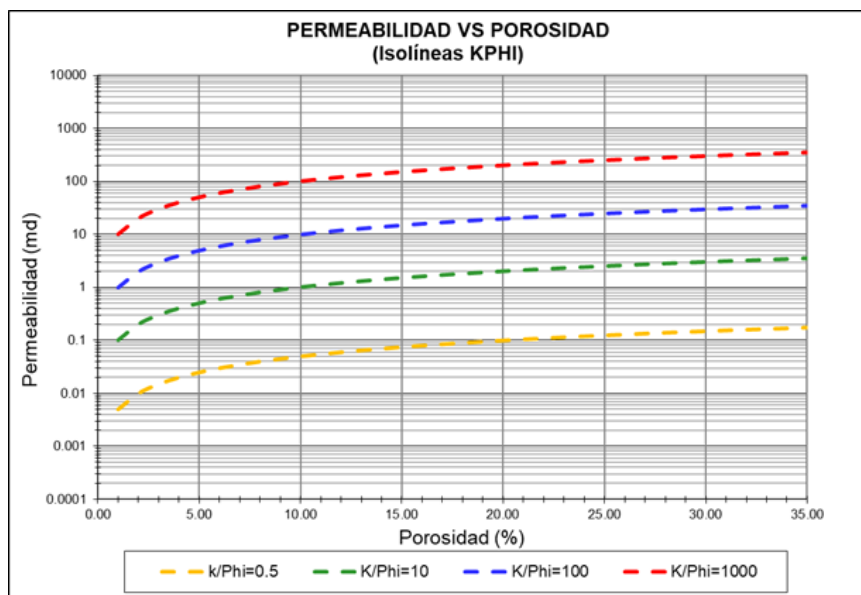


Figura 4.13 Ejemplo Gráfico con isolíneas K vs PHI.

Para calcular esta relación en el *software Interactive Petrophysics* se seleccionó “*Calculation* → “*User Defined Formula*”, se introdujo una ecuación que consiste en dividir la curva de permeabilidad, en mD, entre la curva de porosidad efectiva, en decimales (Figura 4.14).

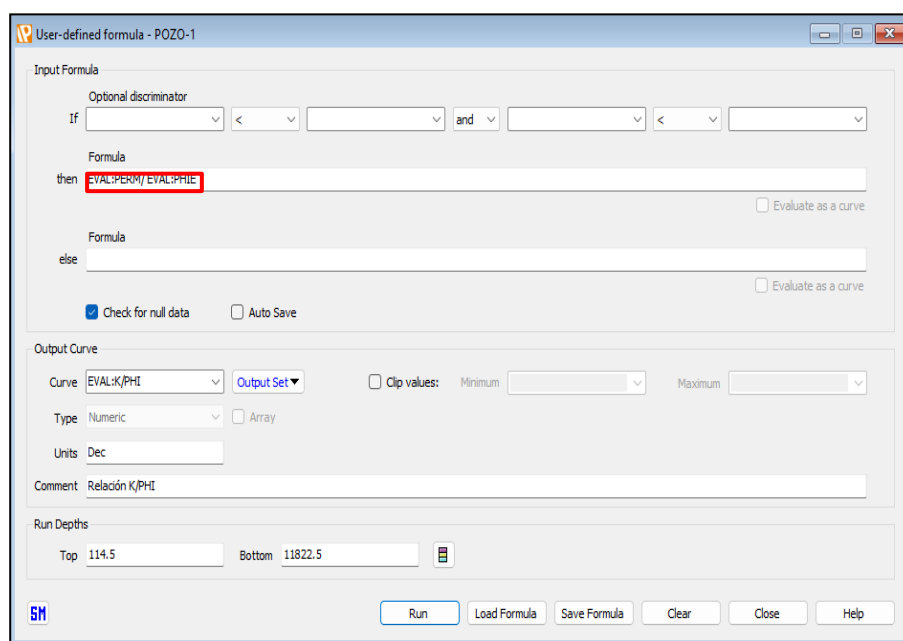


Figura 4.14 Cálculo de la relación K/PHI en “*Interactive Petrophysics*”, POZO-1.

Es importante resaltar que para este trabajo de grado Inter-Rock C.A proporcionó el modelo de garganta poral para cada uno de los pozos realizando este procedimiento como primera instancia para determinar los tipos de roca. Por ende, estos gráficos no se mostrarán en los resultados porque no es necesario para el contenido de esta tesis.

4.3.3.2 Determinación del tipo de roca a partir del radio de garganta de poro

Pittman en 1992 desarrolló con mayor amplitud el concepto de Winland, estableció 14 correlaciones empíricas para radios de apertura de poro correspondientes a saturaciones de mercurio de 10% a 75%. Para determinar el radio de garganta de poro dominante que mejor se ajusta a los datos de presión capilar, porosidad y permeabilidad del área se aplicaron varias metodologías gráficas, tales como los gráficos de ápice y los gráficos “uno-a-uno”, cuyo análisis va más allá del alcance de esta tesis.

Las ecuaciones de Pittman se presentan en el capítulo 3. (Tabla 3.1).

Una vez realizados los gráficos con las líneas iso K vs PHI y determinados los radios de garganta poral, nos dirigimos al siguiente grafico que está representado por líneas de iso garganta poral (Figura 4.15).

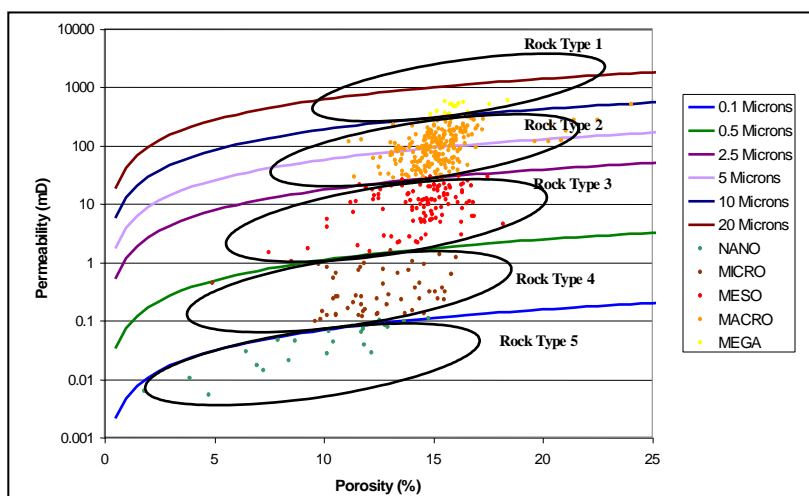


Figura 4.15 Ejemplo Gráfico K vs PHI con líneas de iso garganta poral, Ecuación Winland (Quaglia, A. 1999).

Para realizar el cálculo del radio de garganta poral, R , en micrones, se introdujo en el *software Interactive Petrophysics* los modelos de garganta poral definidos por Inter-rock C.A para cada uno de los pozos. Esto se realizó con el objetivo de hacer un gráfico como el que se mostró en la figura 4.14 donde la permeabilidad se ubicó en el eje “Y” en escala logarítmica, con la porosidad en el eje “X” en escala lineal (Figura 4.16).

Axis	Curve Name	Scale	Scale	Log	Number
X	EVAL:PHIE	Left -0.05	Right 0.55	<input type="checkbox"/>	Vertical Lines 5
Y	EVAL:PERM	Bottom 0.0025	Top 39810.707	<input checked="" type="checkbox"/>	Horizontal Lines 5
Z1	EVAL:ROCKTYPE_R40	Min 1	Max 6	<input type="checkbox"/>	Colors 10
Z2		Min	Max	<input type="checkbox"/>	Alphanumeric 10

Point Symbol: ●●● Point Size: 2

OverLay Lines: Porosity / Permeability Pittman R40 Decimal_phi

Multi-Well Crossplot **Select Wells and Curves**

Cross Plot Options

Expand Array Curves Frequency Crossplot Pressure Gradients

Standalone Pickett Crossplot Standalone Rv/Rh Butterfly Standalone Thomas Stieber

Interval Depths Top: 11100 Bottom: 11716.5

Zonal Depths Parameter set: Active zone:

SM OK Apply Load Format Clear Close Help

Figura 4.16 Realización de gráfico en el *software Interactive Petrophysics* con líneas de iso garganta poral para la determinación de los tipos de roca. POZO-1

Los modelos definidos por Inter-Rock C.A. para los distintos pozos fueron los siguientes:

- a. POZO-1: *R40* de Pittman.
- b. POZO-2: *R20* de Pittman.
- c. POZO-3: *R35* de Winland.

A partir de los valores de *R* se determinaron los tipos de roca, de acuerdo a la clasificación presentada en la figura 3.7

4.3.4 Determinación de espesores útiles en función de los parámetros de corte.

Ya realizada la evaluación petrofísica, es de suma importancia obtener los valores de los parámetros de corte para determinar las zonas correspondientes al Espesor Neto de Reservorio (*Net Reservoir*) y zonas- que corresponden al Espesor Neto de Hidrocarburos (*Net Pay*).

En esta oportunidad los parámetros de corte convencionales (arcillosidad, porosidad y saturación de agua) fueron calculados para cada uno de los métodos seleccionados en este estudio y los parámetros de corte por tipos de roca (garganta poral y saturación de agua) fueron proporcionados por Inter-Rock C.A.

4.3.4.1 Determinación de parámetros de corte convencionales

- Snyder (1971)

Snyder menciona en su estudio que normalmente se elige un valor de permeabilidad y/o porosidad como valor de corte basado en un juicio intuitivo. Generalmente este método es suficiente cuando hay una gran diferencia entre los

valores más altos y más bajos. Por ejemplo, si el yacimiento tiene una mezcla de permeabilidades entre 100 y 0,1 mD, obviamente se considera el valor de corte de 0,1 miliDarcy.

Es complicado tomar esa decisión si hay unas muestras o intervalos de 50 milidarcy. En este caso, tiene que haber algo para tomar la decisión de si es *net pay* o no, además del valor de permeabilidad de 50 mD. Hay dos hechos que se pueden utilizar para incluir o excluir estas muestras, dependiendo también de su propósito:

Si la muestra de 50 mD, no tiene saturación de petróleo o gas reflejada a partir de análisis de núcleos, fluorescencia, olor o saturación de petróleo calculada a partir de registros de resistividad se puede excluir y es considerado por debajo del corte.

Si el intervalo de 50 milidarcy resulta seco o con una tasa mínima o no comercial esta permeabilidad o porosidad puede considerarse por debajo del corte. Este valor de corte es aplicable para determinar *net pay* disponible para la producción primaria.

En este método se utilizó como referencia la figura 4.17 para el cálculo subjetivo de estos parámetros de corte.

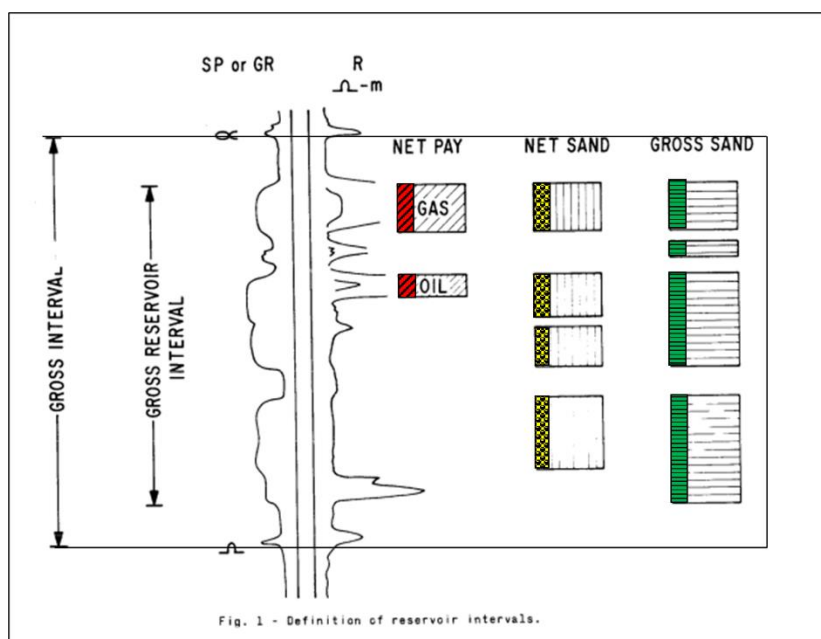


Figura 4.17 Definición de espesores útiles (Modificado de: Snyder, 1971).

Con ayuda del *software Interactive Petrophysics* primero se graficó la curva de arcillosidad con el fin de obtener el corte de V_{clay} utilizando el criterio que todo lo que deflece hacia la izquierda son arenas y lo que deflece a la derecha son arcillas. Con esto se obtiene la arena total y se excluyen las rocas con alto contenido de arcilla, como por ejemplo lutitas o algunas limolitas.

Luego se visualizaron mediante $x-plots$ e histogramas los valores de porosidad pertenecientes a la arena total obtenida con el corte de V_{clay} . Se tomó un valor mínimo como lo explica Snyder en su escrito, y se graficó con el fin de el espesor neto de arena, es decir, las arenas que tengan propiedades de reservorio.

Para obtener el *net pay* o la arena que contiene hidrocarburo, aplicamos un corte de saturación de agua. Para este método se utilizaron valores de corte de

saturación de agua calculados y obtenidos por Inter-rock C.A. mediante datos de presión capilar y ensayos de laboratorio.

Este procedimiento se realizó para cada uno de los pozos. En el apéndice B se muestra un resumen de los gráficos de este método.

- Scribner (1984)

Este método, originalmente creado para establecer parámetros de la función de permeabilidad, fue posteriormente adaptado para graficar valores de arcillosidad y porosidad contra el acumulado de sí mismas, obteniéndose un gráfico en el que el valor del parámetro de corte corresponde a la intersección entre las rectas tangentes a las dos primeras tendencias que se originan. (Figura 4.17 y 4.18).

Para realizar los cálculos de los parámetros de corte en este método se exportaron las curvas de arcillosidad y porosidad efectiva desde el *software Interactive Petrophysics* en formato. LAS en cada uno de los pozos, luego se cargaron en Excel con la finalidad de calcular su acumulado y realizar los gráficos *V_{clay} vs V_{clay} acumulado* y *Phie vs Phie acumulado*.

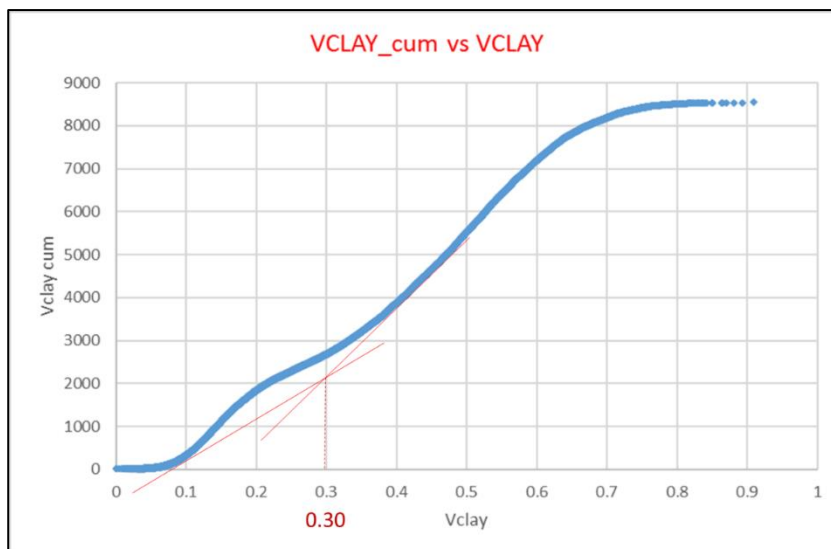


Figura 4.18 Gráfico de Vclay vs Vclay acumulado para la determinación de parámetro de corte de arcillosidad.

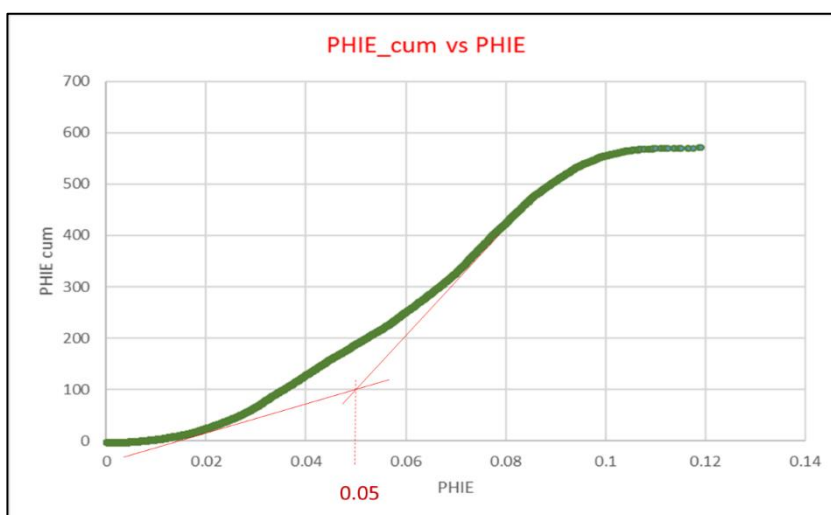


Figura 4.19 Gráfico de porosidad vs porosidad acumulada para la determinación de parámetro de corte de porosidad.

En este método de Scribner únicamente se obtienen cortes de arcillosidad y porosidad efectiva, ya que su trabajo no indica el uso de esta metodología para obtener valores de corte de saturación de agua. Sin embargo, como valor agregado

para este método y para realizar una comparación completa de todos los espesores útiles se utilizaron los valores de corte de saturación de agua proporcionados por Inter-Rock C.A y así obtener el *net pay* y no solamente el *net reservoir*.

En el apéndice C se muestra un resumen de todos los gráficos realizados para este método.

- Worthington y Consentino (2005)

En su diagrama de flujo mencionan que para determinar los parámetros de corte debe realizarse de una forma sinérgica y deben estar condicionados dinámicamente.

Para ello identifican un límite que debe estar vinculado a un parámetro hidráulico que puede ser la permeabilidad absoluta; el diámetro de poro circular equivalente; la movilidad, que está relacionada a la viscosidad del fluido; la presión capilar; la saturación de agua residual; o la permeabilidad relativa extrapolada del punto final, con el fin de identificar un punto de cruce que vaya de niveles inadmisibles de productividad a niveles admisibles que pueden expresarse en términos de un valor de corte, siendo este adaptado al propósito que se le tenga que dar.

Una vez identificado este límite, se puede relacionar con V_{sh} , ϕ y quizás S_w .

En la figura 4.20 se observa que el límite relacionado al parámetro hidráulico a utilizar en este ejemplo fue la movilidad, que de acuerdo al trabajo realizado por los autores se define como la relación entre permeabilidad absoluta y viscosidad

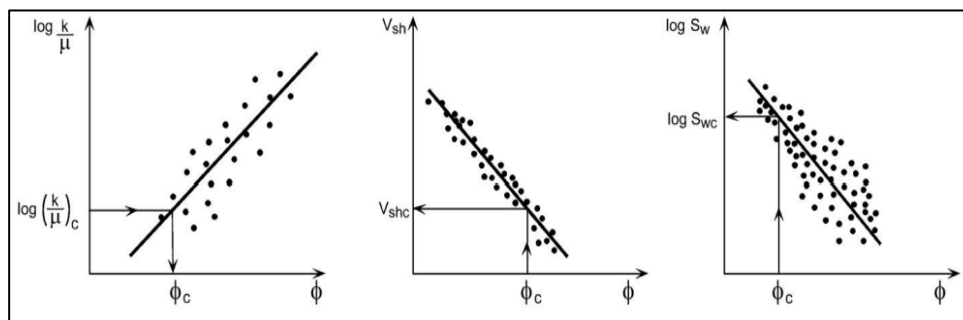


Figura 4.20 Generación esquemática de cortes sinérgicos V_{sh} , ϕ y S_w para el agotamiento primario del yacimiento, donde la movilidad y la saturación del agua están distribuida normalmente en el registro (Worthington y Consentino, 2005)

Worthington y Consentino mencionan en su trabajo que para dar entrada a las reservas de petróleo y de gas se propone que los parámetros de corte se vinculen a un valor límite de movilidad. La viscosidad de un gas es al menos un orden de magnitud menor que la de petróleo ligero y la magnitud de esta disparidad probablemente explica la diferencia entre los valores tradicionales de corte de permeabilidad de 0.1 mD para el gas y 1 mD para el petróleo.

Dicho lo anterior es importante mencionar que para este método los parámetros de corte se determinaron según la naturaleza de cada yacimiento.

Para el POZO-1 a pesar de que contiene petróleo, no se utilizó la permeabilidad de 1 mD, por ser un yacimiento que contiene petróleo pesado el valor de permeabilidad tuvo que ser mucho mayor. Para obtener este valor se verificaron los valores y análisis de PVT, donde la viscosidad era de 23 cp y la movilidad de 0.65 mD/cp., dando como resultado una permeabilidad de 15 mD. La fórmula para realizar el cálculo de la permeabilidad fue la siguiente:

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (4.3)$$

Donde:

M : movilidad (mD/cp)

k : permeabilidad (mD)

μ : viscosidad (cp)

Para el POZO-2 por ser un yacimiento que contiene gas, se asumió que el valor de permeabilidad es de 0.1 mD.

Y para el POZO-3 se utilizó un límite de permeabilidad de 1 mD que pertenece a un yacimiento de petróleo ligero.

En el apéndice D se muestran los gráficos realizados para la obtención de los parámetros de corte en este método.

- Sheperd (2009)

Sheperd menciona que los volúmenes o espesores intermedios pueden relacionarse con las propiedades medias de la roca de una zona petrolífera de la siguiente manera:

- Volumen neto de la roca (NRV) = Volumen bruto de la roca (GRV) x promedio del *net to gross*
- Volumen neto del poro (NPV) = Volumen neto de la roca (NRV) x porosidad promedio.
- Volumen poroso de hidrocarburos (HPV)= Volumen neto del poro (NPV) x saturación de petróleo promedio.
- Petróleo original en sitio (STOIIP) = (Volumen poroso de hidrocarburos (HPV) x 1/Bo (factor de volumen de formación para petróleo))

Y a su vez estas propiedades de las rocas y de los fluidos pueden calcularse para el tramo de hidrocarburos de la siguiente manera:

- *Net to gross* = Volumen neto de la roca (NRV) ÷ Volumen bruto de la roca (GRV).
- Porosidad = Volumen neto del poro (NPV) ÷ Volumen neto de la roca (NRV).
- Saturación de petróleo = Volumen poroso de hidrocarburos (HPV) ÷ Volumen neto del poro (NPV).
- Factor volumen de formación = Volumen poroso de hidrocarburos (HPV) ÷ Petróleo original en el sitio (STOIIP).

Con ayuda de un mapa del espesor de los poros de los hidrocarburos podemos visualizar la distribución del petróleo (Figura 4.21).

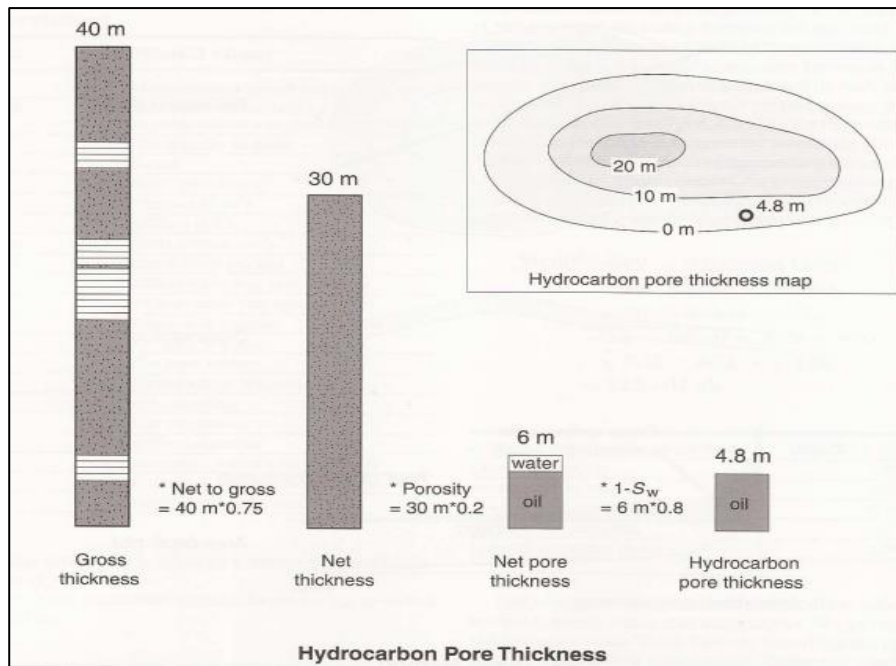


Figura 4.21 Mapa del espesor del volumen poroso de hidrocarburos que muestra la distribución de hidrocarburos en un reservorio. El espesor del volumen poroso de los hidrocarburos es igual al espesor bruto x *net to gross* x porosidad x saturación de petróleo (Sheperd, 2009).

Sheperd, en su trabajo no menciona cómo determinar los parámetros de corte, mayormente se enfoca en la determinación de los espesores útiles. Sin embargo, para este método los parámetros de corte se obtuvieron mediante los gráficos *PhieSo* y con los gráficos que tradicionalmente se utilizan para el cálculo de estos parámetros convencionales.

Para obtener el corte de arcillosidad se realizaron gráficos de *PhieSo vs Vclay*. *PhieSo* corresponde al Volumen Poroso de Petróleo y está definido como el porcentaje de la porosidad que se encuentra ocupado por petróleo y es igual a $PHIE \cdot (1 - BVW)$ (Inter-Rock, C.A, 2011).

El cálculo de PhieSo se realizó en el *software Interactive Petrophysics* con las curvas proporcionadas por Inter-rock C.A. En este gráfico en el eje “y” se colocó PhieSo y en el eje “x” la propiedad del corte a calcular, en este caso *Vclay*, luego se trazó una línea que separa una nube de puntos considerados como parte del espacio poroso que contiene hidrocarburos de aquellos que no lo contiene, la cual intersecta el eje X para así obtener el corte de arcillosidad. En la figura 4.22 se muestra un ejemplo de este gráfico.

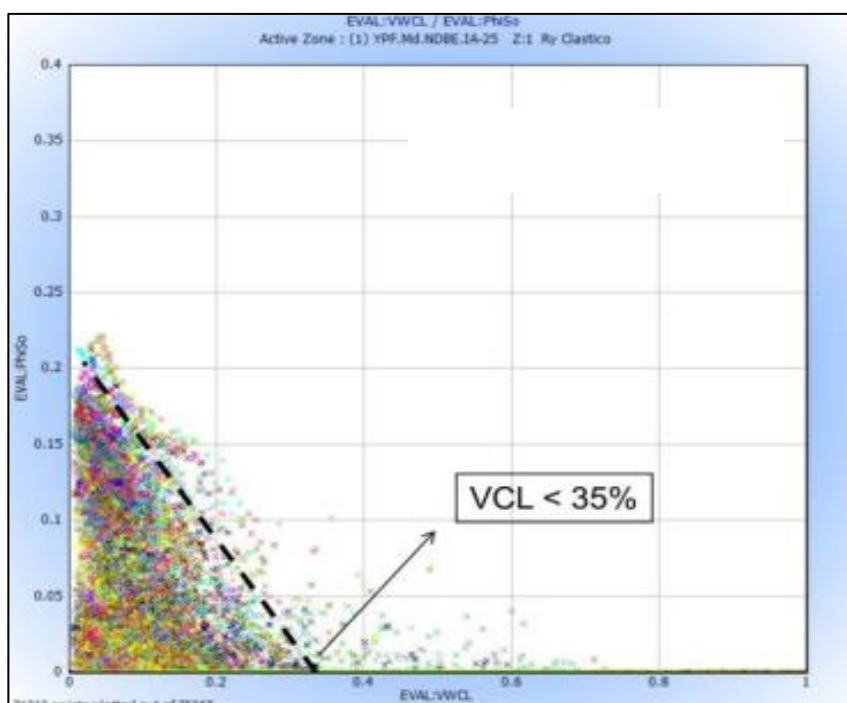


Figura 4.22 Ejemplo de gráfico PhieSo vs. Vclay (Inter-Rock, C.A, 2011).

Luego para obtener el corte de porosidad se realizó un gráfico porosidad vs arcillosidad en el cual se trazó una línea que sigue el mismo criterio mencionado anteriormente para el gráfico de PhieSo, y con el valor de corte de arcillosidad ya

obtenido se trazó una línea que intersectara con la línea que separa la nube de puntos y así obtener el corte de porosidad.

Los valores de corte de saturación de agua para este método fueron proporcionados por Inter-Rock C.A, los cuales se obtuvieron de proyectos anteriores mediante una calibración con los datos de producción (ensayos) hasta lograr el valor más razonable para cada reservorio.

En el apéndice E se muestran los gráficos realizados para la obtención de los parámetros de corte en este método.

4.3.4.2 Determinación de parámetros de corte por tipos de roca. Inter-Rock

Para la determinación de los parámetros de corte por tipos de roca es importante conocer cuáles son los tipos de roca presentes en el yacimiento. Para ello, se debe tomar en consideración el tipo de yacimiento (convencional o no convencional), al cual se le está realizando el estudio con el objetivo de establecer un valor de corte adecuado para el radio de garganta poral.

Para este trabajo de grado los valores de corte de radio de garganta poral fueron proporcionados por Inter-Rock C.A. de acuerdo a valores obtenidos y calibrados en proyectos anteriores.

También es importante determinar los valores de corte de saturación de agua para obtener el *net pay* de los yacimientos. En el año 2007, Inter-Rock C.A. desarrolló un modelo para calcular S_w en función de la altura y el tipo de roca, donde se muestra la variación de saturación de agua a lo largo de la columna de hidrocarburos, y que esta variación está asociada básicamente a dos factores: tipo de Roca o petrofacies y el Altura sobre el Nivel de Agua Libre, o lo que lo mismo, el espesor de la columna de hidrocarburos. (Figura 4.23)

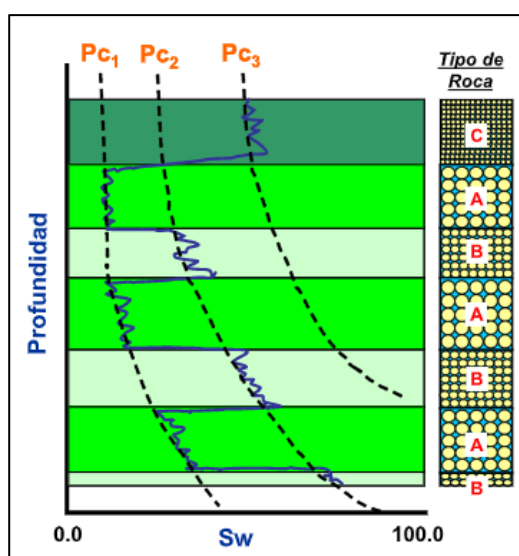


Figura 4.23 Relación entre S_w , Tipo de Roca y Altura sobre el Nivel de Agua Libre (FWL)

Como lo demuestra la figura 4.23 en las rocas de mejor calidad la saturación de agua es menor y no presentan o contienen poca agua irreducible, a diferencia de las rocas de mala calidad donde el agua irreducible aumenta y los rangos de saturación de agua son mayores. Esto se debe principalmente al radio de garganta poral presente en cada tipo de roca y la interconexión de los poros de las mismas en los yacimientos. La figura 4.24 explica las zonas donde se puede producir o no hidrocarburo con la ayuda de la construcción de curvas de presión capilar. Basado en

un experimento donde se inyecta mercurio en la roca, demostrando que las presiones capilares son bajas (saturación de agua máxima) al inicio y a medida que va intrusionando el mercurio, se necesitan presiones capilares más altas hasta lograr el comportamiento asintótico de la curva. Durante el proceso de producción del yacimiento, la curva de presión capilar presenta tres puntos importantes, el primer punto es cuando la curva empieza a separarse de la vertical, en donde prevalece más el hidrocarburo que el agua y a partir de allí se nota una zona de transición. El punto dos denominado como el punto de inflexión de la curva es justo cuando se comienza a producir más agua y menos hidrocarburo y el tercer punto que se encuentra en la parte plana de la curva representa la saturación de agua máxima cercana al nivel de agua libre. La ubicación de estos tres puntos se calibraría de mejor manera combinando las curvas de presión capilar con curvas de permeabilidad relativa, con las cuales no contaba para este trabajo.

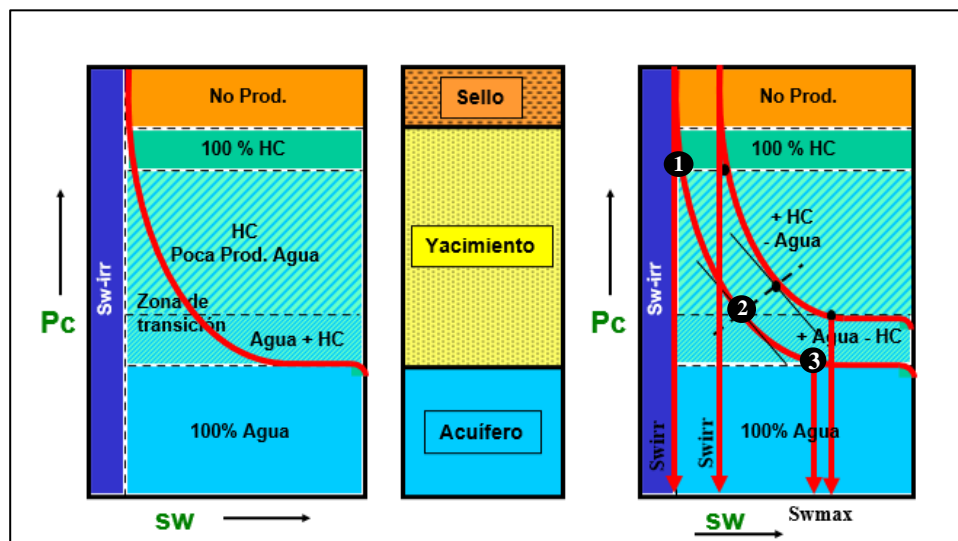


Figura 4.24 Relación entre Sw , Tipo de Roca y Altura sobre el Nivel de Agua Libre (FWL)

Basado en lo anterior, y con ayuda de los gráficos de espesor de la columna de hidrocarburos vs saturación de agua proporcionados por Inter-Rock C.A se determinaron rangos estandarizados de saturación de agua para todos los pozos. Para ello se determinó un valor de saturación de agua máxima para cada tipo de roca, y este valor se ubica en las cercanías del nivel de agua libre, al final de la zona de transición, donde todavía podría existir producción de hidrocarburo.

Luego de calcular dichos rangos, en el *software* Interactive Petrophysics en Calculation → *Multi Line Formulae* se creó una fórmula para establecer una curva que servirá como corte de saturación de agua variable por tipo de roca. Se realizó con el valor máximo de saturación de agua para cada uno de los pozos de este trabajo de grado.

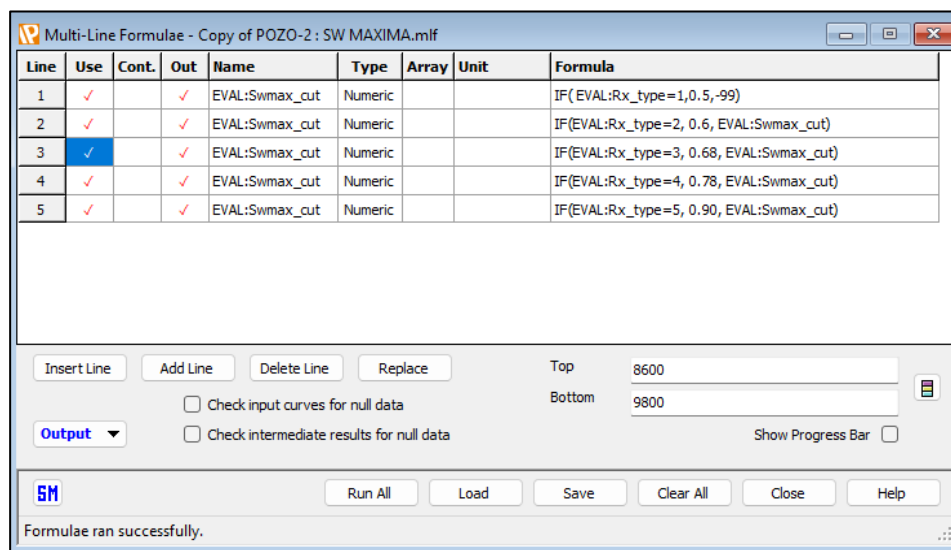


Figura 4.25 Ejemplo de creación de rangos Sw para la determinación del valor de corte de saturación de agua por tipos de roca en el *software Interactive petrophysics*

En el apéndice F se muestran dichos gráficos con los rangos de Sw para los tipos de roca.

4.3.4.3 Determinación de espesores útiles y sumarios de evaluación petrofísica en el software IP (*Interactive Petrophysics*)

Para la determinación de espesores útiles y sumarios de evaluación petrofísica en el programa “*Interactive Petrophysics*”, se ingresan los valores de parámetros de corte en el módulo de *Cutoff and Summations*. (Figura 4.26).

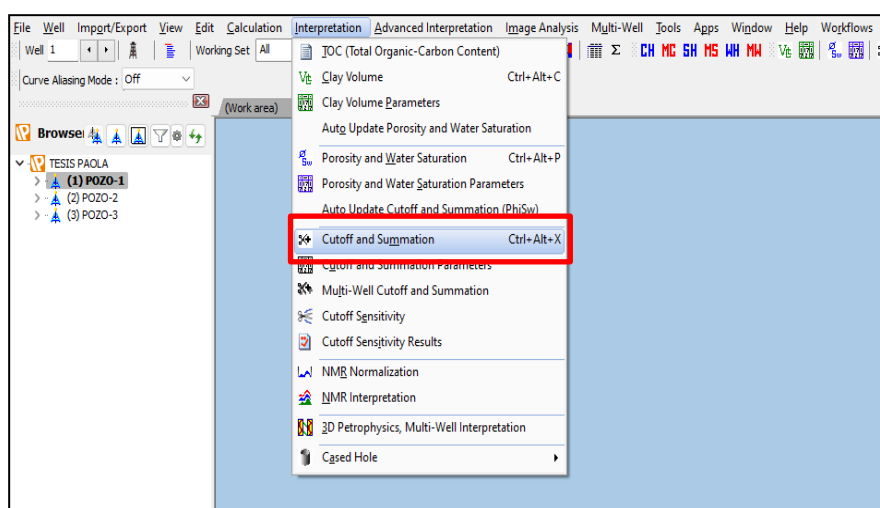


Figura 4.26 Módulo *Cutoff and Summations* en *Interactive Petrophysics*.

- Creación de *sets* para los parámetros de corte

Antes de ingresar los valores de parámetros de corte, se deben crear *sets* de parámetros para realizar los cálculos. En el caso de este proyecto de grado es un paso importante ya que se establecerán distintos *sets* por cada metodología, el *set* para metodologías convencionales y el *set* para la metodología propuesta por Inter-Rock C.A.

En *Load/Save Parameters Sets* se cargaron las zonas donde se realizó el cálculo, y en *Parameter set name* se colocó el nombre del *set* correspondiente al pozo con la metodología que se aplicó. (Figura 4.27).

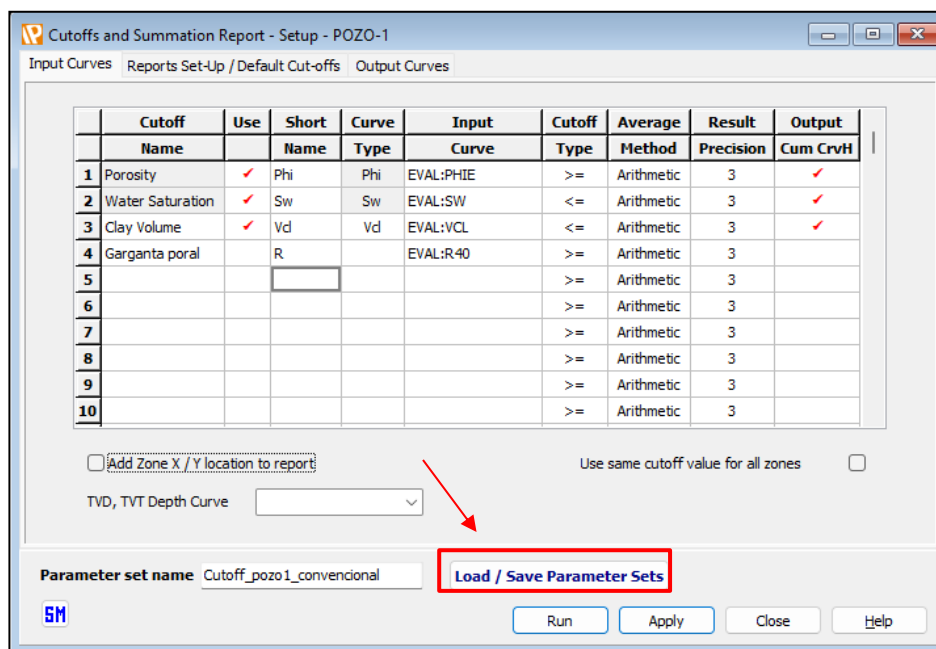


Figura 4.27 Creación de *sets* y zonas donde se realizó el cálculo de los parámetros de corte

- *Input Curves*

En la primera pestaña de este módulo se escogen las curvas anteriormente obtenidas en la evaluación petrofísica que se utilizarán para definir los parámetros de corte, se definen los criterios a usar para definir *net reservoir* y *net pay*, que se identifican con “< =” (menor o igual que), “> =” (mayor o igual que) o “=” (igual) y se coloca el método a usar para realizar los porcentajes o promedios.

En el caso del método convencional las curvas seleccionadas fueron: *Vclay* (volumen de arcilla), *Phie* (porosidad) y *Sw* (saturación de agua), mientras que para el método propuesto por Tipos de Roca se utilizó la curva de garganta poral (*Rn*) y *Sw* (saturación de agua). (Figura 4.28)

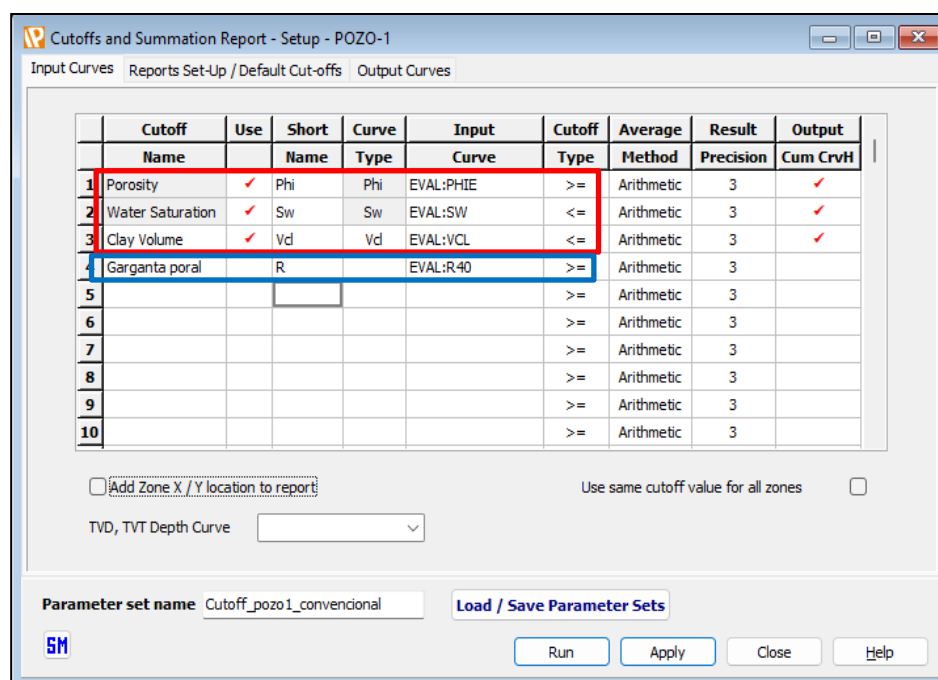


Figura 4.28 Parámetros de corte y criterios a utilizar para el método convencional (rojo) y por tipos de roca (azul), POZO-1.

- *Reports Set-Up/Default Cut-offs*

En la segunda pestaña se añaden los valores a esos criterios de parámetros de corte para así definir lo que será *net reservoir* y *net pay*.

Por ejemplo, en el caso del *Vclay*, todo lo que sea “ \leq ” (menor o igual que) el valor de corte indicado corresponde a *net reservoir*, de igual forma funciona para las demás curvas dependiendo de su criterio y el espesor útil que se quiera obtener. (Figura 4.29)

		Report 1		Report 2		Report 3		Report 4		Report 5	
Report Title	Reservoir		Pay								
Short Name	Res	Res	Pay	Pay							
Use report	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								
Cutoff	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default
Name	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	
1 Porosity	0.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	<input checked="" type="checkbox"/>	
2 Water Saturation	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5		0.5		0.5		
3 Clay Volume	0.3	<input checked="" type="checkbox"/>	0.3	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	
4 Garganta poral	0		0		0		0		0		
5	0		0		0		0		0		
6	0		0		0		0		0		
7	0		0		0		0		0		
8	0		0		0		0		0		
9	0		0		0		0		0		

Parameter set name: Cutoff_pozo1_convencional Load / Save Parameter Sets

Run Apply Close Help

Figura 4.29 Valores de parámetros de corte a utilizar para el método convencional (rojo) y por tipos de roca (azul), POZO-1.

- *Output Curves*

En la tercera y última pestaña, se indican las señales o *flags* (banderas), que se obtendrán de acuerdo a todos los criterios y valores de corte establecidos, y su identificación para cada espesor, ya sea *net pay* o *net reservoir*.

Se crea un *set* para cada metodología denominados como *RESSUM_C* (espesores útiles convencionales) y *RESSUM_R* (espesores útiles garganta poral) y se selecciona una de las dos dependiendo del caso a evaluar. Esto se realiza con la finalidad de cargar o guardar los cálculos realizados. (Figura 4.30)

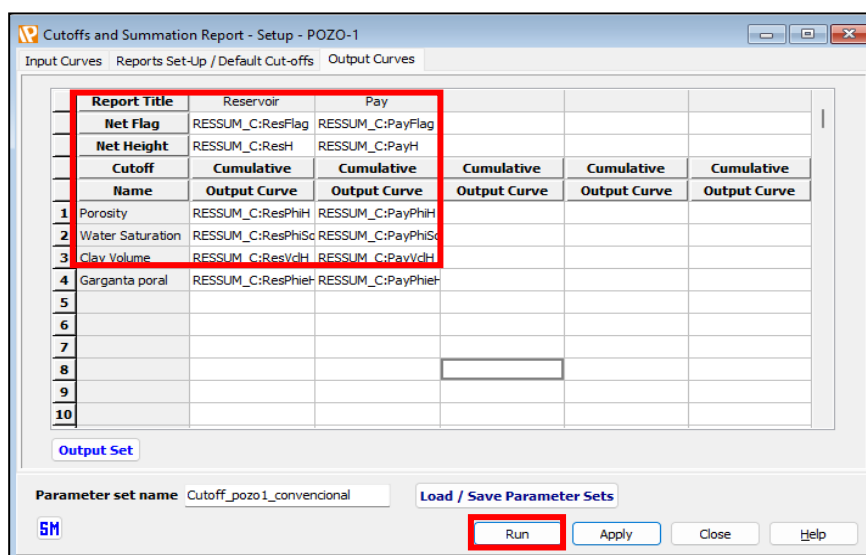


Figura 4.30 Set para valores de parámetros de corte a utilizar para el método convencional, POZO-1.

Una vez ingresados todos los datos y valores en cada pestaña se utiliza el botón *Run* para que el programa cree el gráfico con los espesores útiles obtenidos, donde el *net Reservoir* está representado por las *flags* de color verde y el *net pay* por las *flags* de color rojo. En el apéndice G se mostrará un resumen de dichos gráficos.

Para obtener resultados congruentes y hacer una comparación de todos los métodos en la determinación de estos espesores se utilizó, el *gross Reservoir Interval* definido en el método de Snyder (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Intervalos para la determinación de los espesores útiles en el *Cutoff and Summations*

Pozos	Tope (ft)	Base (ft)
POZO-1	11311	11582.5
POZO-2	8600	9800
POZO-3	10200	10251.5

- *Cutoff Parameters* o Parámetros de corte.

Luego de obtener los gráficos de espesores útiles calculados seleccionamos el módulo de *Cutoff Parameters* con el fin de ajustar algunos valores de ser necesario (esto también se puede hacer de manera interactiva). Las pestañas que presenta este módulo son las siguientes:

- Zone Depths*: permite visualizar las zonas a las cuales se les realizó el cálculo.
- Reservoir Cutoffs*: indica los cortes utilizados para obtener espesores de reservorio.
- Pay Cutoffs*: indica los cortes utilizados para obtener espesores útiles o *net pay*
- Reservoir Results*: indica los espesores de reservorio que se definieron según los cortes, así como también los valores promedios de V_{clay} , porosidad, S_w y de R de cada zona considerada como reservorio.
- Pay Results*: indica lo mismo que el anterior, la diferencia radica que es con respecto al *net pay*.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo a la metodología descrita anteriormente, en este capítulo se demostrarán los resultados obtenidos de los espesores útiles por los métodos convencionales y por el método propuesto por Inter-Rock C.A. por tipos de roca, con la finalidad de realizar una comparación de los resultados y analizar cuáles son los más convenientes para distintos escenarios.

5.1 Cálculos y algoritmos involucrados en los análisis de parámetros de corte

5.1.1 Análisis de antecedentes relacionados al tema de parámetros de corte para el establecimiento de espesores útiles

Los parámetros de corte que generalmente se utilizan en los métodos convencionales son: V_{clay} (arcillosidad), $Phie$ (porosidad) y Sw (saturación de agua).

Snyder (1971) fue uno de los primeros en mencionar que para seleccionar y definir los parámetros de corte a utilizar en un yacimiento era importante tomar en consideración el propósito de los espesores útiles a calcular, sin embargo, analizando otros antecedentes no siempre era el caso, en algunas ocasiones utilizaban criterios simples y pasaba desapercibido dicho punto.

Otro punto relevante que se observó en las metodologías estudiadas es que para cada autor los espesores e intervalos en un yacimiento tenían distintos nombres, así

como también, distintas definiciones. A continuación, en la tabla 5.1 tomada de Worthington y Consentino (2005) se puede observar lo mencionado anteriormente, también se le agregó el método propuesto por Inter-Rock C.A. con el fin de realizar una comparación de los nombres de los espesores para distintas metodologías.

Tabla 5.1 Algunos esquemas de clasificación para la evaluación de yacimientos. (Modificado de: Worthington, Cosentino, 2005).

Worthington y Consentino	Snyder	Bailey y Crespo	Márquez	Cheatwood y Guzmán	Scribner	Sheperd (AAPG)	Derivados de los tipos de roca (Inter-rock C.A.)
<i>Gross sand</i>	<i>Gross reservoir</i>	<i>Gross sand</i>	<i>Gross sand</i>	<i>Gross sand</i>	<i>Gross sand</i>	<i>Gross thickness</i>	<i>Gross interval</i>
<i>Net sand</i>	<i>Interval</i>	<i>Net sand</i>	<i>Net sand</i>	<i>Net sand</i>	<i>Net sand</i>	<i>Net thickness</i>	<i>Net reservoir</i>
<i>Net reservoir</i>	<i>Gross sand</i>	<i>Net oil sand</i>	<i>Net oil sand</i>	<i>Net pay Productive zones</i>		<i>Net pore Thickness</i>	<i>Net pay</i>
<i>Net pay</i>	<i>Net sand</i>	<i>Net exploitable sand</i>				<i>Hydrocarbon Pore thickness</i>	

En la tabla 5.2 se muestran métodos convencionales, considerados como los más relevantes, que fueron seleccionados para realizar la comparación de los resultados con el método que propone Inter-Rock C.A. Entre ellos tenemos a Snyder, Scribner, Worthington & Cosentino y Shepherd. Esta tabla proporciona información del año, el propósito y los parámetros de corte a utilizar para cada método.

Tabla 5.2 Comparación de métodos convencionales vs el método propuesto. (Modificado de: Worthington, Cosentino, 2005).

Investigador	Snyder	Scribner	Worthington y Cosentino	Sheperd	Inter-Rock C. A
Año	1971	1984	2005	2009	2022
Propósito	<i>Net pay</i>	<i>Net reservoir</i>	<i>Net Pay</i>	<i>Hydrocarbon Pore thickness</i>	<i>Net Pay</i>
Parámetros de corte	Vsh, ϕ y Sw	Vclay y ϕ	Vsh, ϕ y Sw	Vsh, ϕ , y Sw	R (Garganta poral) y Sw

5.1.2 Obtención de pozos de estudio, registros y análisis de núcleos

Los pozos en estudio están representados por tres (3) en total y sus datos fueron provistos por Inter-Rock, C.A. en archivos “. LAS”.

5.1.2.1 Topes de formaciones

En la tabla 5.3 se muestran los topes, las bases y la unidad de las formaciones de los POZO-1, POZO-2 y POZO-3, los cuales fueron suministrados por Inter-Rock C.A.

Tabla 5.3 Topes de formación

TOPES FORMACIONALES				
POZO	FORMACIÓN	TOPE	BASE	UND
POZO-1	“X”	11271	11600	FT
POZO-2	“Y”	7561	10890	
POZO-3	“Z”	10175	10280	

5.1.2.2 Base de datos

En el apéndice A se realizará un resumen de los datos de perfiles y datos de núcleos verificados en el *software Interactive Petrophysics* del POZO-1, POZO-2 y POZO-3, con sus respectivos mnemónicos y unidades.

Se observó que para el POZO-1 y el POZO-2 las curvas originales obtenidas eran similares, sin embargo, para el POZO-3 no se obtuvo la curva de Neutrón y a diferencia del POZO-1 y POZO-2 este presenta curva de potencial espontáneo.

Con respecto a las curvas evaluadas, los tres pozos presentaron curvas similares, entre ellas propiedades petrofísicas del yacimiento y todas las necesarias para realizar los cálculos por tipos de roca como modelos de garganta poral y tipos de roca presentes en el yacimiento.

Los datos de núcleos son semejantes en los tres pozos, entre ellos los de mayor importancia para la calibración de las propiedades petrofísicas obtenidas, como los datos de núcleo de porosidad y permeabilidad de los yacimientos.

5.1.2.3 Edición y adecuación de datos

Para efectos de esta tesis los datos proporcionados por Inter-Rock C.A. ya estaban editados y adecuados para la realización de la evaluación petrofísica.

5.2 Determinación de parámetros y propiedades petrofísicas mediante registros y análisis de laboratorio.

5.2.1 Parámetros petrofísicos

Para este proyecto, los valores de los parámetros petrofísicos fueron proporcionados por la empresa Inter-Rock C.A. basados en estudios anteriormente realizados y verificados en este estudio (Tablas 5.4 y 5.5).

Tabla 5.4 Valores de parámetros petrofísicos “m”, “n” y “a” utilizados

Pozos	Exponente de cementación (m)	Exponente de saturación (n)	Tortuosidad (a)
POZO-1	1.75	1.75	1
POZO-2	2	1.9	1
POZO-3	1.9	2.07	1

Tabla 5.5 Gradiente geotérmico y temperatura de superficie

Pozos	Temperatura de superficie	GG (°F/100 ft)
POZO-1	75°F	1.10
POZO-2	60°F	1.16
POZO-3	75°F	0.8

Archie encontró que para arenas no consolidadas el valor de “m” se encuentra en el orden de 1.3, mientras que para arenas consolidadas es de aproximadamente 2. El exponente de saturación de agua (n) que depende de la humectabilidad de la roca,

con un valor de $n=2$ brinda resultados satisfactorios y el factor tortuosidad (a) se considera constante para una litología dada y para este estudio se consideró un valor de 1. Dicho esto, los valores obtenidos de los parámetros petrofísicos en este estudio se observan que para el POZO-2 y POZO-3 son areniscas consolidadas, sin embargo, el valor del exponente de cementación para el POZO-1 es menor a comparación de los otros pozos indicando que es una arenisca menos consolidada que la de los otros pozos.

5.2.2 Calibración y verificación de las propiedades petrofísicas

En el POZO-1, se observa que los valores de porosidad son mayores de 20% y tiene permeabilidades máximas aproximadas a los 4000 mD, estos valores se consideran altos en comparación a los otros yacimientos a evaluar. A partir de los 11497 pies presenta una caída en la resistividad y la saturación de agua aumenta a valores cercanos a 100%.

El POZO-2 por ser un yacimiento de arenas apretadas sus valores son bajos a comparación del POZO-1 y POZO-3. Sus porosidades no son mayores del 12% y sus permeabilidades oscilan entre 0.001 a 0.2 mD.

Y en el POZO-3 la zona de mayor interés de este yacimiento las porosidades llegan hasta a un 10% y las permeabilidades oscilan entre 0.0001 mD a 10 mD.

5.3 Determinación de tipos de roca en función de K/ϕ y ecuación Winland

Con ayuda de los gráficos con líneas de iso garganta poral y los modelos de garganta poral asignados, se determinaron los tipos de rocas para cada uno de los yacimientos estudiados.

Como se muestra en la figura 5.1 en el POZO-1 predominan dos tipos de roca. El color rojo está representado por rocas Megaporosas mientras que el color azul está representado por rocas Macroporosas, ambas son caracterizadas por ser rocas de excelente calidad en un yacimiento.

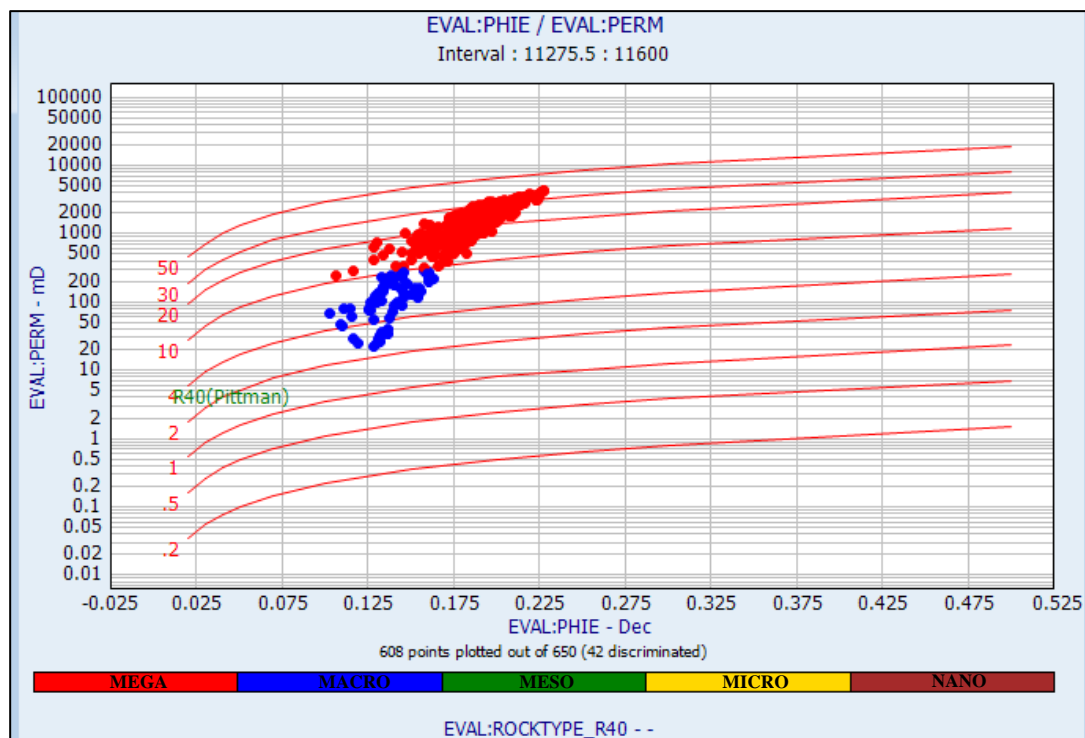


Figura 5.1 Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-1.

En la figura 5.2 el gráfico arroja que para el POZO-2 predominan tres tipos de rocas, un pequeño porcentaje está representado por rocas Mesoporosas (verde) y un porcentaje mayor por rocas de mala calidad como las Microporosas (amarillo) y Nanoporosas (marrón).

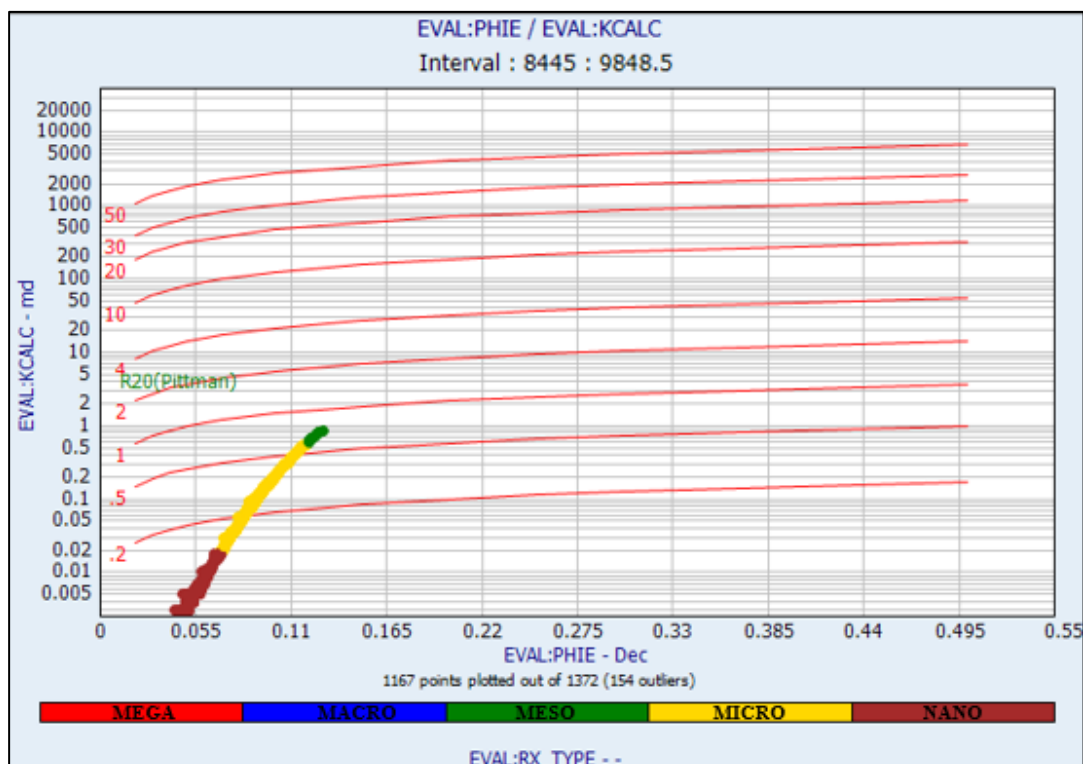


Figura 5.2 Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-2.

Para finalizar, en la figura 5.3 se observa que en el gráfico de iso-líneas de garganta poral para el POZO-3 están presentes 4 tipos de rocas. Las más predominantes son las rocas Mesoporosas de color verde, las Microporosas de color amarillo y las Nanoporosas de color marrón, en el gráfico están distribuidas en un porcentaje similar destacándose por ser rocas de calidad media a baja, y un menor porcentaje está representado por rocas Macroporosas de color azul caracterizadas por tener buena calidad.

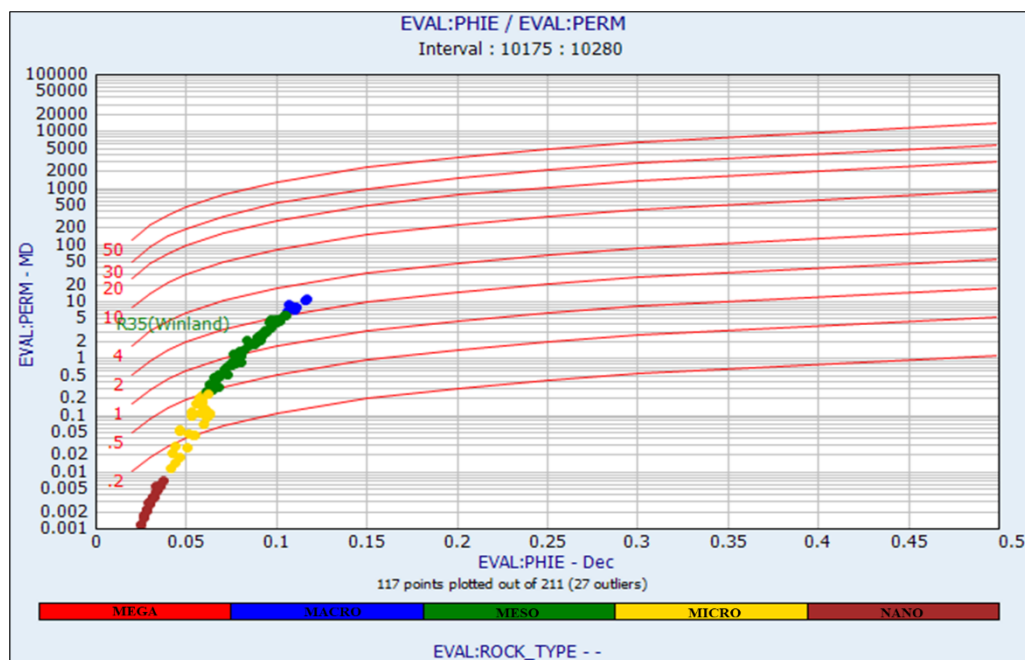


Figura 5.3 Gráfico con iso líneas de garganta poral para la determinación de los tipos de roca presentes en el yacimiento. POZO-3.

5.4 Determinación de espesores útiles

5.4.1 Determinación de parámetros de corte convencionales

A continuación, se muestra una tabla con los parámetros de corte calculados para cada uno de los métodos convencionales seleccionados para este trabajo de grado.

Tabla 5.6 Valores de parámetros de corte por métodos convencionales

AUTORES		PARÁMETROS DE CORTE CONVENCIONALES		
		Vclay	Phie	Sw
SNYDER	POZO-1	$\leq 20\%$	$\geq 13\%$	$\leq 50\%$
	POZO-2	$\leq 25\%$	$\geq 4\%$	$\leq 60\%$
	POZO-3	$\leq 35\%$	$\geq 4\%$	$\leq 65\%$
SHEPHERD	POZO-1	$\leq 27\%$	$\geq 10\%$	$\leq 50\%$
	POZO-2	$\leq 30\%$	$\geq 4\%$	$\leq 60\%$
	POZO-3	$\leq 30\%$	$\geq 4\%$	$\leq 65\%$
SCRIBNER	POZO-1	$\leq 31.7\%$	$\geq 13\%$	$\leq 50\%$
	POZO-2	$\leq 21.3\%$	$\geq 6.04\%$	$\leq 60\%$
	POZO-3	$\leq 34.3\%$	$\geq 6.7\%$	$\leq 65\%$
WORTHINGTON Y COSENTINO	POZO-1	$\leq 30.3\%$	$\geq 9.5\%$	$\leq 60.1\%$
	POZO-2	$\leq 12.6\%$	$\geq 9\%$	$\leq 28.4\%$
	POZO-3	$\leq 14.9\%$	$\geq 8\%$	$\leq 40.7\%$

Los valores de los parámetros de corte varían en los distintos métodos convencionales, sin embargo, se puede observar cierta similitud en la mayoría de ellos, son valores que se mantienen en un margen o rango parecido para cada uno de los pozos.

Es importante mencionar que en el método de Worthington y Cosentino fue el único donde la permeabilidad y la movilidad fueron utilizadas para determinar los parámetros de corte convencionales, por ende, en este método a comparación de los parámetros de corte de Snyder, Shepherd y Scribner sus parámetros de corte estuvieron condicionados bajo valores de permeabilidad y movilidad según la naturaleza de cada yacimiento.

5.4.2 Determinación de parámetros de corte en función de los tipos de roca

Los valores de corte en función de los tipos de roca fueron suministrados por Inter-Rock C.A. (Tabla 5.7 y 5.8).

Tabla 5.7 Valores de parámetros de corte por tipos de roca (garganta poral)

Pozos	R (garganta poral)
POZO-1	R40 \geq 0.1 micrones
POZO-2	R20 \geq 0.1 micrones
POZO-3	R35 \geq 0.1 micrones

El valor de corte de garganta poral escogido para cada uno de los yacimientos como se puede observar en la tabla 5.7 fue de 0.1 micrones, esto es debido a que este valor pertenece al límite inferior de la rocas microporosas que son consideradas con características de roca reservorio, también este valor se debe porque los pozos a estudiar son convencionales, y estos se caracterizan mayormente por tener arenas con porosidades y permeabilidades altas, no presentan algún fracturamiento y generalmente pueden desarrollarse mediante técnicas tradicionales de extracción.

Anteriormente se creía que estos valores de garganta poral eran estandarizados para todos los yacimientos, pero la realidad es otra, a lo largo de los años, comparaciones y varios estudios, Inter-Rock C.A observó que estos varían dependiendo de la naturaleza de reservorio.

En el caso de los rangos de saturación de agua estandarizados para cada tipo de roca se puede observar en la tabla 5.8 que a medida que la roca es de peor calidad el

rango aumenta, esto es debido a que dichas rocas necesitan un corte más alto porque generalmente aumenta la presencia de agua irreducible en la roca, es decir, agua que no se mueve, y para no condenar o excluir a la roca se ajusta un valor adecuado para que esta pueda producir. A diferencia de las rocas de mejor calidad donde la garganta de poros es más grande, y permite con mayor facilidad que el agua se mueva, sin necesidad de utilizar cortes tan altos de S_w .

Un punto importante es que el tipo de roca Nanoporosa es considerada como una roca No reservorio. En el caso del POZO-2 por ser un pozo *tight* o de arenas apretadas, existen rocas de mala calidad (micro y nano) y aun así presentan características reservorio.

Tabla 5.8 Valores de parámetros de corte por tipos de roca (saturación de agua).

Tipos de roca	POZO-1	POZO-2	POZO-2
MEGA	$S_w \leq 50$	x	$S_w \leq 50$
MACRO	$S_w \leq 60$	x	$S_w \leq 60$
MESO	x	x	$S_w \leq 68$
MICRO	x	$S_w \leq 78$	$S_w \leq 78$
NANO	x	x	x

5.4.3 Análisis de sensibilidad y comparación de resultados de espesores útiles (métodos convencionales vs método por tipos de roca)

En el apéndice G se muestra un resumen de los gráficos de los espesores útiles obtenidos en cada uno de los métodos de este trabajo de grado.

En la tabla 5.9 se mostrarán un resumen de los resultados obtenidos de los espesores útiles de todos los métodos:

Tabla 5.9 Resultados de espesores útiles de métodos convencionales y por tipos de roca

Método	GROSS INTERVAL (ft)			NET RESERVOIR (ft)			NET PAY (ft)		
	POZO-1	POZO-2	POZO-3	POZO-1	POZO-2	POZO-3	POZO-1	POZO-2	POZO-3
Snyder	271.5	1200	51.5	259	702.5	40	163.25	700	38.5
Shepherd				263.5	799	40	164.75	780.5	38.5
Scribner				259.9	606	29.5	163.75	605.5	29.5
Worthington y Cosentino				264.5	218.5	7.5	175.25	208	7
Tipos de roca				268	811.5	42.25	169.25	811.5	41.5

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 5.9 se realizó una comparación de todos los métodos. A grandes rasgos, se observó que el método por tipos de roca propuesto por Inter-Rock C.A tuvo resultados más optimistas a comparación de los métodos convencionales. Sin embargo, la mayoría de los valores estuvieron acordes y no variaron significativamente. A continuación, se realizará un análisis más detallado de los resultados para cada uno de los pozos:

5.4.3.1 POZO-1

En el POZO-1, se observó que tanto en métodos convencionales como en tipos de roca no hubo una variación significativa en el espesor de reservorio. El valor más alto fue el del método por tipos de roca con un resultado de 268 pies, así mismo se comparó el *net pay* donde se logra observar que el método convencional de Worthington y Cosentino obtuvo 175.25 pies de espesor, siendo el de mayor ventaja, esto se debe a que este método funciona muy bien para yacimientos con permeabilidades muy altas, además de que para la obtención de los parámetros de corte se utilizaron variables importantes como la permeabilidad y la movilidad por su naturaleza y por contener petróleo pesado. Este método supera al propuesto por Inter-Rock C.A porque este incluye rocas de buena y mala calidad, y en este pozo prácticamente las rocas malas son inexistentes, por ello sus valores son más bajos.

5.4.3.2 POZO-2

Para este pozo los resultados de los espesores útiles entre *net reservoir* y *net pay* presentan una variación de 1.5 a 10.5 pies, o no varían en lo absoluto, como es en el caso del método por tipos de roca, como se ha dicho anteriormente es un pozo de arenas apretada, por ello todo lo que tiene características reservorio en este pozo, y por contener gas, presenta características de *net pay*. Se observa que el método por tipos de roca presenta resultados bastante favorables en comparación de los demás métodos convencionales con espesores de *net reservoir* y *net pay* de 811.5 pies y el método más pesimista en este caso fue el de Worthington y Cosentino con 218 pies de *net reservoir* y 208 pies de *net pay*, de esta manera se confirmó que este método convencional no es propicio para pozos con permeabilidades y porosidades bajas.

5.4.3.3 POZO-3

En base a los resultados obtenidos del POZO-3 se observó nuevamente que el método más optimista fue el de tipos de roca con un *net reservoir* de 42.25 pies y un *net pay* de 41.5 pies, también el método de Snyder y Shepherd arrojaron resultados bastante favorables para este yacimiento.

El método más pesimista fue el de Worthington y Cosentino con solo 7.5 pies de *net reservoir* y 7 pies de *net pay*. En este pozo básicamente toda la arena debería ser *pay*, sin embargo, en un yacimiento con arenas consolidadas y con poca permeabilidad donde el hidrocarburo presente es petróleo ligero este método no es favorable.

Es importante recalcar que el método por tipos de roca expone buenos resultados porque en este pozo existen varios tipos de roca, rocas buenas, regulares y de mala calidad, por ello el corte de S_w variable logra aportar resultados más realistas que los otros métodos los cuales utilizan un corte fijo de S_w , porque a pesar de que incluye rocas que presentan alto contenido de agua irreducible, es decir, agua que no se mueve, las toma en consideración.

5.4.4 Determinación del flujo de trabajo como propuesta de un método para la determinación de espesores útiles por tipos de roca

A continuación, se presenta el flujo de trabajo resultante de los cálculos realizados para la obtención de los parámetros de corte por tipos de roca (Figura 5.4).

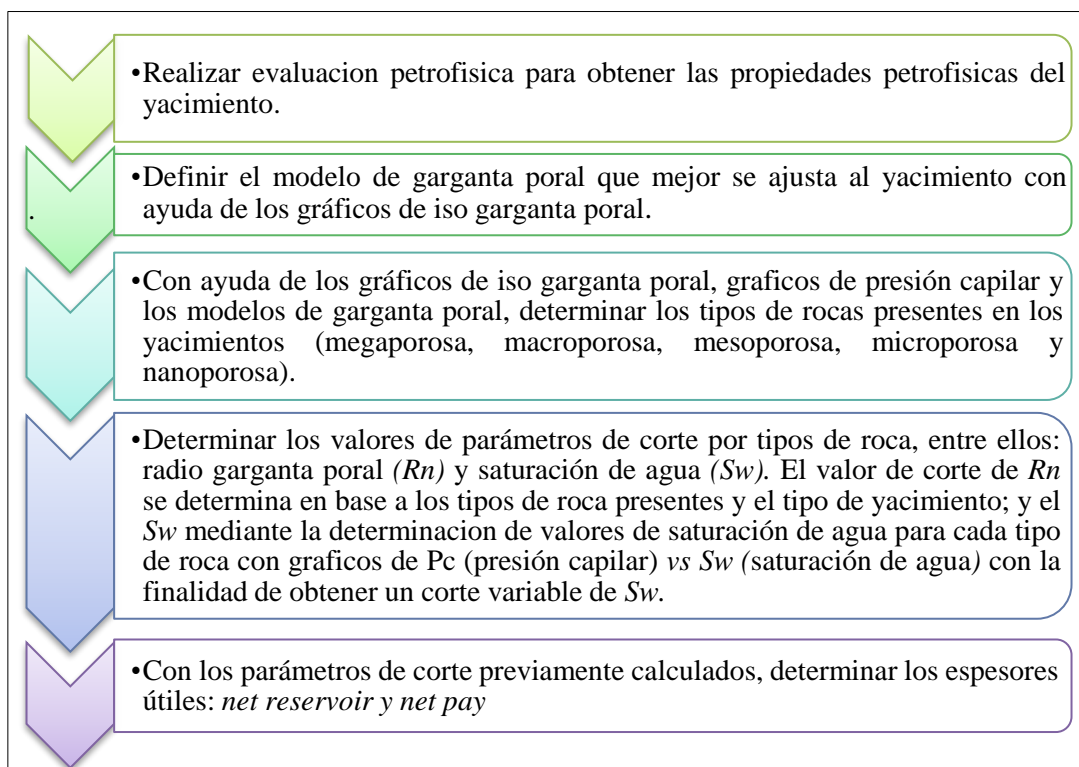


Figura 5.4 Flujo de trabajo para la determinación de los parámetros de corte por tipos de roca.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se generó una base de datos para los tres pozos de estudio como resultado de la recopilación, organización y clasificación de los datos de registros y análisis de núcleos tanto convencionales como especiales que sirvió como base para la verificación de propiedades petrofísicas y para el cálculo de parámetros de corte de las formaciones “X”, “Y” y “Z”.

2. De acuerdo a los antecedentes analizados en el tema de selección de parámetros de corte para el establecimiento de espesores útiles, se lograron calcular los valores de parámetros de corte en métodos convencionales para los tres pozos de estudio.

3. Se observó que a pesar de existe suficiente información acerca de cómo determinar los espesores útiles y parámetros de corte; cada método presenta un enfoque distinto y tiende a ser subjetivo, ya que depende del propósito de estudio y de las características del yacimiento a evaluar.

4. A partir de los radios de garganta de poro, obtenidos en los gráficos de iso garganta poral se determinaron los tipos de roca, para la Formación X del POZO-1, donde se presenta alternancia de rocas de muy buena calidad (mega) y buena calidad (macro). En cuanto a la Formación Y del POZO-2, presentó alternancia de rocas de

regular a mala calidad (meso, micro y nano). Y para la formación Z en el POZO-3, presentó una alternancia de rocas de regular a mala calidad (meso, micro y nano), con poca presencia de rocas de buena calidad (macro).

5. En base a los criterios utilizados para el cálculo de espesores útiles en cada uno de los yacimientos, se observó que al utilizar el método propuesto por Inter-rock C.A, el procedimiento fue menos subjetivo en comparación a los métodos convencionales, proporcionando resultados más confiables y satisfactorios.

6. En base a los resultados obtenidos, se observó que el método por tipos de roca generó valores más altos de espesores útiles en comparación a los métodos convencionales, así mismo el método más pesimista fue el de Worthington y Cosentino en la mayoría de los casos, sin embargo, en el POZO-1 superó al método por tipos de roca debido a que las variables de permeabilidad y movilidad aportan un peso significativo en este método.

7. Se estima que el método por tipos de roca tiene mayor aporte en pozos que contienen rocas de regular y mala calidad (meso-micro), por los altos contenido de agua irreducible, colocando como ejemplo el caso del POZO-2.

8. Se determinó que para cada yacimiento no todos los métodos son favorables. Las características de los yacimientos generalmente varían y no es recomendable que los parámetros de corte sean fijos, como generalmente sucede en la práctica.

9. Se analizó que cada metodología para determinar espesores útiles tiene sus ventajas, por ejemplo: en el caso del método de Snyder, a pesar de ser subjetivo, gráficamente permitió obtener resultados aceptables; Scribner a través del acumulado de las propiedades permitió el cálculo de parámetros de corte; Shepherd incluyó el volumen poroso de petróleo soportándose con los gráficos PhieSo en esta tesis; Worthington y Cosentino enfatizaron el uso de la permeabilidad y la movilidad como parámetros a tomar en cuenta en la prospectividad de los yacimientos; y por último el método propuesto por tipos de roca con la ventaja del uso de la garganta de poros y el corte de S_w variable en un yacimiento.

10. Con ayuda de los cálculos realizados para la obtención de los parámetros de corte por tipos de roca se logró realizar un flujograma de trabajo detallado que servirá de apoyo para futuros estudios y evaluaciones de pozos convencionales, permitiendo guiar a los profesionales en esta área y ayudarlos a ser más objetivos al momento de calcular espesores útiles.

Recomendaciones

1. Asegurarse que los datos de los pozos a evaluar estén adecuados y editados al momento de realizar una evaluación petrofísica, con el objetivo de obtener resultados de las propiedades petrofísicas más precisas.

2. Si existe la presencia de datos de núcleo, realizar una calibración de las propiedades obtenidas en la evaluación petrofísica, esto es de gran ayuda para verificar si las curvas son representativas de los yacimientos a estudiar y obtener resultados más satisfactorios al momento de calcular los parámetros de corte y espesores útiles.

3. Definir el propósito a evaluar en el yacimiento al momento de calcular los parámetros de corte, esto se debe a que los resultados de estos parámetros varían de acuerdo a su propósito. Por ejemplo: para el cálculo de POES, para saber el volumen total de hidrocarburo o para evaluar el potencial de hidrocarburos disponible para recobros secundarios.

4. El uso de la garganta poral y la saturación de agua variable por tipo de roca como parámetros de corte para determinar los espesores útiles en los yacimientos.

5. El uso de un método para el cálculo de espesores útiles menos subjetivo, como el propuesto, permitirá que los resultados más realistas y favorables.

6. Definir los tipos de roca existentes en los yacimientos, ya que nos permite priorizar la calidad de las rocas presentes en el mismo en función de los valores de garganta poral más representativos.

REFERENCIAS

Acevedo, C., Higuerey, R. (2007). **DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO A-1.** Arena J3 del Campo UDO.

Álvarez, S., Vélez, G. (2011). **DESARROLLO DE UN METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS.** Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Arciniegas, C. (2020). **DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE PRODUCCIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A CUATRO CLUSTERS DEL CAMPO IMPERIAL.** Fundación universidad de américa facultad de ingenierías programa de ingeniería de petróleos. Bogotá D.C.

Arias, F. (2012). **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.** Sexta edición, editorial EPISTEME, C.A. Caracas, Venezuela.

Bailey, B.H. Y De Crespo, M. (1981). **COMPUTER SAND COUNTING AND SQUARE COUNTING.** Trans., SPWLA 22nd Annual Logging Symposium, Mexico City (1981) J1-49.

Bisbe, E. (2007). **CURSO BASICO DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES PARA OPERADORES DE PERFORACION Y PRODUCCIÓN.** Cuba.

Branch, G y Drennan, K.M. (1991). **REFRACTURE STIMULATIONS IN THE NORGE MARCHAND UNIT: A CASE STUDY.** SPE. Oklahoma, Estados Unidos.

Bobadilla, G. (2012). **CONCEPTOS BÁSICOS DE CARCATERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS.** Universidad Nacional Autónoma de México, México D. F.

Cheatwood, C.J. & Guzman, A.E. (2002). **COMPARISON OF RESERVOIR PROP[1]ERTIES AND DEVELOPMENT HISTORY: SPRABERRY TREND FIELD, WEST TEXAS, AND CHICONTEPEC FIELD, MEXICO.** Paper SPE 74407. SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, 10–12 February.

Comunidad Petrolera. (2009). **YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.** 20 de septiembre del 2021. [<https://lacomunidadpetrolera.com/2009/05/yacimientos-convencionales-y-no.html>]

Consentino, L. (2001). **INTEGRATED RESERVOIR STUDIES.** 336 pages Editions Technip.

Escobar, F. (2012). **FUNDAMENTO DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.** Primera Edición. Editorial universidad Sur colombiana. Colombia.

Esteva, O., Porras, 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 SINTUOCRE, ÁREA NORTE DE MONAGAS, VENEZUELA.** XII Congreso Colombiano de Geología.

Franco, F. Sivila, A. (2015). **PETROFÍSICA Y FLUIDOS DE RESERVORIOS.**

García, E. (2001). **CURSO BÁSICO DE PERFILES DE POZO EN HOYO DESNUDO.** Caracas, Venezuela.

Glover, P. (2001). **PETROPHYSICS.** *Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen.* Scotland, Aberdeen.

Hernández y Otros (1991), **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.** México.

Inter-Rock, C.A. (2011). **CARACTERIZACIÓN PETROFISICA INTEGRADA FORMACIONES RAYOSO, TRONCOSO Y AGRIO YACIMIENTO DESFILADERO BAYO ESTE.** Unidad de Negocio Mendoza. YPF.

Inter-Rock, C.A. (2015A). **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA INTEGRADA DE LA FORMACIÓN LAJAS EN EL YACIMIENTO CUPEN MAHUIDA.** U.E. Loma La Lata. U.N.A.O.

Inter-Rock, C.A. (2015B). **CURSO DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y SU APLICACIÓN EN CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.** Buenos Aires, Argentina

Inter-Rock, C.A. (2018). **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO LINDERO ATRAVESADO, GRUPO CUYO, CUENCA NEUQUINA.** *Pan American Energy.*

Inter-Rock, C.A. (2021). **CURSO EVALUACIÓN DE FORMACIONES MEDIANTE REGISTROS DE POZOS.** Universidad Nacional de la Patagonia, San Juan Bosco, Comodoro Rivadavia, Argentina.

Kolodzie, S (1980). **ANALYSIS UN PORE THROAT SIZE END USE OF DE WAXMAN – SMITS EQUATION TO DETERMINE OOIP IN SPINDLE FIELD, COLORADO.** SPE 9382

Licitra, D., Bravin, N., Montagna, A., Gutiérrez, F., Martínez, V., Cal, Porras, J. C. (2011). **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LAJAS EN EL YACIMIENTO LAJAS TIGHT GAS, A PARTIR DE LA DEFINICIÓN DE TIPOS DE ROCAS Y UNIDADES HIDRÁULICAS DE FLUJO, ÁREA AGUADA TOLEDO – SIERRA BARROSA, CUENCA NEUQUINA.** VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, Mar Del Plata, Argentina.

Márquez, L.J. (2001). **IMPROVED RESERVOIR CHARACTERIZATION OF A MATURE FIELD THROUGH AN INTEGRATED MULTI-DISCIPLINARY APPROACH. LL-04 RESERVOIR, TIA JUANA FIELD, VENEZUELA.** Paper SPE 71355. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September–3 October.

Mausodi, P., Tokhmechi, B., Zahedi, A., Ansafai Jafari, M. (2011). **DEVELOPING A METHOD FOR IDENTIFICATION OF NET ZONES USING LOG DATA AND DIFFUSIVITY EQUATION.** *Journal of Mining & Environment.*

Meza, K. (2013). **PARÁMETROS PETROFISICOS COMPUESTOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.** Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.

Porras, J. C. (1998). **DETERMINATION OF ROCK TYPES FROM PORE THROAT RADIUS AND BULK VOLUME WATER, AND THEIR RELATIONS TO LITHOFACIES, CARITO NORTE FIELD, EASTERN VENEZUELA BASIN.** Puerto La Cruz, Venezuela: SPWLA Paper

Porras, J. C., Astesiano, D., Panesso, R., Quaglia, A. (2014). **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA INTEGRADA Y CÁLCULO DE SW A**

PARTIR DE LA FUNCIÓN J DEL RESERVORIO RAYOSO CLÁSTICO, CAMPO DESFILADERO BAYO ESTE, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA.
XIX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, Mendoza, Argentina.

Porras, J. C., Campos, O. (2001). **ROCK TYPING: UNA METODOLOGÍA CLAVE PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO, CAMPO SANTA BÁRBARA, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** VII Conferencia de Ingeniería de Petróleo de Latino América y el Caribe (LACPEC), Buenos Aires, Argentina.

Porras, J. Barbato, R and L. Khazen. (1999). **RESERVOIR FLOW UNITS: A COMPARISON BETWEEN THREE DIFFERENT MODELS IN THE SANTA BARBARA AND PIRITAL FIELDS, NORTH MONAGAS AREA, EASTERN VENEZUELA BASIN.** Society of Petroleum Engineers Inc. Venezuela.

Quaglia, A., Barbato, R., Porras, J y Panesso, R (Inter-Rock, C.A). (2006). **CRITERIOS PRÁCTICOS EN LA ESTIMACIÓN DE ESPESORES ÚTILES.**

Quaglia, A., Marcano, D, BP. (1999). **ESTUDIO PETROFISICO INTEGRADO YACIMIENTO JABILLOS – CRETACEO CAMPO EL FURRIAL.** AMOCO, PDVSA.

Repsol. (2006). **CALIDAD DE ROCA VS. PARÁMETROS DE CORTE.** Workshop internacional Repsol e-log petrofísica. Puerto La Cruz, Venezuela.

Schlumberger, (1989). **LOG INTERPRETATION PRINCIPLES/APPLICATIONS.** Sugar Land, Texas.

Schlumberger. (2021). **YACIMIENTOS CONVENCIONALES.** 20 de septiembre. [https://glossary.oilfield.sbl.com/es/terms/c/conventional_reservoir].

Shepherd, M. (2009). **VOLUMETRICS, OIL FIELD PRODUCTION GEOLOGY.** AAPG MEMOIR 91, p. 189-193.

Snyder, R.H. (1971) **A REVIEW OF THE CONCEPTS AND METHODOLOGY OF DETERMINING NET PAY.** Dallas, Texas.

Spearing, M, Allen, T y McAuly, G. (2001). **REVIEW OF THE WINLAND R35 METHOD FOR NET PAY DEFINITION AND ITS APPLICATION IN LOW PERMEABILITY SANDS.** SCA.

Tiab, D., Donaldson, E. (2004). **PETROPHYSICS**. *Second Edition*. Oxford, United Kingdom. Elsevier

Tschopp, H. (1953) **OIL EXPLORATIONS IN THE ORIENTE OF ECUADOR 1938-1950**. *Bulletin Of the American Association of Petroleum Geologists* vol, 37, No 10. Basel, Switzerland.

Wagner, Alencastre, Terrasanta y Masiero. (2016). **DESARROLLO LAJAS TIGHT GAS EN EL ÁREA CUPEN MAHUIDA**. YPF SA; Y-TEC. Buenos Aires, Argentina.

Worthington, P y Cosentino, L. (2005). **THE ROLE OF CUTOFFS IN INTEGRATED RESERVOIR STUDIES**. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. Denver.

Worthington, P. (2005). **THE APPLICATIONS OF CUTOFFS IN INTEGRATED RESERVOIR STUDIES**. *Society of Petroleum Engineers*. Dallas, Texas. US

APÉNDICES

APÉNDICE A
Datos de perfiles y datos de núcleos

A.1 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-1

POZO	SET	PERFILES	MNEMÓNICOS	UNIDADES
POZO-1	O R I G I N A L E S	Profundidad	DEPTH	ft
		Gamma Ray	GR	gapi
		Tamaño de la mecha	BS	in
		Caliper	CALI	in
		Resistividad profundidad	RESD	ohm.m
		Resistividad media	RESM	ohm.m
		Resistividad somera	RESS	ohm.m
		Resistividad en micro log	RESMIC	ohm.m
		Densidad	RHOB/DEN	g/cm3
		Neutrón	NPHI/NEUT	ft3/ft3
		Corrección de densidad	DRHO	g/cm3
		Factor fotoeléctrico	PEF	b/e
		Tiempo de transito	DT	us/ft
	Temperatura	TEMP	F	
	E V A L U A D A S	Arcillosidad	VCLAY	Dec
		Porosidad	PHIE	Dec
		Saturación de agua	SW	Dec
		Permeabilidad	PERM	mD
		<i>Bulk volume water</i>	BVW	Dec
		Modelo garganta poral Pittman R40	R40	Micrones
		Tipos de roca, R40	ROCKTYPE_R40	No tiene
	D A T O S D E N Ú C L E O S	% en peso seco de arcilla proveniente de difracción de rayos x	CXCLAY	%
		% en peso seco de caliza proveniente de difracción de rayos x	CXLIME	%
		% en peso seco de cuarzo proveniente de difracción de rayos x	CXQTZ	%
		% en peso seco de dolomita proveniente de difracción de rayos x	CXDOL	%
		Porosidad de núcleo a condiciones estándar	CPHI_STD/CPOR	%
		Porosidad de núcleo a condiciones de presión de confinamiento	CPHI_NOBP/CPORNOBP	%
Permeabilidad horizontal al aire a condiciones de confinamiento		CKHA_NOBP	mD	
Permeabilidad horizontal a condiciones de yacimiento corregida por efecto Klineberg		CKHKLIN_NOBP	mD	
Porosidad horizontal a condiciones estándar corregida por efecto Klineberg		CKHKLIN_STD	mD	
Densidad de granos de núcleo	CGD	g/cm3		

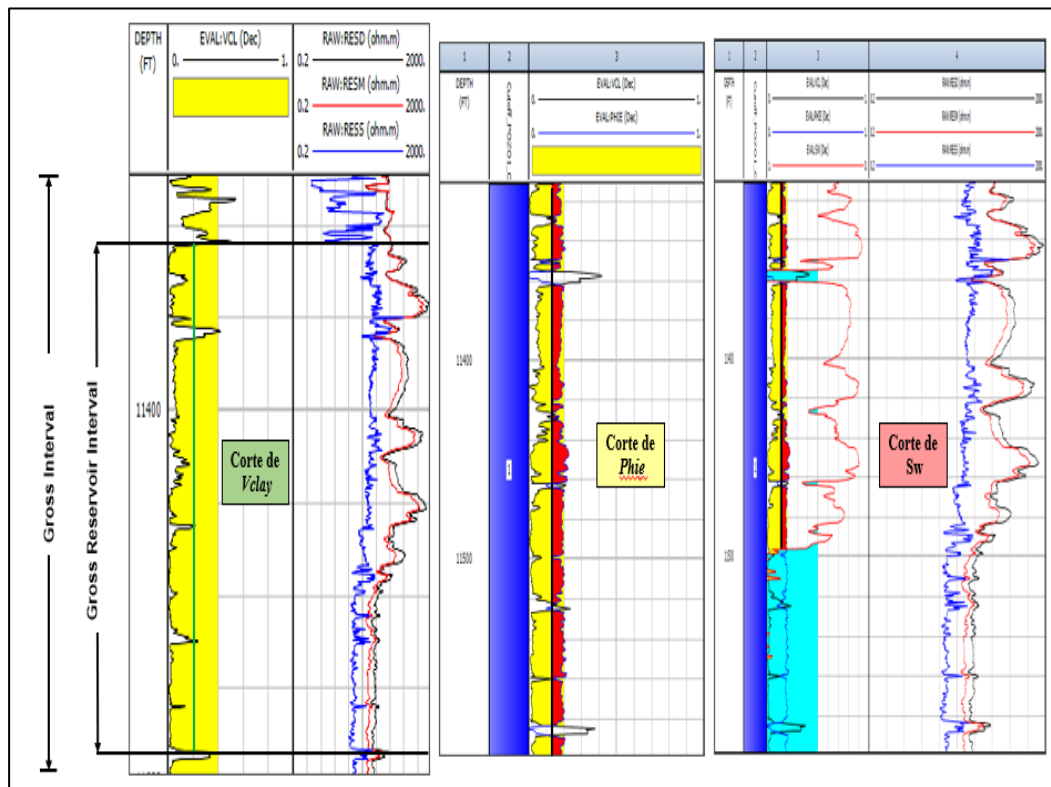
A.2 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-2

POZO	SET	PERFILES	MNEMÓNICOS	UNIDADES
POZO-2	O R I G I N A L E S	Profundidad	DEPTH	Ft
		Gamma Ray	GR	Gapi
		Tamaño de la mecha	BS	In
		Caliper	CALI	In
		Resistividad profundidad	RESD	ohm.m
		Resistividad media	RESM	ohm.m
		Resistividad somera	RESS	ohm.m
		Densidad	RHOB/DEN	g/cm3
		Neutrón	NPHI/NEUT	ft3/ft3
		Corrección de densidad	DRHO	g/cm3
		Factor fotoeléctrico	PEF	b/e
		Tiempo de tránsito	DT	us/ft
		E V A L U A D A S	Arcillosidad	VCLAY
	Porosidad		PHIE	Dec
	Porosidad total		PHIT	
	Saturación de agua		SW	Dec
	Permeabilidad		KCALC	mD
	<i>Bulk volume water</i>		BVW	Dec
	Modelo garganta poral Pittman R20		R_PITTMAN	Micrones
	Tipos de roca		RX_TYPE	No tiene
	D A T O S D E N Ú C L E O S	% en peso seco de arcilla proveniente de difracción de rayos x	CXCLAY	%
		% en peso seco de cuarzo proveniente de difracción de rayos x	CXQZ	%
			CPhi_STD/CPOR	%
		Porosidad de núcleo a condiciones estándar		
		Porosidad de núcleo a condiciones de presión de confinamiento	CPhi_NOBP/CPORNOBP	%
		Permeabilidad horizontal al aire a condiciones estándar	CKHA	mD
		Permeabilidad horizontal al aire a condiciones de confinamiento	CKHANOBP	mD
	Permeabilidad horizontal a condiciones estándar corregida por efecto Klineberg	CKHK	mD	
	Densidad de granos de núcleo	CGD	g/cm3	

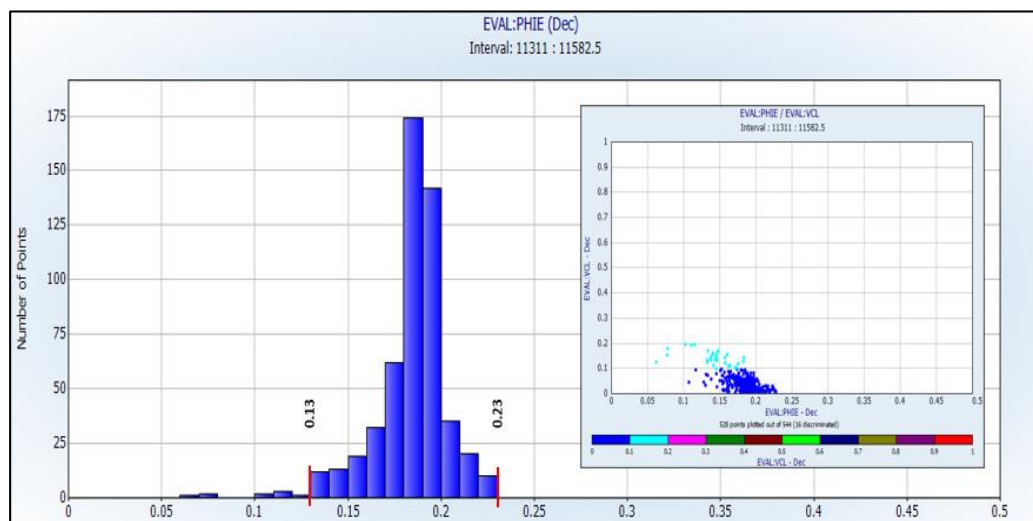
A.3 Datos de perfiles y datos de núcleos, POZO-3

POZO	SET	PERFILES	MNEMÓNICOS	UNIDADES	
POZO-3	O R I G I N A L E S	Profundidad	DEPTH	ft	
		Gamma Ray	GR	gapi	
		Tamaño de la mecha	BS	in	
		Caliper	CALI	in	
		Conductividad de la formación	CILD	mmho	
		Porosidad de densidad con densidad de matriz de 2.68 gr/cm ³	DPHI_268	%	
		Resistividad profundidad	RESD	ohm.m	
		Resistividad media	RESM	ohm.m	
		Resistividad en micro log	RESMIC	ohm.m	
		Densidad	RHOB/DEN	g/cm ³	
		Potencial espontaneo	SP	MV	
		Potencial espontaneo corregido por efectos de deriva	SPC	MV	
		E V A L U A D A S	Arcillosidad	VWCL	Dec
	Porosidad		PHIE	Dec	
	Porosidad total		PHIT	dec	
	Saturación de agua		SW	Dec	
	Permeabilidad		PERM	mD	
	<i>Bulk volume water</i>		BVW	Dec	
	Modelo garganta poral Winland		R35	Micrones	
	DATOS DE NÚCLEOS	Tipos de roca	ROCK_TYPE	No tiene	
		Profundidad	DEPTH	ft	
		Permeabilidad horizontal al aire a condiciones estándar	CKHA	mD	
		Porosidad del núcleo a condiciones estándar	CPhi_STD/CPOR	%	
			Gamma ray de núcleos	GRCORE	gapi

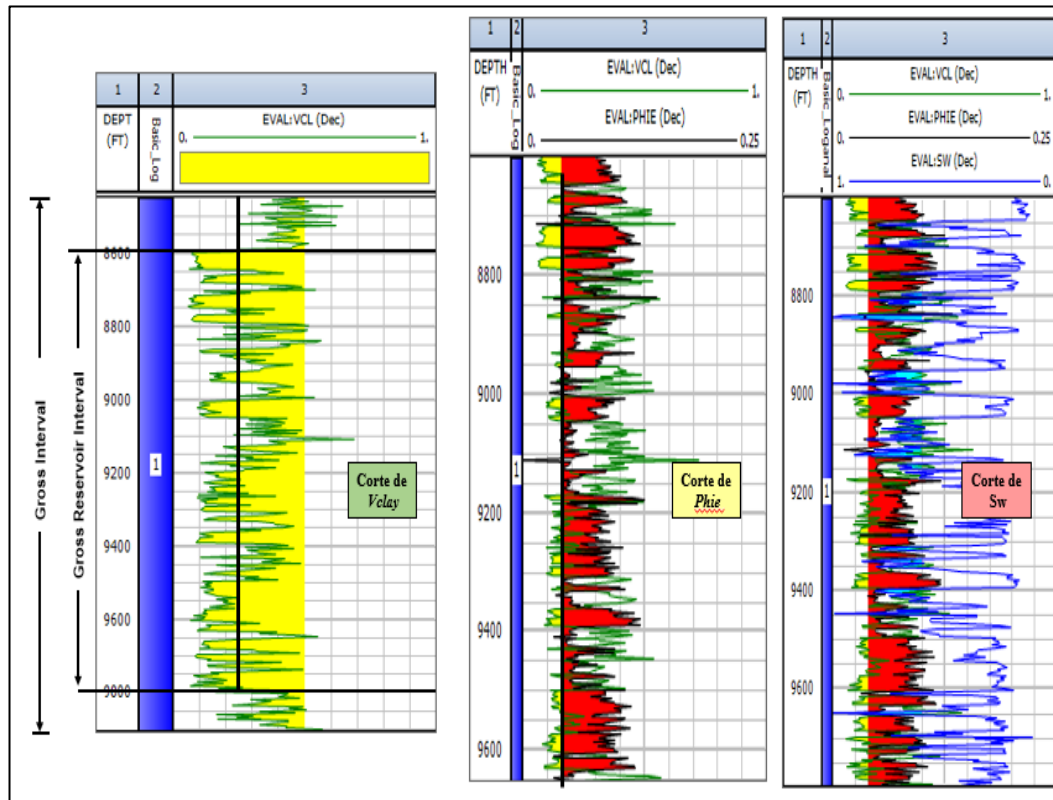
APÉNDICE B
Gráficos Método de Snyder



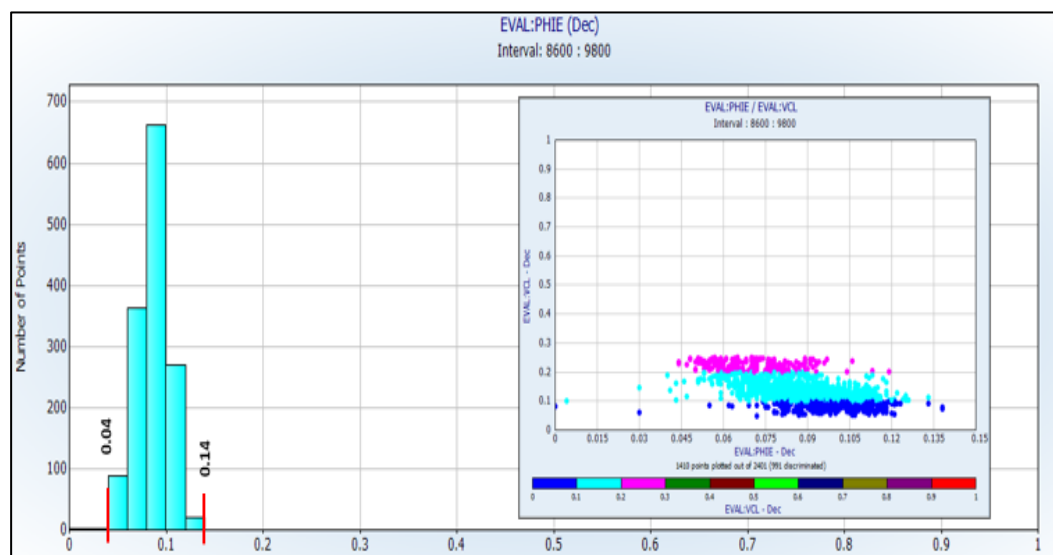
B.1 Gráficos para la obtencion de parametros de corte. POZO-1.



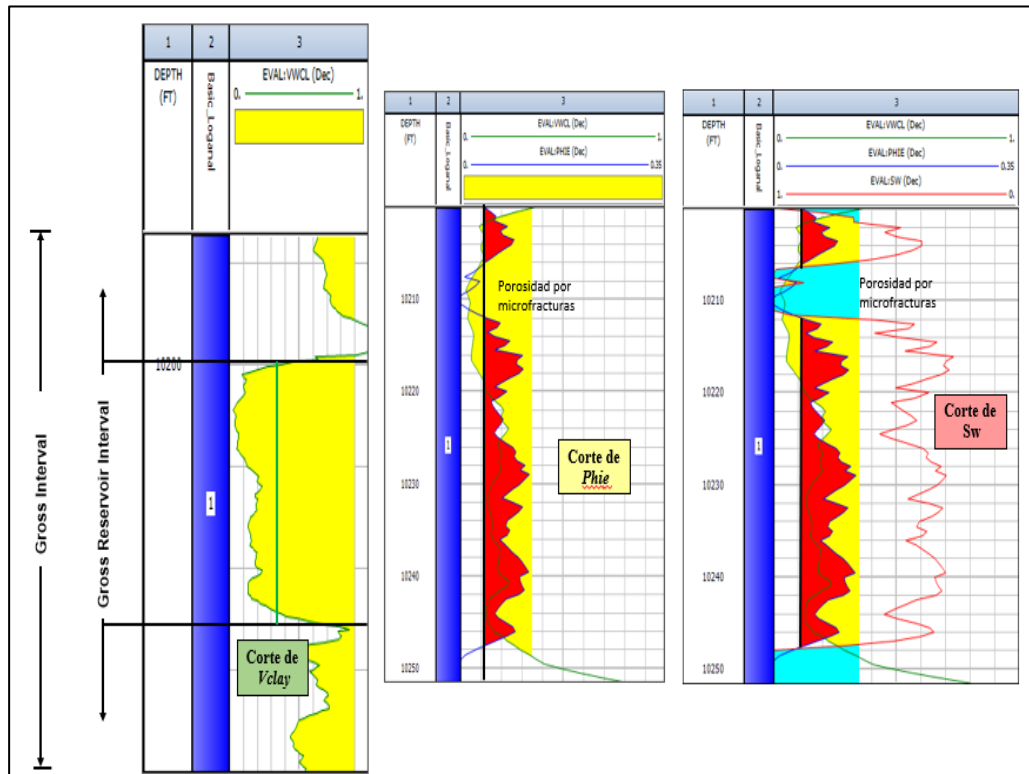
B.2 Histograma y x-plots para el cálculo del corte de *phie*. POZO-1.



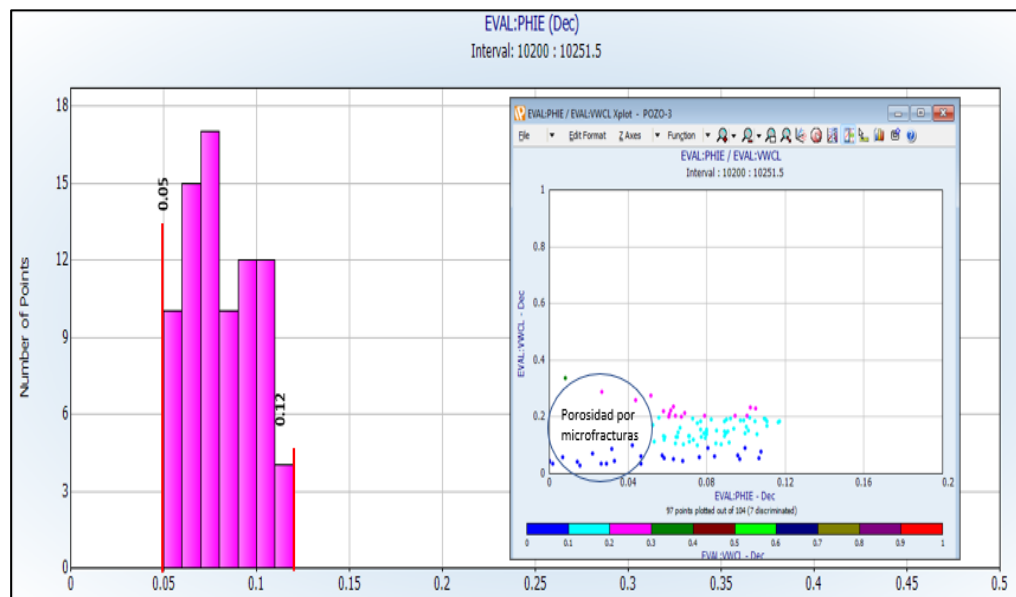
B.3 Gráficos para la obtención de parámetros de corte. POZO-2.



B.4 Histograma y x-plots para el calculo del corte de *phi*. POZO-2.

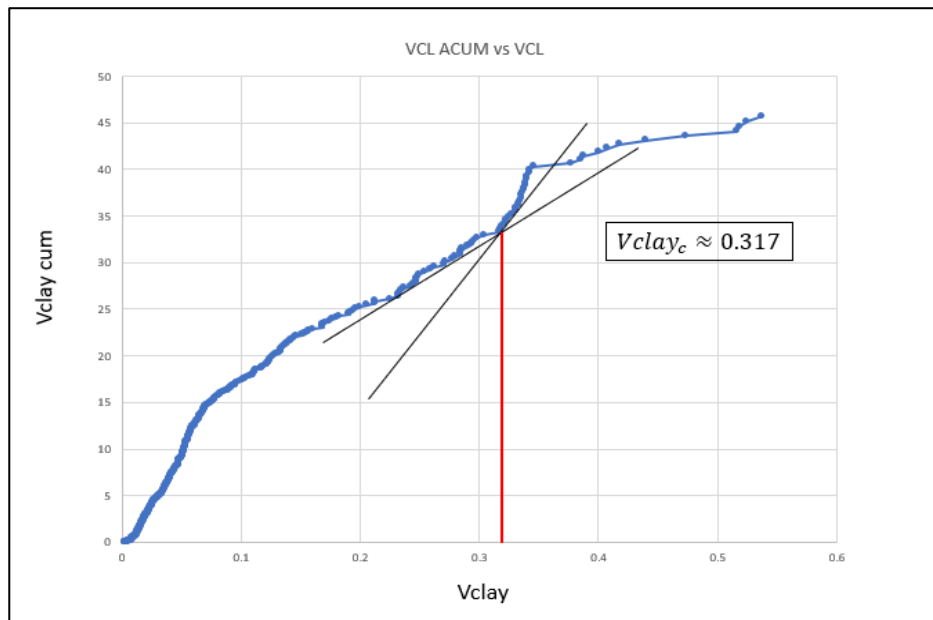
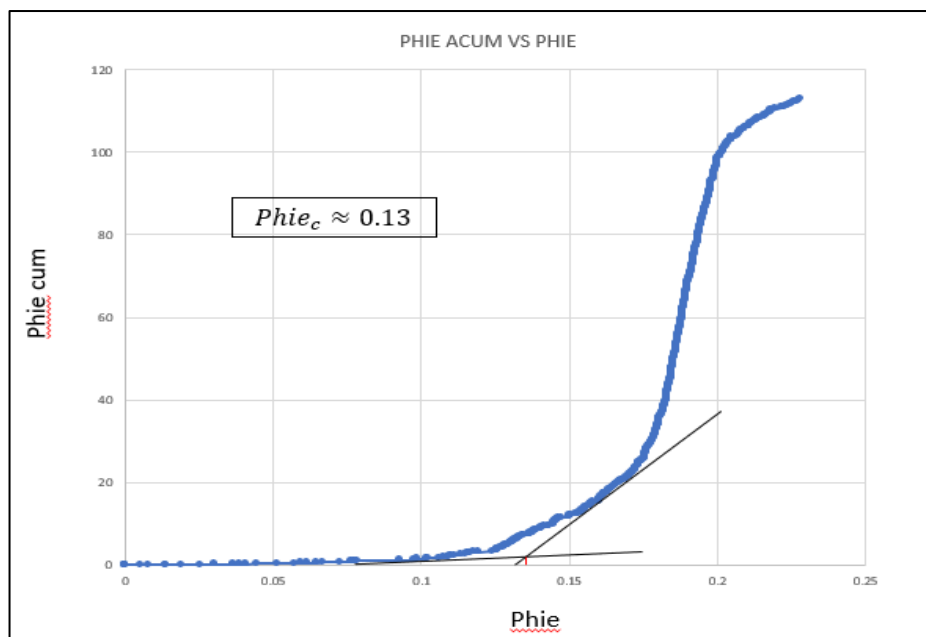


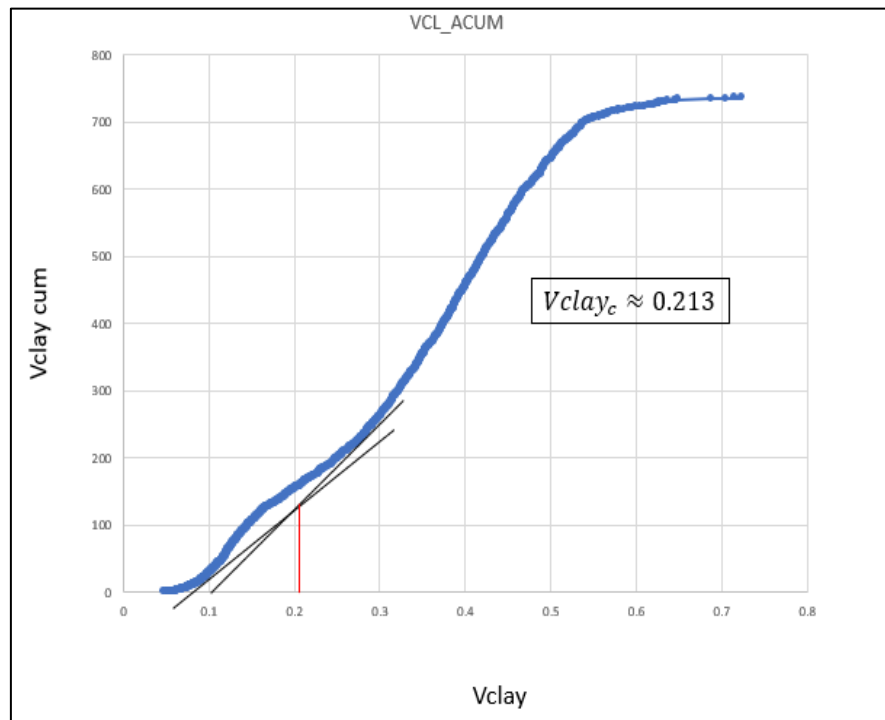
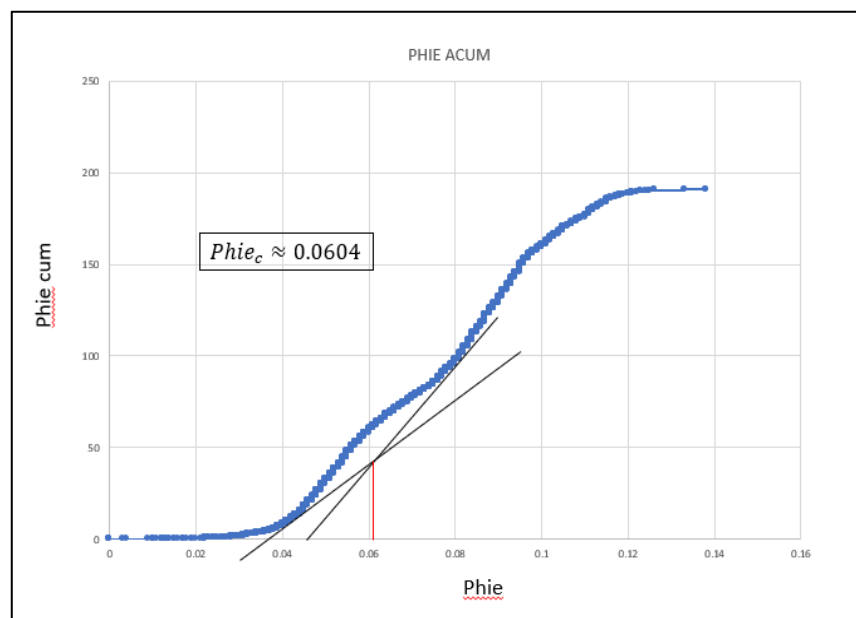
B.5 Gráficos para la obtencion de parametros de corte. POZO-3.

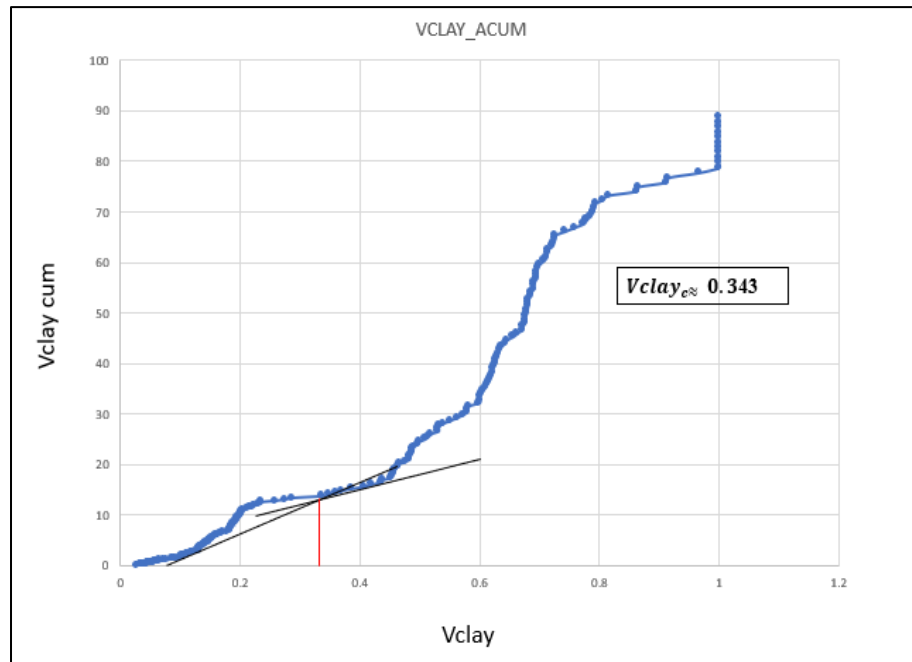
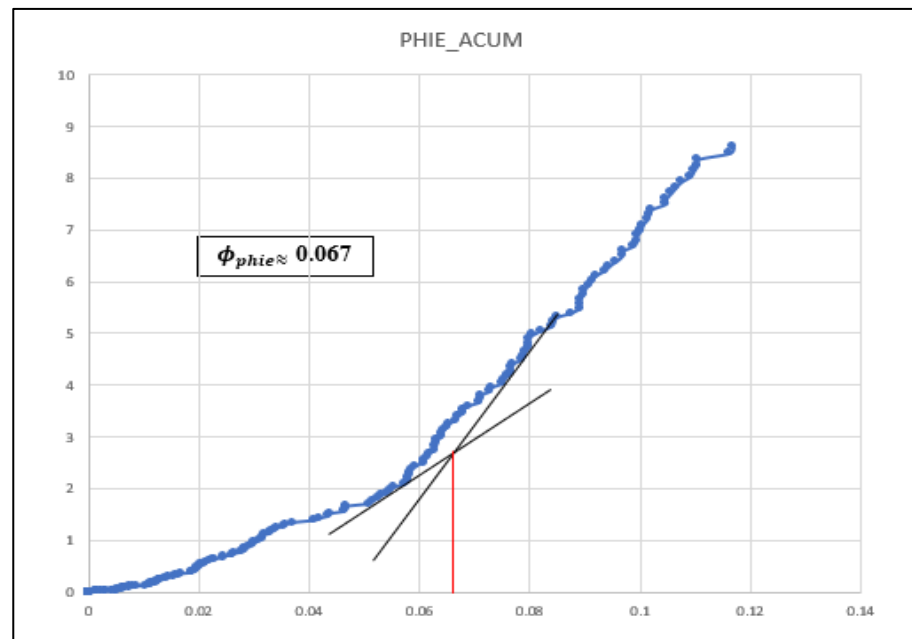


B.6 Gráficos para la obtencion de parámetros de corte. POZO-3.

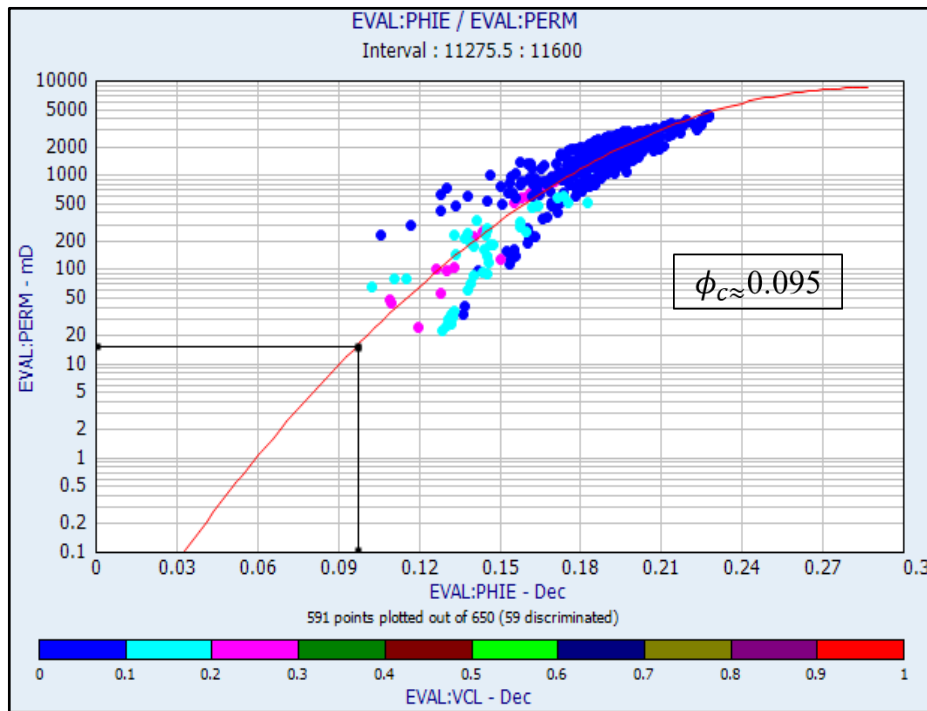
APÉNDICE C
Gráficos Método de Scribner

C.1 Gráfico *Vclay* vs *Vclay* acumulado. POZO-1.C.2 Gráfico *Phie* vs *Phie* acumulado. Scribner. POZO-1.

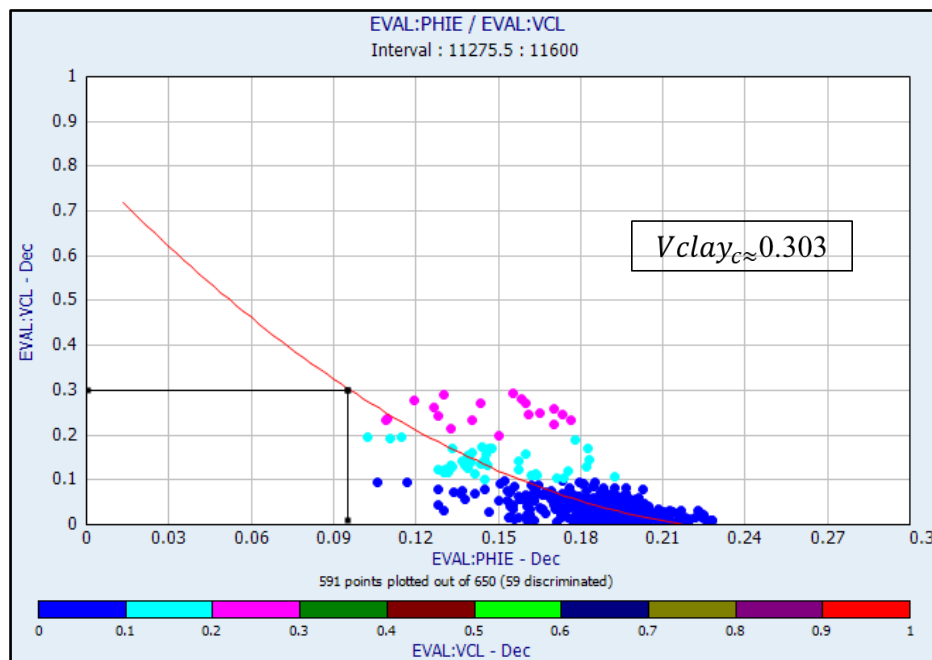
C.3 Gráfico *Vclay* vs *Vclay* acumulado. POZO-2.C.4 Gráfico *Phie* vs *Phie* acumulado. POZO-2.

C.5 Gráfico *Vclay* vs *Vclay* acumulado. POZO-3.C.6 Gráfico *Phie* vs *Phie* acumulado. POZO-3.

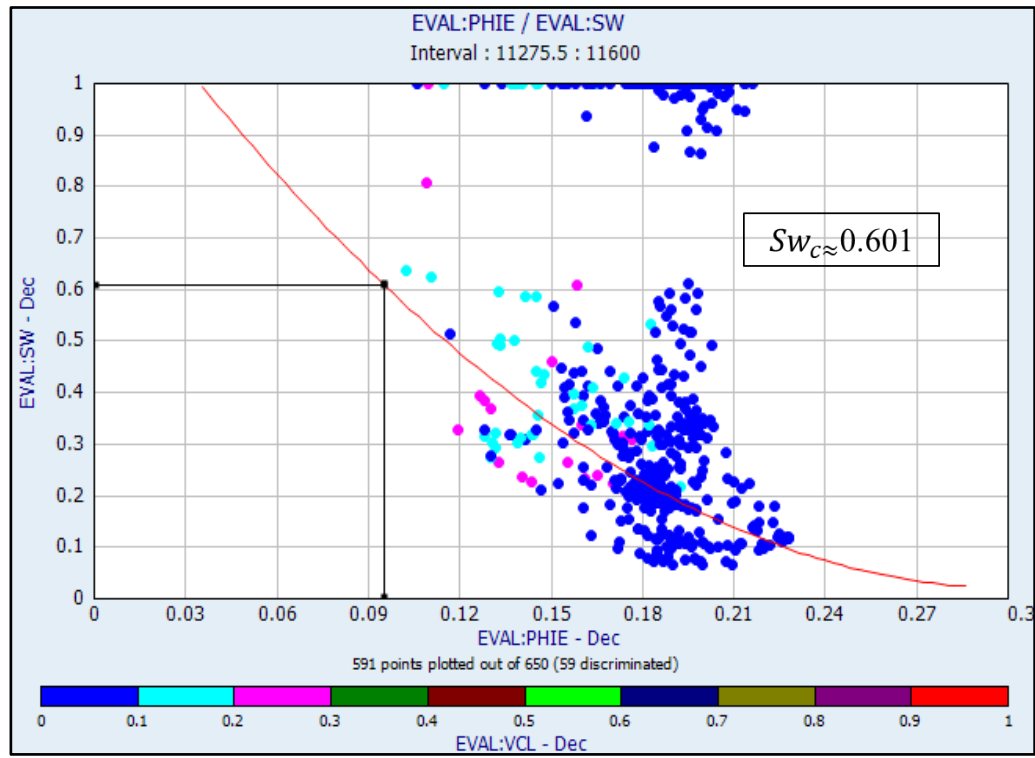
APÉNDICE D
Gráficos Método de Worthington y Cosentino

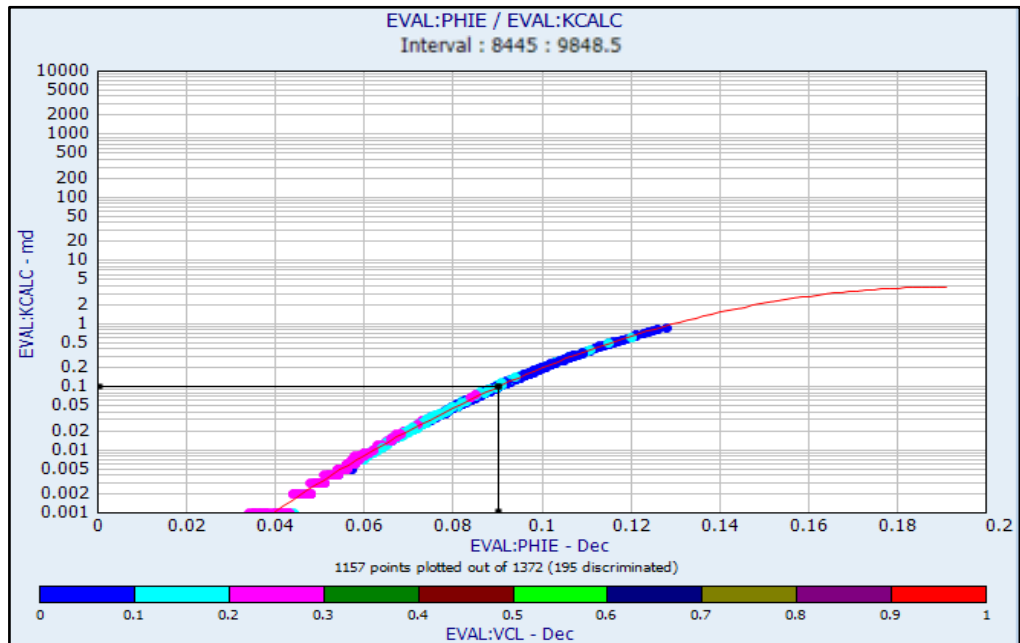


D.1 X-plot permabilidad vs porosidad.. POZO-1.

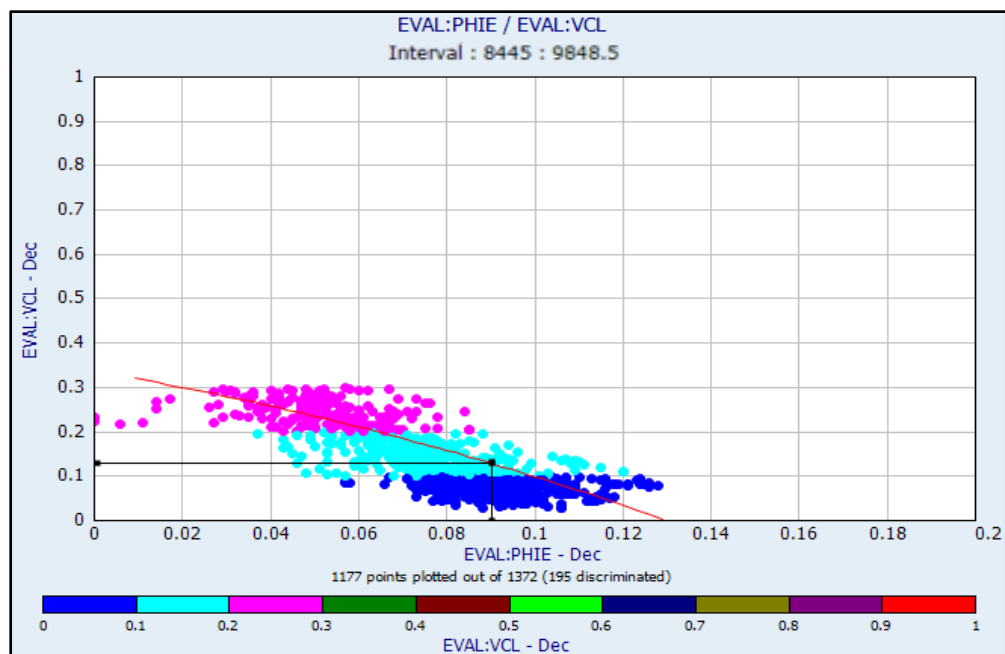


D.2 X-plot Vclay vs porosidad. POZO-1.

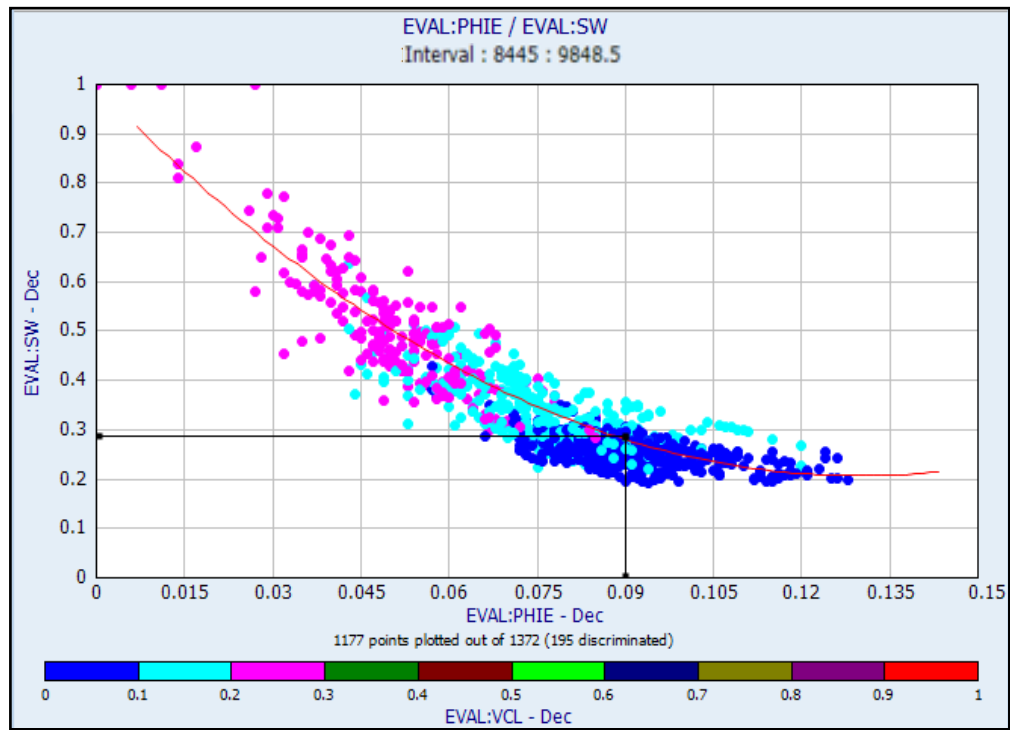
D.3 X-plot Sw vs porosidad. POZO-1.



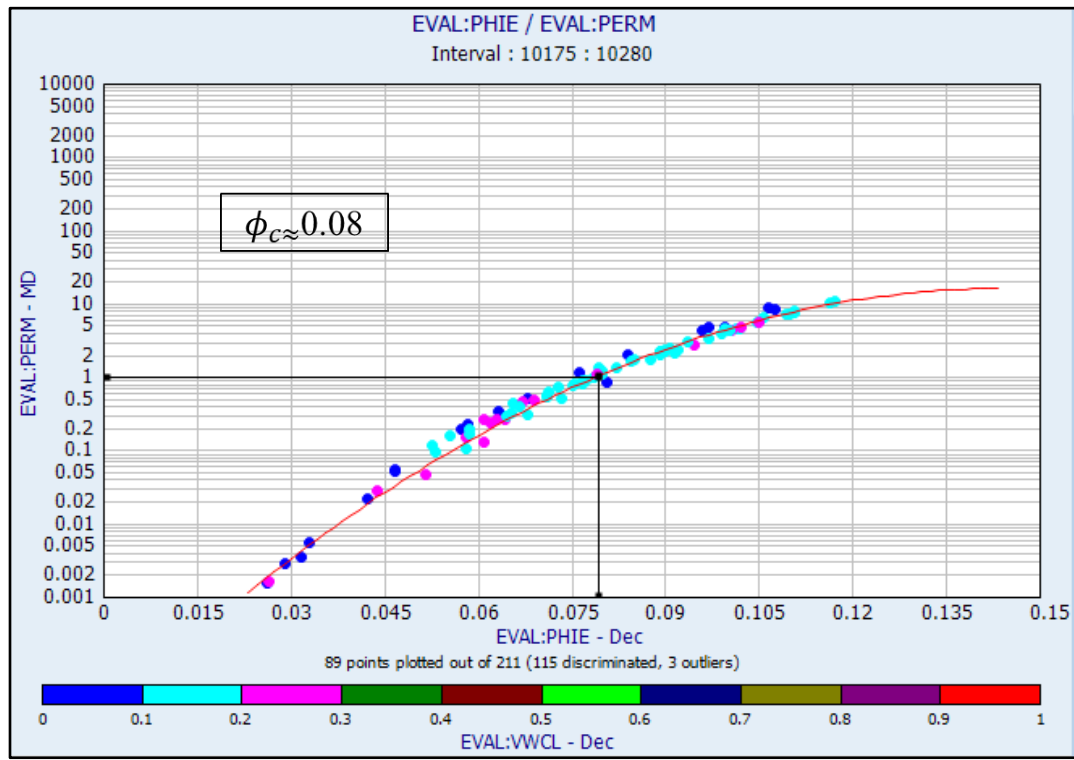
D.4 X-plot permeabilidad vs porosidad.. POZO-2.



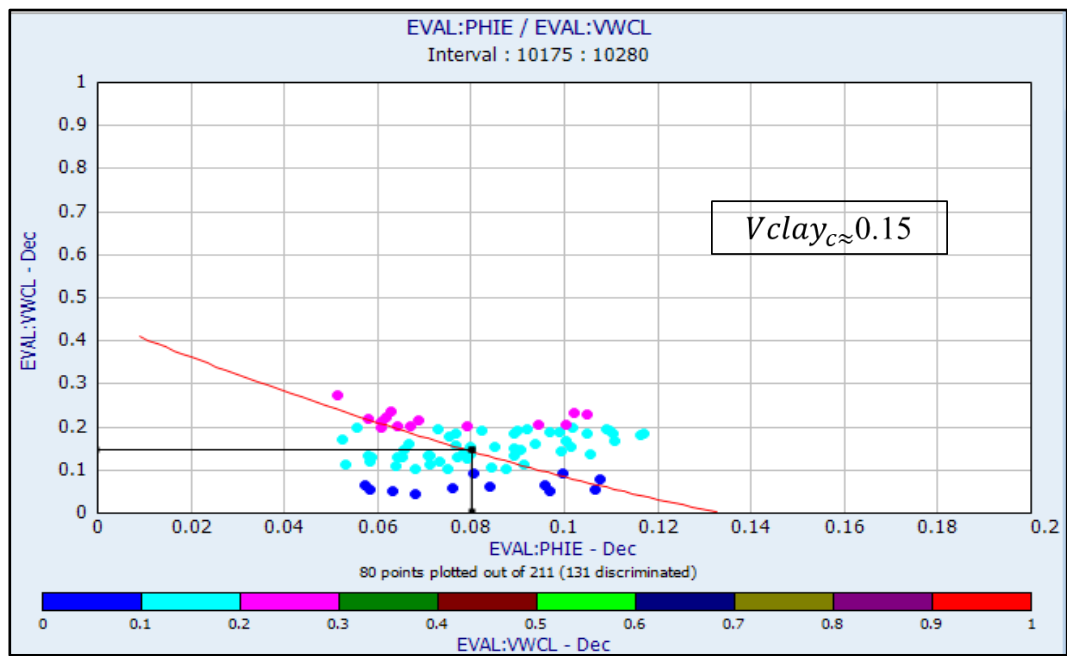
D.5 X-plot Vclay vs porosidad. POZO-2.

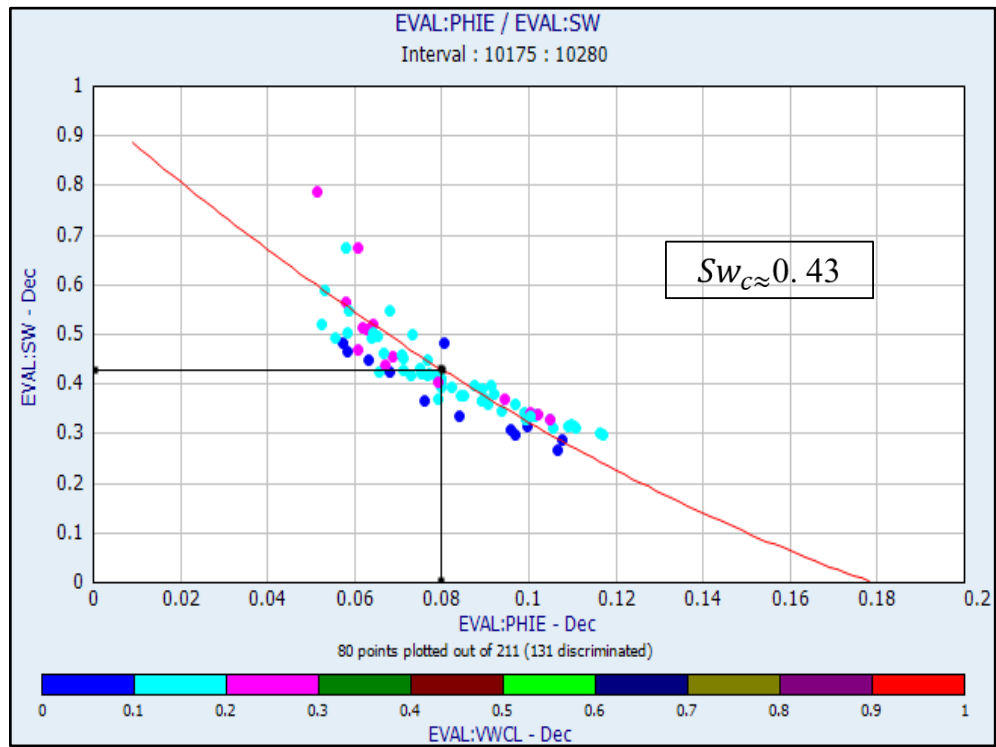


D.6 X-plot S_w vs porosidad. POZO-2.



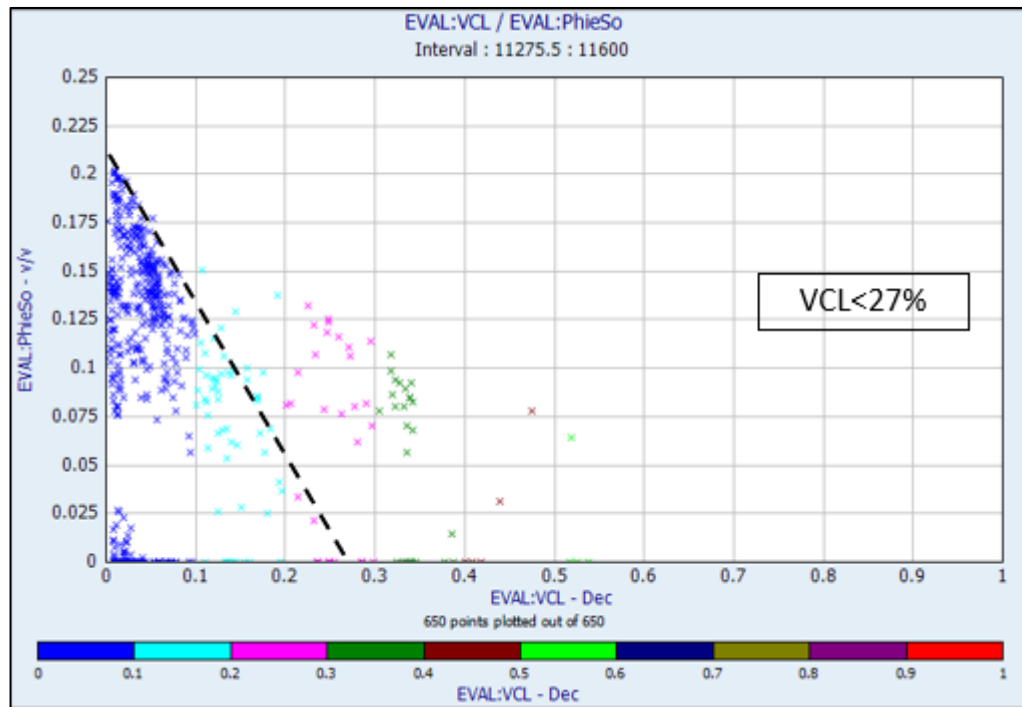
D.7 X-plot permeabilidad vs porosidad. POZO-3.

D.8 X-plot V_{clay} vs porosidad. POZO-3.

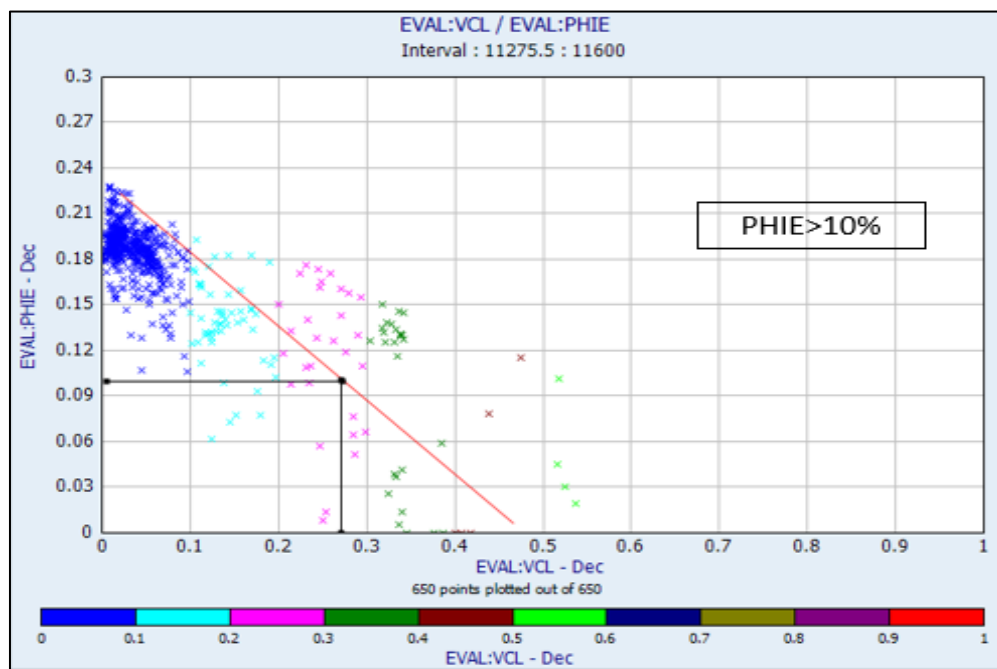


D.9 X-plot Sw vs porosidad. POZO-3.

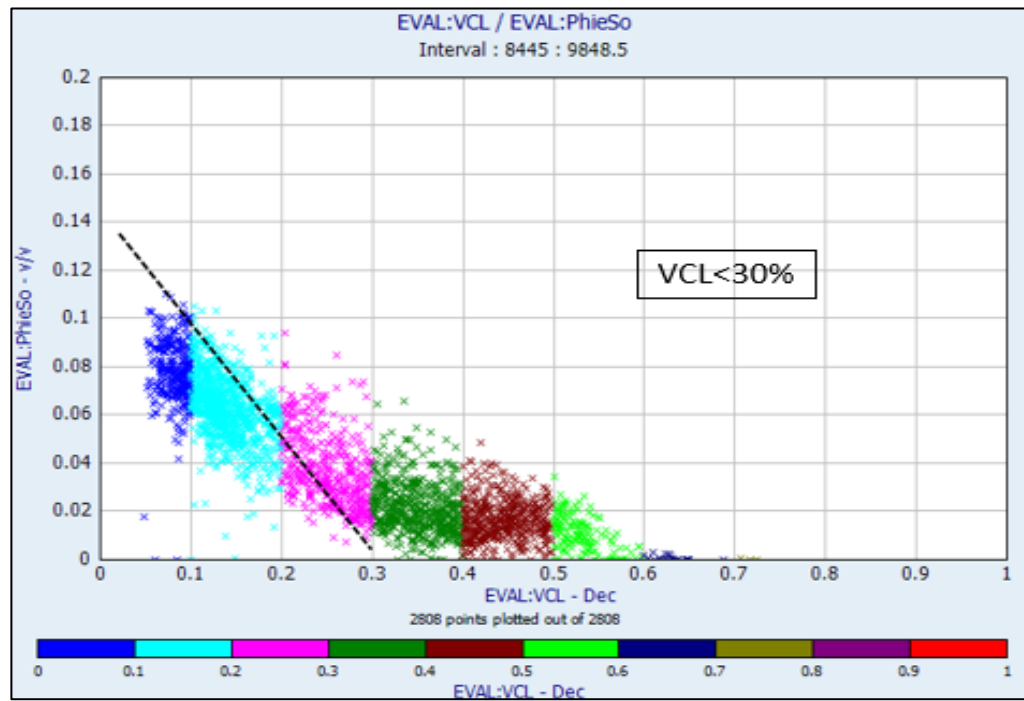
APÉNDICE E
Gráficos Método de Sheperd



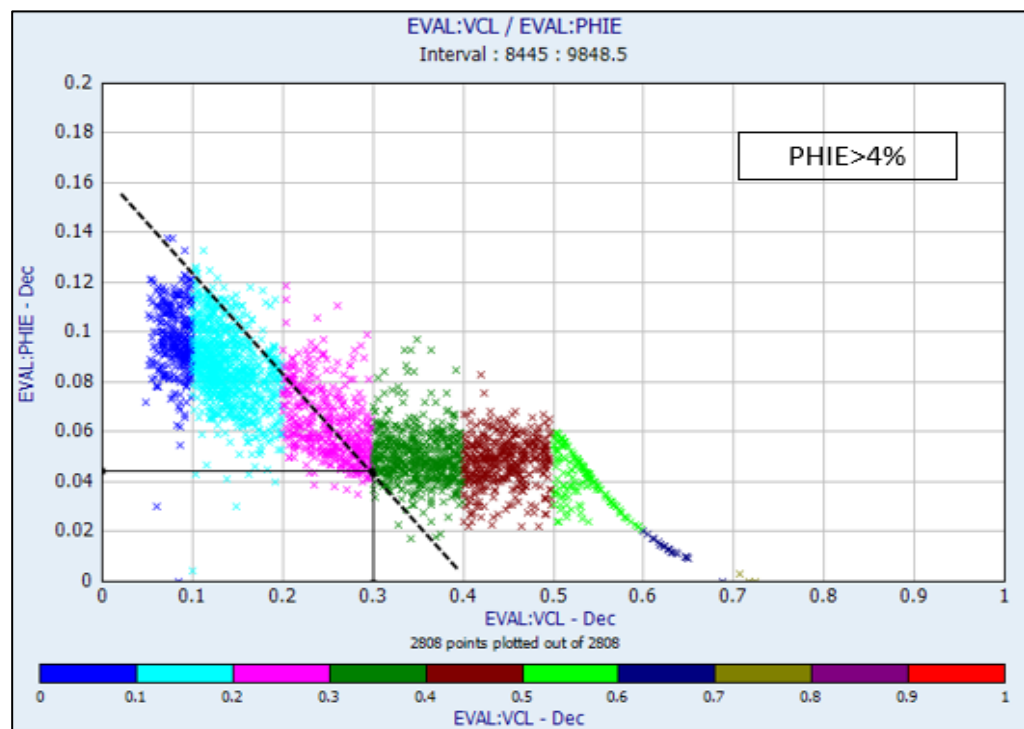
E.1 Gráfico *PhieSo* vs *Vclay* para obtener corte de arcillosidad. POZO-1.



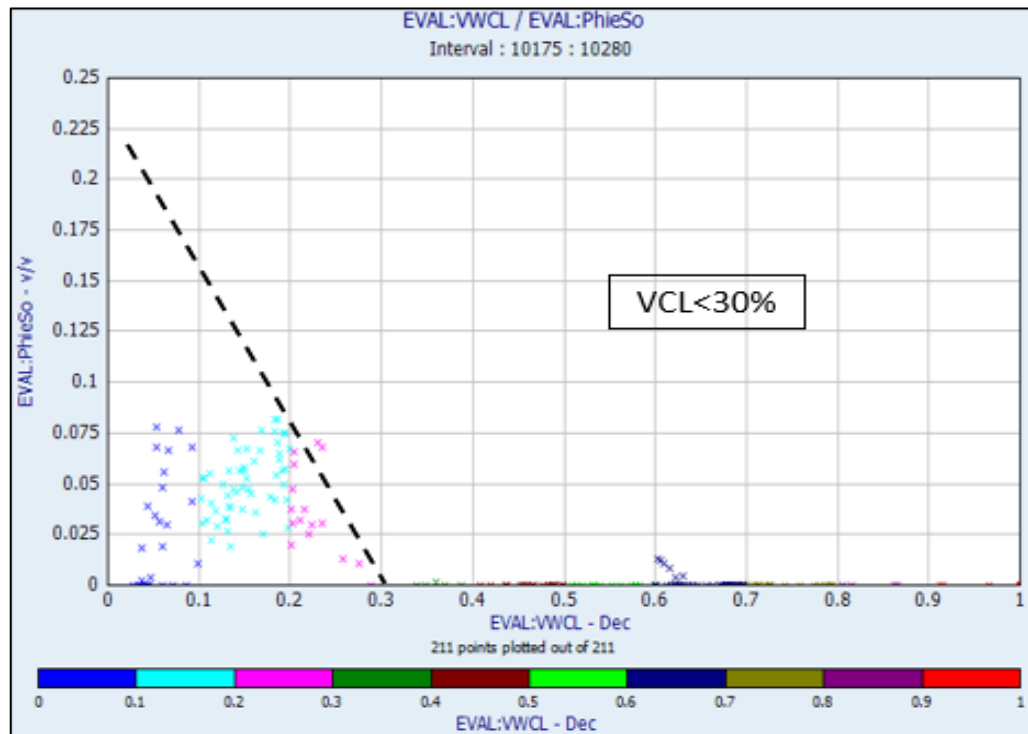
E.2 Gráfico *Phie* vs *Vclay* para obtener corte de porosidad. POZO-1.



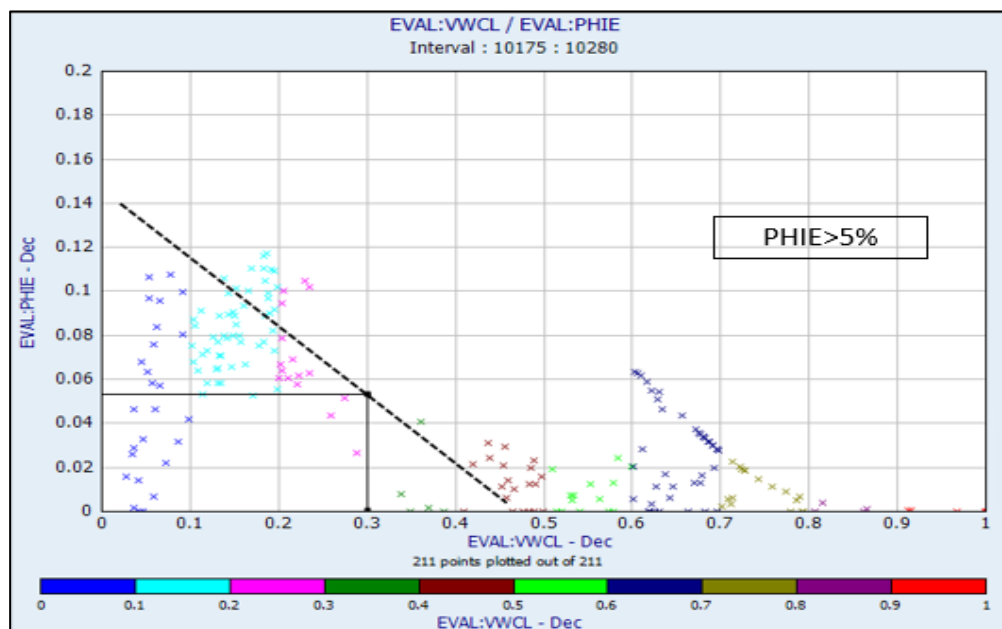
E.3 Gráfico *PhieSo* vs *Vclay* para obtener corte de arcillosidad. POZO-2.



E.4 Gráfico *Phie* vs *Vclay* para obtener corte de porosidad. POZO-2.



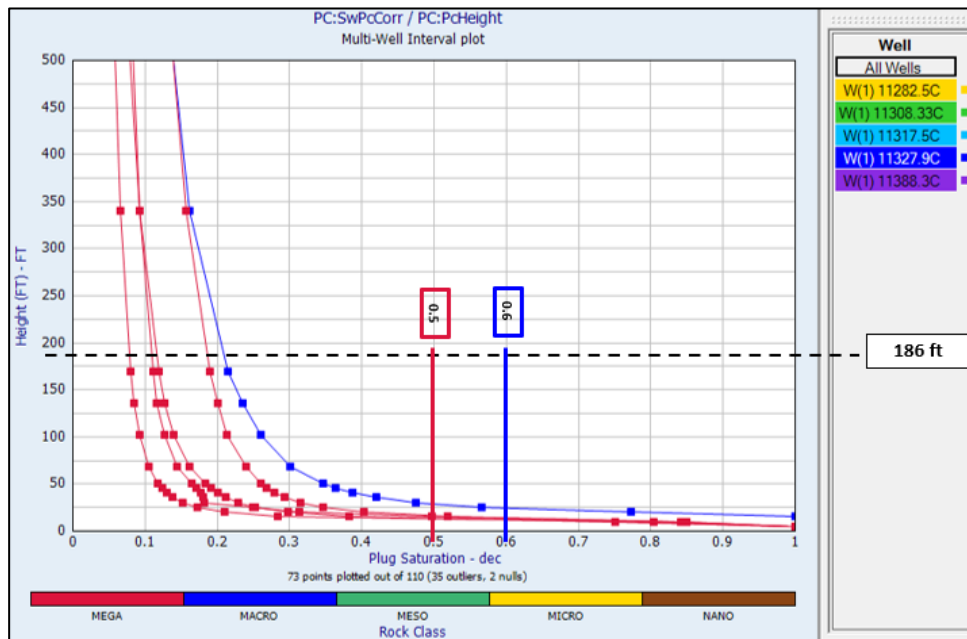
E.5 Gráfico *PhieSo* vs *Vclay* para obtener corte de arcillosidad. POZO-3.



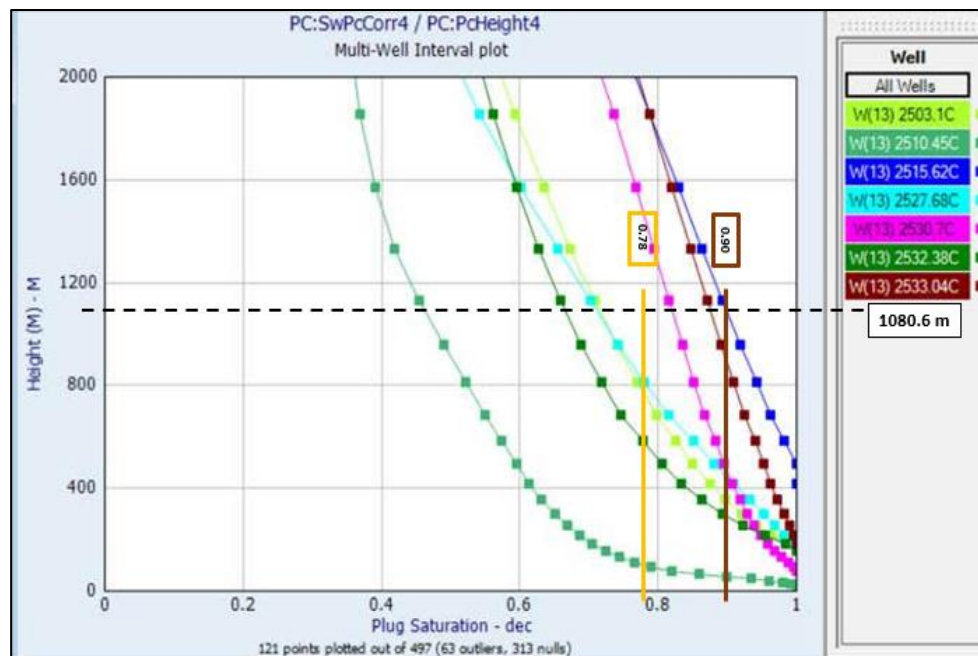
E.6 Gráfico *Phie* vs *Vclay* para obtener corte de arcillosidad. POZO-3.

APÉNDICE F

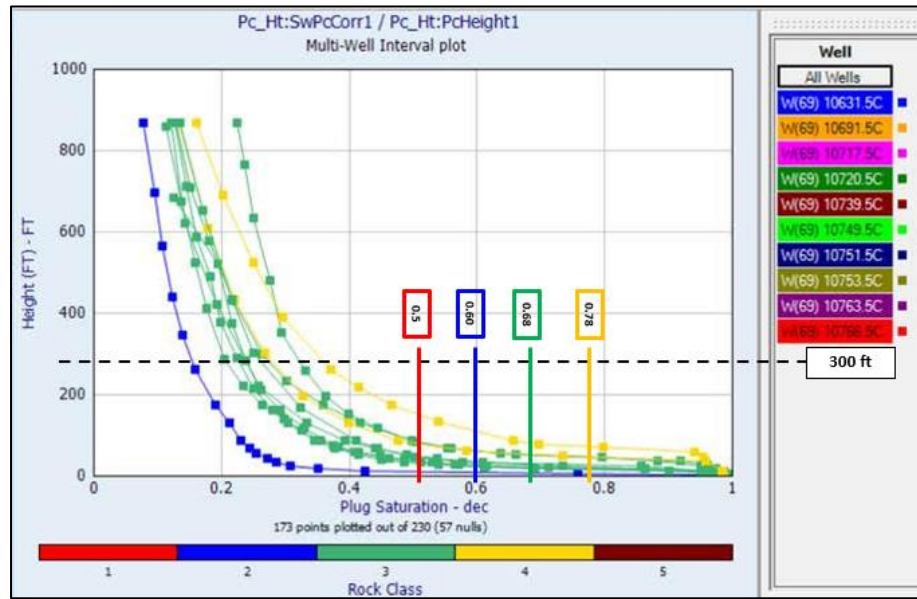
Gráficos de Altura vs Saturación de agua para la determinación de los rangos de S_w para cada tipo de roca



F.1 Rangos de Sw (Mega y Macro) por tipos de roca. POZO-1.



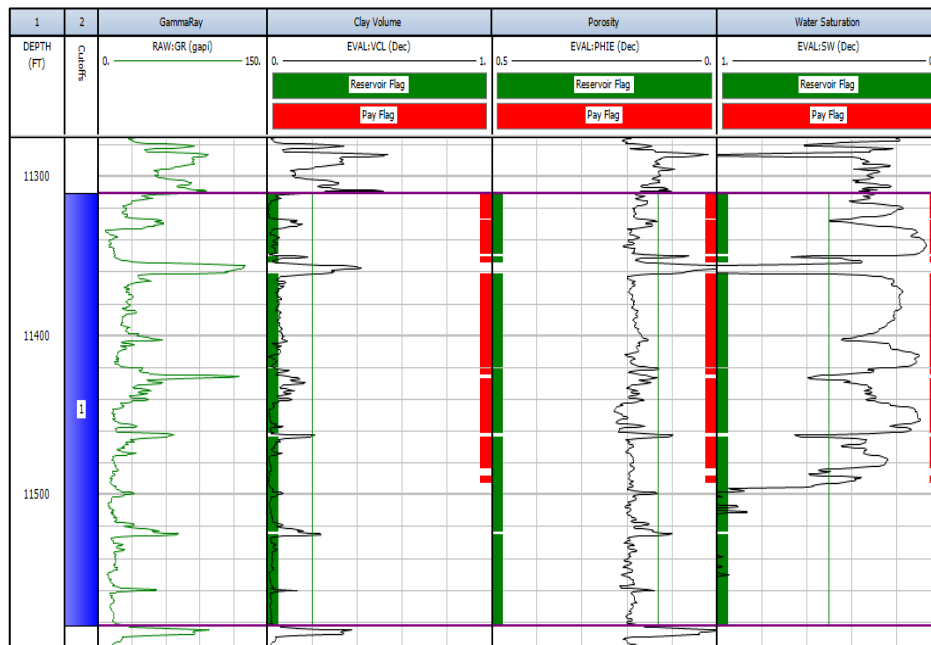
F.2 Rangos de Sw (Nano y Micro) por tipos de roca. POZO-2.



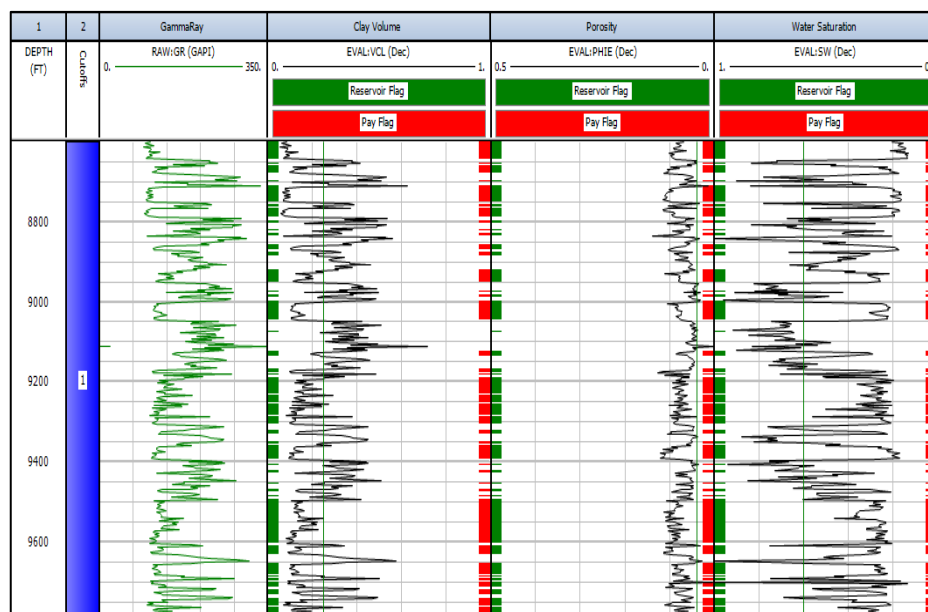
F.3 Rangos de Sw (Mega, Macro, Meso y Micro) por tipos de roca. POZO-3.

APÉNDICE G

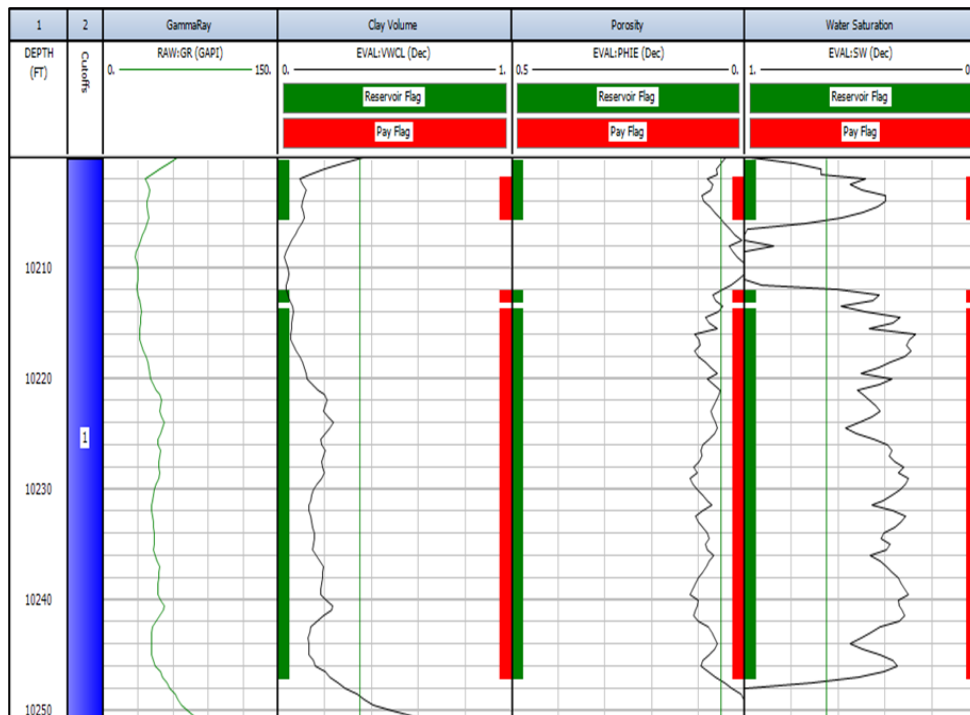
**Gráficos de espesores útiles de métodos convencionales
y por tipos de roca**



G.1 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Snyder. POZO-1

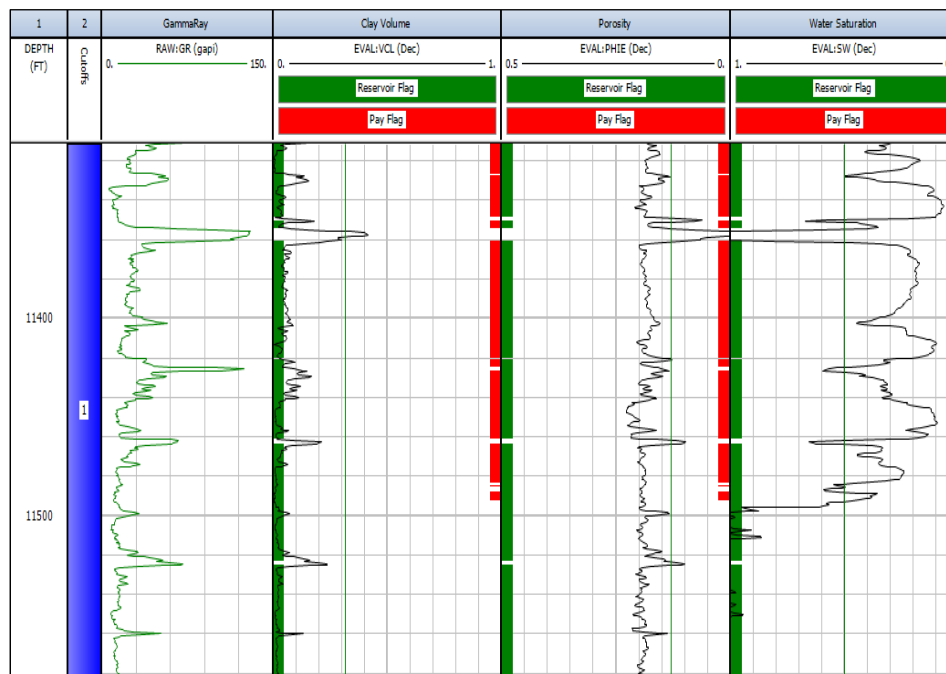


G.2 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Snyder. POZO-2



G.3 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Snyder. POZO-3

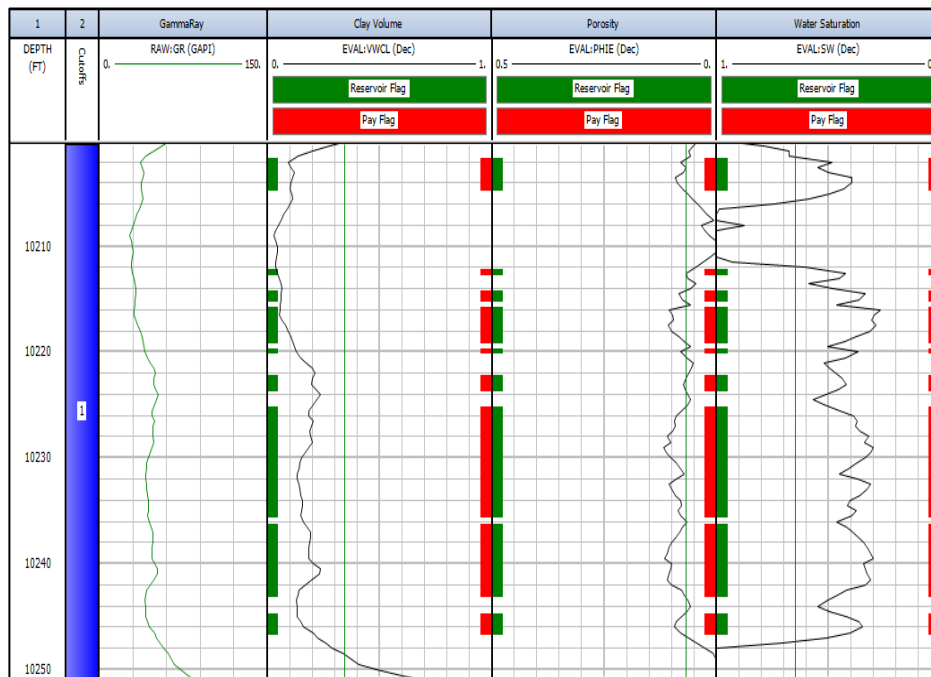
SNYDER



G.4 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Scribner modificado. POZO-1.

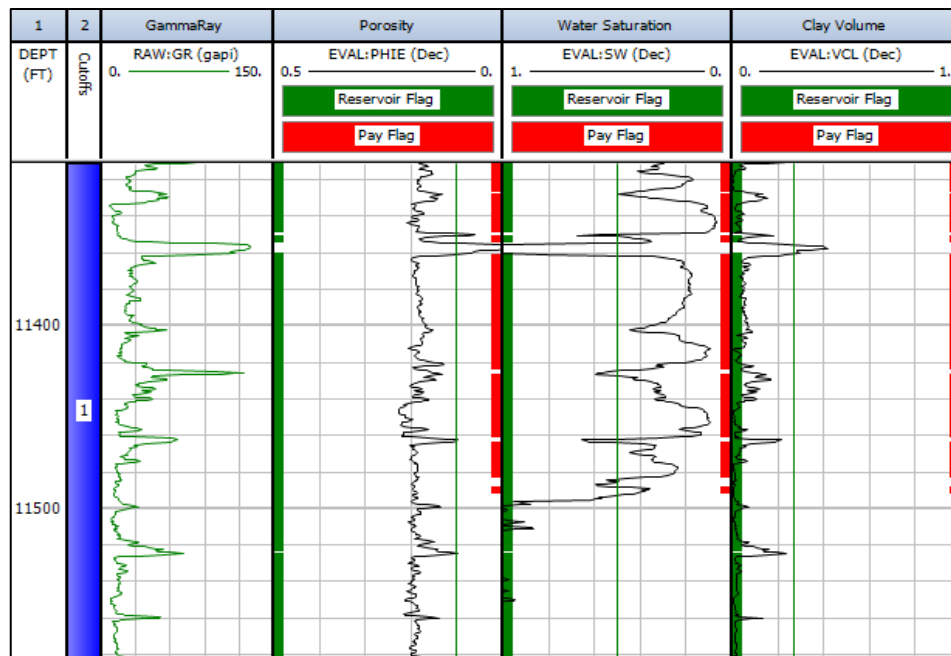


G.5 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Scribner modificado. POZO-2.



G.6 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Scribner modificado. POZO-3.

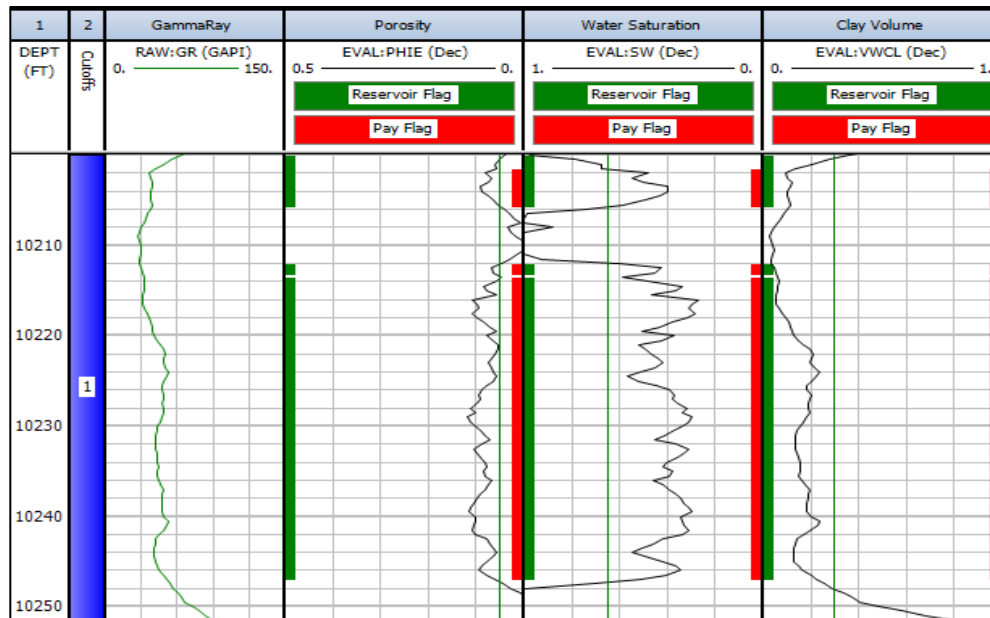
**SCRIBNER
MODIFICADO**



G.7 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Sheperd. POZO-1.

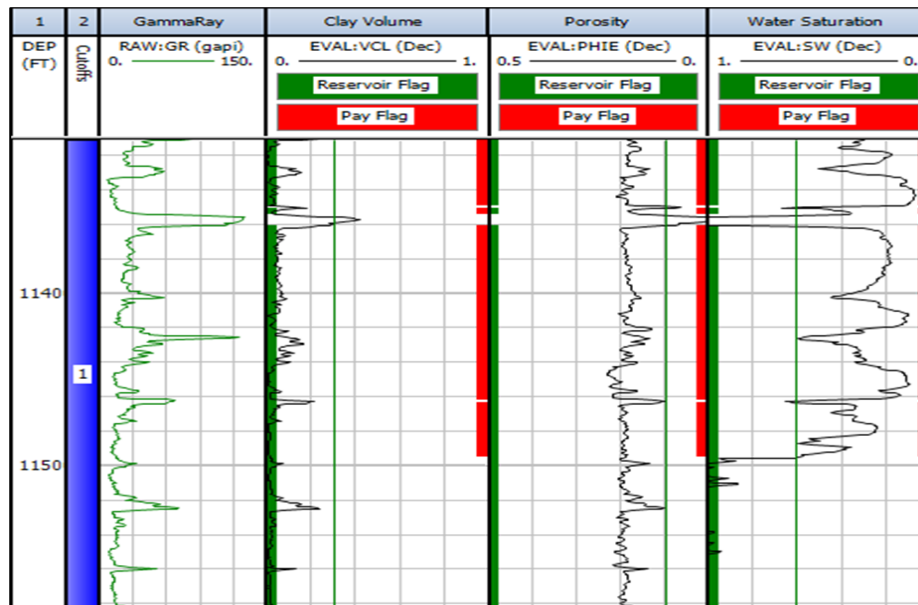


G.8 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Sheperd. POZO-2.

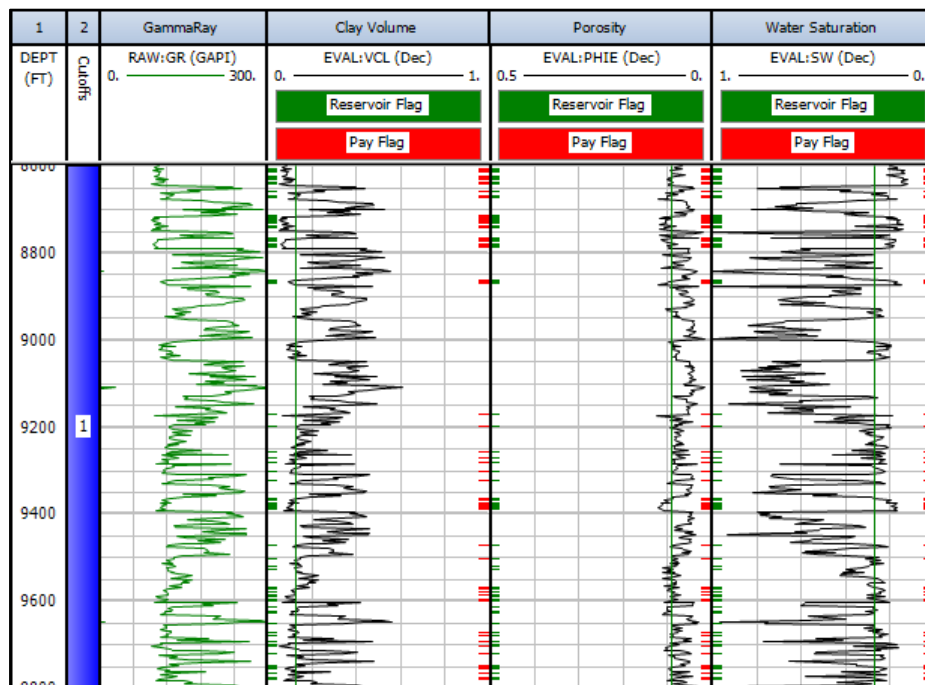


G.9 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Sheperd. POZO-3.

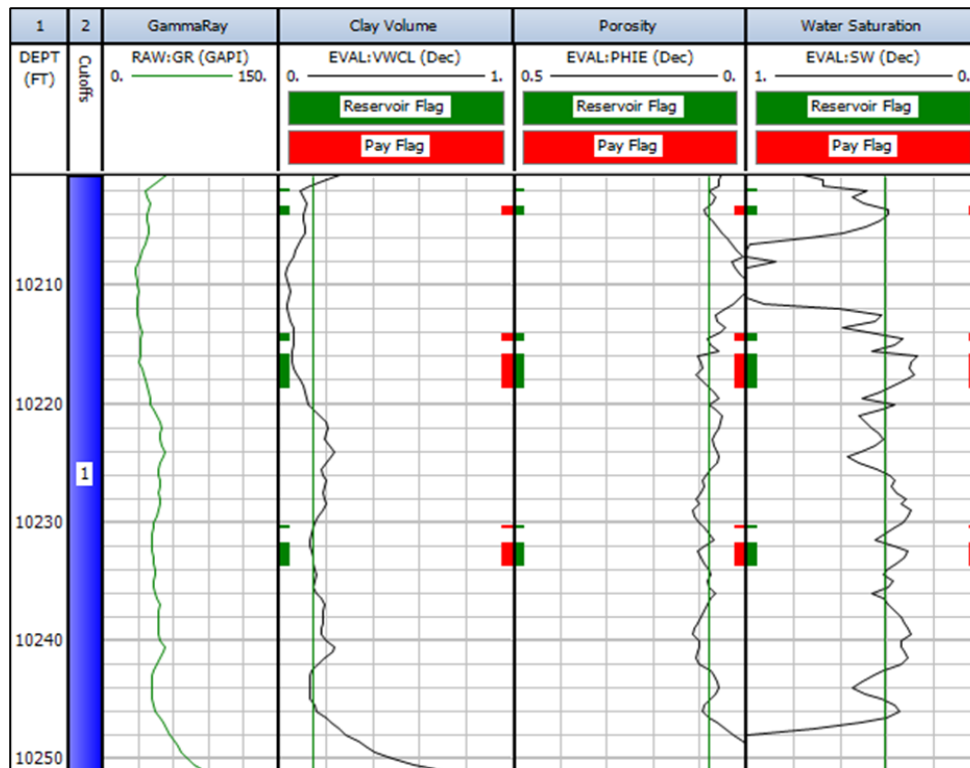
SHEPHERD



G.10 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Worthington y Consentino. POZO-1.



G.11 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Worthington y Consentino. POZO-2.



G.12 Gráfico de espesores útiles. Método convencional, Worthington y Cosentino. POZO-3.

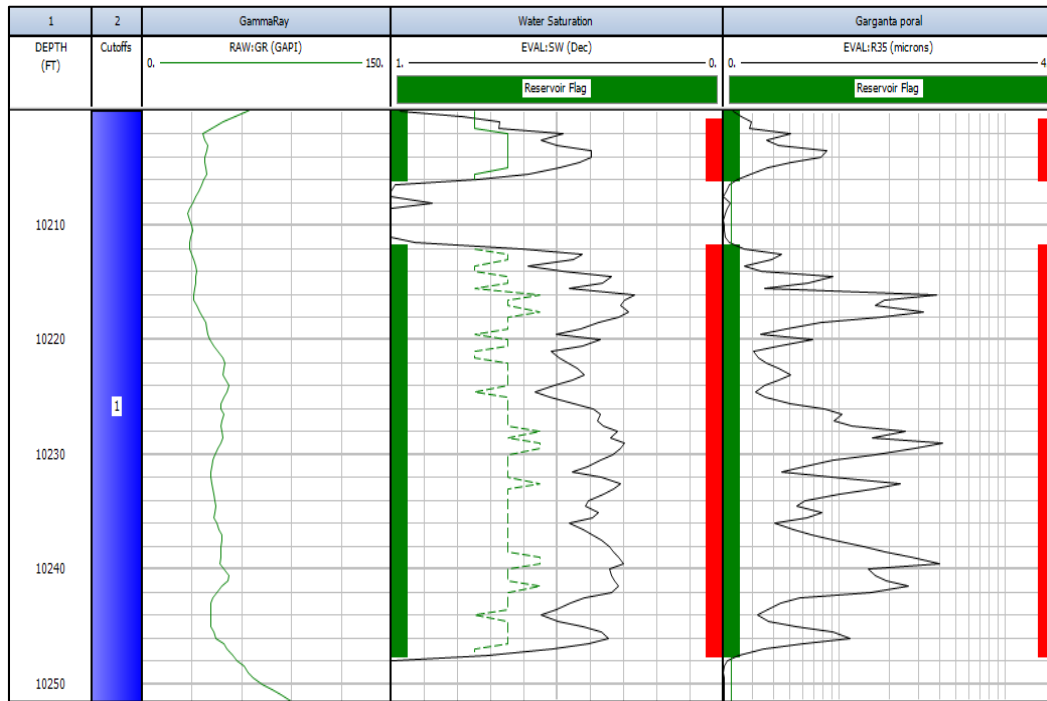
**WORTHINGTON Y
COSENTINO**



G.13 Gráfico de espesores útiles. Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO-1.



G.14 Gráfico de espesores útiles. Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO-2.



G.15 Gráfico de espesores útiles. Método por Tipos de Roca, Sw máxima. POZO-3.

TIPOS DE ROCA